

АО «НАЦИОНАЛЬНАЯ КОМПАНИЯ «КАЗМУНАЙГАЗ»

ТОО «КМГ ИНЖИНИРИНГ»

**СБОРНИК НАУЧНЫХ ТРУДОВ
ТОО «КМГ ИНЖИНИРИНГ»
ЗА 2025 ГОД**

№ 6 (24)

Астана, 2026

УДК
ББК
С

**АО «НАЦИОНАЛЬНАЯ КОМПАНИЯ «КАЗМУНАЙГАЗ»
ТОО «КМГ ИНЖИНИРИНГ»**

**СБОРНИК НАУЧНЫХ ТРУДОВ
ТОО «КМГ ИНЖИНИРИНГ» ЗА 2025 ГОД**

**Рекомендовано в печать Технико-экономическим советом
ТОО «КМГ Инжиниринг», протокол № 13 от 18 июня 2026 г.**

С Сборник научных трудов ТОО «КМГ Инжиниринг»/
Редакционный совет ТОО «КМГ Инжиниринг» – Астана, 2026, № 6(24). – 352 с.

ISBN

В настоящем сборнике представлены работы сотрудников ТОО «КМГ Инжиниринг» (далее – КМГИ), подготовленные по результатам деятельности за 2025 год. Ряд публикаций выполнен в соавторстве со специалистами дочерних и зависимых организаций (ДЗО), а также других организаций-партнёров.

Книга может быть полезна широкому кругу читателей, интересующихся вопросами нефтегазовой отрасли, представляет интерес для работников нефтегазодобывающей и нефтехимической отраслей, студентов, аспирантов, преподавателей.

УДК
ББК

ISBN

© ТОО «КМГ Инжиниринг», 2026

ПРЕДИСЛОВИЕ

Уважаемые читатели!

Вашему вниманию представляется «Сборник научных трудов ТОО «КМГ Инжиниринг», включающий 29 статей, подготовленных сотрудниками КМГИ, а в ряде случаев – в соавторстве с работниками ДЗО и других организаций, сотрудничающих с КМГИ. В сборник вошли результаты научно-исследовательской и производственной деятельности за 2025 год.

Материалы сборника разбиты на 8 разделов: «Геология», «Бурение» «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», «Техника и технология добычи», «Подготовка и переработка газа», «Физико-химические исследования флюидов и керна», «Экология и экономика», «Информационная технология».

Все статьи прорецензированы и рассмотрены на заседаниях Редакционного совета по подготовке Сборника трудов.

При подготовке этого сборника мы ставили задачу ознакомить работников группы компаний «КазМунайГаз» с достижениями специалистов в области геологии, разработки, техники и технологии добычи, бурения, исследований пластовых флюидов, экономики и экологии, чтобы эти работы помогли достичь более высоких, стабильных результатов в процессах разработки, бурения обустройства месторождений.

Мы надеемся, что работы данного сборника будут полезны как научным, так и инженерно-техническим работникам нефтедобывающей отрасли, а также студентам нефтяных вузов.

**Руководитель Редакционного совета
«Сборника научных трудов «КМГ Инжиниринг»
Р. Утеев**

Содержание

ГЕОЛОГИЯ

И. ИМАНҒАЛИҰЛЫ, Н.Қ. КАМАЛИ, А.Б. УРАЗОВА Сложности геомоделирования разломно-блоковых структур на примере месторождения Прикаспийского бассейна	8
А.А. ЫСҚАҚ, А.М. САЛИМҒЕРЕЕВ, Д.М. УРКЕНБАЕВ, Ж.У. ЕЛЕУБАЕВ, Ә.М. НҰРПЕЙІС, Е.Ш. ИСЛАМ, Д.Р. АБДУЛОВ, К.Г. САТЕНОВ Изучение возможности создания подземного хранилища для широких фракций лёгких углеводородов на месторождениях Западного Казахстана	18
Ш.О. НЫСАНҒАЛИЕВА Особенности ФЕС горизонта Ю-IIIТ по данным исследований керна месторождений Арыскупского прогиба Южно-Тургайского бассейна.....	46
А.А. КРУПИН, Б.Х. НҰҒМАНОВ, Е.В. АЛЕКСЕЕВА, А.Е. БАСАРБАЙ Особенности строения и нефтегазоносность глубокозалегающих палеозойских комплексов Южного Мангышлака	56
А.Е. БАСАРБАЙ, Е.В. АЛЕКСЕЕВА, М.С. ДЕМЕЕВА Интеграция фациального анализа и сейсмических данных на примере месторождения Восточный Жетыбай	71

БУРЕНИЕ

М.С. КУРБАНБЕКОВ, М.К. МУСТАФАЕВ, Б.И. БОШМАНОВ, К.Т. ЕРШИЕВ, А.Д. КУРМАНОВ, С.М. БОКЕНОВ, Д.Д. ГАБДРАСИЛОВ Эффективность технологии slim-hole при бурении скважин: опыт применения на месторождении Узень	82
С.А. ГУБАШЕВ, А.С. СИСЕНҒАЛИЕВ, Б.Ф. САБИРОВ, А.Ж. ШАГИЛЬБАЕВ, Д.Р. АБДРАХМАНОВ Улучшенная программа работ по цементированию эксплуатационной колонны.....	95

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

А.К. АБДУКАРИМОВ, А.А. ЕРҒАЛИЕВ, Н.Т. НҰҒМАН, Ж.К. АБЕЛЬДИНОВА Оценка эффективности закачки азота на карбонатных коллекторах горизонта КТ-II месторождения «Х»	104
С.Е. БАЙМЕНОВ, Е.Ж. САДЫКОВ, И.И. САЛИМҒАРАЕВ Гидродинамическое моделирование мер по снижению газового фактора и увеличению продуктивности скважины Х на месторождении «У»	113

ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ

О.К. САРБОПЕЕВ, Б.А. УТЕУОВ, Х.У. МУФТАХОВ, К.Ш. АЙТЖАНОВ
Эффективность применения системы видеоинспекций забоя/ствола
эксплуатационной колонны скважин при проведении ремонтных и аварийных
работ бригадами капитального ремонта скважин на месторождениях
АО «Озенмунайгаз» 124

С.О. КАУЛТАЕВ, А.В. ПРАПОРЩИКОВ, Т.М. СИСЕНБАЕВ
«Өзенмұнайгаз» АҚ кен орындары жағдайында шағын көлемді орталықтан
тепкіш электрлі сорғылар қондырғыларды пайдалану тәжірибесі мен
перспективалары 131

Р.Р. ШАРИПКУЛОВ, М.Ж. САЛИМГЕРЕЕВ, Д.Б. ЕРЖАНОВ
Практические результаты функционирования цифровой платформы
«Центр ОПИ» и итоги реализации опытно-промышленных испытаний
технологий в ДЗО АО НК «КазМунайГаз» 141

Б.С. МУСИН, Н.А. БАЙБАЗАР, Н.С. АНЕСОВ
Мониторинг и прогнозирование эрозионно-коррозионного износа
трубопроводов сточной воды системы ППД на месторождении Каражанбас... 153

ПОДГОТОВКА И ПЕРЕРАБОТКА ГАЗА

И.Т. ЕСПОЛОВ, Р.О. БУЛЕКБАЕВ, Г.С. КАМАРИДЕНОВА,
Ө.С. ТӨЛЕБАЙ, А.Т. БЕКМАГАНБЕТОВА, Д.Ж. САКТАГАНОВ
Анализ вариантов подготовки и переработки газа на месторождении X 162

И.Т. ЕСПОЛОВ, Г.С. КАМАРИДЕНОВА, А.Т. БЕКМАГАНБЕТОВА,
Ө.С. ТӨЛЕБАЙ, С.А. ЖУГИНИСОВА
Оценка возможности производства сжиженного природного газа
на месторождении в Мангистауской области 169

И.Т. ЕСПОЛОВ, А.Б. КАЙРАМБАЕВ, Ж.С. КАСЕНОВА,
Р.О. БУЛЕКБАЕВ, Ә.Ә. ЖУБАНОВ, Д.Б. ШАПАУОВА
Строительство газоперерабатывающего завода на базе месторождения
Х: технологическая конфигурация, баланс сырья, готовой продукции
и экономическая оценка 181

ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ФЛЮИДОВ И КЕРНА

М.Б. МАХМУТОВ, О.Б. САЕНКО, А.М. ЕЛЕФЕРЕНКО, Б.С. СЕРКЕБАЕВА
Влияние термобарических параметров и газосодержания на текучесть
пластового флюида 192

Е.Ш. СЕЙТХАЗИЕВ, Т.С. ДЖАРАСОВА, Р. РАХЫМБЕРДИ
Геохимическая характеристика и фингерпринтинг нефтей
месторождения Восточный Урихтау 203

К.О. ОРИНБАСАРОВ
Использование синергетического эффекта при смешении различных сортов
нефти для повышения эффективности деэмульсации 213

И.Т. ЕСПОЛОВ, Г.С. КАМАРИДЕНОВА, А.Т. БЕКМАГАНБЕТОВА, Ө.С. ТӨЛЕБАЙ, Г.Е. ДАБИСОВ, Ғ.М. МАХМУТОВ, С.А. ЖУГИНИСОВА Исследование возможности извлечения гелия на месторождении в Мангистауской области	220
--	-----

Е.М. ЖАУЫЛБАЕВ Разработка модифицированного дизайна выравнивания профиля приёмистости с применением лабораторных исследований.....	230
--	-----

ЭКОЛОГИЯ И ЭКОНОМИКА

Д.А. ДАУЛЕТБАКОВ, С.Е. ЖОЛДАЯКОВА Экспресс-метод оценки производства водорода, аммиака и метанола из нефтяных и природных углеводородных газов.....	248
---	-----

Г.Р. МУХАМБЕТАЛИЕВА Разработка нормативов времени на выполнение вышкомонтажных работ при бурении скважин на нефть и газ.....	256
--	-----

С.А. МУСАТОВ, А.М. МЫРЗАГАЛИНА Экономические вопросы интеграции возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в процессы нефтегазового сектора	263
--	-----

Р.Н. УТЕЕВ, А.М. САЛИМГЕРЕЕВ, Д.М. УРКЕНБАЕВ, М.М. САБУГАЛИЕВ, К.Г. САТЕНОВ, Г.Б. ҚАЛМАХАН, Б.Н. МАЖИТ, М.С. ҚЫНЫРТАЙ Анализ результатов предварительной оценки целесообразности строительства газохимического комплекса на месторождении «Х»	276
--	-----

А.М. КАСЫМБЕКОВА, М.Г. КОЖАХМЕТОВ Гибридная электростанция для электроснабжения объектов нефтяной промышленности	303
--	-----

И.Т. ЕСПОЛОВ, Г.С. КАМАРИДЕНОВА, Р.О. БУЛЕКБАЕВ, Ө.Ө. ЖУБАНОВ Подходы к модернизации и переориентации ТОО «КазГПЗ» в условиях изменения ресурсной базы.....	315
---	-----

Э.К. ИДРИСОВА, Д.Н. КЕҢЕСОВА, А.С. АУКЕНОВ Сравнительный анализ выбросов загрязняющих веществ нефтегазовой отрасли с предельными уровнями наилучших доступных техник.....	328
---	-----

Ғ.С. ӘБДІМАНАП, А.Н. АЛИМОВА, К.А. БОСТАНБЕКОВ, Р.Е. АБДРАХМАНОВ, Д. ӨРЕНҚЫЗЫ, Д.Б. НУРСЕЙТОВ Метод автоматизированного контроля использования средств индивидуальной защиты на производственных объектах с использованием компьютерного зрения	336
---	-----

ГЕОЛОГИЯ

СЛОЖНОСТИ ГЕОМОДЕЛИРОВАНИЯ РАЗЛОМНО-БЛОКОВЫХ СТРУКТУР НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПРИКАСПИЙСКОГО БАССЕЙНА

И. Иманғалиұлы, Н.Қ. Камали, А.Б. Уразова

В данной статье рассмотрены сложности при геологическом моделировании тектонически нарушенных структурных залежей на примере действующего месторождения на территории восточного борта Прикаспийского осадочного бассейна. Рассмотрены виды разломов, обзор структурно-тектонического строения района, ключевые источники сложностей, возникающих при интерпретации, построении структурного каркаса и дальнейшего моделирования разломных зон и блоковой структуры, а также их воздействия на точность прогноза геологического строения и пространственного распределения коллекторских свойств. В результате, предложены современные методы к уменьшению трудностей при построении геологической модели на месторождениях с тектоническими нарушениями.

Ключевые слова: разлом, 3D геологическая модель, Прикаспийский осадочный бассейн, доразведка, рифт, сброс, взброс, грид.

Введение

Согласно данным Американской ассоциации геологов нефтегазовой отрасли (далее – AAPG), распределение запасов нефти и газа в различных структурно-тектонических условиях отражает закономерности формирования углеводородных залежей в зависимости от геодинамического характера исследуемого района.

В мире насчитывается множество гигантских, средних нефтяных и газовых месторождений со сложной структурно-тектонической историей развития, суммарные извлекаемые запасы которых составляют миллионы баррелей в нефтяном или газовом эквиваленте.

Геологи из AAPG, классифицируют тектоническую обстановку месторождений, используя шесть упрощенных классов тектонической обстановки для осадочных бассейнов в этих регионах:

1. континентально пассивные окраины, граничащие с основными осадочными бассейнами;
2. континентальные разломы и лежащие над ними прогибы или впадины;
3. коллизионные границы (границы столкновения), образовавшиеся в результате столкновения двух континентов;
4. коллизионные границы, связанные с террейнами (равнинами), столкновением дуг и/или неглубокой субдукцией;
5. «страйк-слип» (сдвиговый);
6. границы субдукции, не затронутые крупными дугами или столкновениями континентов.

В результате, наибольшая доля запасов, до 49% приурочена к осадочным бассейнам континентально пассивных окраин (прибрежных). К континентальным разломам рифтовой зоны (линейные разломы) относится около 23%, однако, к коллизионным границам столкновения (континентально-дугообразный)

приходится 1% и 2% – к сдвиговым («страйк-слип»). По 12% и 13% распределение относится к столкновению дуг и неглубоким субдукции и складчатым разломным тектоническим условиям [1] (рис. 1).

В итоге условия образования практически всех мировых залежей нефти и газа связаны с различными структурно-тектоническими обстановками.

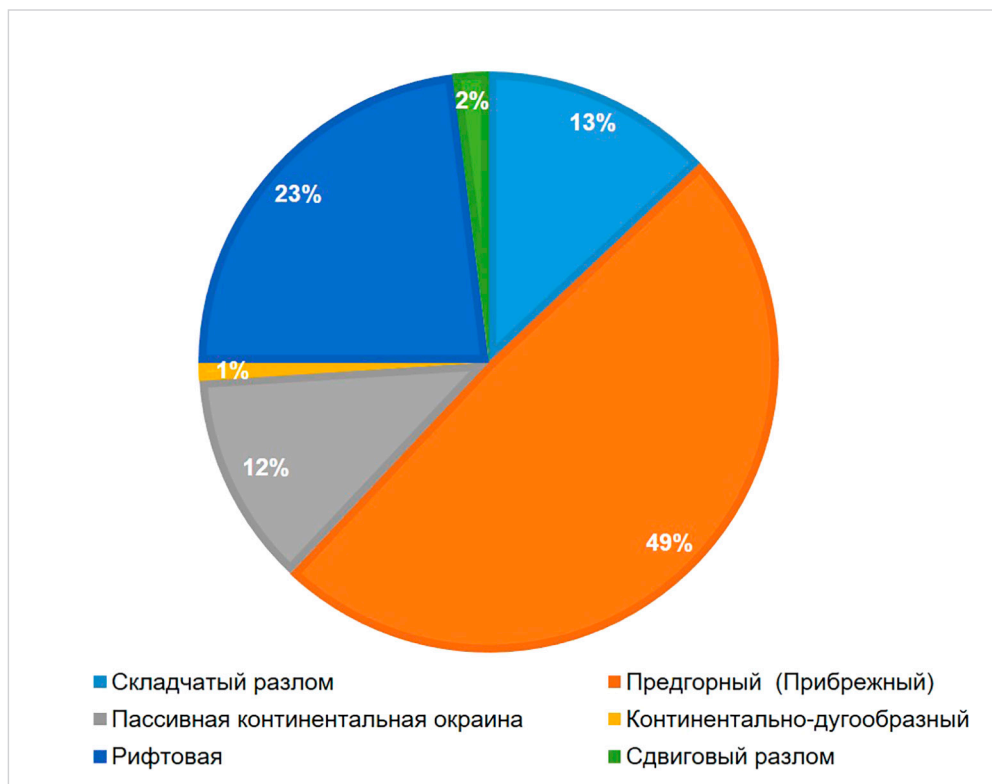


Рисунок 1. Процентное распределение запасов нефти и газа в различных тектонических условиях

В основном тектонические нарушения (разломы) возникают вследствие движения континентальных блоков и деформации земной коры под воздействием внутренней активности Земли. Эти процессы приводят к перемещению литосферных плит, создавая напряжения в горных породах.

Когда напряжение превышает предел плотности горных пород, происходит их разрушение, в результате чего формируются различные типы разломов (рис. 2).

Сброс – образуется при растяжении плит, один блок опускается вниз относительно другого;

Взброс – образуется при сжатии плит, один блок поднимается вверх и надвигается на другой блок;

Сдвиг – образуется при сдвиговых напряжениях, движение происходит вдоль разлома в разные стороны [2].

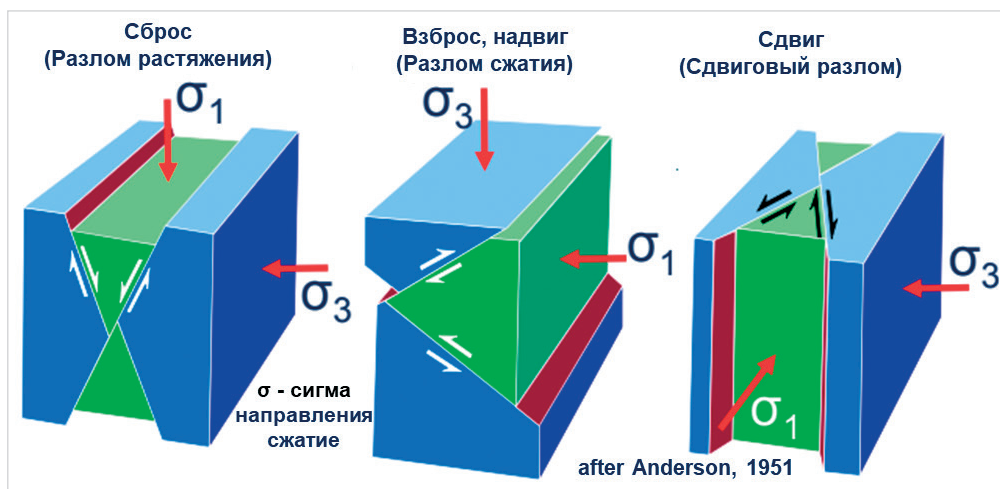


Рисунок 2. Примерные виды разломов (сброс, взброс, сдвиг)

Обзор структурно-тектонического строения

Исследуемое месторождение расположено в восточной части Прикаспийской впадины.

Согласно мнению авторов, кристаллический фундамент Прикаспийского бассейна сформирован в палеозое, в условиях складчатых процессов (к примеру, герцинская складчатость).

В структурно-тектоническом отношении месторождение сформировалось как зона перехода от глубокой части осадочного бассейна к более поднятым (континентальным) структурам, связанным с Урало-Мугоджарской складчатой системой.

Также немаловажно отметить, что в образовании восточного борта Прикаспийского осадочного бассейна важную роль сыграла соляная тектоника (галокинез).

Простыми словами, в земной коре соль не проявляет свойств твердых горных пород, а ведет себя как вязкое вещество, подобное густой пасте. Благодаря своей пластичности она способна деформироваться и изменять форму со временем, особенно при длительном воздействии давления. Это свойство приводит к возникновению процессов, известных как соляная тектоника.

В осадочном чехле Прикаспийской впадины выделяется три литолого-стратиграфических комплекса: *подсолевой, соленосный и надсолевой*.

Подсолевой комплекс вскрыт на всей территории востока Прикаспийского бассейна, представлен осадочными породами девона, карбона и нижней перми.

Соленосный комплекс сложен каменной солью кунгурского возраста, образующей многочисленные соляные массивы, валы и диапиры разнообразного строения и размеров, образованной в условиях изолированного бассейна, с интенсивным испарением соленых озер и воды. Местами мощность соли в куполах достигает 8-10 км и с уменьшениями в межкупольных зонах вплоть до полного выклинивания.

Надсолевые толщи представлены терригенными и, незначительными карбонатными породами верхнепермского, мезозойского и кайнозойского возрастов. Мощность варьируется от 10 метров на сводах куполов до нескольких тысяч метров в межкупольных зонах [3].



Рисунок 3. Схема восточного борта Прикаспийского осадочного бассейна

Одним из таких объектов является соляно-купольная структура изучаемого месторождения (рис. 4).

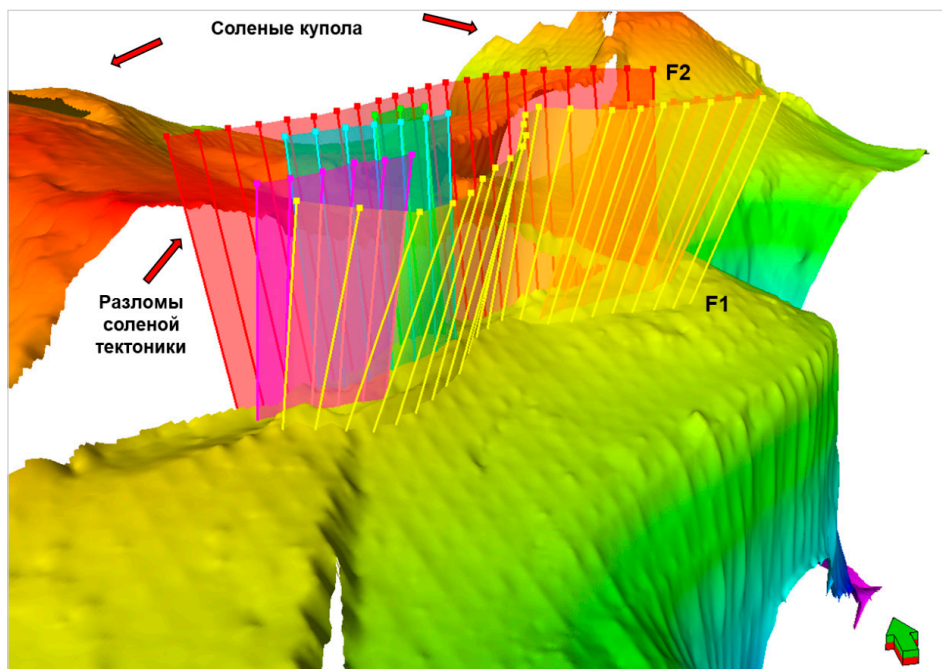


Рисунок 4. Верхняя граница солевых отложений

Поверхность соли в пределах участка изучения залегает на глубинах от 300 до 7000 м. В мульдах варьируется на глубинах от 3000 до 7000 м.

В структурном отношении месторождение представляет собой брахиантуклинальную складчатую структуру, вытянутую с юго-запада на северо-восток. Площадь структуры составляет по длинной оси 3,5 км, по короткой оси – 1,3 км.

В тектоническом отношении месторождение ограничено основными тектоническими нарушениями F, F₁, F₂ (разломы). С севера оно ограничено субширотным разломом F₂ амплитудой порядка 650 м, с северо-востока – субширотным разломом F₁, амплитуда которого незначительна. С юго-востока структура ограничена субмеридиональным разломом F, амплитуда которого в пределах 400-600 м (рис. 4).

Интерпретация и моделирование разломов

Интерпретация разломов выполнена в программном обеспечении (далее – ПО) Petrel компании Шлюмберже. На первом этапе собраны и проанализированы имеющиеся геолого-геофизические данные, такие как 3Д сейсмический куб, скважинные данные (отбивки, ГИС/РИГИС и т.д.).

Далее непосредственно был выполнен этап интерпретации разломов (*fault Interpretation*). Разломы выделяются из 3Д сейсмического куба, трассируются разломы через так называемые линии приема (*inline*) и перпендикулярные линии (*crossline*). В результате получены проинтерпретированные линии разлома (*fault sticks*) (рис. 5).

Каждому разлому соответственно присваивается имя и полученные разломы переводятся в этап моделирования.

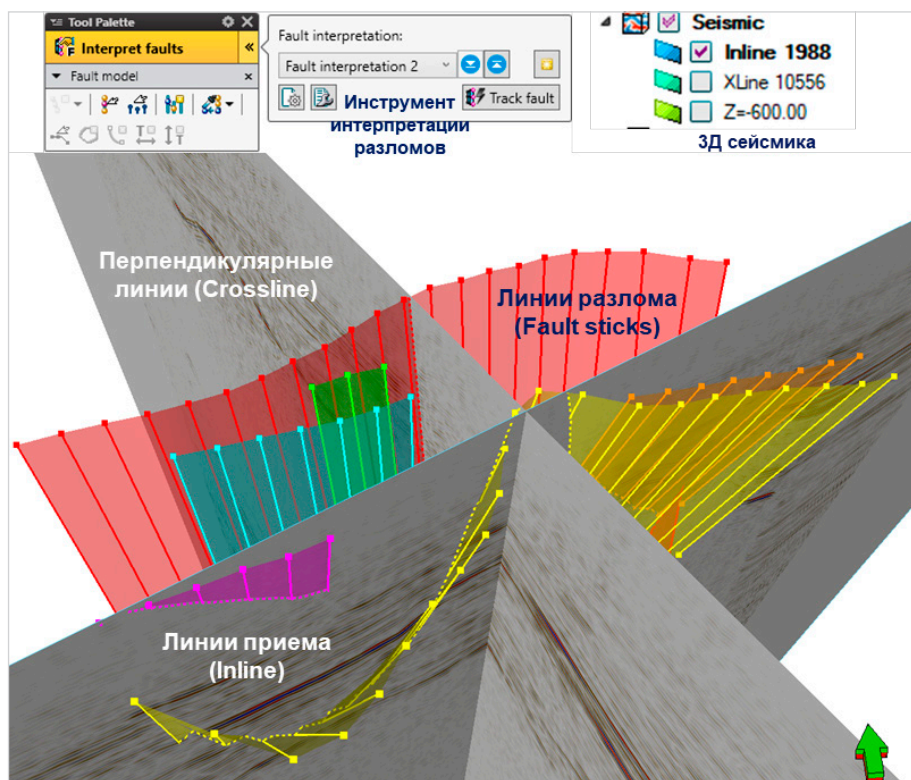


Рисунок 5. Этапы интерпретации разломов

В ПО Petrel существует два метода моделирования разломов (fault modeling). *Классический метод* (Corner Point Gridding) – самый распространенный вид создания модели разломов. Второй метод, *структурный каркас* (structural framework), который используется при созданиях объемных моделей.

Изучаемое месторождение является сложной геологической структурой с множеством разломов, которые местами друг с другом пересекаются.

Метод структурного каркаса (structural framework), не позволяет моделировать участки и зоны внутри нескольких горизонтов, что затрудняет процесс моделирования месторождений с высокой долей трещиноватости.

Поэтому, в нашей работе было использована классическая методика, данная методика более проста в использовании и более гибкая при корректировке первичных результатов интерпретации [4].

После вышеперечисленных работ выполнен этап построения каркасной сетки (pillar gridding). Выбран шаг 100x100 (increment) сетки ячеек грида, для корректного построения разломов в зонах геологического искривление и поворотов разломов.

Основные сложности при выборе метода моделирования разломов возникли по причине нарушения зон внутри основных разломов, которые местами пересекались между собой. Поэтому были пересмотрены первичные результаты

интерпретации разломов, подкорректированы разломы в зонах высоты поворота и угла падения (рис. 6) [4].

Результаты

После перечисленных выше работ получена корректная сетка грида с учетом имеющихся разломов.

В результате, как показано на рис. 6, разрывы между линиями разломов отсутствуют, каждый разлом разделяет сетку грида на отдельные блоки без ошибок, при этом сетка повторяет геометрию разломов и структуры, становится более плотной вдоль них и пропорционально распределяется в остальных зонах.

Кроме того, в гриде учтены как вертикальные, так и горизонтальные смещения разломов: слои корректно обрываются в разломных зонах, следуют структуре месторождения, межразломные зоны разделены согласно геометрии структуры (рис. 7).

Также построена структурная карта для проверки качества отображения изолиний с учетом разломов, локальных зон вдоль них и отсутствия геометрических ошибок, сравнены карты до использования разломов и после (рис. 8).

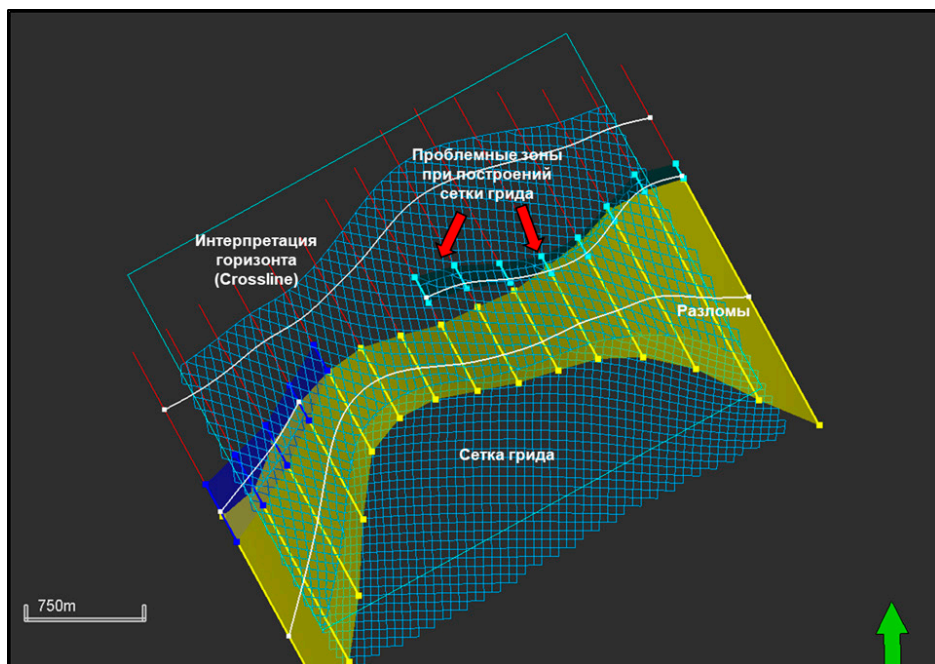


Рисунок 6. Контроль качества сетки грида

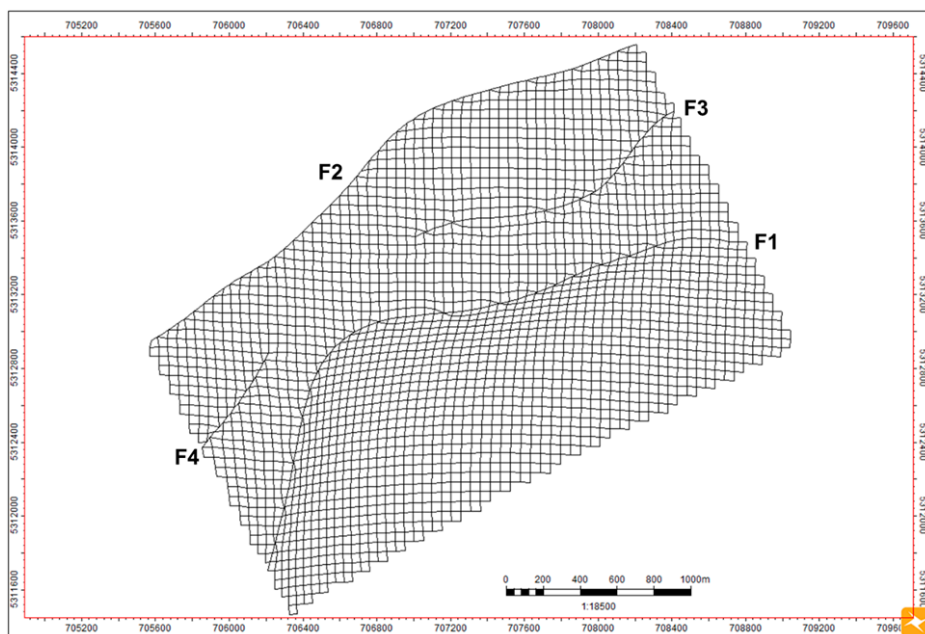


Рисунок 7. Сетка грида с учетом разломов

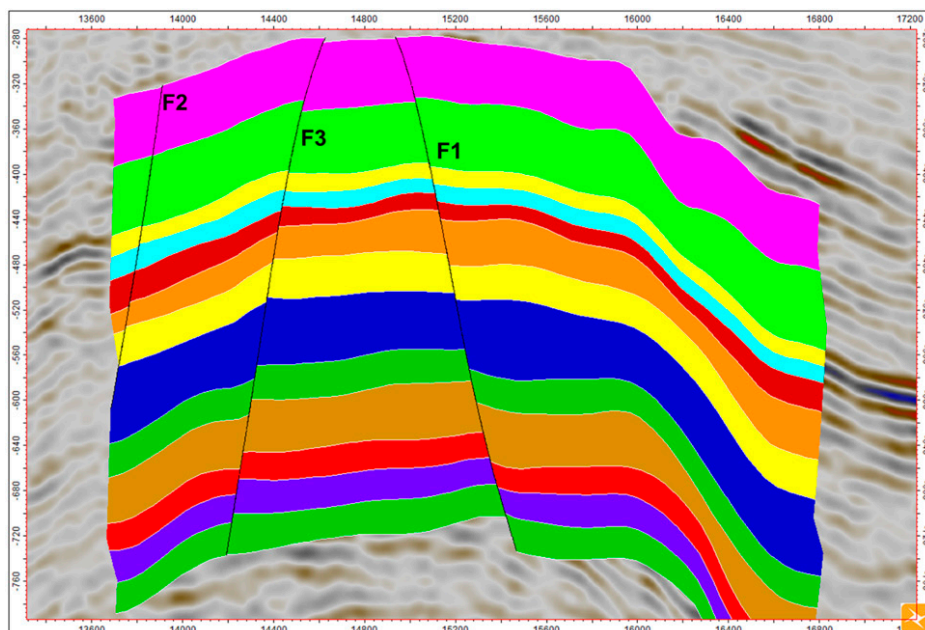


Рисунок 8. Сейсмический разрез с разломами и слоями

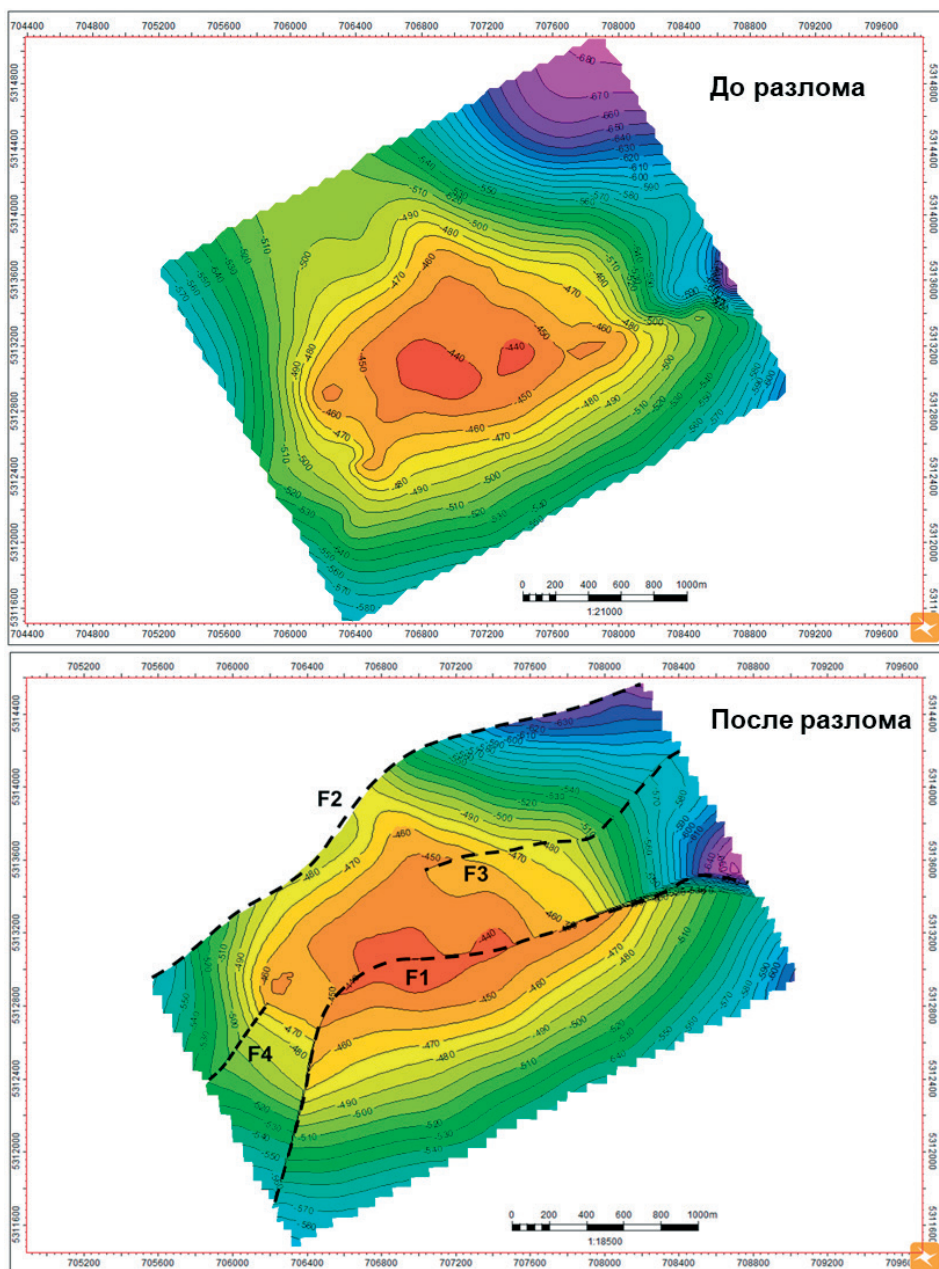


Рисунок 9. Структурные карты, построенные до использования разломов и после

Выводы

Геология восточного борта Прикаспийского осадочного бассейна отличается сложным строением, связанным с глубокими осадочными толщами и ступенчатыми блоковыми разломами.

Структурно-тектонический облик изучаемого месторождения в различные геологические эпохи претерпел множество изменений – от континентальных

движений плит и локальных столкновений горных толщ до проявлений соляной тектоники.

В связи с этим детальное и корректное моделирование структурно-тектонически сложных месторождений Прикаспийского осадочного бассейна играет важную роль при разведке, доразведке и разработке месторождений.

В результате выполненных работ проанализирована структурно-тектоническая история восточного борта Прикаспийского осадочного бассейна, собраны и изучены имеющиеся геолого-геофизические данные, выполнена интерпретация разломов, обоснован выбор оптимального шага сетки грида при построении структурной модели разломов, а также проведён контроль качества работ посредством построения геологических схем, карт и разрезов.

В заключение рекомендуется использовать описанную выше методику как пример подхода при геологическом моделировании структурно-тектонических месторождений и разведочных участков.

Список использованной литературы

1. Mann P., Gahagan L., Gordon M.B. Tectonic setting of the World's giant oil and gas fields. – American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, Oklahoma, US, 2011.
2. Anderson E.M. The dynamics of faulting and dike formation with application to Britain. Oliver and Boyd, 2nd Edition. – Edinburgh, Great Britain, 1951.
3. Абильхасимов Х.Б. Перспективы поисков нетрадиционных типов ловушек в пределах Прикаспийского осадочного бассейна. Институт геологических наук им. К.И. Сатпаева. – Нефть и газ. Алматы, 2025.
4. Построение усовершенствованной геологической модели месторождений на территории восточного борта Прикаспийского осадочного бассейна. – ТОО «КМГ Инжиниринг», Астана, 2025.
5. Кулумбетова Г.Е. Геодинамическая эволюция и прогноз нефтегазоносности восточного борта Прикаспийской синеклизы. – Казахский национальный исследовательский технический университет имени К.И.Сатпаева, Алматы, 2019.

КАСПИЙ МАҢЫ БАСЕЙНІНІҢ КЕН ОРНЫ МЫСАЛЫНДА АҚАУЛЫ-БЛОКТЫ ҚҰРЫЛЫМДАРДЫ ГЕОМОДЕЛЬДЕУДІҢ КҮРДЕЛІЛІГІ

І. Иманғалиұлы, Н.Қ. Қамали, А.Б. Оразова

Бұл мақалада Каспий маңы шөгінді бассейнінің шығыс бортындағы кен орнының мысалында, тектоникалық бөлшектегі құрылымдық кен орындарын геологиялық модельдеудегі қиыншылықтары қарастырылады. Құрылымдық жақтауды түсіндіру, құру және ақаулы аймақтар мен блоктық құрылымды одан әрі модельдеу кезінде туындайтын күрделіліктің негізгі көздері, сондай-ақ олардың геологиялық құрылымды болжау дәлдігіне және коллекторлық қасиеттердің кеңістіктік деңгейінде таралуына әсері қарастырылады. Нәтижесінде тектоникалық бұзылыстары бар кен орындарында геологиялық модельді құрастыру қиындықтарын азайтудың заманауи әдістері ұсынылды.

Түйінді сөздер: ақау, 3D геологиялық модель, Каспий маңы шөгінді бассейні, алдын ала барлау, рифт, кері жылжымалы ақау, қоғалысты ақау, тор.

Информация об авторах

Иманғалиұлы Ілияс – ведущий инженер управление доразведки, департамента геологоразведки, *I.Imangaliuly@kmge.kz*

Камали Нурлан Қабыкенұлы – ведущий инженер управление доразведки, департамента геологоразведки, *N.Kamali@kmge.kz*

Уразова Айгуль Бисенбаевна – старший инженер управление доразведки, департамента геологоразведки, *A.Urazova@kmge.kz*

ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Астана, Казахстан

ИЗУЧЕНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ СОЗДАНИЯ ПОДЗЕМНОГО ХРАНИЛИЩА ДЛЯ ШИРОКИХ ФРАКЦИЙ ЛЁГКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОГО КАЗАХСТАНА

**А.А. Ысқақ, А.М. Салимгереев, Д.М. Уркенбаев, Ж.У. Елеубаев,
Ә.М. Нұрпейіс, Е.Ш. Ислам, Д.Р. Абдулов, К.Г. Сатенов**

Представлена оценка возможности создания подземного хранилища широких фракций лёгких углеводородов (ШФЛУ) на месторождениях Западного Казахстана.

Рассмотрены природно-географические, геологические и гидрогеологические особенности района, влияющие на условия проектирования и эксплуатации подземного хранилища.

Выполнен анализ технологических рисков, связанных со строительством и эксплуатацией подземного хранилища ШФЛУ, включая вопросы устойчивости пород, герметичности резервуаров.

По результатам исследования выявлены потенциальные участки каменной соли, обладающие необходимыми характеристиками для создания подземных резервуаров. Установлено, что исследуемая территория обладает благоприятными геологическими предпосылками для реализации проекта.

Ключевые слова: ШФЛУ, подземное хранилище газа, кунгурские отложения, соляные толщи, геологические исследования, геофизические данные, подземные резервуары, геомеханические свойства.

Введение

Нефть, природный газ и продукты их переработки – одни из самых ценных энергетических ресурсов на планете. От них зависит не только уровень развития промышленности государства, но и быт подавляющего большинства граждан. Прежде, чем газ находит своего потребителя, он проходит целую цепочку этапов от добычи до транспортировки.

В топливно-энергетическом комплексе (далее – ТЭК) РК структура первичного энергопотребления с суммарной долей нефти, природного газа и продуктов их переработки составляет более 50% [1]. Это означает, что большая часть

энергетической потребности страны обеспечивается за счёт этих ресурсов. При этом неравномерный характер потребления газонефтепродуктов в условиях Казахстана объективно обусловлен географической разобщённостью районов добычи, переработки и их использования, совпадением по времени максимального спроса на топливо и на электро- и теплоэнергию, увеличением гарантированных экспортных поставок газонефтепродуктов, моральным и физическим старением существующих газонефтепроводов.

В реальных условиях сложившейся структуры промышленности и сельского хозяйства ТЭК остается ключевым звеном всей экономической системы государства. Поэтому обеспечение устойчивого и надёжного его функционирования является необходимым условием энергетической безопасности как отдельных регионов, так и государства в целом. Неоспоримую роль для устойчивого и надёжного функционирования ТЭК оказывают подземные хранилища газообразных и жидких углеводородов (далее – УВ).

Создание хранилищ газообразных и жидких УВ должно проводиться на основе новейших достижений науки и техники в этой области и с учётом обострения экологической ситуации окружающей среды. В наибольшей степени этим условиям отвечают подземные хранилища, создаваемые в пористых, проницаемых горных породах (для природного газа) и в отложениях каменной соли (для газов и жидкостей), которые обеспечивают лучшую защиту окружающей среды от вредного воздействия газонефтепродуктов, имеют высокую пожаровзрывобезопасность и защищенность от воздействия практически всех видов.

Для сглаживания пиковых нагрузок потребления газа чаще во всем мире используются подземные хранилища газа (далее – ПХГ), которые принимают газ, когда он добывается и поставляется по трубопроводам в больших количествах, чем требуется потребителям, и отдают, когда начинается период максимального спроса.

Наличие хранилищ – своего рода гарантия бесперебойности поставок газа промышленности и населению, а также его экспорта. Хранить газ может быть выгодно и с точки зрения наполнения бюджета. При наличии в ПХГ избыточных объёмов экономически выгодно купить газ летом, закачать его в них, а зимой выкачать и продать, т.к. из-за роста потребления стоит он значительно дороже.

В целом, система подземного хранения газонефтепродуктов должна быть направлена на выполнение следующих функций:

- регулирование сезонной неравномерности газопотребления и обеспечение давления в системе газоснабжения;
- хранение резервов газа на случай аномально холодных зим;
- регулирование неравномерности экспортных поставок газонефтепродуктов;
- обеспечение подачи газа в случае нештатных ситуаций в Единой системе газоснабжения;
- создание долгосрочных резервов газонефтепродуктов на случай форс-мажорных обстоятельств при добыче или транспортировке.

Анализ потребности в хранилищах газонефтепродуктов, обеспечивающих энергетическую безопасность страны, показал, что на ближайшую перспективу для различных регионов страны, присутствует крайняя необходимость в постройке подземных резервуаров в каменной соли и ПХГ в пористых структурах.

Кроме традиционных способов обеспечения надёжности функционирования ТЭК созданием подземных хранилищ газообразных и жидких УВ, в настоящее время разрабатываются способы аккумулирования других энергоносителей – водород, сжатый воздух и др.

Экономически выгодным является использование подземных резервуаров, созданных в каменной соли, в качестве установок промышленной подготовки нефти и газа [2]. Также экономически выгодным является захоронение углекислого газа в глубокие геологические структуры для уменьшения образования «парникового газа», сокращения количества выбросов в атмосферу.

В связи с этим проведено исследование различных участков, как потенциальных объектов для создания подземного хранилища углеводородов.

Методы исследований для обоснования подземного хранилища

Методами исследований являются:

- сейсморазведка;
- бурение одиночных скважин на потенциальные соляные купола;
- опробование их пробными откачками и нагнетаниями;
- геофизические исследования в скважинах;
- лабораторные исследования для изучения химического состава и физических свойств закачиваемого продукта для хранения;
- петрофизические свойства верхней части разреза и солей.

Общие сведения об участке

Исследуемый участок расположен в Макатском и Кызылкогинском районах Атырауской области Республики Казахстан. Ближайшими объектами являются пос. Макат и нефтяное месторождение Макат, а областной центр г. Атырау находится на расстоянии около 120 км (рис. 1).

Территория обеспечена транспортной и энергетической инфраструктурой, необходимой для проведения нефтепромысловых и геологоразведочных работ. Рельеф местности равнинный, климат резко континентальный, с жарким засушливым летом и холодной зимой. Район характеризуется слабым развитием гидрографической сети, низким количеством атмосферных осадков и полупустынным типом растительности. Экономика территории преимущественно связана с нефтегазовой отраслью.

Геологическое строение района работ

Исследуемая территория расположена в пределах Прикаспийской впадины, характеризующейся широким развитием соляных структур кунгурского возраста. Геологическое строение района обусловлено активным проявлением соляной тектоники, в результате которой сформировались многочисленные соляные купола и массивы, представляющие практический интерес для создания подземных хранилищ углеводородов.

Наибольшее значение для рассматриваемого проекта имеют кунгурские соляные отложения нижнепермского возраста, представленные преимущественно каменной солью с прослоями ангидритов и карбонатных пород. Соляные толщи характеризуются значительной мощностью и широким распространением, что создаёт благоприятные условия для формирования подземных резервуаров методом выщелачивания. Глубины залегания кровли соли и мощность соляных от-

района, определить глубины залегания кровли соли, мощность кунгурских соляных отложений и особенности развития соляных куполов.

Особое внимание было уделено участкам Жолдыбай, Макат, Доссор и Сагиз, для которых выполнены структурное моделирование и оценка условий залегания соляных массивов. Проведённая интерпретация геолого-геофизических данных позволила выделить наиболее перспективные структуры, обладающие благоприятными условиями для формирования подземных резервуаров в каменной соли.

Результаты исследований подтверждают перспективность выделенных участков для дальнейшего изучения возможности создания подземного хранилища ШФЛУ и необходимость проведения дополнительных инженерно-геологических и геофизических работ.

Гидрогеологические условия и характеристика водоносных горизонтов в районе работ

Район исследований расположен в южной части Прикаспийского артезианского бассейна, гидрогеологическое строение которого осложнено широким развитием соляных куполов. Гидрогеологические условия территории определяются особенностями геологического строения, климатическими факторами и наличием мощных соленосных отложений кунгурского возраста.

В пределах исследуемой территории распространены водоносные горизонты четвертичных, меловых, юрских и пермо-триасовых отложений. Подземные воды преимущественно характеризуются высокой минерализацией и относятся к рассолам хлоридно-натриевого состава. В верхней части разреза преобладают минерализованные воды, а в глубоких горизонтах распространены высокоминерализованные рассолы.

Наибольший практический интерес представляют альб-сеноманский, аптский, неокомский и пермо-триасовый водоносные комплексы. Водоносные горизонты характеризуются низкой и средней водообильностью, а также ограниченной проницаемостью водовмещающих пород. Важную роль в гидрогеологическом строении района играют водоупорные толщи, представленные глинистыми, мергелистыми и соленосными породами, обеспечивающими изоляцию водоносных горизонтов и герметичность соляных массивов.

Анализ гидрогеологических условий показал, что исследуемая территория обладает относительно благоприятными условиями для размещения подземного хранилища ШФЛУ. Наличие мощных соленосных толщ и водоупорных комплексов способствует снижению рисков миграции флюидов и обеспечивает устойчивость подземных резервуаров. Вместе с тем для окончательной оценки гидрогеологических рисков требуется проведение дополнительных инженерно-гидрогеологических исследований.

Подземные хранилища жидких углеводородов

Развитие технологий подземного хранения жидких углеводородов связано с необходимостью обеспечения надёжного и безопасного хранения углеводородного сырья и продуктов его переработки. Наиболее эффективными природными средами для создания подземных резервуаров являются каменная соль, гипс, ангидрит, известняки и другие устойчивые горные породы, обладающие необходимыми прочностными и изоляционными свойствами.

Наиболее широкое распространение для хранения жидких углеводородов получили подземные резервуары, создаваемые в отложениях каменной соли

методом выщелачивания. Каменная соль характеризуется низкой проницаемостью, высокой герметичностью, пластичностью и способностью к самозалечиванию трещин, что обеспечивает устойчивость подземных каверн и минимизирует риск утечки хранимого продукта.

В зависимости от фильтрационно-ёмкостных свойств горных пород подземные хранилища подразделяются на хранилища в непроницаемых, трещиноватых и проницаемых породах. Технологические особенности строительства и эксплуатации таких хранилищ определяются геологическим строением и физико-механическими свойствами вмещающих пород. Классификация подземных хранилищ жидких продуктов приведена на рис. 2.



Рисунок 2. Классификация подземных хранилищ жидких продуктов

Хранилища в непроницаемых горных породах. Для строительства подземных хранилищ жидких углеводородов используются непроницаемые горные породы, обладающие достаточной прочностью и герметичностью. Создание подземных резервуаров осуществляется преимущественно методом подземного растворения пород через буровые скважины, а в случае невозможности применения данной технологии – горнопроходческим способом.

Среди непроницаемых пород наиболее перспективной для сооружения подземных хранилищ является каменная соль, обладающая высокой герметичностью, низкой проницаемостью и устойчивостью при длительной эксплуатации [3].

Подземные хранилища в отложениях каменной соли. Каменная соль является одной из наиболее благоприятных сред для создания подземных храни-

лиц углеводородов благодаря высокой герметичности, низкой проницаемости, незначительному содержанию влаги и способности к самозалечиванию трещин. Соляные массивы обычно перекрываются слабопроницаемыми породами-водоупорами, что обеспечивает дополнительную изоляцию подземных резервуаров [4].

Подземные хранилища в каменной соли создаются методом подземного растворения соли через вертикальные буровые скважины. Хранилище включает подземную выработку-ёмкость, эксплуатационные скважины и оборудование для закачки, хранения и отбора продукта. Принципиальная схема подземного хранилища представлена на рис. 3.

В зависимости от требуемого объёма хранения хранилище может состоять из одного или нескольких резервуаров, размещаемых в различных типах соляных залежей, включая пластовые и купольные структуры.

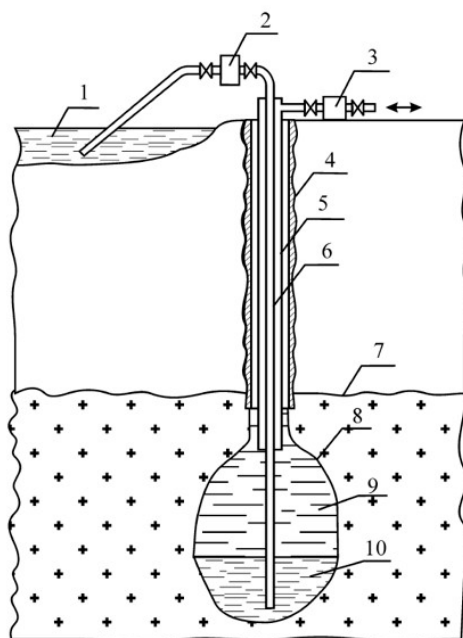


Рисунок 3. Принципиальная технологическая схема подземного хранилища в каменной соли

- 1 – хранилище рассола; 2 – насосная на линии рассолопровода;
 3 – насосная на линии продуктопровода; 4 – основная обсадная колонна;
 5 – внешняя подвесная колонна; 6 – центральная подвесная колонна;
 7 – кровля соляного пласта; 8 – выработка-ёмкость; 9 – хранимый продукт; 10 – рассол

При размещении подземных резервуаров в каменной соли необходимо обеспечивать достаточную площадь соляной залежи с сохранением целиков между соседними выработками и боковыми границами соляного массива.

Строительство подземных хранилищ методом растворения соли через буровые скважины требует соблюдения ряда условий, включая наличие достаточной мощности соляной залежи, необходимой глубины залегания, источников воды для выщелачивания и возможности удаления образующегося рассола. Минимальная мощность соляного пласта для размещения подземных резервуаров должна составлять не менее 10 м.

Минимальная глубина заложения кровли подземного резервуара определяется расчётным путём и зависит от допустимого эксплуатационного давления и плотности вышележащих пород:

$$H_{min} = \frac{P_{max}}{\eta * \rho_n * g} + a, \quad (1)$$

где P_{max} – максимально допустимое эксплуатационное давление, Па, принимаемое на уровне башмака основной обсадной колонны; $\eta = 0,85$ – коэффициент надёжности по нагрузке; a – длина необсаженной части скважины, м; ρ_n – усреднённая плотность пород, залегающих выше башмака основной обсадной колонны, кг/м³; n – число слоев; g – ускорение свободного падения, м/с².

Подземные резервуары могут размещаться на одном или нескольких уровнях в зависимости от мощности и морфологии соляной залежи. Принципиальные объёмно-планировочные схемы подземных хранилищ представлены на рис. 4.

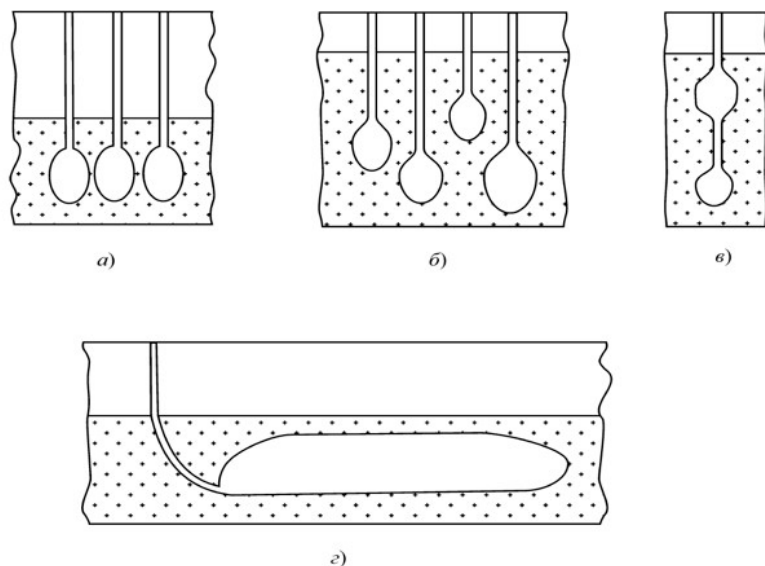


Рисунок 4. Принципиальные объёмно-планировочные схемы хранилищ, укомплектованных подземными резервуарами, сооружаемыми в каменной соли
а) выработки-ёмкости, расположенные на одном уровне; б) выработки-ёмкости, расположенные на различных уровнях; в) двухъярусный резервуар с одной вертикальной скважиной; г) резервуар тоннельного типа

Размещение резервуаров на разных уровнях позволяет повысить эффективность эксплуатации хранилища и рационально использовать мощность соляной залежи. Двухъярусные резервуары обычно создаются в мощных соляных пластах или в залежах, разделённых нерастворимыми породами.

Подземные хранилища газообразных углеводородов

Подземные хранилища газообразных углеводородов сооружаются в районах потребления газа и вдоль магистральных газопроводов. Хранилища различаются по назначению, технологии строительства и эксплуатации, а также по типу горных пород, в которых они создаются [5].

По экранирующим свойствам пород ПХГ подразделяются на хранилища в проницаемых и непроницаемых горных породах. Для хранения больших объёмов газа и регулирования сезонной неравномерности газопотребления используются хранилища в проницаемых пластах – в истощённых газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождениях, а также в водоносных пластах.

В непроницаемых породах ПХГ создаются преимущественно в каменной соли. Такие хранилища отличаются высокой герметичностью и являются наиболее эффективным средством покрытия пикового спроса на газ.

Подземные хранилища, создаваемые в отложениях каменной соли

Если ПХГ в пористых структурах предназначены главным образом для сглаживания сезонной неравномерности газопотребления, то ПХГ в каменной соли используются преимущественно для покрытия пиковых нагрузок благодаря высокой производительности отбора газа.

Развитие технологий подземного хранения в каменной соли стало возможным благодаря изучению физико-механических свойств соляных пород и совершенствованию методов подземного растворения соли. Каменная соль обладает высокой герметичностью и устойчивостью, не влияет на качество хранимого газа и позволяет создавать резервуары значительного объёма.

Мировой опыт показывает высокую эффективность соляных ПХГ. Наиболее развитая сеть таких хранилищ создана в США и странах Европы, где они используются как для покрытия пикового спроса, так и для регулирования газопотребления [6]. Высокая цикличность эксплуатации обеспечивает возможность многократных закачек и отборов газа в течение года. В России развитие ПХГ в каменной соли связано с необходимостью увеличения суточной производительности отбора газа для обеспечения внутренних и экспортных поставок.

ПХГ в каменной соли включают технологические скважины, подземные резервуары, системы подачи воды и отвода рассола, компрессорные и газоподготовительные установки, а также системы контроля и управления.

Создание подземных резервуаров осуществляется методом растворения соли через буровые скважины. При этом форма и размеры выработки определяются технологией подачи растворителя и организацией отвода рассола.

Основными схемами растворения каменной соли являются противоточная, прямоточная, послойная и комбинированная схемы.

Противоточная схема обеспечивает быстрое насыщение рассола, однако может приводить к неравномерному развитию выработки. Прямоточная схема способствует более равномерному формированию каверны, но отличается меньшей концентрацией выдаваемого рассола. Современные технологии основаны преимущественно на послойной и комбинированной схемах растворения, обеспечивающих управляемое формирование подземных резервуаров и повышение устойчивости выработок. Управление формообразованием выработок-ёмкостей осуществляется за счёт:

- регулирования расхода растворителя;
- изменения уровня нерастворителя;
- изменения положения рабочих колонн;
- организации режимов подачи растворителя и отвода рассола.

Современные технологии позволяют создавать подземные резервуары различного объёма и формы с обеспечением необходимой устойчивости и эксплуатационной надёжности.

Принципиальная технологическая схема эксплуатации подземного хранилища природного газа, созданного в отложениях каменной соли, приводится на рис. 5.

После завершения первоначального заполнения подземного резервуара природным газом переходят к процессу удаления центральной подвешной колонны. Такое решение обосновано тем, что центральная подвешная колонна завершила выполнение своего назначения по удалению строительного рассола из резервуара, и в дальнейшем она не принимает участия в процессе эксплуатации подземного хранилища. Удаление центральной колонны позволит освободить внешнюю подвешную колонну и, следовательно, увеличить проходное сечение скважины.

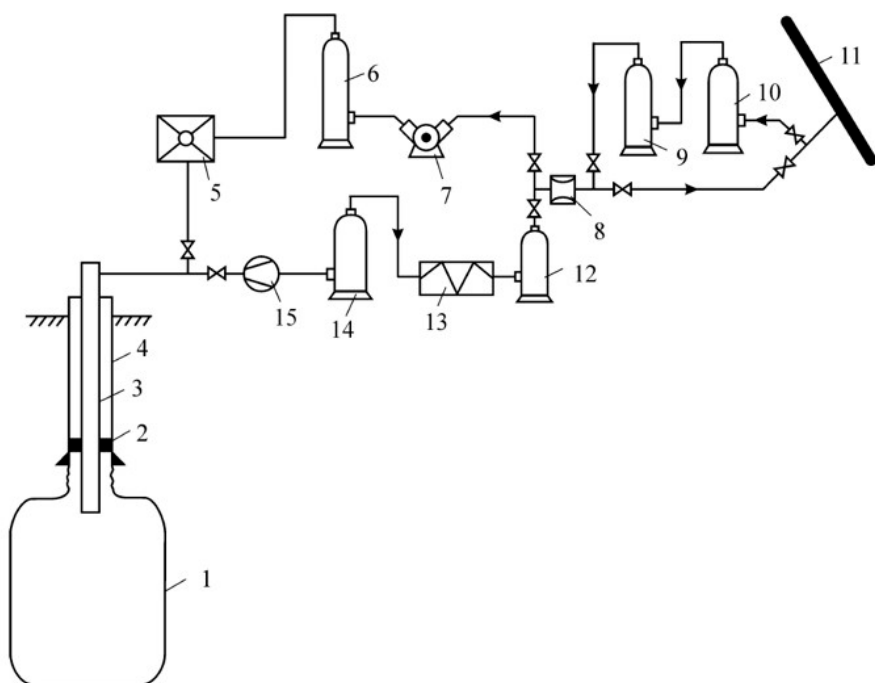


Рисунок 5. Принципиальная технологическая схема эксплуатации подземного хранилища природного газа

- 1 – подземный резервуар; 2 – пакер; 3 – подвешная колонна; 4 – обсадная колонна;
 5 – холодильник; 6 – маслоотбойник; 7 – компрессор; 8 – узел замера газа;
 9 – фильтр-сепаратор; 10 – пылеуловитель; 11 – магистральный газопровод;
 12 – установка осушки газа; 13 – теплообменник; 14 – сепаратор;
 15 – узел дросселирования

Закачка и отбор природного газа в зависимости от режима эксплуатации могут осуществляться как в отдельный резервуар, так и в группу резервуаров. При закачке природный газ из магистрального газопровода (11) по газопроводу-отводу поступает на площадку подземного хранилища. При недостаточном давлении газа для его транспортировки сооружается промежуточная компрессорная станция.

На площадке хранилища газ очищается от механических (10) и жидкокапельных (9) примесей, проходит узел замера расхода газа (8) и направляется

на компрессорную станцию (7). После компримирования газ проходит через маслоотделитель (6), охлаждается в холодильнике (5) и по подвесной колонне (3) закачивается в подземный резервуар. Межтрубное пространство обсадной колонны (4) и подвесной колонны (3) герметизируется пакером (2) и заполняется антикоррозионной жидкостью.

Отбор газа из резервуара осуществляется по подвесной колонне (3). Перед подачей в магистральный газопровод (11) газ проходит подготовку, включающую дросселирование в узле (15), сепарацию в сепараторе (14), подогрев в теплообменнике (13), осушку в установке осушки газа (12) и замер расхода в узле (8). После подготовки газ по газопроводу-отводу подаётся в магистральный газопровод (11).

В процессе закачки при известном давлении газа на устье скважины давление на уровне башмака обсадной колонны определяется по формуле:

$$P_y^2 * e^a - P_3^2 = \frac{\lambda * M^2 * \zeta * R * T * H}{F^2 * D} * \frac{e^a - 1}{a}, \quad (2)$$

где P_y – давление газа на устье скважины, МПа; P_3 – давление газа на уровне башмака обсадной колонны, МПа; λ – коэффициент гидравлического сопротивления; M – массовый расход газа, кг/ч; ζ – коэффициент сжимаемости; R – газовая постоянная; T – температура газа, К; H – глубина скважины, м; F – площадь поперечного сечения трубы, м²; D – диаметр скважины, м; a – безразмерный коэффициент, учитывающий влияние глубины скважины, температуры и сжимаемости газа на распределение давления по стволу скважины.

При отборе газа из резервуара используется формула (3):

$$P_3^2 - P_y^2 = \frac{\lambda * M^2 * \zeta * R * T * H}{F^2 * D} * \frac{1 - e^a}{a}, \quad (3)$$

Эксплуатационная скважина подземного резервуара состоит из обсадной и подвесной рабочих колонн. Межтрубное пространство изолируется пакером и заполняется ингибитором коррозии, а его верхняя часть – газообразным азотом под давлением 1 МПа для предотвращения поступления воздуха.

Эксплуатационная колонна устанавливается ниже кровли выработки-ёмкости, а в её составе предусматривается клапан-отсекатель для предотвращения аварийных выбросов газа. Также эксплуатационная колонна включает ингибиторный клапан, ниппель для установки пробок и разъединитель колонны.

Компоновка устьевого оборудования представлена на рис. 6. Устьевое оборудование обеспечивает первоначальное заполнение резервуара, удаление подвесной рассольной колонны, а также закачку и отбор природного газа в эксплуатационном режиме.

Возможные участки для технологического проектирования подземного хранилища

Участок Жолдыбай

Участок расположен в Макатском районе Атырауской области, в 18 км к северо-востоку от ж/д ст. Макат и в 160 км к северо-востоку от областного центра г. Атырау. В орографическом отношении площадь представляет собой слабовсхолмленную равнину, занятую многочисленными сорами. Климат района резко континентальный, с малым количеством осадков, холодной и ветреной зимой и сухим, жарким летом. Связь с областным центром г. Атырау и другими

населенными пунктами осуществляется по железной дороге и по асфальтированной дороге.

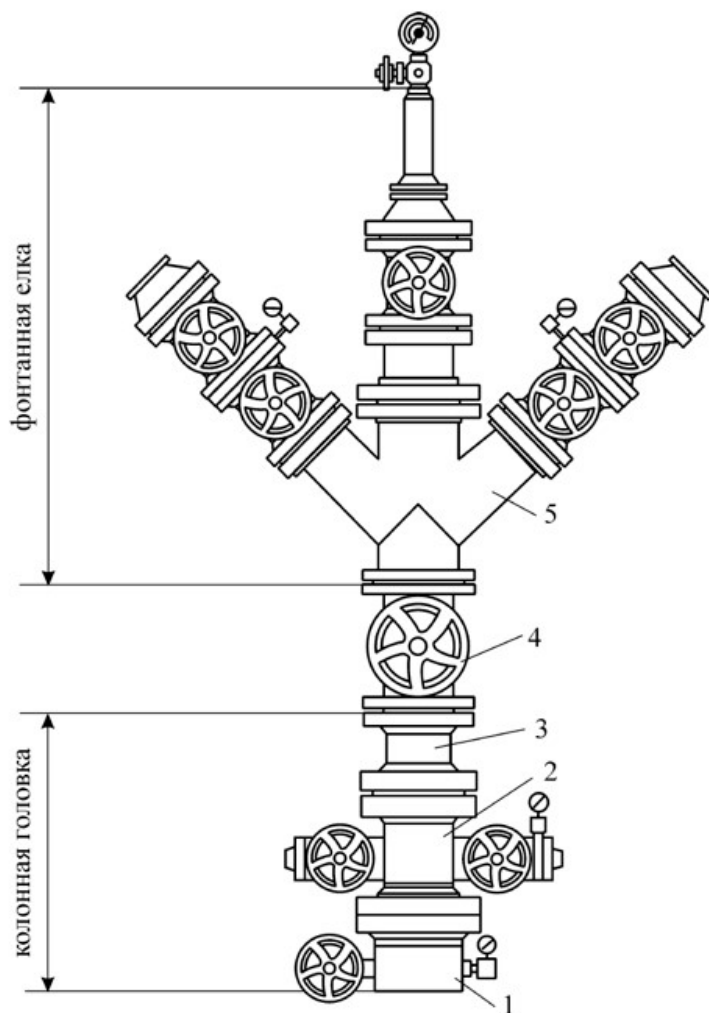


Рисунок 6. Устьевое оборудование скважин подземных резервуаров для хранения природного газа

1 – однофланцевая колонная головка; 2 – двухфланцевая колонная головка;
3 – адаптер; 4 – шаровой кран; 5 – трубная головка V-образная

Однофланцевая резьбовая колонная головка (1) обвязывает верхние концы промежуточной и основной обсадной колонн. В клиновой подвеске двухфланцевой колонной головки (2) подвешивается эксплуатационная колонна. На верхнем фланце адаптера (3) устанавливается шаровой кран (4), предназначенный для перекрытия центрального сечения эксплуатационной колонны. На верхнем фланце шарового крана закреплена V-образная трубная головка. К фланцам боковых отводов трубной головки подсоединены задвижки.

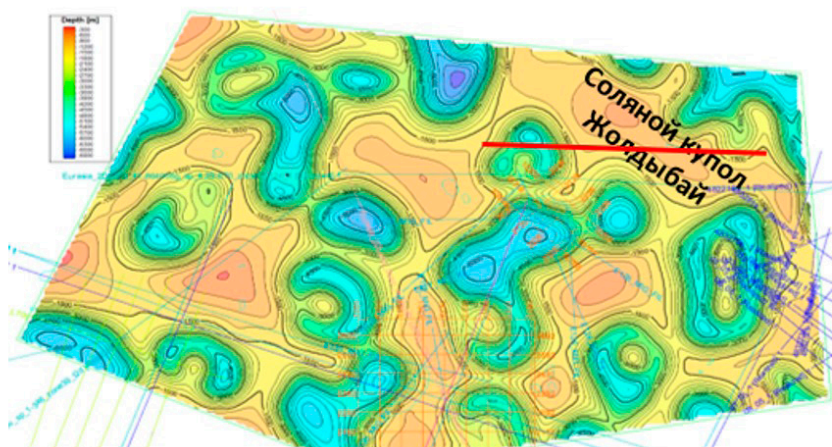


Рисунок 7. Схематическая структурная карта по кровли соли

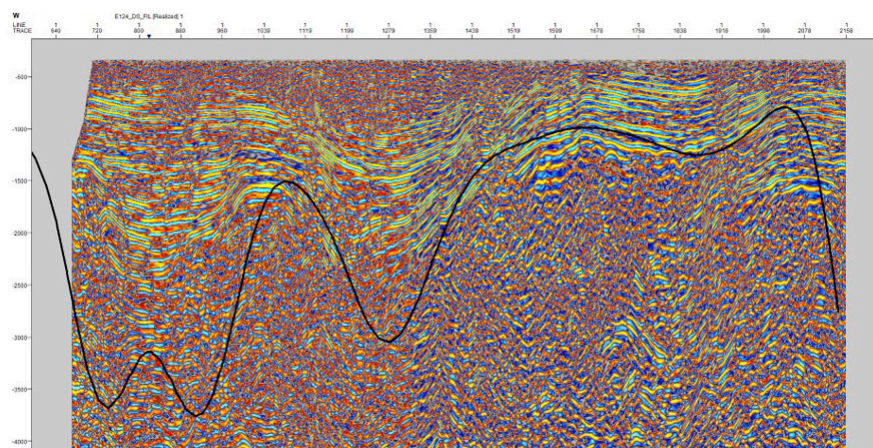


Рисунок 8. Схематический профиль (Eurasia 2D E124) с интерпретацией кровли соли и калибровкой по скважинным данным

В тектоническом отношении представляет собой соляной купол, вытянутый в северо-восточном направлении. Минимальная глубина залегания соленосных пород 400 м. Нижняя часть кунгурского яруса представлена толщей каменной соли с прослоями ангидрита. Иногда в толще соли встречаются тонкие прослой песчано-глинистых пород. Верхняя часть яруса – кепок – представлена переслаиванием темного и светлого доломита с глинами и мергелем.

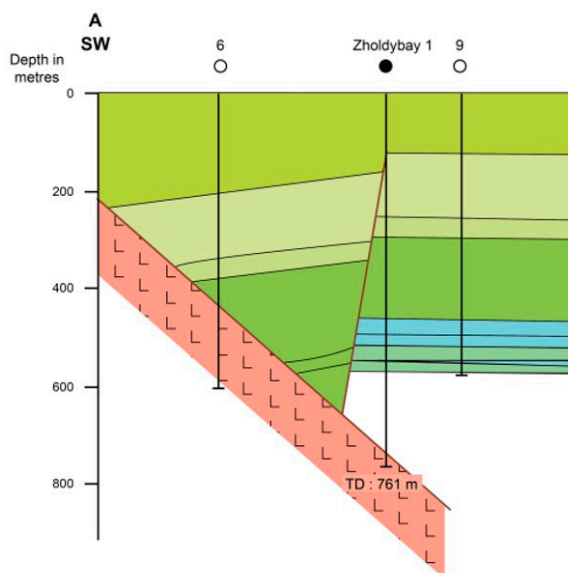


Рисунок 9. Схематический геологический профиль

Участок Макат

Участок Макат расположен в центральной части Южной Эмбы. Административно входит в состав Макатаского района Атырауской области РК. Ближайшими населенными пунктами являются поселок Доссор (35 км) к северо-востоку, г. Атырау в 130 км к юго-западу. В орографическом отношении площадь представляет собой слабоволхолмленную равнину, занятую многочисленными сорами. Климат района резко континентальный, с малым количеством осадков, холодной и ветреной зимой и сухим, жарким летом. Связь с областным центром г. Атырау и другими населенными пунктами осуществляется по железной дороге и по асфальтированной дороге.

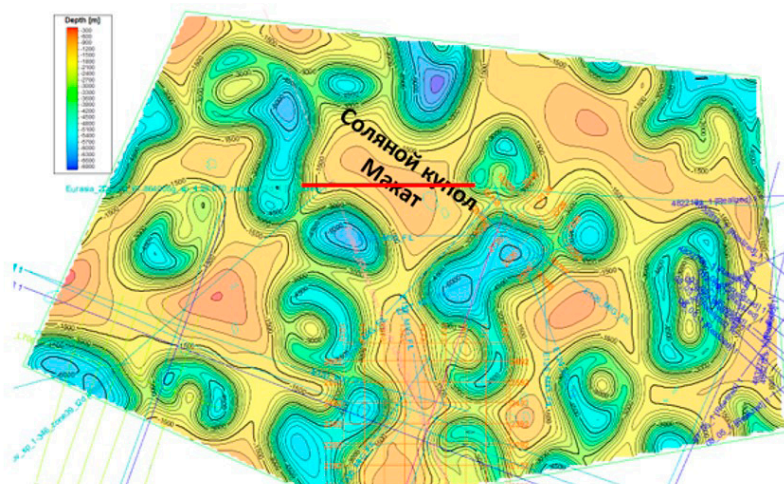


Рисунок 10. Схематическая структурная карта по кровли соли

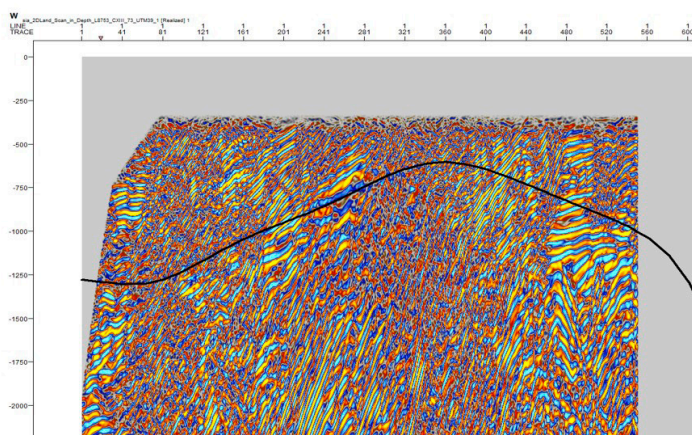


Рисунок 11. Схематический профиль (Eurasia 2D Depth L8753 CXIII) с интерпретацией кровли соли и калибровкой по скважинным данным

В геологическом строении участка по данным бурения принимают участие отложения от кунгурского яруса нижней перми до четвертичных включительно. Нижняя часть кунгурского яруса представлена толщей каменной соли с прослоями ангидрита. В толще соли местами встречаются тонкие прослои песчано-глинистых пород с присутствием пирита и запахом сероводорода. Верхняя часть яруса (кепрок) сложена переслаиванием доломитов, глин и мергелей. Отложения пермотриаса представлены чередованием глин, песков и песчаников с прослоями конгломератов. Юрские отложения представлены всеми тремя отделами: нижне- и среднеюрские породы имеют преимущественно терригенный состав, а верхнеюрские сложены карбонатными породами – мергелями, известковистыми глинами и песками с прослоями горючих сланцев. Неокомские и верхнемеловые отложения представлены глинами, песками, песчаниками и мергелями. В тектоническом отношении участок представляет собой соляной купол с глубиной залегания соляного ядра 300-500 м, местами до 1200 м. Соляное ядро осложнено рядом поднятий, что обуславливает сложное строение надсолевых отложений.

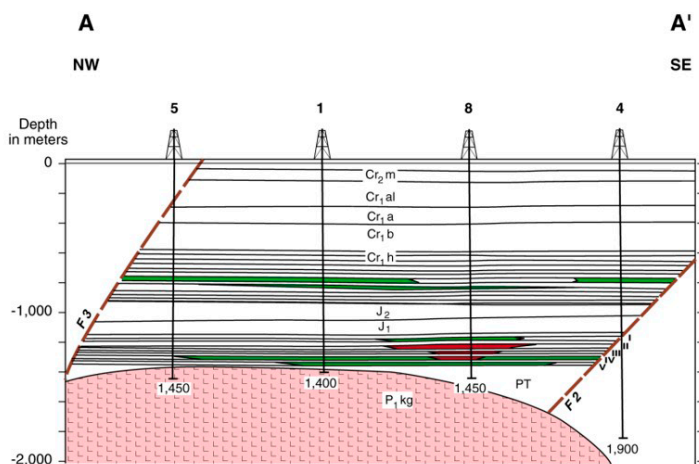


Рисунок 12. Схематический геологический профиль

Участок Доссор

Участок Доссор расположен в центральной части Эмбинской нефтеносной области и административно входит в состав Макатского района Атырауской области РК. От областного центра г. Атырау м/р Доссор удален к северо-востоку на 100 км и от ближайших промыслов Макат и Сагиз, соответственно, на 35 и 25 км. Рельеф местности представляет слабо всхолмленную равнину с неглубокими впадинами, не имеющими стока. Весной и во время дождей, которые выпадают очень редко, эти впадины заполняются водой, распределяющейся по поверхности тонким слоем на большом пространстве. Почва в этих впадинах – со-рах сильно засолена. Рек и ручьев поблизости м/р Доссор нет. Питьевая вода подается по водопроводу из г. Атырау. Климат района континентальный. Почва солончаковая.

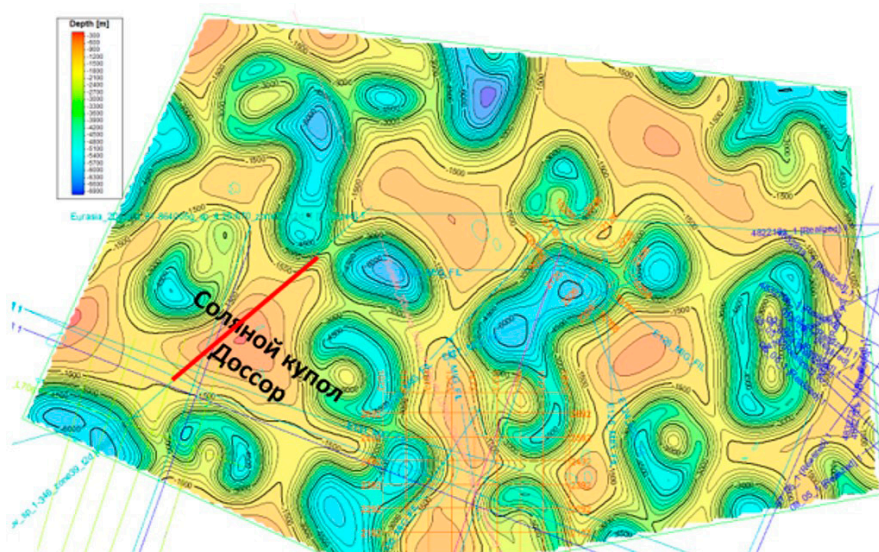


Рисунок 13. Схематическая структурная карта по кровли соли

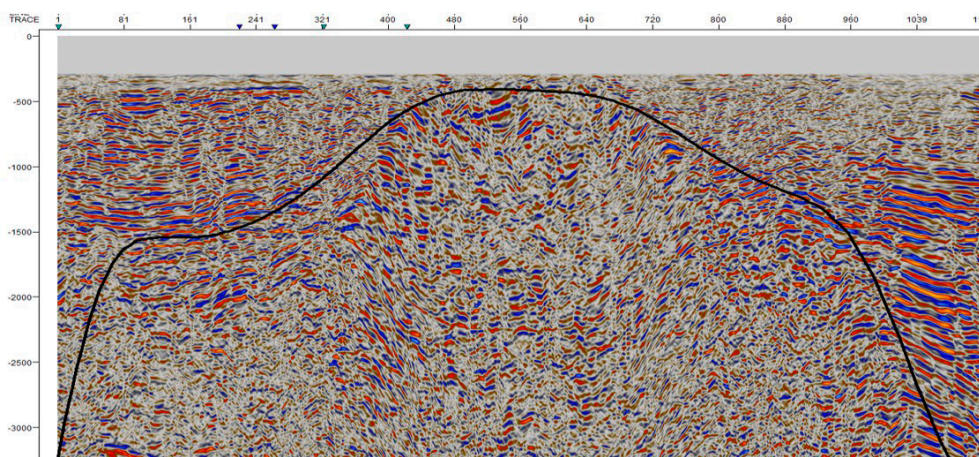


Рисунок 14. Схематический профиль (Eurasia 2DLand 81-864005v sp 1-346) с интерпретацией кровли соли и калибровкой по скважинным данным

В геологическом строении принимают участие отложения от кунгурского возраста до четвертичных включительно. Отложения кунгурского яруса представлены внизу мощной толщей каменной соли, сверху – сульфатными породами. Основным компонентом соленосной толщи является галит (99% и выше). Нередко толща содержит небольшие прослои калийных солей и боратов. С резким контактом соленосная толща повсеместно перекрывается сульфатным комплексом, состоящим из ангидритов и гипсов. Толщина отложений кунгурского яруса на сводах куполов достигает 500-3500 м, а по сейсмическим данным порядка 5000 м. На кепроке, а местами на поверхности соли, залегают песчаники и конгломераты с линзами глин (купола Доссор и Ескене).

В тектоническом отношении участок приурочен к соляно – купольной структуре с глубиной залегания соли в сводовой части порядка 200 м, вытянутой с севера на юг.

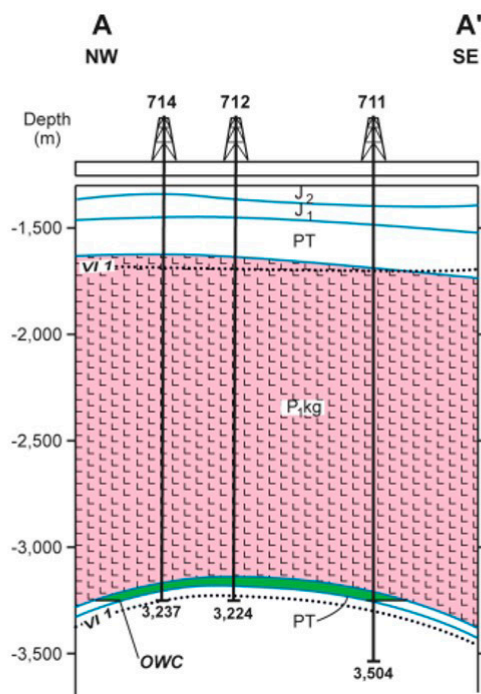


Рисунок 15. Схематический геологический профиль

Участок Сагиз

Участок Сагиз расположен в центральной части Южно-Эмбинского нефтеносного района. По административному делению Сагиз входит в состав Макатского района Атырауской области РК. До областного центра г. Атырау 120 км. Ближайшими населенными пунктами и железнодорожными станциями являются: Доссор, расположенный к юго-западу в 25 км от Сагиза и Макат – в 18 км, на линии Кандыга-Атырау. Имеются грунтовые дороги Сагиз-Мака, Сагиз-Доссор, Сагиз-Бек-Беке. Через Доссор промысел Сагиз связан грунтовой дорогой с областным центром – г. Атырау. Через Сагиз проходит водопровод Атырау-Косчагыл. Участок связан с одноименным м/р Сагиз, нефть которого перекачивается по нефтепроводу на Мака. Месторождение Сагиз выгодно отличается

от других нефтепромыслов Южной Эмбы тем, что близко расположено к железной дороге и техническим базам (в Доссоре). Территория представляет собой пустынную степь с солончаковой почвой, покрытой скудной полынной растительностью. В пределах площади протекает речка Сагиз, которая наполняется весной пресной водой, а летом пересыхает. Имеется много ответвлений, представляющих собой древнюю дельту реки, а в настоящее время выраженных многочисленными сорами. Соры занимают около 50% площади и доставляют много затруднений обустройству и промысла. В дождливое время года соры увеличиваются в размерах, становятся непроходимыми. Абсолютные отметки рельефа колеблются в пределах -24,5 м (дно соров) до -13,7 м (на возвышенностях). Климат площади Сагиз резко континентальный с очень жарким, сухим, длинным летним периодом и холодной мало снежной зимой, с частыми ветрами и пыльными бурями в конце лета.

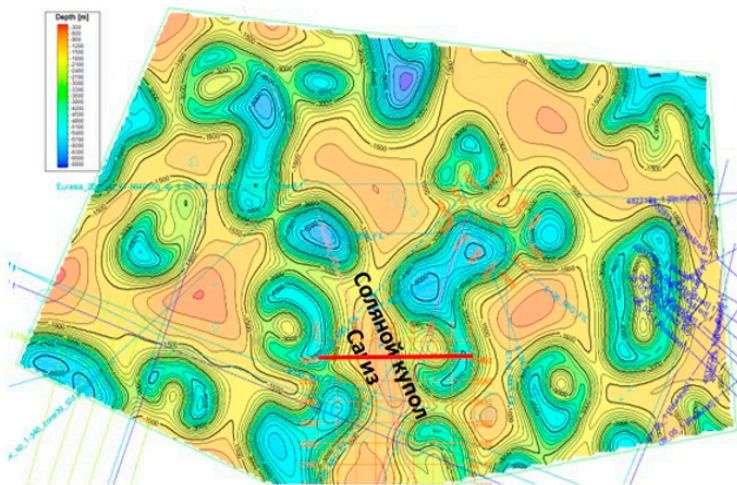


Рисунок 16. Схематическая структурная карта по кровли соли

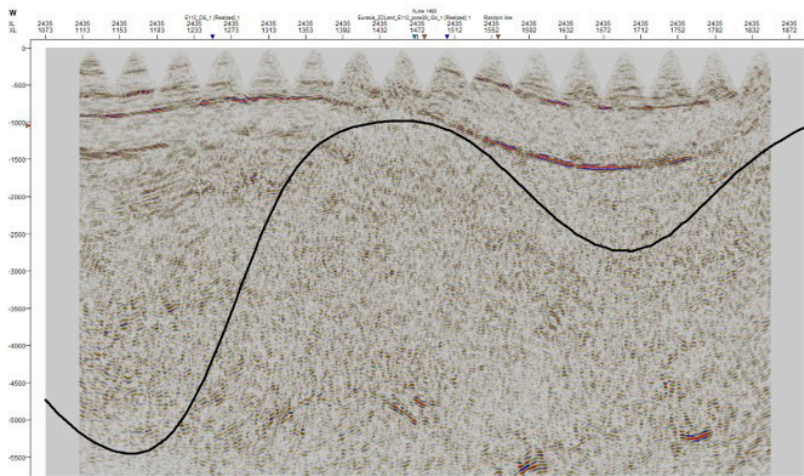


Рисунок 17. Схематический профиль (Eurasia 2D Land E112) с интерпретацией кровли соли и калибровкой по скважинным данным

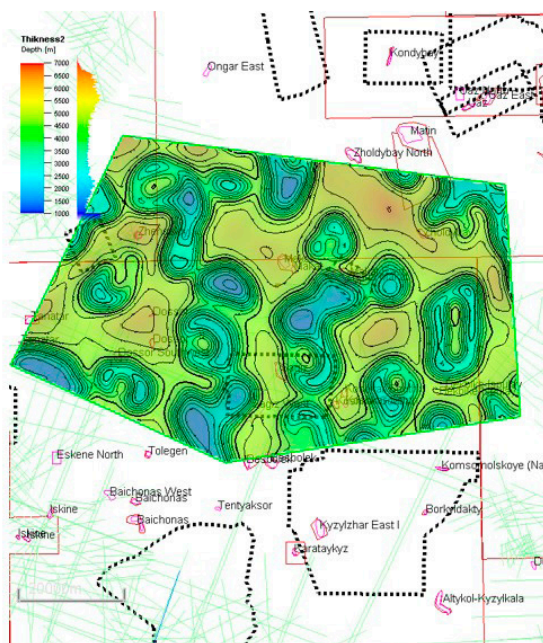


Рисунок 19. Схематическая структурная карта по кровле соли и профиля двумерной сейсмической съёмки

Параметры структурного каркаса

Структурный каркас был построен на основе интерпретации 2Д сейсмических данных (рис. 20).

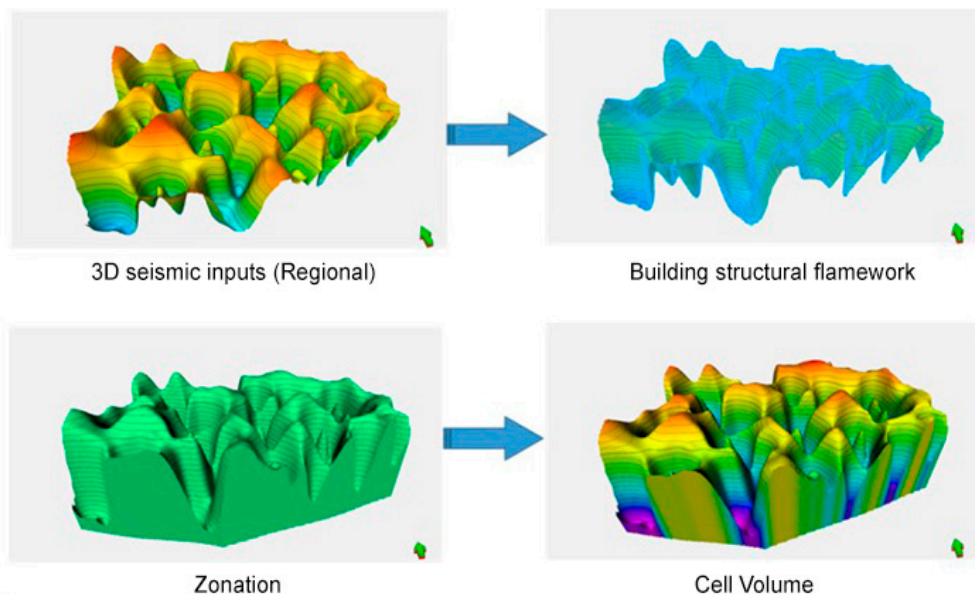


Рисунок 20. Алгоритм создания структурной модели, базирующейся на переинтерпретации сейсмических региональных 2Д и 3Д данных

Размер ячеек и количество слоев были выбраны таким образом, чтобы охватить достаточный объем геологической информации (табл. 1).

Таблица 1. Параметры структурного каркаса

Параметр	ГМ
Размеры модели (км*км)	84*53
Размеры сетки	100*100
Средняя мощность	20
I	930
J	588
K	250

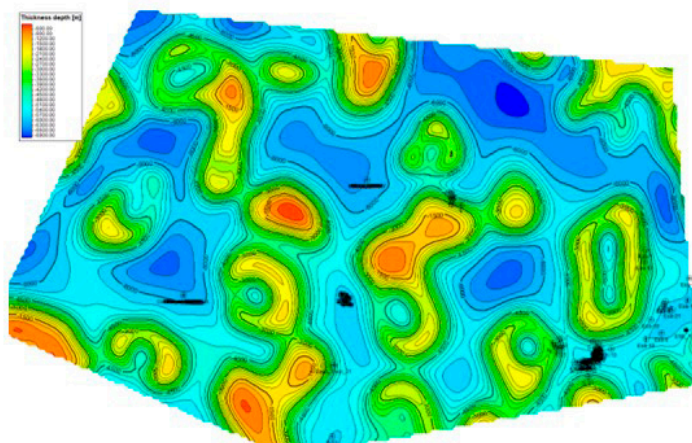


Рисунок 21. Карты толщин по всему кунгурскому горизонту
Наиболее мощная часть зон представлена холодными цветами

Расчёт порового объёма

Для охвата всего спектра неопределенностей были рассмотрены три варианта расчёта порового объёма на основе различных значений площадей и подошвенной части кунгурского горизонта. В табл. 2 представлены варианты общего объёма соляных куполов от кровли до подошвы структурного этажа, в табл. 3 представлены также сценарии по трем вариантам, с ограничением от кровли соляного купола, площадного распространения и ограничением по абсолютной глубине -2000 м.

Таблица 2. Общий объем по трём сценариям, рассчитанным с помощью статической модели от кровли до подошвы структурного этажа

Участок	Bulk volume [$\cdot 10^3 \text{ m}^3$]		
	Min case	Mid case	Max case
Жолдыбай	1 358 448 892	918 914 216	566 625 284
Макат	734 561 988	595 353 907	449 646 369

Участок	Bulk volume [$\cdot 10^3 \text{ m}^3$]		
	Min case	Mid case	Max case
Доссор	1 597 297 670	1 355 504 382	1 077 694 394
Сагиз	1 809 525 359	1 488 839 339	1 154 925 112

Таблица 3. Общий объем по трём сценариям, рассчитанным с помощью статической модели от кровли и ограничением по глубине

Участок	Bulk volume [$\cdot 10^3 \text{ m}^3$]		
	Min case	Mid case	Max case
Жолдыбай	202 329 275	169 436 289	116 671 708
Макат	85 474 286	82 058 782	71 356 044
Доссор	186 996 357	183 756 591	167 012 512
Сагиз	233 272 517	216 069 425	184 218 191

Физико-химические свойства и характеристика закачиваемого углеводорода

При закачке широких фракций лёгких углеводородов (ШФЛУ) в планируемое подземное хранилище на глубине около 1000 м поведение флюида определяется термобарическими условиями пласта, а также физико-химическими свойствами углеводородной смеси. В связи с отсутствием фактических исследований поведения ШФЛУ в пластовых условиях анализ выполнен на основе паспортных характеристик закачиваемого продукта месторождения Тенгиз (табл. 4).

Таблица 4. Паспорт качества углеводорода (ШФЛУ) м/р Тенгиз

Наименование показателя	Метод испытания	Норма	Фактическое значение
Компонентный состав, %об.:	СТ РК АСТМ Д 2163–2011	не более 2,0	0,63
– этан		не менее 95,0	96,96
– пропан		не более 2,5	2,41
– бутан и выше			
Коррозия по медной пластине	АСТМ Д 1838–2021	не более 1	1
Сероводород, ppm (масс.)	СТ РК АСТМ Д 5623–2011	не более 1	0
Серовоскис углерода, ppm (масс.)	СТ РК АСТМ Д 5623–2011	не более 1	0
Сера общая, ppm (масс.)	СТ РК АСТМ Д 5623–2011	не более 35	0
Давление насыщенных паров при температуре 37,8 °С, МПа	СТ РК АСТМ Д 2598–2015	не более 1,434	1,200
Влага по замораживанию клапана	СТ РК АСТМ Д 2713–2018	испытание пройдено	испытание пройдено
Плотность при 15 °С, кг/м³	ГОСТ 28656–2019	не нормируется	509,1

Согласно данным анализа, основную долю в составе ШФЛУ составляет пропан – около 96,9%, при незначительном содержании этана (0,63%) и бутановой

фракции (2,41%). Плотность смеси при 15°С составляет 509,1 кг/м³. Паспорт качества закачиваемого углеводорода представлен в табл. 4.

В условиях подземного хранения при глубинах около 1000 м пластовое давление и температура могут изменяться в пределах 10-30 МПа и до 60°С соответственно. При таких параметрах закачиваемый углеводород может находиться как в жидком, так и в сверхкритическом состоянии. Критические параметры смеси составляют 96,7°С и 4,3 МПа. Изменение термобарических условий оказывает существенное влияние на физические свойства углеводородной смеси. При повышении давления и температуры изменяются плотность, вязкость и фазовое состояние ШФЛУ, что необходимо учитывать при проектировании режимов эксплуатации подземного хранилища.

При хранении пропан-этановой смеси в соляных резервуарах возможно фазовое перераспределение компонентов. Более лёгкие компоненты, прежде всего этан, могут переходить в газовую фазу при снижении давления, а частичное растворение пропана в рассоле способно изменять состав смеси при длительном хранении. Температурный режим резервуара также влияет на процессы испарения и конденсации углеводородов.

Таким образом, физико-химические свойства ШФЛУ и поведение углеводородной смеси в пластовых условиях оказывают существенное влияние на эффективность подземного хранения. Для уточнения параметров эксплуатации необходимы дополнительные лабораторные PVT-исследования.

Сроки хранения жидких углеводородов в подземных резервуарах, созданных в отложениях каменной соли

Одним из важных условий эффективной эксплуатации подземных резервуаров в каменной соли являются длительные сроки хранения нефтепродуктов без ухудшения их качества. Исследования изменения свойств автомобильных, реактивных и дизельных топлив при подземном хранении проводились с середины XX века как в СССР, так и за рубежом [7].

Результаты многолетних исследований подтвердили возможность длительного хранения светлых нефтепродуктов в подземных резервуарах, созданных в отложениях каменной соли.

Сроки хранения современных топлив приведены в табл. 5.

Таблица 5. Рекомендации по допустимым срокам хранения моторных топлив, содержащих компоненты каталитического крекинга, в подземных резервуарах, сооружаемых в отложениях каменной соли

Наименование топлив	Сроки хранения при температуре, лет		
	до 25°С	25-35°С	35-45°С
Автомобильные бензины:			
А – 76	9	7	5,5
АИ – 93, АИ – 91	11	8	6
Дизельное топливо	11	8	6

Эти рекомендации применимы к подземным резервуарам полезным объемом 50-100 тыс. м³, созданным в каменной соли, обладающей средней каталитической активностью, эксплуатируемым по рассольной схеме, полностью исключающей контактирование продукта с воздухом в процессе хранения.

Требования к геологическому строению и гидрогеологическим условиям участков для строительства ПХ в отложениях каменной соли

Перспективными для строительства ПХ являются территории с наличием мощных и выдержанных по площади отложений каменной соли, обеспечивающих возможность создания устойчивых и герметичных подземных резервуаров.

Глубина залегания кровли соленосной толщи, как правило, не должна превышать 1500-1700 м. Соленосная толща должна обладать благоприятными литологическими и физико-механическими свойствами, не содержать значительных прослоев легкорастворимых солей, линз рассола и большого количества нерастворимых включений.

Покрывающие и подстилающие породы должны предотвращать проникновение подземных вод в подземные выработки. При недостаточной изоляции предусматривается оставление защитных целиков каменной соли.

Участки размещения ПХ рекомендуется выбирать вблизи источников технического водоснабжения. Не допускается размещение хранилищ в зонах тектонических нарушений, карста, оползней и других опасных геологических процессов.

Поглощающие водоносные горизонты для закачки строительного рассола должны иметь достаточную минерализацию, надежные водоупоры, необходимую приемистость и коэффициент водопроводимости не менее 10 м²/сут при глубине залегания, как правило, не более 3000 м.

Нормативно-правовые акты, ограничения, вызванные препятствиями, и возможные пути их преодоления

1. Каменная соль относится к общераспространённым полезным ископаемым и не может рассматриваться как месторождение с малозначительными ресурсами. Это исключает возможность получения лицензии на использование пространства недр в таких отложениях на общих основаниях.
2. Действующее законодательство РК не предусматривает прямого правового механизма для строительства подземных хранилищ (например, ПХГ СУГ) в каменно-солевых отложениях, не связанных с добычей полезных ископаемых. Это создает как юридические, так и технические ограничения для реализации соответствующих проектов.
3. В сложившихся ситуациях необходимо внести изменения в законодательство, предусматривающие:
 - признание возможности использования пространства недр в каменной соли для размещения подземных инженерных сооружений;
 - разработку отдельного порядка лицензирования таких проектов.
4. В качестве возможного решения рекомендуется:
 - инициировать законодательные поправки в Кодекс РК о недрах и недропользовании;
 - использовать международный опыт стран, где подобные проекты реализуются успешно.

Проекты, предусматривающие увеличение объемов ШФЛУ в Атырауской области и ключевые потребители

Отрасль нефтегазохимии в Казахстане имеет большой потенциал для развития, но на данный момент занимает небольшую долю как в экономике, так и в обрабатывающей промышленности. В 2022 г. доля нефтегазохимии составляла 0,2 % в ВВП и 0,4% в обрабатывающей промышленности.

Цепочка производства в нефтегазохимии требует инфраструктуры в виде автодорог, железных дорог, труб, электричества и воды на разных этапах переработки сырья и транспортировки промежуточных продуктов. Начальный этап нефтегазохимического производства, транспортировка газа, осуществляется через систему магистральных газопроводов и ряда региональных веток.

Важной частью инфраструктуры являются газоперерабатывающие заводы. Инфраструктура переработки газа отличается недостаточным разделением сырого газа на отдельные фракции и ограниченными мощностями. Есть только три ГПЗ, которые могут перерабатывать высокосернистый газ: Тенгиз и Болашак полностью загружены в то время, как только на ГПЗ Чинаревский имеются свободные мощности, но в 500 км от Карабатана. Для достижения большого масштаба нефтегазохимической отрасли требуется значительный рост мощностей как переработки, так и сепарации.

В связи с этим, в настоящее время планируется и реализовываются ряд проектов в крупных месторождениях, таких как строительство ГПЗ мощностью 4 млрд м³/г. на м/р Карачаганак и газосепарационные комплексы на м/р Тенгиз и Кашаган (табл. 6).

Таблица 6. Проекты, реализуемые в регионе

Проект	Срок	Объем переработки	Продукты
Производитель ШФЛУ			
ГСУ	2023-2029 гг.	сухой газ – 9,1 млрд м³/г.	Пропан – 360 тыс. т/г., Этан – 1 570 тыс. т/г.
УКПГ 1 млрд м³/г.	2026 г.	сухой газ – 1 млрд м³/г.	СПБТ (пропан-бутан технический) – 119 тыс. т/г.
УКПГ 2,5 млрд м³/г.	2029 г.	сухой газ – 2,5 млрд м³/г.	СПБТ (пропан-бутан технический) – ориентировочно в 2-2,5 раза больше, чем УКПГ на 1 млрд (238-298 тыс. т/г.)
Потребитель ШФЛУ			
Kazakhstan Petrochemical Industries	2026 г.	пропан – 629 тыс. т/г.	Полипропилен – 500 тыс. т/г.

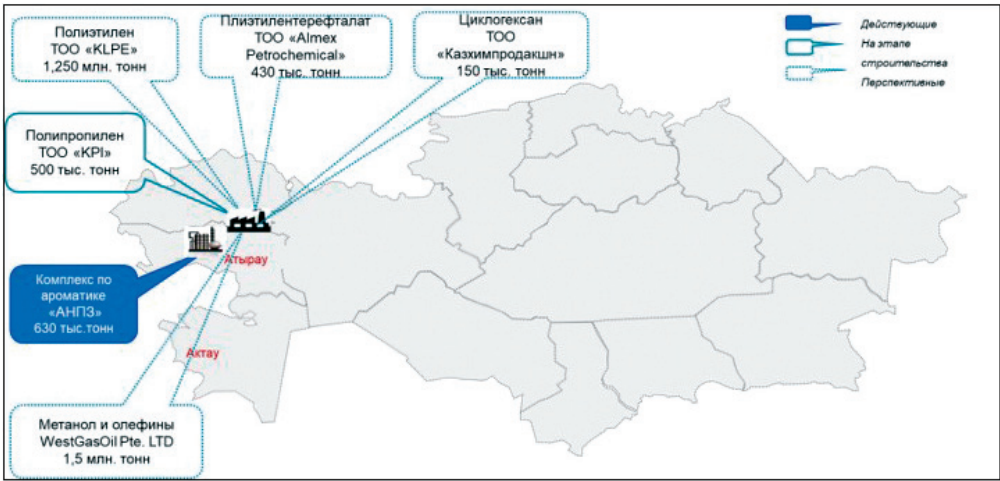


Рисунок 22. Проекты нефтегазохимии в рассматриваемом регионе

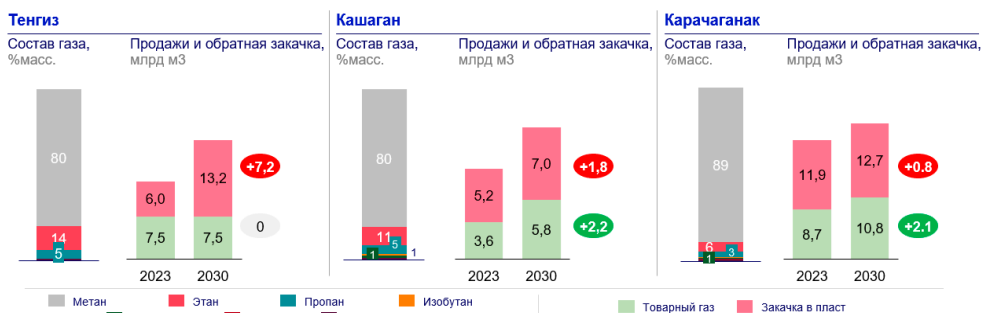


Рисунок 23. Объем нефтегазохимического сырья в крупных проектах
 Источник: Wood Mackenzie

Рост мощностей по переработке газа приведёт к увеличению объёмов производства ШФЛУ и необходимости их накопления в периоды снижения спроса и ценовой нестабильности. В этих условиях создание подземных хранилищ в каменной соли позволит обеспечить надёжное снабжение нефтехимических предприятий сырьём, повысить эффективность использования ресурсов и снизить риски, связанные с колебаниями рынка.

Выводы и рекомендации

В ходе проведенных исследований был проанализирован весь имеющийся сейсмический, геолого-геофизический, геолого-промысловый материал, а также учитывался опыт эксплуатации действующих полигонов закачки сточных вод. Была исследована территория в районе действующих полигонов ТГПЗ и С. Нуржанов, а также рассмотрены близко расположенные к нему структуры Досмухамбетовское, Западный Карасор, Актобе.

Территория участка характеризуется наличием множеством соляных куполов и мощным развитием соляной тектоники. Положительные формы (купола, антиклинали) вместе с отрицательными структурами (межкуповые депрессии, мульды и грабены) образуют сложную ячеисто-сотовую структуру. Глубины залегания соли в районе куполов Жолдыбай, Сагиз, Доссор, Макат (от 2 до 3 тыс. м). В межкуповых мульдах соль погружается до отметки (в среднем до 4,8 тыс. м).

Купол Макат представляет собой поднятие по соли (высота в среднем 3 тыс. м), кровля соли на своде купола (до 300-400 м). С востока купол Макат сопряжен с обширной мульдой (-5,1 тыс. м). К югу от этой мульды выделяется соляная гряда. К востоку от гряды расположена группа соляных куполов (Доссор и Сагиз), где кровля соли залегает на глубинах (до 400 м). На востоке от участка Макат группа структур мульдой глубиной (-4,2 тыс. м) отделяется от купола Жолдыбай, имеющих ССЗ-ЮЮВ простирание.

Безопасные условия хранения газонефтепродуктов в солянокупольных областях обеспечивают также межкуповые мульды и сам подсолевой комплекс, надсолевые части куполов в основном сложны кепроком, и склоны куполов могут считаться как условно благополучные.

Исходя из территориальной приуроченности, для анализа рассмотрены структуры вблизи нефтяных месторождений АО «Эмбаунайгаз» – Макат, Сагиз, Жолдыбай, Бекбеке, Кошкар, Танатар, Женгельды, Доссор а также участок вблизи Ескене.

Для создания ПХ газонефтепродуктов наиболее оптимальными выбраны:

1. участок Макат;
2. участок Сагиз;
3. участок Доссор;
4. участок Жолдыбай.

Выбранные участки соответствуют критериям, необходимым для безопасного хранения газонефтепродуктов. Все четыре участка расположены в купольных пространствах на значительных расстояниях (от 2 до 4 км) с отсутствием или минимальным влиянием тектонических нарушений, что является благоприятным критерием. Соляные купола выдержаны и хорошо видны на сейсмических профилях, без разрыва их сплошности редкими и малоамплитудными разломами.

На перспективных участках отсутствуют залежи нефти и газа, только вблизи, а также месторождения твердых полезных ископаемых.

Для снижения затрат, связанных с доразведкой месторождений, следует учитывать геолого-геофизические данные, скважины, находящиеся на участке. Кроме того, в указанных районах достаточное количество истощённых месторождений, находящихся на поздних стадиях разработки.

Предпочтение в выборе участков только по степени изученности: наиболее изучены участки Макат, Доссор, Сагиз, которые являются ближайшими к инфраструктурам. На участках необходимо доизучить территорию посредством бурения сейсмических материалов, разведочными скважинами и проведения лабораторных работ. При этом стоит отметить наибольшую удаленность от береговой линии моря участков, что является благоприятным фактором при выборе участка.

В намечаемых для использования в качестве ПХ, соляных комплексах нет пригодных для водоснабжения и использования в других целях подземных вод, подземные воды в неоконских и в нижезалегающих отложениях относятся к нижней зоне застойного режима надсолевой толщи.

Анализ геологического строения и гидрогеологических условий показал наличие мощного солевого комплекса, являющегося региональным водопором, разделяющим осадочный чехол на два гидрогеологических этажа – подсолевой и надсолевой.

Список использованной литературы

1. Топливо-энергетический баланс Республики Казахстан (2024 г.). URL: <https://stat.gov.kz/ru/industries/business-statistics/stat-energy/publications/335610/>
2. Хасанов И.И., Шакиров Р.А., Гильмутдинов Т.Д. Развитие подземных хранилищ газа в России и мире // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2019. № 5-6. С. 39 – 42.
3. Алфаяд Ассим Гани Хашим. Подземные хранилища газов истощенных газовых и газоконденсатных месторождениях // Цифровая наука 2021. №8. С.22-35.
4. Аршинов Г. А. Релаксация напряжений вблизи подземного эксплуатируемого газохранилища эллиптической формы, образованного методом размыва в массиве каменной соли // Научный журнал КубГАУ. 2025. №211(07).
5. Арсан Ш. А., Ягафаров А. К., Ваганов Ю. В. Подземные хранилища газа, общая классификация // Нефть и газ 2018. № 1. С. 48-52.
6. Сорокин С. Н., Горячев А. А. Система управления ПХГ в Европе. // Материалы Шестой международной конференции «Управление развитием

крупномасштабных систем MLSD"2012», Москва, ИПУ РАН им. В. А. Трапезникова, 2012 г.

7. Самсонов Р.О., Бузинов С.Н., Рубан Г.Н., Джафаров К.И. История организации подземного хранения газа в СССР – России // Георесурсы. 2010. 4 (36).

БАТЫС ҚАЗАҚСТАН КЕН ОРЫНДАРЫНДА ЖЕҢІЛ КӨМІРСУТЕКТЕРДІҢ АУҚЫМДЫ ФРАКЦИЯЛАРЫН ЖЕРАСТЫ ҚОЙМАСЫНДА САҚТАУ МҮМКІНДІГІН ЗЕРТТЕУ

**А.А. Ысқақ, А.М. Салимгереев, Д.М. Уркенбаев, Ж.У. Елеубаев,
Ә.М. Нұрпейіс, Е.Ш. Ислам, Д.Р. Абдулов, К.Г. Сатенов**

Батыс Қазақстан кен орындарында жеңіл көмірсутектердің кең ауқымды фракцияларының (ЖКАФ) жерасты қоймасын құру мүмкіндігін бағалау ұсынылған.

Жерасты қоймасын жобалау және пайдалану жағдайларына әсер ететін ауданның табиғи-географиялық, геологиялық және гидрогеологиялық ерекшеліктері қарастырылған.

Тау жыныстарының тұрақтылығы, резервуарлардың герметикалығы мәселелерін қоса алғанда, ЖКАФ жерасты қоймасын салу мен пайдалануға байланысты технологиялық тәуекелдерге талдау жасалды.

Зерттеу нәтижелері бойынша жер асты резервуарларын құру үшін қажетті сипаттамалары бар тас тұзының ықтимал учаскелері анықталды. Зерттелетін аумақтың жобаны іске асыру үшін қолайлы геологиялық алғы-шарттары бар екені анықталды.

***Түйінді сөздер:** ЖККФ, жерасты газ қоймасы (ЖГҚ), кунгур шөгінділері, тұз қабаттары, геологиялық зерттеулер, геофизикалық деректер, жерасты резервуарлары, геомеханикалық қасиеттері.*

Информация об авторах

Ысқақ Айдос Абайұлы – Управляющий директор по крупным нефтегазовым проектам, A.Yskak@kmge.kz

Салимгереев Асет Маликович – директор департамента сопровождения проектов СРП, A.Salimgerayev@kmge.kz

Уркенбаев Даулет Маликович – начальник управления сопровождения проектов КПО, d.urkenbayev@kmge.kz

Елеубаев Жанболат Узаккалиевич – начальник управления сопровождения проектов ТШО, Zh.Eleubayev@kmge.kz

Нұрпейіс Әсел Мырзағалиқызы – ведущий инженер управления сопровождения проектов ТШО, A.Nurpeiis@kmge.kz

Ислам Ержан Шайхаддинұлы – эксперт управления сопровождения проектов ТШО, Y.Islam@kmge.kz

Абдулов Данияр Рустамович – ведущий инженер управления сопровождения проектов ТШО, D.Abdulov@kmge.kz

Сатенов Курмет Гизатуллаевич – эксперт управления сопровождения проектов КПО, K.Satenov@kmge.kz

ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Астана, Казахстан

ОСОБЕННОСТИ ФЕС ГОРИЗОНТА Ю-IIIт ПО ДАННЫМ ИССЛЕДОВАНИЙ КЕРНА МЕСТОРОЖДЕНИЙ АРЫСКУМСКОГО ПРОГИБА ЮЖНО-ТУРГАЙСКОГО БАСЕЙНА

Ш.О. Нысанғалиева

В статье представлены результаты детального изучения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) продуктивного горизонта Ю-IIIт на месторождениях Акшабулак Центральный и Акшабулак Южный.

На основе анализа кернового материала выявлены основные литолого-физические характеристики коллекторов. Особое внимание уделено фациальной принадлежности отложений: установлено, что формирование горизонта Ю-IIIт происходило в условиях озерной системы, что предопределило высокую степень литологической неоднородности и специфический характер распределения пористости и проницаемости.

Ключевые слова: Южно-Тургайский бассейн, горизонт Ю-IIIт, ФЕС, керновые исследования, озерная фация.

Введение

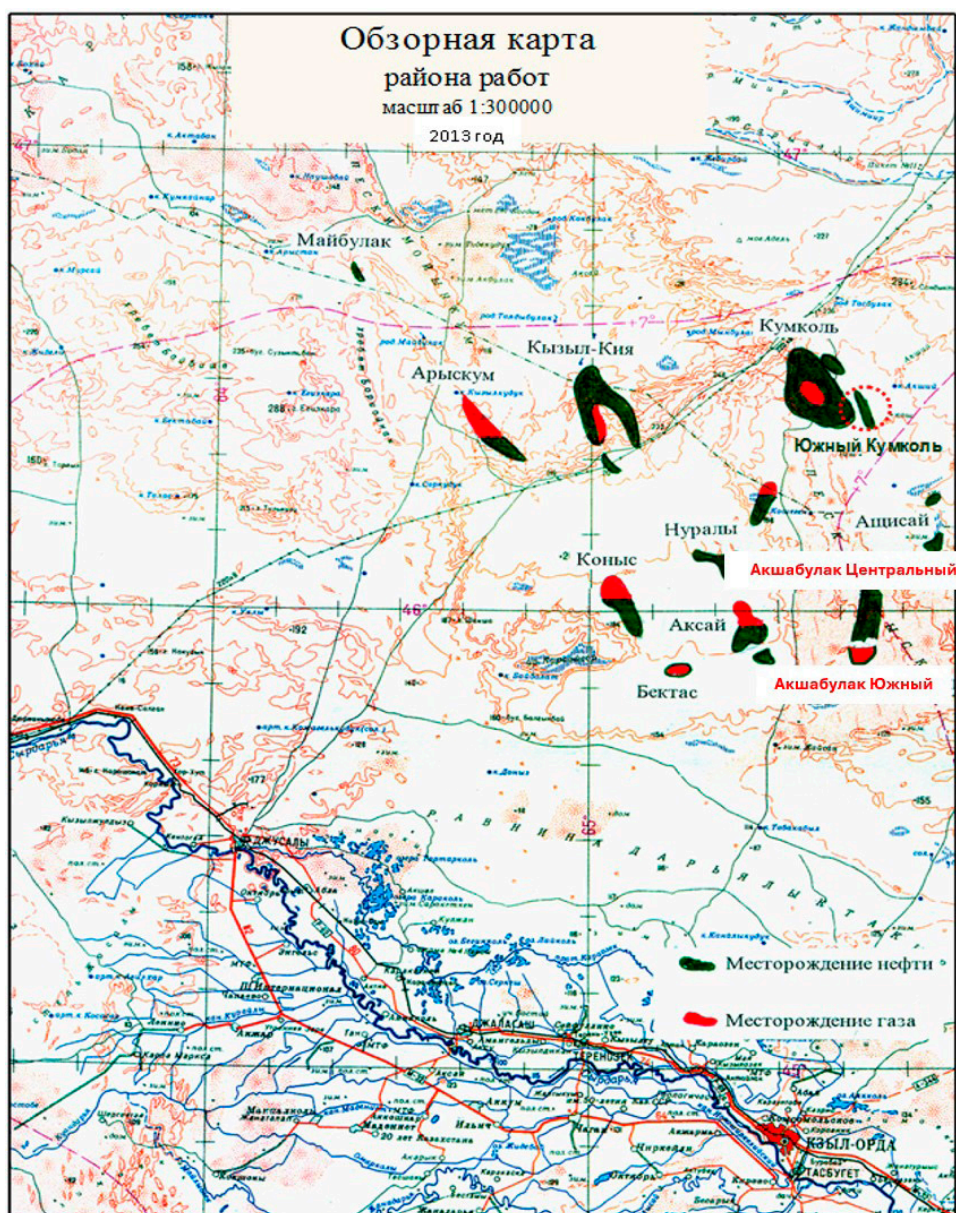
Южно-Тургайский осадочный бассейн является одним из важнейших нефтегазоносных регионов Республики Казахстан. В его пределах особое место занимает Арыскупский прогиб, характеризующийся сложным блоковым строением и широким развитием юрских отложений [1].

В административном отношении месторождения Акшабулак Центральный и Акшабулак Южный (далее – Акшабулак), рассматриваемые в данной работе, расположены в Сырдарьинском районе Кызылординской области (рис. 1).

Литолого-фациальные особенности горизонта Ю-IIIт. На основе комплексного анализа обстановок осадконакопления, данных керна и сейсморазведки установлено, что на месторождении Акшабулак развиты три вида фаций: аллювиального конуса, речные и озерные. Рассматриваемый продуктивный горизонт Ю-IIIт относится к озерной фации (табл. 1).

Таблица 1. Фациальная характеристика осадочных отложений

Осадочная фация	Осадочная субфация	Осадочная микрофация	Горизонт развития
Озерная фация	Береговое озеро Неглубокое озеро	Прибрежный песок основной части Толстослойный прибрежный песок не основной части Тонкослойный прибрежный песок не основной части Тонкослойный прибрежный песок не основной части (не разделение коллекторов) Ил	Ю-II Ю-IIIт Ю-IV
		Тонкослойный пластовый песок Тонкослойный пластовый песок (не разделение коллекторов) Ил	M-I
		Карбонатная порода	Ю-IIIa



Отложения озерной фации включают песчаники мелководного прибрежно-озерного генезиса, а также глинистые породы глубоководных зон. В соответствии с уклоном палеорельефа прибрежные отложения разделяются на два типа: волнового (крутой откос) и приливно-отливного (пологий откос) образования (рис. 2).

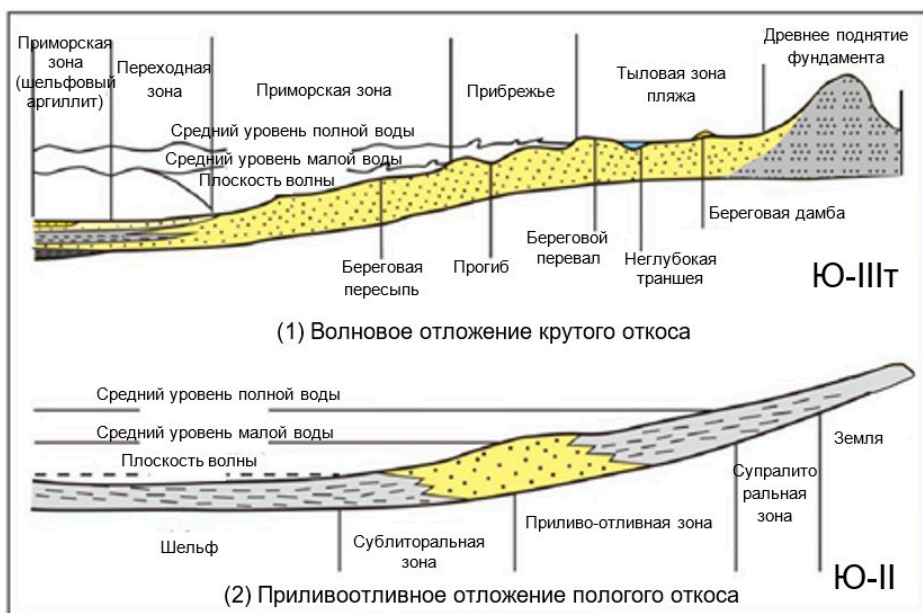


Рисунок 2. Схема отложения прибрежных песков волнового типа и приливо-отливного типа

Под влиянием колебаний уровня озера и наклона горизонта сформировалась трехслойная структура разреза: нижний пласт – основной нефте-, газопродуктивный горизонт Ю-IIIт, промежуточный пласт – отложение сланцев и верхний пласт – карбонатные отложения (горизонт Ю-IIIа) (рис. 3).

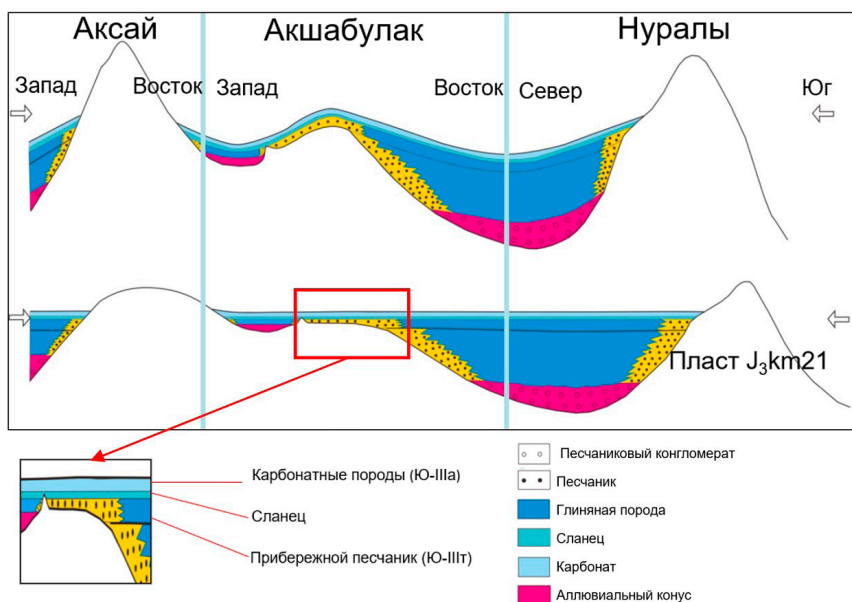


Рисунок 3. Схема трехслойного строения разреза в условиях озерной седиментации

Формирование и коллекторские свойства. Продуктивные отложения горизонта Ю-IIIт сформированы в условиях активной гидродинамики прибрежно-озерной зоны и интерпретируются как прибрежные пески волнового типа. Осадконакопление происходило на относительно крутом береговом склоне, где продукты эрозии подвергались интенсивной волновой переработке. Результатом этих процессов стало формирование мощных пачек высококачественных коллекторов, представленных преимущественно песчаниковыми конгломератами и слабосцементированными песчаниками. В отдельных интервалах (например, по керновым данным скважины №308) отмечаются прослои гравелитов (рис. 4).



Рисунок 4. Фотографии керна по скважине №308

Несмотря на длительный период эксплуатации, вопросы прогноза ФЕС остаются актуальными из-за высокой фациальной изменчивости и неоднородности пластов. Это обусловлено как первичным генезисом осадков, так и последующими вторичными процессами (цементацией, глинизацией).

Геофизическая характеристика. Для песчаников Ю-IIIт характерна большая мощность, хорошая отсортированность и окатанность зерен. На каротажных кривых пласт выделяется типичной коробчатой формой: отмечаются низкие значения ГК (GR) и АК (DT) при высоком удельном сопротивлении.

Пример (скв. №346): Горизонт представляет собой прибрежный песок; в донной части керна наблюдается крупная зернистость (песчаный галечник), в средней части – средне-, мелкозернистый песчаник, а в кровельной части – алевролиты незначительной мощности (рис. 5).

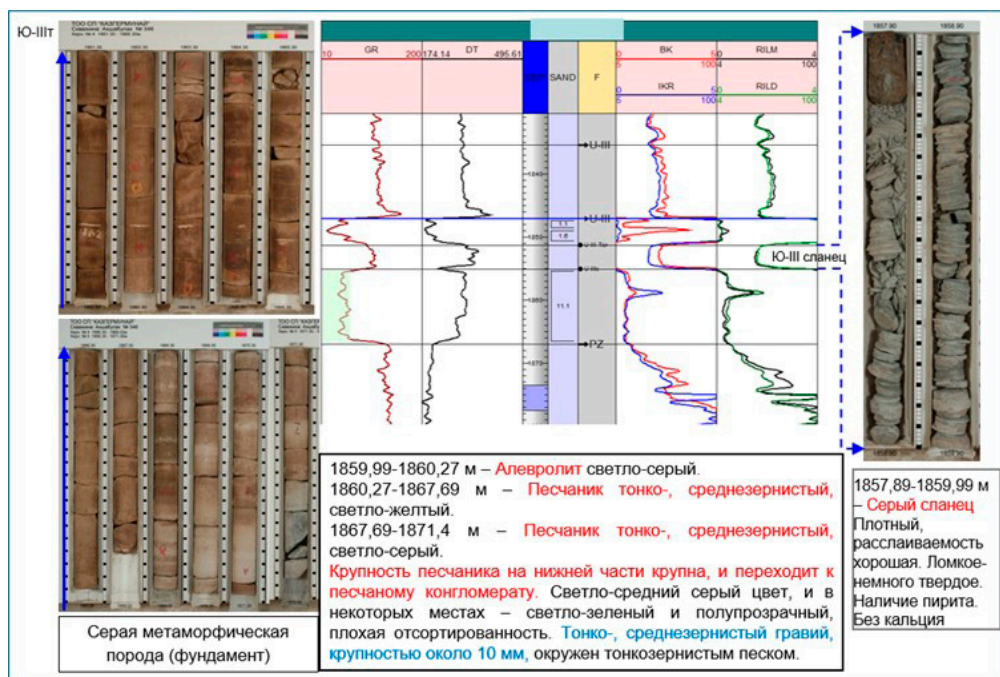


Рисунок 5. Фото кернов по скважине №346

Вещественный состав и микроструктура:

- Минералогия: породы характеризуются кварц-полевошпатовым составом с высоким содержанием кварца. Отмечается хорошая степень окатанности и сортировки зерен, что типично для зон волнового воздействия.
- Текстурные особенности: для пласта характерна массивная слоистость и развитие межзернового порового пространства. Песчаники в основном средне- и крупнозернистые, некарбонатные.
- Глинистость: содержание глинистой фракции в коллекторах оценивается как низкое. Рентгеноструктурный анализ показал, что основным глинистым минералом является каолинит (с небольшим присутствием иллита), в то время как набухающие минералы (монтмориллонит) и хлоприт практически отсутствуют.

Такой минеральный состав и низкая сцементированность обуславливают высокие фильтрационно-емкостные свойства горизонта Ю-IIIт, минимизируя риски снижения проницаемости при контакте с фильтраатами бурового раствора.

В зернистом песчанике пласта Ю-IIIт по скважине №30 наблюдается качественное межзерновое поровое пространство, средняя окатанность частиц, размещение относительно регулярное (рис. 6).

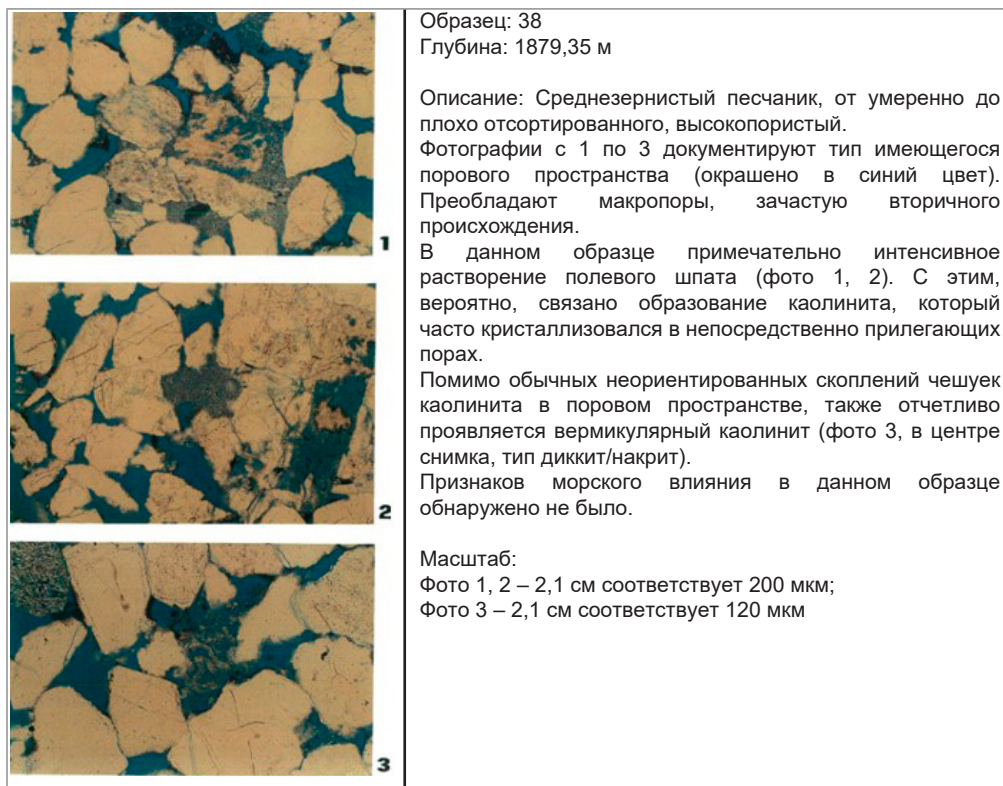


Рисунок 6. Фотографии шлифа керна по скважине №30

Методы и результаты исследований ФЕС. Целью данной работы является детальный анализ особенностей фильтрационно-емкостных свойств горизонта Ю-IIIт на основе лабораторных исследований керна. Прямые измерения на керне позволяют верифицировать данные ГИС и выявить истинную взаимосвязь между структурой пор и проницаемостью пород, что критически важно для уточнения геологических моделей и оптимизации систем заводнения.

Основой исследования послужили результаты лабораторных анализов образцов, отобранных из скважин месторождений Центральный и Южный Акшабулак. Комплекс работ включал определение открытой пористости и абсолютной газопроницаемости согласно стандартным методикам [3].

Общая проходка с отбором керна по рассматриваемым горизонтам месторождениям Акшабулак Центральный и Южный составила 655,25 м, при этом суммарный линейный вынос составил 516,53 м или 78,83% от проходки. Общее количество отобранных образцов – 1312 ед. Освещенность керна эффективной толщины составила в среднем по горизонтам 0,66 м/м, освещенность кондиционными анализами коллектора в среднем 1,74 ан/м (табл. 2).

Таблица 2. Освещенность продуктивных горизонтов и эффективных толщин керном и анализами (горизонт Ю-IIIг)

Общая проходка с отбором керна			Количество образцов	Кондиционные образцы	Эффективная толщина, м	Отбор керна по эффективным мощностям			Освещенность керном коллектора, м/м	Кондиционные образцы	Освещенность кондиционными анализами коллектора, ан/м
Проходка, м	Вынос керна					Проходка, м	Вынос керна от проходки				
	м	%					м	%			
Акшабулак Центральный											
397,89	299,75	75,33	787	713	358,2	334,39	245,2	73,33	0,68	695	1,94
Акшабулак Южный											
257,36	216,78	84,23	525	355	242,05	174,81	150,2	85,92	0,62	348	1,44
Всего											
655,25	516,53	78,83	1312	1068	600,25	509,2	395,4	77,65	0,66	1043	1,74

В целом качество и представительность извлеченного керна хорошее. Представление о соотношении литологических разностей в отобранном керне по продуктивным комплексам даёт табл. 3, а их наглядное распределение приведено на рис. 7.

Таблица 3. Содержание литологических разностей по керну

Месторождение	Вынос керна	Песчаник		Алевролит		Конгломерат, гравелит		Глина, аргиллит		Брекчия	
	м	м	%	м	%	м	%	м	%	м	%
Акшабулак Центральный	299,75	252,71	84,31	2,88	0,96	27,5	9,17	16,37	5,46	0,29	0,10
Акшабулак Южный	216,78	129,11	59,56	6,85	3,16	61,69	28,46	19,13	8,82	-	-

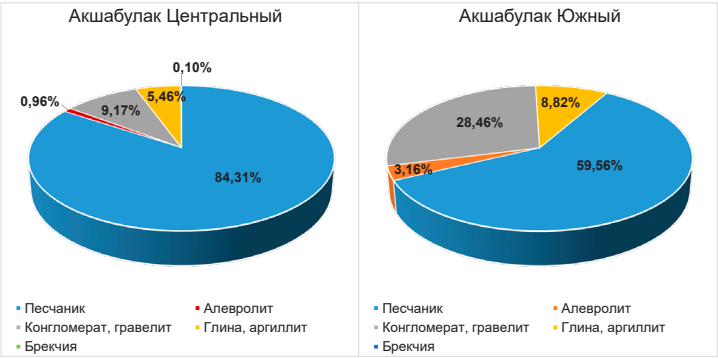


Рисунок 7. Распределение литологических разностей

Согласно данным по выносу керна, представленным в табл. 3 и на рис. 7, основным литологическим типом пород на обоих месторождениях являются песчаники. На месторождении Акшабулак Центральный их содержание составляет

84,31%, в то время как на месторождении Акшабулак Южный доля песчаников снижается до 59,56%.

Важной особенностью разреза Акшабулак Южный является резкое увеличение доли грубообломочных пород (конгломераты и гравелиты), которые составляют 28,46%, что более чем в три раза превышает показатели Центрального участка (9,17%). Наличие брекчии зафиксировано только на Центральном месторождении в незначительном количестве (0,10%).

Гистограмма распределения гранулометрического состава горных пород по двум месторождениям представлена на рис. 8.

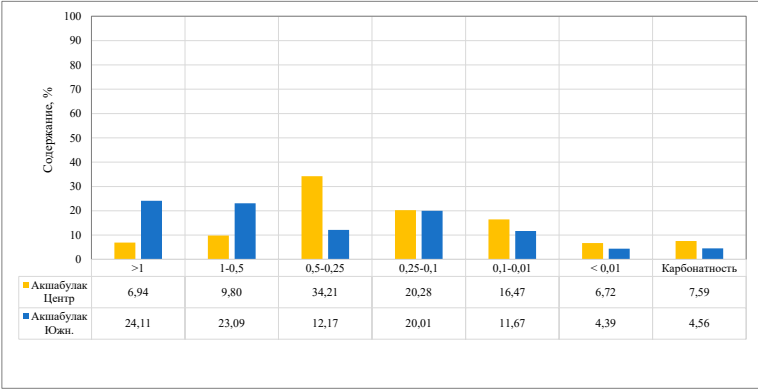


Рисунок 8. Диаграмма распределения гранулометрических фракций

Из данных видно, что в горизонте Ю-IIIт обоих месторождений преобладают крупно-, среднезернистые фракции (суммарно до 47-50% состава), при этом содержание карбонатов остается стабильно низким (в пределах 4,56–7,59%), что полностью соответствует вышеизложенному литологическому описанию.

Построенные зависимости «кern-кern» для горизонта Ю-IIIт показывают устойчивую экспоненциальную связь, характерную для терригенных разрезов региона [2]. Однако наличие глинистых минералов в озерной фации приводит к существенному снижению эффективной проницаемости при сохранении относительно высокой общей пористости [4].

На рис. 9 представлены корреляционные зависимости между коэффициентами открытой пористости (Кп) и абсолютной проницаемости (Кпр) для месторождений Акшабулак Центральный и Акшабулак Южный.

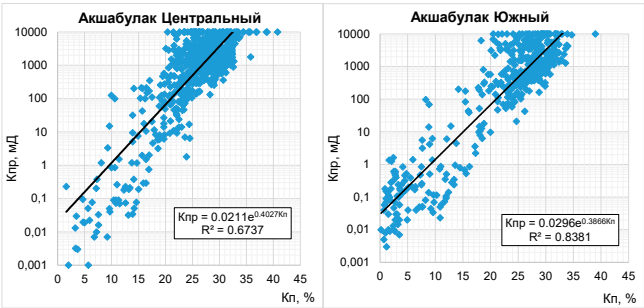


Рисунок 9. Зависимость коэффициента проницаемости от коэффициента пористости

Для обоих месторождений установлена тесная экспоненциальная связь. На месторождении Акшабулак Центральный уравнение имеет вид $K_{пр}=0,0211e^{0,4027K_{п}}$ – с достоверностью аппроксимации $R^2=0,6737$, на месторождении Акшабулак Южный – $K_{пр}=0,0296e^{0,3866K_{п}}$ с достоверностью аппроксимации $R^2=0,8381$.

Анализ облака точек показывает, что основной массив данных сосредоточен в области высоких значений ФЕС ($K_{п}>20\%$, $K_{пр}>100-1000$ мД). Характер распределения со значительным количеством образцов на отметке 10000 мД подтверждает наличие в разрезе горизонта Ю-IIIт исключительно высокопродуктивных коллекторов I класса. Высокие значения коэффициентов детерминации свидетельствуют о достоверности полученных уравнений и их применимости для петрофизического моделирования залежей.

Результаты статистической обработки данных лабораторных исследований керна по месторождениям Акшабулак Центральный и Акшабулак Южный свидетельствуют об исключительно высоком потенциале продуктивного горизонта (табл. 4).

Таблица 4. Средние значения пористости и проницаемости коллекторов

Месторождение	Кп, %				Кпр, мД			
	Количество скважин	Количество определений	Среднее значение	Интервал изменения	Количество скважин	Количество определений	Среднее значение	Интервал изменения
Акшабулак Центральный	25	709	27,05	13,9-40,79	24	679	3105,63	1,17-10000
Акшабулак Южный	14	355	26,53	12,84-39	14	347	2628,27	1,13-10000

Средние значения коэффициента открытой пористости по обоим месторождениям практически идентичны и составляют 27,05% (Центральный) и 26,53% (Южный). Широкий интервал изменения пористости (от 12,8% до 40,79%) указывает на наличие зон с предельно высокой емкостью. Согласно классификации А.А. Ханина, данные отложения уверенно относятся к I классу (очень высокоёмкие коллекторы).

Показатели абсолютной проницаемости характеризуются аномально высокими значениями для терригенных отложений. Средняя проницаемость на месторождении Акшабулак Центральный составляет 3105,63 мД, на Акшабулак Южный – 2656,36 мД. Максимальные значения проницаемости в обоих случаях достигают 10000 мД, что характерно для грубообломочных пород (конгломератов и гравелитов).

Выводы и заключение

1. Литологическая специфика: Горизонт Ю-IIIт характеризуется преобладанием крупнозернистых песчаников, гравелитов и конгломератов. Высокое содержание грубообломочных фракций (особенно на м-р Акшабулак Южный) формирует каркас с крупными межзерновыми порами.

2. Оценка качества коллектора: согласно классификации А.А. Ханина, изученные породы по обоим месторождениям соответствуют критериям I класса. Исключительно высокая пористость (>26%) и экстремальная проницаемость (в интервалах до 10000 мД) подтверждают уникальность пустотного пространства изучаемых отложений.

3. Статус суперколлектора: Совокупность литолого-петрофизических характеристик позволяет выделить горизонт Ю-IIIт как суперколлектор. Данный тип коллектора обладает практически беспрепятственной сообщаемостью пор, что гарантирует высокие коэффициенты извлечения нефти (КИН) и эффективную дренируемость запасов.

4. Таким образом, месторождения Акшабулак Центральный и Акшабулак Южный, обладающие уникальными свойствами суперколлекторов в горизонте Ю-IIIт, рассматриваются как стратегически важные объекты для поддержания и восполнения ресурсной базы углеводородов Республики Казахстан. Выявленные аномально высокие показатели пористости и проницаемости подтверждают статус Арыскупского прогиба как зоны повышенного интереса для дальнейших углубленных исследований с целью максимального извлечения запасов нефти в юрских отложениях региона.

Список использованной литературы

1. Ажгалиев Д. К., Куантаев Н. Е. Геологическое строение и нефтегазоносность Южно-Тургайской впадины. – Геология и охрана недр, 2015, №3, стр. 24–32.
2. Даукеев С. Ж. Глубинное строение и минеральные ресурсы Казахстана. Нефть и газ. – Алматы: Гылым, 2002, стр. 448.
3. Петрофизические исследования керн и пластовых флюидов нефтегазовых месторождений Казахстана / Под ред. Г. Е. Еремина. – Актау, 2010, стр. 180.
4. Хайн В. Е. Региональная геотектоника. Внеальпийская Азия и Австралия. – М.: Недра, 1979, стр. 356.

ОҢТҮСТІК ТОРҒАЙ БАССЕЙНІНІҢ АРЫСҚҰМ ИЛІМІ КЕН ОРЫНДАРЫНЫҢ КЕРН ЗЕРТТЕУЛЕРІНІҢ МӘЛІМЕТТЕРІ БОЙЫНША Ю-IIIт ГОРИЗОНТЫНЫҢ ССҚ (СҮЗІЛУ-СЫЙЫМДЫЛЫҚ ҚАСИЕТТЕРІ) ЕРЕКШЕЛІКТЕРІ

Ш.О. Нысанғалиева

Мақалада Орталық және Оңтүстік Ақшабұлақ кен орындарының Ю-IIIт өнімді горизонтының сүзілу-сыйымдылық қасиеттерін (ССҚ) егжей-тегжейлі зерттеу нәтижелері ұсынылған. Керн материалын талдау негізінде коллекторлардың негізгі литологиялық-физикалық сипаттамалары анықталды. Шөгінділердің фациялық тиістілігіне ерекше назар аударылған: Ю-IIIт горизонтының қалыптасуы көл жүйесі жағдайында өткені анықталды, бұл литологиялық әртектіліктің жоғары дәрежесін және кеуектілік пен өткізгіштік көрсеткіштерінің таралу ерекшелігін айқындады.

Түйінді сөздер: Оңтүстік Торғай бассейні, Ю-IIIм горизонты, ССҚ, керндік зерттеулер, кәлдік фация.

Информация об авторах

Нысанғалиева Шынар Орынғалиқызы – ведущий инженер управления геофизики и петрофизики, Sh.Nysangalieva@kmge.kz

Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Атырау, Казахстан

ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ГЛУБОКОЗАЛЕГАЮЩИХ ПАЛЕОЗОЙСКИХ КОМПЛЕКСОВ ЮЖНОГО МАНГЫШЛАКА

А.А. Крупин, Б.Х. Нұғманов, Е.В. Алексеева, А.Е. Басарбай

Статья посвящена анализу геологического строения и оценке перспектив нефтегазоносности глубокозалегающих палеозойских комплексов Южного Мангышлака в контексте современных представлений об освоении глубоких горизонтов нефтегазоносных бассейнов мира. Целью исследования является обоснование потенциальной нефтегазоносности палеозойского фундамента, выявление наиболее перспективных направлений и дальнейших геологоразведочных работ в регионе.

Методологической основой исследования послужили комплексный анализ материалов геолого-геофизических исследований, интерпретация данных глубокого бурения, результаты ранее выполненных научных работ, а также сопоставление особенностей геологического строения Южного Мангышлака с мировым опытом освоения глубокозалегающих месторождений углеводородов. Особое внимание уделено изучению структурно-тектонических особенностей палеозойского фундамента и факторов формирования потенциальных коллекторов.

В результате проведенного анализа установлено, что палеозойские комплексы Южного Мангышлака обладают значительным потенциалом нефтегазоносности и могут рассматриваться как перспективный объект поисково-разведочных работ. Выполнено обобщение накопленных геологических материалов, уточнены представления о строении глубокозалегающих объектов и определены предпосылки формирования зон возможного накопления углеводородов. Показано, что опыт разработки сверхглубоких месторождений в различных нефтегазоносных провинциях мира подтверждает возможность промышленного освоения аналогичных объектов.

Полученные результаты могут быть использованы при планировании дальнейших геологоразведочных работ, выборе направлений поискового бурения и формировании программ изучения глубокозалегающих комплексов Южного Мангышлака. Сделан вывод о высокой перспективности дальнейшего изучения палеозойского фундамента как одного из наиболее вероятных источников прироста запасов нефти и газа региона.

Ключевые слова: палеозойский фундамент, триасовый комплекс, вторичный коллектор, пластовая вода, перспективы нефтегазоносности.

Введение

Современные успехи освоения углеводородных ресурсов глубокопогруженных осадочных комплексов в Южно-Каспийской впадине, Северном море, Мексиканском заливе и других регионах мира, привели к открытию гигантских нефтяных и газовых месторождений на глубинах 4,5-10,5 км. К ним относятся уникальное газоконденсатное (с доказанными запасами газа свыше 1,2 трлн м³) месторождение Шах-Дениз в Южно-Каспийской впадине на глубине 7100 м, гигантские нефтяные месторождения Тайбер (разведанные запасы нефти 495 млн т, глубина 10690 м), Каскида (разведанные запасы 410 млн т, глубина 9750 м) и др. Интервал глубин 7-11 км еще 20-25 лет тому назад по термодинамическим и петрофизическим параметрам находился далеко вне диапазона промышленной нефтегазоносности, в виде не только «ограды Кокса» (Сох, 1946 г.), но и ее современных вариантов (Гедберг, 1996 г.) [1]. В качестве примера можно привести североморские месторождения Элгин и Джейд, где эксплуатируются нефтяные залежи на глубинах более 5,5 км с пластовой температурой выше 200°C. Там же на месторождениях Шируотер и Эрскин на глубине до 5 км пластовые нефти имеют температуру 340°C [2].

В настоящее время известно более 450 месторождений с промышленными скоплениями нефти и газа в фундаменте 54 нефтегазоносных бассейнов мира [3]. Наиболее крупные месторождения нефти и газа характеризуются значительными запасами (извлекаемые запасы нефти месторождения Белый Тигр составляют более 500 млн т), высокими дебитами (до 2000 тыс. т/сут.), огромной пластовой энергией, позволяющей длительное время эксплуатировать залежи нефти в фонтанном режиме [4].

Материалы исследований позволили сформировать обобщенные представления о геологии и перспективах нефтегазоносности палеозойских и триасовых глубокозалегающих сложнопостроенных объектов Южного Мангышлака, нашедших отражение в ряде отчетов, сборников и монографий, составленных в 80-е и в начале 90-х гг. прошлого века. Особая роль научно-исследовательских усилий в этом направлении отведена известным геологам Казахстана, сотрудникам «КазНИПИнефть», А.А. Рабиновичу, В.И. Попкову, А.И. Тимурзиеву и многим другим.

Ранее, в опубликованных работах [5-7] уже рассматривались геологическое строение, нефтегазоносность, прогноз зон развития вторичных коллекторов и дальнейшие перспективы триасового переходного комплекса Южного Мангышлака, с представлением анализа новых фактических материалов. В настоящей статье авторы уделили большее внимание малоизученному палеозойскому фундаменту, с которым также связываются высокие потенциальные возможности открытия новых глубокозалегающих залежей нефти и газа.

Стратиграфический разрез вскрытых бурением пород Южного Мангышлака, достаточно широк и включает три структурных этажа, отвечающих определенным стадиям развития: фундамент (геосинклинальный этап), доюрский (переходный, доплитный) и юрско-четвертичный (собственно платформенный этап).

Породы фундамента залегают под мощным чехлом осадочных отложений, вскрыты глубокими скважинами в разных частях Южно-Мангышлакского прогиба. Детальное изучение состава и условий образования палеозойских толщ, позволило выделить в составе фундамента два структурных яруса: ниж-

ний и верхний, отличающихся степенью литификации и дислоцированностью пород.

Фундамент слагают терригенные разности, метаморфизованные на стадии мусковит-хлоритовой субфации зеленых сланцев, прорванные в различных случаях гранитоидными интрузиями и дайками основного и кислого составов. Наиболее часто встречаются кварцево-сланцевые, серецито-кварцевые метапесчаники, сланцы, кварциты, мраморизованные известняки. Проведенные исследования с достаточным основанием позволяют говорить о докаменноугольном возрасте пород нижнего структурного яруса и каменноугольно-раннепермском – верхнего яруса.

Начало переходного этапа развития сопровождалось оживлением подвижек по региональным разломам действием сил горизонтального растяжения, результатом чего явилось заложение крупных грабенообразных прогибов – Центрально-Мангышлакского и Туаркыр-Карауданского.

На породах фундамента ложатся с размывом отложения позднепермско-триасового возраста. При этом красноцветные грубообломочные отложения верхней перми имеют локальное распространение, и на породах фундамента залегают преимущественно разновозрастные породы триаса или даже юры.

В составе триасового разреза выделяются пестроцветный, в основном алеволито-аргиллитовый комплекс нижнего триаса, сформировавшийся в континентальной обстановке, вулканогенно-карбонатный морской среднетриасовый и вулканогенно-терригенный верхнетриасовый комплексы отложений.

В платформенный (юрско-четвертичный) этап развития рассматриваемая территория была вовлечена в длительное прогибание, которое прерывалось сравнительно кратковременными подъёмами. В результате этого погружения накопилась значительная толща до 4,8 км осадков платформенного чехла. Разрез платформенного чехла включает отложения юры, мела, палеогена и неоген-четвертичной системы, которые в свою очередь подразделяются на структурные ярусы и формационные комплексы. В зависимости от фациальных условий образования выделяются как терригенные типы пород, так и породы морского происхождения.

Основная часть

В пределах Южного Мангышлака выделяются тектонические элементы II порядка: Песчаномысско-Ракушечная зона поднятий (II-Ж), Карагинская седловина (II-Д), Сегендомыская (II-А) и Жетыбай-Узеньская ступень (II-Б), Мангышлакская флексура (II-Е), где глубокими скважинами вскрыты породы палеозойского фундамента. Метаморфические и магматические породы фундамента также вскрыты 23 скважинами на площадях Карабогазского свода (III) (рис. 1).

Наиболее полную информацию о внутреннем строении фундамента предоставляют геофизические поля земной коры и, прежде всего, магнитное поле.

В 1982-84 гг. территория Мангышлака была перекрыта высокоточной аэромагнитной съемкой, наблюдения велись с помощью аэромагнитных станций КАМ-28 и радиогеодезического зонда, результаты построения выполнены с сечением в 2НТл.

В работе [8], с целью более полного анализа аэромагнитных данных, учитывающих материалы глубокого бурения, геологической службой «КазНИПИ-нефть» совместно со специалистами треста «Казгеофизика» была произведена

сдвигу (7). Испытав дугообразный излом, данная зона прослеживается далее в пределах Каспия;

- одна из изометричных аномалий ΔT_a (1) совпадает в плане с Оймашинской кольцевой структурой, находящей отчетливое отражение на дневной поверхности. Связывать кольцевые образования рассматриваемой аномалии с гранитоидными интрузиями нельзя, поскольку породы, как показывают лабораторные исследования, практически немагнитны. Расчеты показывают, что магнитовозмущающие объекты находятся ниже гранитов (5-5,6 км). Следовательно, предполагается наличие в более глубоких толщах фундамента магматических тел среднего или основного состава;

- предполагается, что зона оси положительных аномалий ΔT_a (2), отождествляется с магматизмом андезито-базальтового ряда, слабоокатанные гальки этих пород установлены бурением в разрезе триаса на различных разведочных площадях Южного Мангышлака;

- слабоградиентная зона ΔT_a (6), характеризует дислоцированные, слабо литифицированные (стадия метазенита) породы фундамента, отнесенные к нижней молассе верхнепалеозойского возраста, которые вскрыты скважинами на мысе Ракушечном;

- фиксируются обширные зоны максимумов ΔT_a (1), размером 100*30 км каждая (тектонические зоны 7 и 8), смещенные друг относительно друга по сдвигу северо-восточного простирания на 35 км. Западная тектоническая зона 7, простирается от западной периклинали Беке-Башкудукского вала до структур Жетыбай-Узеньской ступени. Восточная тектоническая зона 8, в плане примерно соответствует юго-восточной периклинали Беке-Башкудукского вала, с центром в районе поднятия Шалабай. Данные структуры интерпретируются как выступы фундамента, интродуцированные магматическими телами кислого или среднего состава, не выведенные в большинстве случаев на его поверхность. Верхние границы магнитовозмущающих масс в пределах Дунгинско-Жетыбайского блока залегают на глубинах от 5,2 до 7,2 км, Шалабайского – 4,6-5,4 км;

- глубоким бурением освещено строение фундамента Дунгинско-Жетыбайского выступа на площадях Северное Карагие, Сев.-Зап. Жетыбай, Бектурлы, Жетыбай, Придорожная и Южный Жетыбай. Слагается он слабометаморфизованными терригенными породами, несущими на себе следы термального воздействия интрузий, располагающихся на больших глубинах. Не исключено, что в отдельных случаях гранитоиды выведены на поверхность фундамента и подверглись эрозии, на что указывает присутствие в низах триаса (Южный Жетыбай) продуктов их разрушения. Состав, форма и сортировка говорит о близости источников сноса;

- с юго-запада тектонические зоны 7 и 8 ограничены мощными градиентными зонами ΔT_a (5), отвечающими крупному разлому.

Открытие промышленных скоплений нефти в границах месторождения Оймаша, расположенного в пределах Южного Мангышлака, вызвало интерес к проблеме поисков скоплений углеводородов (далее – УВ) в породах фундамента. Ранее при оценке перспектив нефтегазоносности фундамента было распространено мнение о том, что основными объектами поиска новых залежей являются, прежде всего, гранитные интрузии, а их отсутствие рассматривалось как отрицательный фактор. Мировая практика геологоразведочных работ показывает, что граниты далеко не единственный поисковый объект, в настоящее время установлены залежи нефти и газа в метаморфических терригенных и карбонатных породах, магматических – различного состава и происхождения.

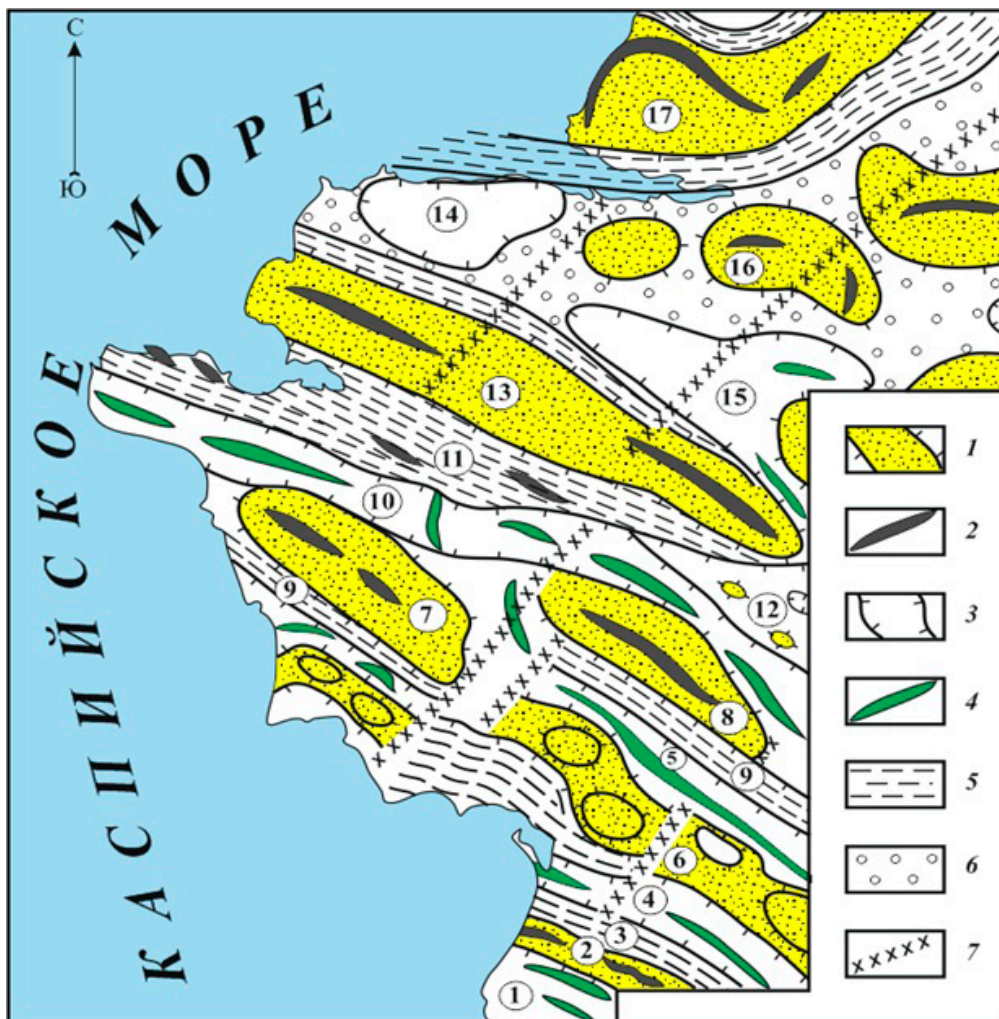


Рисунок 2. Строение фундамента западных районов Туранской плиты по материалам высокоточной аэромагнитной съемки

- (1) – зоны максимумов ΔT_a ; (2) – оси положительных аномалий; (3) – зоны минимумов ΔT_a ; (4) – оси отрицательных аномалий; (5) – высокоградиентные зоны ΔT_a ; (6) – слабовозмущенное магнитное поле; (7) – основные поперечные нарушения.
Цифры на карте – нумерация аномальных тектонических зон.

На Мангышлаке первые признаки нефтегазоносности в виде слабых нефтегазопроявлений были получены при проведении поисково-разведочных работ в 70-х годах в пределах северо-западного склона Карабогазского свода (площади Кудук, Джанаорпа, Тамды, Бирбас, Южный Аламурын). Заведомо отрицательное отношение к породам фундамента, как к возможным коллекторам нефти и газа явилось причиной того, что перспективы нефтегазоносности данного комплекса пород в этом районе остались невыясненными.

Месторождение Оймаша открыто в начале 1980-х годов при получении фонтанного притока нефти из гранитной интрузии. В дальнейшем залежи нефти

установлены в палеозойских метаморфических породах, среднетриасовых и нижнеюрских отложениях. Учитывая сложность и уникальность месторождения, площадь была определена в качестве «Полигона» для комплексного изучения недр геологическими и геофизическими методами. В соответствии с комплексной программой в середине 80-х годов были проведены гравиметрические, магнитометрические и сейсморазведочные трехмерные работы методом общих глубинных точек (МОГТ-3Д). Несмотря на детальность выполнения геофизических работ, сейсморазведочные работы МОГТ-3Д (1985-1987 гг.) не дали надежную информацию о строении сложного дислоцированного палеозойского фундамента [9].

В 2013-14 годах на Оймаше, по результатам обработки и интерпретации новых сейсморазведочных данных МОГТ-3Д, с применением специализированных технологий метода общей рассеивающей точки CSP, детализировано структурно-блоковое, внутреннее, глубинное строение гранитного плутона, выделены зоны развития вторичных коллекторов. По-новому оцениваются границы нефтегазоносности гранитоидов месторождения, которые, возможно, не ограничиваются его верхней частью, корой выветривания.

Открытие промышленных скоплений углеводородов в границах месторождения Оймаша, где наиболее высокодебитные притоки получены из дезинтегрированных пород в зоне разрывных нарушений, образующих в плане кольцевую структуру, находящую отображение в рельефе дневной поверхности, на материалах космофотосъемки, побуждает к поиску аналогичных объектов в других районах. Одним из таких районов является территория северо-западного Прикарабогазья. Анализ материалов космической съемки и топографических карт позволил выделить здесь ряд кольцевых структур, где наиболее интересной является Южно-Аламурынская кольцевая структура, диаметром 5 км (рис. 3). Отмечается, что по материалам сейсморазведки, примерно на центр Южно-

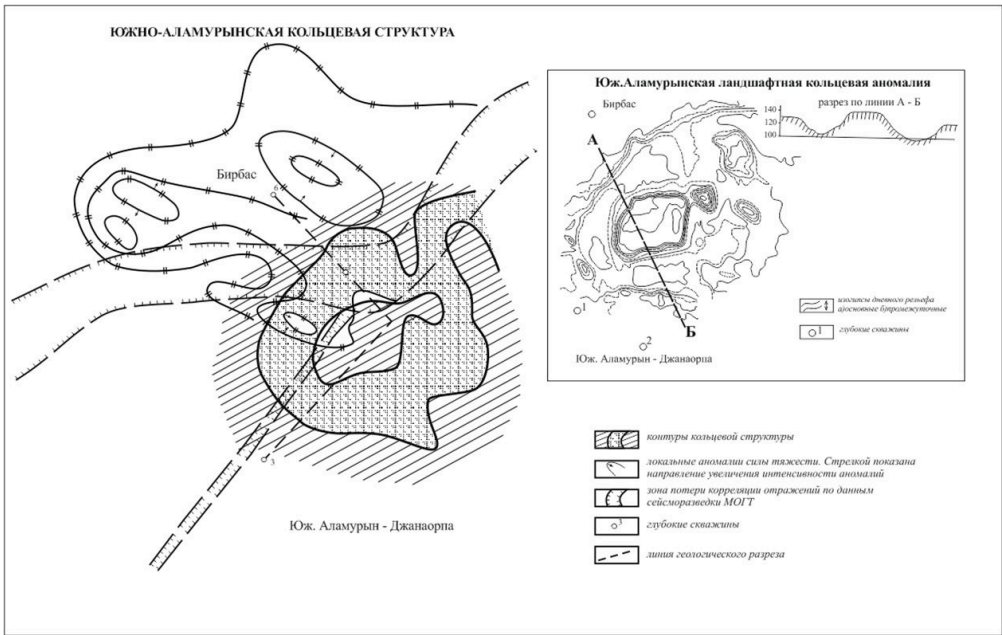


Рисунок 3. Северо-западное Прикарабогазье. Южный Аламурын, кольцевая структура

Аламурынской кольцевой структуры приходится пересечение зон потери корреляции отражающих горизонтов, отождествляемых с разрывными нарушениями. Возможно, что по этой ослабленной зоне проходило внедрение магматического расплава в метаморфические породы.

Обобщение и анализ материалов нефтегазоносности пород фундамента различных регионов мира показывает, что наиболее благоприятные условия для аккумуляции УВ существуют в пределах тектонических выступов, перекрытых осадочными породами, которые претерпели процессы эрозии и выветривания. Коллекторские свойства пород, слагающих такие выступы, имеют, как правило, более высокие параметры, чем те, которые не подвергались таким процессам. В большинстве случаев залежи нефти и газа в погребенных выступах фундамента являются массивными, а их морфология обычно контролируется формой выступа.

Карбонатные породы, если они слагают фундамент, более благоприятны в отношении нефтегазоносности, чем изверженные или метаморфизованные терригенные разности. Коллекторские свойства карбонатных пород и соответственно дебиты УВ, в случае развития в них активных вторичных процессов, всегда выше, нежели в изверженных или метаморфизованных терригенных разностях.

В пределах Южного Мангышлака выделяется три зоны высоковероятного развития карбонатных толщ в составе палеозойского фундамента (рис. 4):

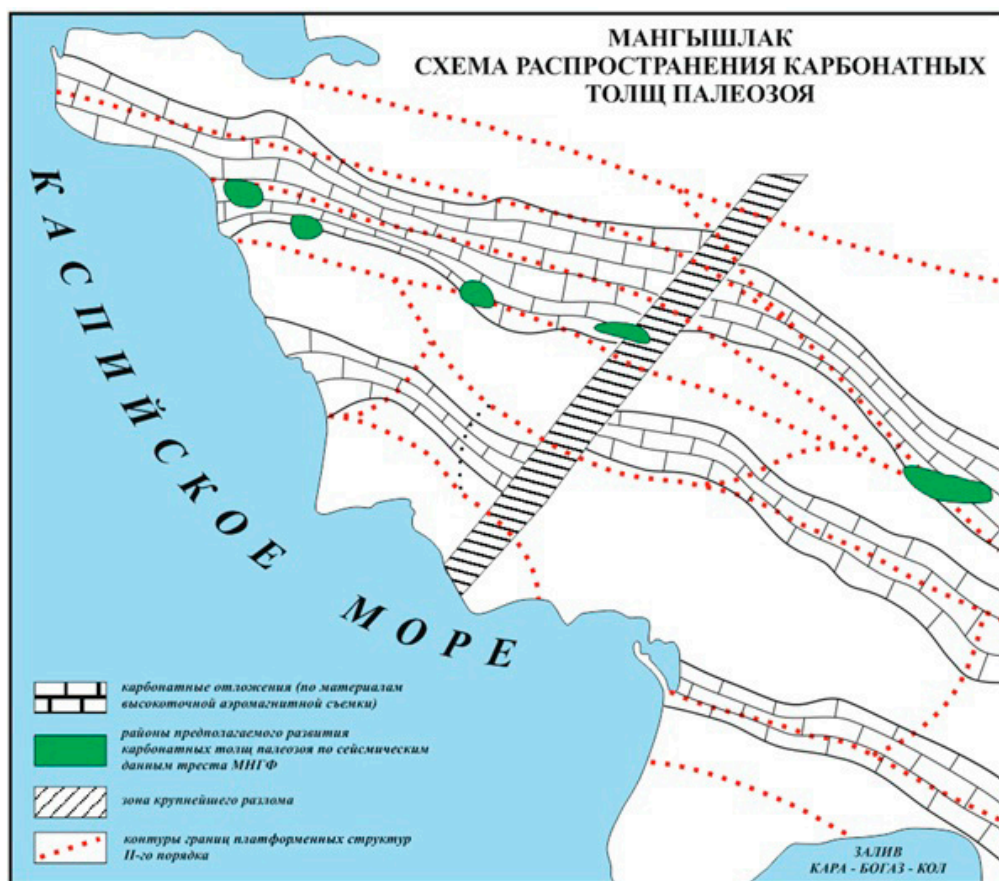


Рисунок 4. Схема распространения карбонатных толщ палеозоя Южного Мангышлака

1. Северная зона, охватывающая в плане западную, центральную, восточную части Чагырганского прогиба, Беке-Башкудукский вал, север Жетыбай-Узеньской ступени, частично Тумгачинский вал и Кансуйский блок;

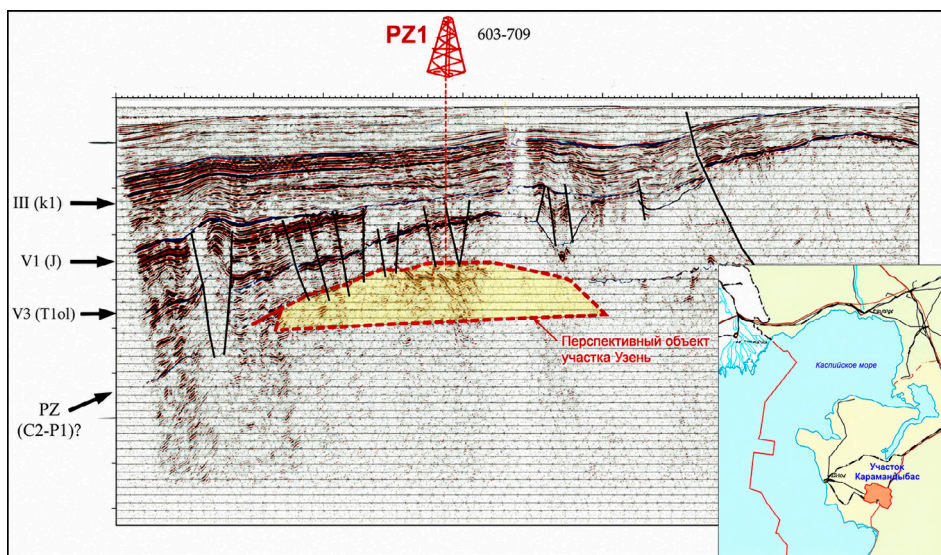
2. Центральная зона располагается в приосевой части Южно-Мангышлакского прогиба, испытывает смещение по левостороннему сдвигу, который простирается от мыса Ракушечный на северо-восток;

3. Южная зона дугообразно огибает залив Кара-Богаз-Гол с севера и, приобретая субширотную ориентацию, уходит в акваторию Казахского залива.

В пределах Северной и Южной зон наличие карбонатных толщ в составе фундамента подтверждено материалами глубокого бурения, а в отдельных районах предполагается сейсморазведкой МОГТ.

При проведении сейсмических работ МОГТ в 1984-85 годах (с/п 2/84-85) на площади Тортобинского свода, расположенной в северо-западной части Жетыбай-Узеньской ступени на временных разрезах, по кровле отражающего горизонта (ОГ) VI1 (граница палеозоя и триаса) закартировано обширное поднятие. Размеры его по кровле палеозоя (ОГ VI1), изогипсе -3300 м составляют 28*17 км, при амплитуде порядка 1000 м.

Интересны новые, предварительные результаты по переинтерпретации и переработке сейсмических материалов 2Д прошлых лет с применением новых технологий (hyper Beat и других) на участке Узень-Карамандыбасской антиклинальной линии. В настоящее время в пределах Узень-Карамандыбасских структур возлагаются большие надежды на палеозойский карбонатный комплекс, где залегание перспективных объектов оценивается на глубинах 5 км и более. Проектируется заложение поисковой скважины глубиной 5500 м, со вскрытием палеозойского комплекса (рис. 5).



**Рисунок 5. Южный Мангышлак. Участок Узень-Карамандыбас.
Перспективный объект в палеозое**

Результаты и обсуждение

В начале 90-х годов прошлого столетия ведущие геологи «КазНИПИнефть» в работе [10] провели анализ качественно-количественного изучения тесноты

связей геологических показателей, контролирующих нефтегазонакопление, с фактическими условиями распределения нефтегазоносности в недрах Мангышлака. Задача состояла в установлении группы геологических показателей, оказывающих решающее влияние на нефтегазоносность (запасы, пространственно-стратиграфическая локализация, фазовый состав, физико-химические свойства и др.), имеющих генетическую связь с природными процессами генерации, миграции, аккумуляции и консервации УВ, и количественное выражение. В анализ вошли следующие показатели нефтегазоносности:

- 1 – геохимический;
- 2 – группа тектонических (палеотектонический, неотектонический, современный структурный план, разломная тектоника);
- 3 – литолого-фациальный;
- 4 – группа гидрогеологических (гидродинамический, гидрохимический);
- 5 – геотермический.

В работе, авторы сознательно ограничились этим набором показателей, поскольку они материализованы, т.е. отражают запечатленные в веществе, полях, деформациях объективные физическо-химические процессы, которые могут быть количественно измерены.

Результаты исследований в работе, в комплексе с дополнительными, новыми геолого-геофизическими данными, сводятся к следующему:

1. Суммарный нефтематеринский потенциал юрских и триас-палеозойских отложений не обеспечивает разведанные запасы УВ Южно-Мангышлакского осадочного бассейна. Обосновывается необходимость привлечения дополнительных источников УВ, в качестве которых рассматриваются эпибитумоиды мезозойско-палеозойских отложений и УВ abiогенного происхождения. Распределение рассеянного органического вещества и хлороформенного битумоида, хотя и дифференцировано по площади и разрезу, корреляция между их концентрацией (объемом) и разведанными запасами УВ по структурным элементам второго порядка не отмечается. Обоснован вывод о невозможности использования геохимических показателей для сравнительной оценки перспектив нефтегазоносности структурных зон и локальных объектов.

Значительный интерес представляют предварительные результаты геохимических исследований нефтей месторождения Узень, совместно выполняемые специалистами компании «Shell», НК «КазМунайГаз» и АО «Озенмунайгаз» в 2014-15 гг. По лабораторным исследованиям, в образцах проб нефти месторождения Узень обнаружены дисперсные алмазоподобные структуры (рис. 6), свидетельствующие, возможно, о высокоглубинных очагах образования нефти и дальнейшей ее миграции в верхние части разреза.

2. Анализ палеотектонических условий Южного Мангышлака свидетельствует об отсутствии какого-либо влияния на нефтегазоносность донеогеновой истории развития Южно-Мангышлакского прогиба и осложняющих его локальных структур. Значение палеотектонического показателя, как критерия нефтегазоносности, рассматривается только в объеме неоген-четвертичного времени.

3. Неотектонические показатели в комплексе критериев нефтегазоносности оказывают преимущественное влияние на условия и масштабы вертикальной миграции УВ в разрезе земной коры. Показана роль новейших тектонических движений в закономерностях стратиграфического распределения УВ на Мангышлаке, изменении их фазового состава (табл. 1).

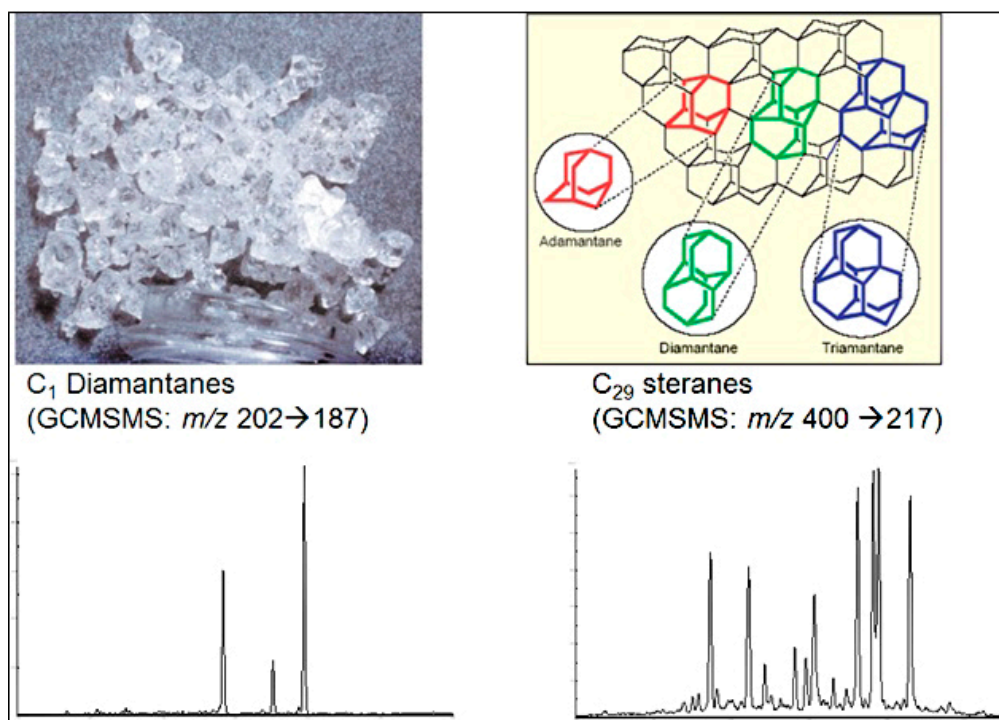


Рисунок 6. Алмазоподобные структуры в нефти месторождения Узень

4. Рассмотрены структурно-тектонические условия регионального и зонального нефтегазонакопления на Мангышлаке, проявляющиеся в преимущественном тяготении зон нефтегазонакопления к гипсометрически поднятым бортам платформенных прогибов, периклинальным и крыльевым погружениям сводовых и складчатых поднятий. Локальные черты нефтегазонакопления контролируются структурными условиями. По результатам статистического анализа связей между запасами УВ залежей Южного Мангышлака и объемами контролирующих их ловушек установлен логарифмический закон распределения, позволяющий считать объем ловушек главным фактором, контролирующим масштабы нефтегазонакопления.

5. Рассмотрена связь нефтегазоносности с разрывными нарушениями. Показано опосредованное влияние разломов на нефтегазоносность через их структуроформирующую роль. Активность тектонических нарушений, предопределила стратиграфический уровень распределения запасов по разрезу. 100% месторождений триас-палеозоя являются тектонически нарушенными. Решение вопроса видится в генетическом уровне связи нефтегазоносности с геодинамической обстановкой сжатия-растяжения для конкретного разрывного нарушения.

При интерпретации материалов сейсморазведки МОГТ ЗД в 2012-14 гг. с использованием специализированной технологии метода общей рассеивающей точки CSP по выявлению трещино-кавернозных зон, получен куб индекса акустических неоднородностей (ИАН). Куб ИАН послужил основой для получения площадного и вертикального распределения динамики дифракторов в исследуемых интервалах разреза [11].

Таблица 1. Стратиграфическая приуроченность залежей УВ в зависимости от количественных характеристик неотектогенеза Южного Мангышлака.

Интервал нефтегазоносности	Суммарная амплитуда среднемиоцен-четвертичных движений, м							Амплитуда после понтических (среднемиоцен-четвертичных) движений, м								Градиент регионального наклона (м/км) и расчлененности, подошвы среднемиоцен-четвертичных комплекса (x 0.05км/км ²)										Густота линейаментов м/км ²						
	-250	-150	-500	-50	150	250	350	-50	0	50	150	250	350	450	550	4	6	12	16	20	24	28	32	36	40	500	1000	1500	2000	2500	3000	
Верхний предел нефтегаза																																
К																																
К+J																																
J																																
J-T																																
T, Pz																																
Нижний предел нефтегаза																																

По результатам исследований тектонические нарушения, выделенные по отраженным волнам, находят отображение в поле дифракторов, где характеризуются либо локальным понижением, либо локальным повышением ИАН, а небольшие по размерам участки повышенных значений параметра вытягиваются по вертикали в непосредственной близости от разломов (подтверждается значительная роль тектоники для процесса формирования трещинных коллекторов). Ряд выделенных тектонических нарушений на площадях триасовых месторождений Южного Мангышлака, характеризуется существенным снижением ИАН, что свидетельствует об отсутствии активности разломов (отсутствии каналов вертикальной миграции флюидов). По-видимому, это связано с характером тектонических движений сжатия (взброс, надвиг), либо залечивания тектонических зон вторичными минералами (кварц, кальцит, адуляр и др.), что подтверждается материалами керна.

По результатам сейсмических работ значительная часть нарушений в верхах юрско-неогенового разреза не выделяется, так как разрешающая способность проведенных сейсмических исследований ниже амплитуд разломов. Детальность, с которой можно выделить стратиграфические объекты по вертикали составляет более 12-15 м (при частоте колебаний отраженных волн в юрско-неогеновом интервале порядка 45-55 Гц, или ниже и пластовой скорости до 3500 м/сек). Поэтому, возможно выделение пластов толщиной только более этой величины, а смещение пластов по малоамплитудным тектоническим нарушениям (до 10 м) не отражается в волновом поле.

6. Анализ показал важную роль литолого-фациальных условий нефтегазоносности. Эта роль проявляется на зональном уровне в закономерностях распространения толщ-резервуаров и толщ-покрышек, на локальном уровне – в закономерностях распространения коллекторов нефти и газа.

7. Изучение гидрогеологических условий региона триас-палеозойского комплекса основывается на изучении их макрокомпонентного состава и минерализации, а основными выводами, полученными в результате данных исследований, явились следующие данные: 1) воды пониженной минерализации в доюрском разрезе являются чужеродными и имеют очаговый характер распространения; 2) образование глубинных вод связано с поступлением из глубины по неотектонически активным разломам газопарообразующих флюидов; 3) получение притоков низкоминерализованных вод указывает на наличие в доюрских низкопроницае-

мых породах участков развития вторичных коллекторов, которые могут содержать скопления нефти и газа [12].

Тяготение зон контрастной гидрохимической аномалии к областям гранитоидных массивов (как на месторождении Оймаша) может свидетельствовать о следующем:

- тектонические разрывы, рассекающие гранитные массивы, несут роль подводящих каналов для глубинных флюидов;

- выплавление гранитных магм и образование рудоносных (интрателлурических) растворов происходило из одних и тех же зон земной коры по одним и тем же тектонически ослабленным участкам, и в разное геологическое время. По имеющимся данным, начало плавления гранитных магм происходит при температуре 650-700°, что совпадает с условиями перехода лития в подвижное состояние.

Таким образом, разломы, по которым в позднепалеозойское время происходило внедрение гранитных магм, представляют собой глубинные каналы миграции продуктов дегидратации и дегазации зон земной коры и в более позднее время. Исходя из величин геотермического градиента Южно-Мангышлакского бассейна, температурная зона 650-700° расположена на глубинах 18-25 км.

8. Анализ термобарических показателей нефтегазоносности Южного Мангышлака свидетельствует о возможности прогноза фазового состава пластового флюида по отношению к давлению и температуре.

В заключении, возможно, сформулировать необходимые требования к проведению поисково-разведочных работ на объекте палеозойский фундамент и карбонатный триасовый комплекс отложений в пределах Южно-Мангышлакского бассейна:

- детальное картирование районов внедрения магматических пород, поверхностей эрозионно-тектонических выступов фундамента;

- выявление и прослеживание разрывных нарушений в триасово-палеозойской толще;

- выделение и оконтуривание зон разуплотнения, кавернозно-трещиноватых коллекторов в породах палеозоя и триаса;

- картирование зон проявления новейшей тектонической активности (ранний миоцен), которые получили отображение в современном рельефе (ландшафте местности).

Для решения поставленных задач по поиску сложнопостроенных, глубокозалегающих, тектонически дислоцированных объектов, приуроченных к ловушкам как структурного, так и неструктурного типа, необходим выбор рационального комплекса геолого-геофизических исследований, включающих надежные дистанционные методы. Новые методы дистанционного зондирования позволяют выделить и оконтурить перспективные объекты, выполнить координатную привязку.

Существующие методики и технологии сейсморазведки создавались под горизонтально-слоистую модель геосреды. При любом другом строении недр, не вписывающемся в рамки горизонтально-слоистой модели, известные сейсмические методы будут давать серьезные сбои или окажутся вовсе непригодными для целей выявления и подготовки объектов к поисковому бурению. В первую очередь, это касается структур блокового типа, характеризующихся наличием субвертикальных границ раздела пород разной плотности. Такого рода структуры, а не классические антиклинальные складки являются «визитной карточкой» глубоких горизонтов, на которые все более ориентируются геологоразведочные

работы на нефть и газ в Казахстане и за рубежом. Значительное удорожание глубокого бурения и, как следствие, уменьшение количества поисковых и разведочных скважин создают потребность в повышении достоверности подготовки поисковых объектов геофизическими методами, прежде всего, сейсморазведкой.

Текущей важной задачей геологов и геофизиков является создание новых прогнозно-поисковых моделей глубокозалегающих блоковых структур в качестве основы для выдачи технических заданий на разработку новых методик, аппаратуры и алгоритмов сейсморазведки. Накопленные знания об особенностях формирования блоков, межблоковых впадин, зон трещиноватости, гидробарьеров и флюидодинамики в совокупности с информацией об историческом развитии региона позволяют решить эту задачу [13].

Для детализации строения объектов, выявления и оконтуривания зон развития вторичных коллекторов необходимо проведение пространственной, высоко-разрешающей сейсморазведки 3Д с применением специализированных технологий обработки данных.

Успешное освоение углеводородного потенциала палеозойских и триасовых глубокозалегающих сложнопостроенных объектов Южного Мангышлака позволит в ближайшие годы значительно увеличить добычу нефти и газа, прирасчитать запасы УВ в регионе, что является одной из основных задач для развития инфраструктуры Мангистауской области.

Список использованной литературы

1. Лукин А.Е. Углеводородный потенциал больших глубин и перспективы его освоения Украина, г. Киев, Геофизический журнал №4, т. 36, 2014.
2. Тимурзиев А.И. «Концепция проведения геологоразведочных работ в Российской Федерации на основе реализации проекта «Глубинная нефть» Всероссийская конференция по глубинному генезису нефти. г. Москва, 25-26.09.2014 г.
3. Халимов Ю.Э. Промышленная нефтегазоносность фундамента в гранитоидных коллекторах. ОАО «Зарубежнефть», Москва, Россия, 2012.
4. Шустер В.Л. Нефтегазоносность палеозойского фундамента Западной Сибири. ИПГН РАН, 2010.
5. Крупин А.А. Нефтегазоносность гранитной интрузии месторождения Оймаша. Международная научно-практическая конференция «Современные проблемы нефтегазового комплекса Казахстана», г. Актау, 2011.
6. Крупин А.А., Рыкус М.В. Нефтегазоносность вторичных коллекторов углеводородов в карбонатных породах среднего триаса на месторождениях Южного Мангышлака. Научный журнал «Нефтегазовое дело», №3, 2012.
7. Крупин А.А. Оценка нефтегазового потенциала и комплекс геолого-геофизических методов поиска сложнопостроенных коллекторов среднетриасовых отложений Мангышлакского осадочного бассейна, Доклад, Международная научно-практическая конференция «Инновационное развитие нефтегазового комплекса Казахстана», г. Актау 25-26 апреля 2013.
8. Попков В.И., Балеста Г.И., Письменная и др. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности фундамента и переходного комплекса Мангышлака. Отчет по теме №226, г. Шевченко, 1986.
9. Рабинович А.А., Попков В.И. Анализ результатов опытно-методических геолого-геофизических работ на Песчаномысском опорном полигоне и

- разработка методов поисков скоплений УВ в сложноэкранированных ловушках Мангышлака. Отчет по теме 4-06/991, г. Шевченко, 1989.
10. Рабинович А. А., Попков В. И., Тимурзиев А. И. и др. Отчет КазНИПИ-нефть, по договору 5-06/991 Совершенствование методики зонального и локального прогноза нефтегазоносности применительно к условиям Южного Мангышлака, Шевченко, 1990.
 11. Крупин А.А. Перспективы нефтегазоносности триасового и палеозойского комплекса Мангышлакского осадочного бассейна. Доклад, «Казахстанский геологический форум, нефть и газ» 12-13 марта 2015 г., г. Астана.
 12. Махутов К.А. Перевернутая картина мира (Другая геология – другой мир), издание, Алматы, 2014.
 13. Коротков С.Б. ООО «Газпром ВНИИГАЗ» «Новые прогнозно-поисковые геологические модели для геофизических методов разведки», журнал «Вести газовой науки», выпуск №3, 2011.

ОҢТҮСТІК МАҢҒЫШЛАҚТЫҢ ТЕРЕҢ ЖАТҚАН ПАЛЕОЗОЙ КЕШЕНДЕРІНІҢ ҚҰРЫЛЫМДЫҚ ЕРЕКШЕЛІКТЕРІ ЖӘНЕ МҰНАЙ-ГАЗДЫЛЫҒЫ

А.А. Крупин, Б.Х. Нұғманов, Е.В. Алексеева, А.Е. Басарбай

Мақала әлемдік мұнай-газды бассейндердің терең көкжиектерін игерудің қазіргі заманғы тұжырымдамалары аясында Оңтүстік Маңғышлақтың тереңде орналасқан палеозой кешендерінің геологиялық құрылымын талдауға және олардың мұнай-газдылық перспективаларын бағалауға арналған. Зерттеудің мақсаты – палеозой іргетасының әлеуетті мұнай-газдылығын ғылыми тұрғыдан негіздеу және өңірдегі алдағы геологиялық-барлау жұмыстарының неғұрлым перспективалы бағыттарын айқындау.

Зерттеудің әдіснамалық негізін геологиялық-геофизикалық зерттеулер материалдарын кешенді талдау, терең бұрғылау деректерін интерпретациялау, бұрын жүргізілген ғылыми жұмыстардың нәтижелерін пайдалану, сондай-ақ Оңтүстік Маңғышлақтың геологиялық құрылымының ерекшеліктерін әлемдегі тереңде жатқан көмірсутек кен орындарын игеру тәжірибесімен салыстырмалы түрде зерделеу құрады. Ерекше назар палеозой іргетасының құрылымдық-тектоникалық ерекшеліктерін және әлеуетті коллекторлардың қалыптасу факторларын зерттеуге аударылды.

Жүргізілген талдау нәтижесінде Оңтүстік Маңғышлақтың палеозой кешендері мұнай мен газға жоғары перспективалы екендігі және оларды іздеу-барлау жұмыстарының келешегі зор нысаны ретінде қарастыруға болатындығы анықталды. Жинақталған геологиялық материалдар жүйеленіп, тереңде орналасқан объектілердің құрылысы туралы түсініктер нақтыланды және көмірсутектердің ықтимал шоғырлану аймақтарының қалыптасу алғышарттары айқындалды. Әлемнің әртүрлі мұнай-газ провинцияларындағы аса терең кен орындарын игеру тәжірибесі осындай объектілерді өнеркәсіптік тұрғыдан игерудің мүмкін екенін растайтыны көрсетілді.

Алынған нәтижелерді болашақ геологиялық-барлау жұмыстарын жоспарлау, іздеу бұрғылауының басым бағыттарын таңдау және Оңтүстік Маңғы-

шлақтың тереңде орналасқан кешендерін зерттеу бағдарламаларын әзірлеу кезінде қолдануға болады. Зерттеу қорытындысы бойынша палеозой іргетасын одан әрі зерттеу өңірдің мұнай мен газ қорының өсімін қамтамасыз ететін ең ықтимал көздердің бірі ретінде жоғары перспективалы екендігі дәлелденді.

Түйінді сөздер: палеозой іргетасы, триас кешені, екінші реттік коллектор, қабат суы, мұнай-газдылық перспективалары.

Информация об авторах

Крупин Алексей Александрович – эксперт управления геологии и геологоразведки по Мангистаумунайгаз, A.krupin@kmge.kz

Нұғманов Бекболат Хасанұлы – директор департамента по геологии, B.Nugmanov@kmge.kz

Алексеева Екатерина Васильевна – старший инженер правления геологии и геологоразведки по Мангистаумунайгаз, E.Alexeyeva@kmge.kz

Басарбай Ақбота Есенғалиқызы – старший инженер правления геологии и геологоразведки по Мангистаумунайгаз, A.Bassarbay@kmge.kz

ТОО «КМГ Инжиниринг», филиал «КазНИПИмунайгаз», г. Актау, Казахстан

ИНТЕГРАЦИЯ ФАЦИАЛЬНОГО АНАЛИЗА И СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ВОСТОЧНЫЙ ЖЕТЫБАЙ

А.Е. Басарбай, Е.В. Алексеева, М.С. Демеева

В работе представлены результаты интеграции фациального анализа и сейсмических данных при геологическом моделировании месторождения Восточный Жетыбай. Исследование выполнено на примере продуктивного горизонта Ю-IXA₂ среднеюрских отложений.

На основе комплексной интерпретации кернового материала, данных геофизических исследований скважин (далее – ГИС) и результатов испытаний выполнены выделение и типизация фаций по данным ГИС. Для горизонта Ю-IXA₂ выполнена интеграция данных ГИС, кернового литотипирования и сейсмической интерпретации с целью уточнения пространственного распространения фациальных тел. На основе анализа атрибутов сейсмических данных выделены линейные зоны, соответствующие каналам, а также обширные участки пойменных фаций между ними. Установлено, что осадконакопление горизонта формировалось в условиях дельтовой равнины, что позволило объединить выделенные фации в три генетически обоснованные группы: фации дистрибутивных каналов, песчаной поймы и глинистой поймы. Для каждой группы определены граничные значения по глинистости и пористости, на основании которых проведено распространение фациальных признаков по разрезу.

При выполнении данной работы построение карт выполнялось в программном обеспечении Petrel.

Построены карты общих и эффективных толщин, выполнена корреляция скважинных данных с сейсмическими разрезами и атрибутивными картами. Интеграция результатов позволила уточнить геометрию и пространствен-

ное распространение фациальных тел, выявить зоны максимального развития коллекторов и повысить достоверность геологической модели.

Полученные результаты могут быть использованы при подсчёте запасов и планировании дальнейшего бурения.

Ключевые слова: месторождение, фация, геологическое моделирование, сейсмические атрибуты, фациальный анализ.

Введение

Месторождение Восточный Жетыбай расположено на территории Каракиянского района Мангистауской области Республики Казахстан.

Газонефтяное месторождение Восточный Жетыбай было открыто в 1967 году. Продуктивные горизонты установлены в среднеюрских отложениях.

Целью данного исследования является интеграция фациального анализа с сейсмическими данными при геологическом моделировании.

На основе интерпретации керновых данных, анализа фаций по результатам геофизических исследований скважин, а также данных испытаний скважин выполнены выделение и картирование основных фациальных зон. Полученные результаты сопоставлены с сейсмическими атрибутами, отражающими особенности внутреннего строения и распределения коллекторов.

На начальном этапе по данным ГИС осуществлялись идентификация и типизация фаций с учетом характерных геофизических признаков литологического состава и условий осадконакопления. Всего для построения фациальной модели месторождения использовано 109 скважин, из них скважина № 444 с полным выносом керна, а скважины 8 и 452 – с неполным выносом керна.

На следующем этапе для каждой выделенной фации были построены карты общих толщин, в том числе для русловых (дистрибутивных каналов) песчаников, песчаных пойменных отложений и глинистых пойменных фаций. В качестве примера поэтапно рассмотрено построение карт на горизонте Ю-IXA₂. Полученные карты позволили проследить пространственное распространение фациальных тел, выявить зоны их максимального развития и морфологические особенности. Геометрия вытянутых песчаных тел имеет прогнозный характер.

Основная часть

Для уточнения литологического строения и условий осадконакопления на месторождении Восточный Жетыбай проведено выделение ГИС-фаций с использованием комплекса геофизических методов.

В ходе изучения кернового материала установлено, что осадки продуктивного горизонта Ю-IXA₂ накапливались в условиях дельтовой равнины. В связи с этим, для упрощения интерпретации фаций по данным ГИС выделенные по керну фации были объединены в генетически обоснованные группы, характеризующиеся сходством условий формирования и коллекторских свойств.

1 группа – фации дистрибутивных каналов. Основные песчаные тела являются коллекторами с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) и значительными толщинами [1].

2 группа – фации песчаной части поймы, включающие фации прирусловых валов, каналов конусов прорыва и сами конуса прорыва. Данные отложения, как правило, обладают ухудшенными ФЕС и меньшими толщинами, характеризуются повышенной глинистостью и относятся к «ухудшенным» коллекторам.

3 группа – фации глинистой части поймы, объединяющие алевро-глинистые отложения межрусловых заливов, пойм, а также углисто-глинистые осадки тор-

фяных болот. Данная группа фаций характеризуется крайне низкими ФЕС и относится к неколлекторам.

После выделения трёх основных групп фаций были определены граничные значения по глинистости на основе керновых данных для каждой группы. Измерения показали, что фации каналов (основные коллекторские фации) характеризуются глинистостью менее 16%. По остальным типам фаций керновых данных было недостаточно, поэтому границы уточнялись по аналогии и с учетом геофизических характеристик (табл. 1).

Таблица 1. Граничные значения по глинистости ГИС-фаций

К глинистости, д. ед	Фация	Коллекторские свойства
0-0,12	Каналы	Лучший коллектор
0,12-0,18	Проксимальная часть дельты	Коллектор
0,18-0,25	Дистальная часть дельты	Ухудшенный коллектор
0,25-1	Продельта (глина)	Неколлектор

Дополнительно установлены граничные значения пористости для песчаных и глинистых фаций пойм и каналов: для каналов – более 18%, для песчаной поймы 12 – 16%, а для глинистой поймы – менее 12%. На основании данных параметров рассчитаны ГИС-фации по кривым глинистости (Vsh) и эффективной пористости (PHIE) и распространены по всему разрезу.

Для повышения точности интерпретации выполнена ручная корректировка границ фаций во всех скважинах с учетом формы кривых геофизических исследований скважин: потенциала самопроизвольной поляризации (ПС), гамма-каротажа (ГК) (методика Муромцева) [2] а также результатов комплексной интерпретации ГИС [3].

В результате получены уточненные фации, которые использованы для построения фациальных карт и дальнейшего анализа распределения коллекторов (рис. 1).

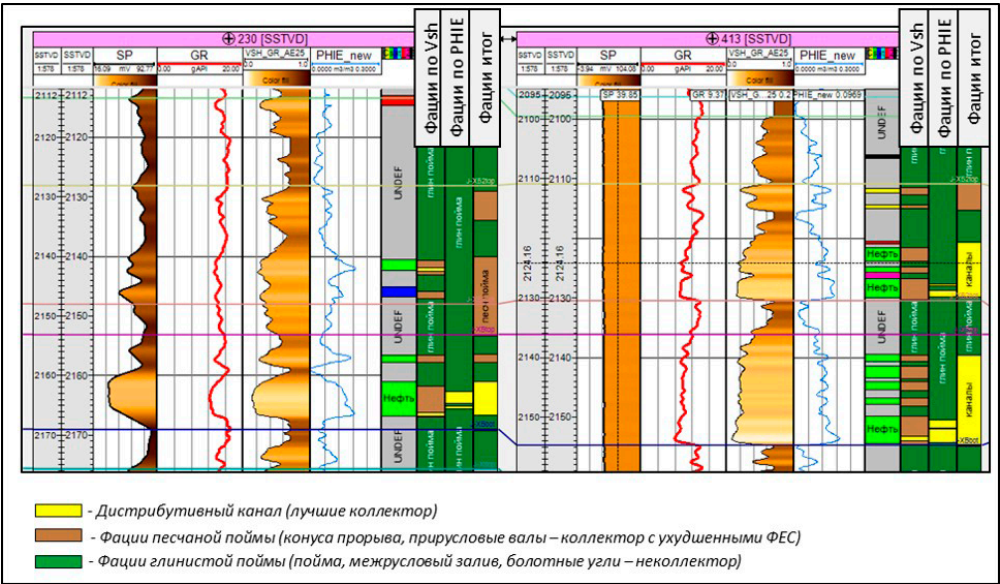


Рисунок 1. Пример выделения ГИС-фаций в скважинах

Для фациальной ассоциации дельтовой равнины, развитой в интервале горизонта Ю-IX, построены зависимости для групп фаций: дистрибутивных каналов, песчаной поймы и глинистой поймы.

Как видно из рис. 2, наилучшими коллекторскими свойствами обладает фация дистрибутивных каналов, где повышенная песчаность и зернистость в сочетании с пониженной глинистостью обуславливают улучшенные фильтрационно-ёмкостные свойства (ФЕС), поскольку данный тип отложений формировался в высокодинамичных условиях седиментации. Небольшие вариации проницаемости могут быть связаны с увеличением доли глинистого материала в прикровельных частях каналов, характеризующихся ухудшенными ФЕС, что обусловлено постепенным «затуханием» канала и снижением скорости водного потока вследствие его миграции, заполнения или отмирания.

Группа песчаной поймы (рис. 2), к которой относятся песчано-глинистые фации конусов прорыва и прирусловых валов, характеризуется широким диапазоном ФЕС и высокой изменчивостью коллекторских свойств – примерно половина образцов относится к коллекторам, вторая половина неколлекторам [4]. Высокая вариативность ФЕС связана с наличием тонкого переслаивания глинистых и песчаных пород, а также повышенной глинистостью, так как данные отложения накапливались преимущественно в менее гидродинамически активных зонах.

Третья группа – глинистая пойма, относится к неколлекторам и представлена алевро-глинистыми и углистыми отложениями с минимальным содержанием песчаного материала.

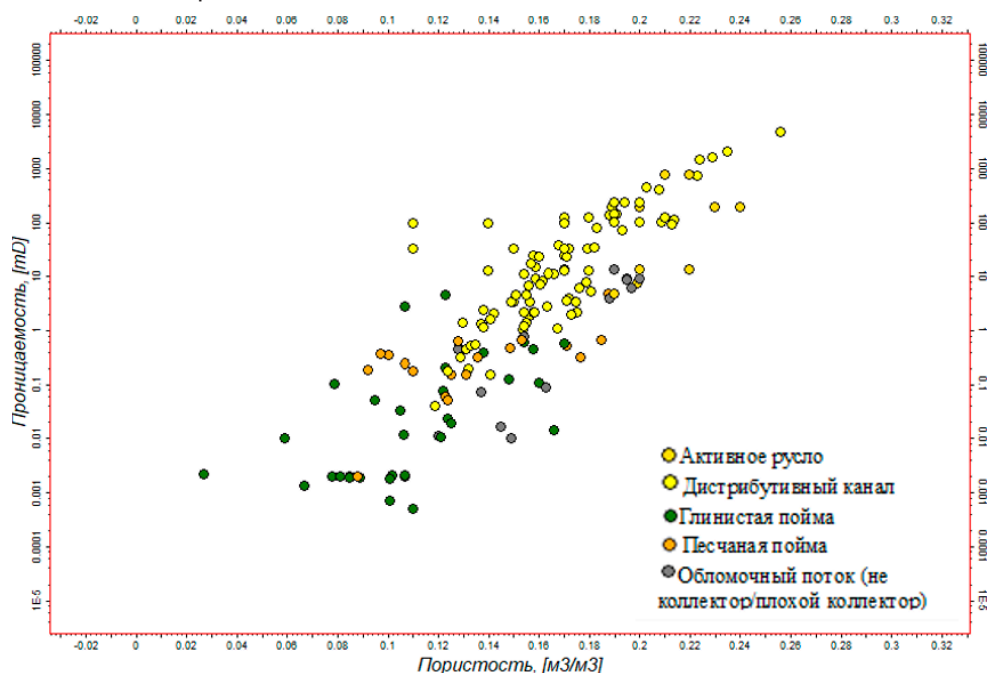


Рисунок 2. График зависимости пористости и проницаемости по фациям дельтовой равнины

На начальном этапе по данным ГИС осуществлялись идентификация и типизация фаций с учетом характерных геофизических признаков литологического состава и условий осадконакопления [5].

На следующем этапе для каждой выделенной фации были построены карты общих толщин, в том числе для русловых (дистрибутивных каналов) песчаников, песчаных пойменных отложений и глинистых пойменных фаций. В качестве примера поэтапно рассмотрено построение карт на горизонте Ю-IXA2 (рис. 3-5).

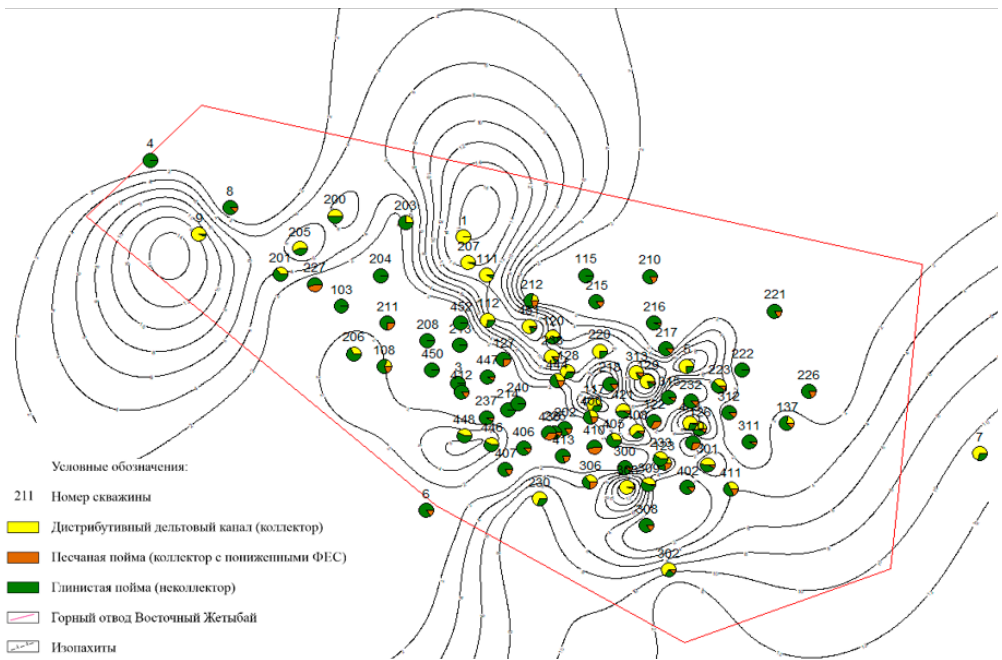


Рисунок 3. Карта толщин ГИС-фации дистрибутивных каналов горизонта Ю-IXA₂

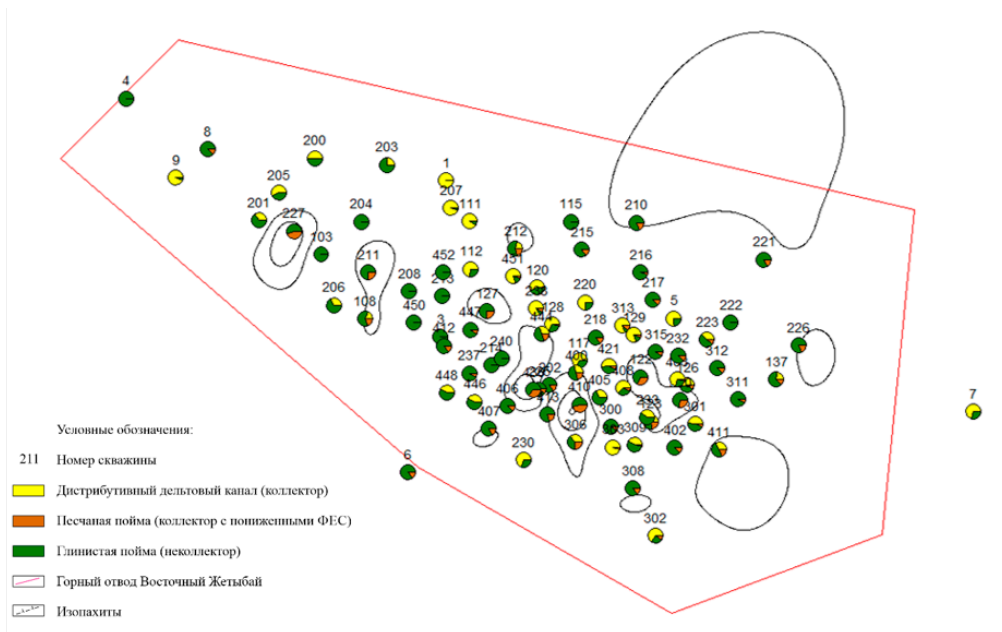


Рисунок 4. Карта толщин ГИС-фации песчаной поймы горизонта Ю-IXA₂

Полученные карты позволили проследить пространственное распространение фациальных тел, выявить зоны их максимального развития и морфологические особенности [6]. Геометрия вытянутых песчаных тел имеет прогнозный характер.

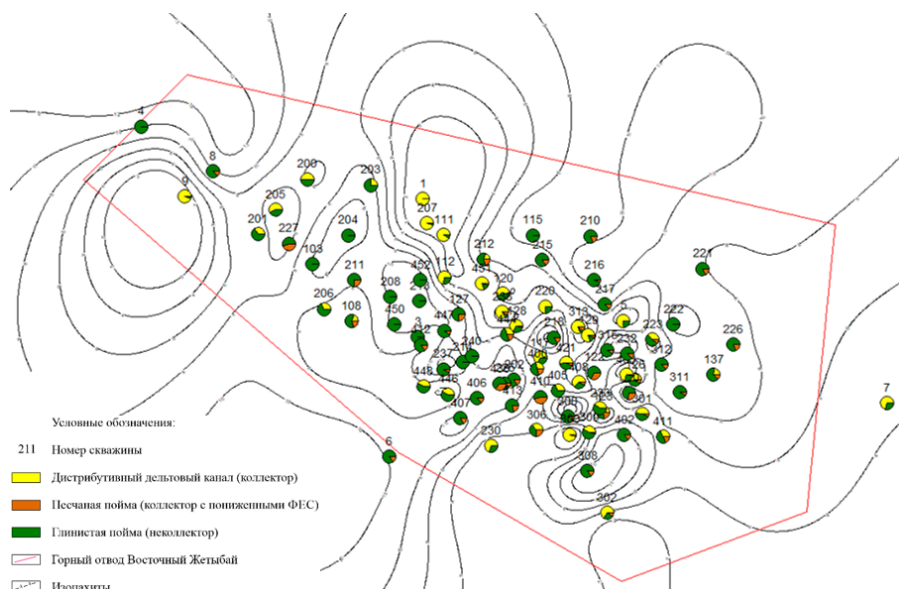


Рисунок 5. Карта толщин ГИС-фации глинистой поймы горизонта Ю-IXA₂

Для уточнения пространственного распространения фаций выполнена корреляция скважинных данных с временными и глубинными сейсмическими разрезами [7], а также построены атрибутивные карты, что позволило уточнить контуры фациальных тел (рис. 6).

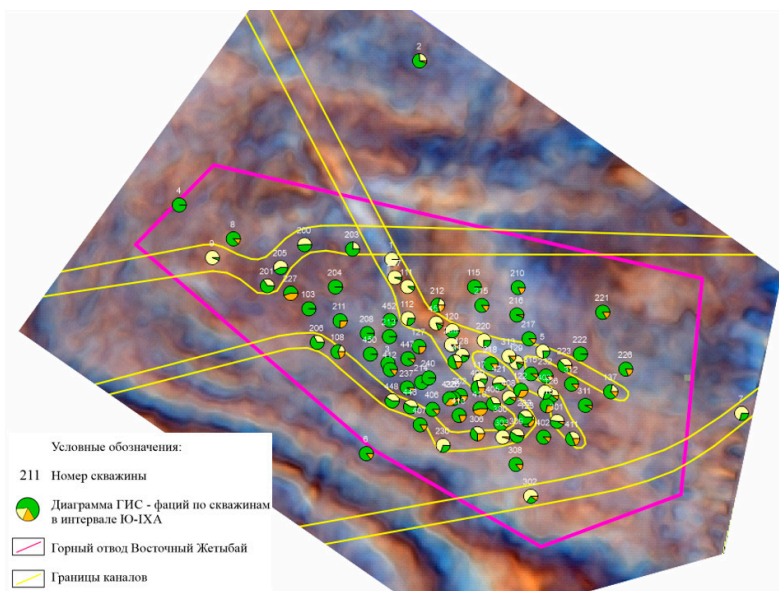


Рисунок 6. Сейсмический срез атрибута eXchroma горизонта Ю-IXA₂

Результаты и обсуждение

Геометризация фациальных тел по площади осуществлялась с использованием интерполяционных методов и сейсмических атрибутов, наиболее чувствительных к литологическим изменениям [8]. В результате построены карты прогнозных фациальных зон (рис. 7), отражающие их конфигурацию, протяжённость и связь с палеогеографическими обстановками. Эти карты служат основой для последующего подсчёта запасов и планирования размещения поисково-разведочных и эксплуатационных скважин.



Рисунок 7. Прогнозная фациальная карта горизонта Ю-IXA₂

На основе интерпретации кернового материала, данных ГИС и результатов сейсмико-геологических исследований построены фациальные карты юрских отложений. Основной целью построения фациальных карт являлась детализация условий осадконакопления и пространственного распределения коллекторских свойств пород.

Фациальные границы уточнялись с учетом структурных и палеогеографических данных, что позволило более точно определить направления потенциальной миграции флюидов и зоны аккумуляции углеводородов.

Дополнительно была построена карта эффективных толщин, приуроченных к юрским отложениям (рис. 8), позволяющая визуализировать их распределение по площади, и выявить зоны с наибольшим коллекторским потенциалом.

Расчет эффективных толщин выполнялся на основе параметров трехмерной геологической модели с учетом фильтрации по критериям песчанистости, пористости и насыщенности.

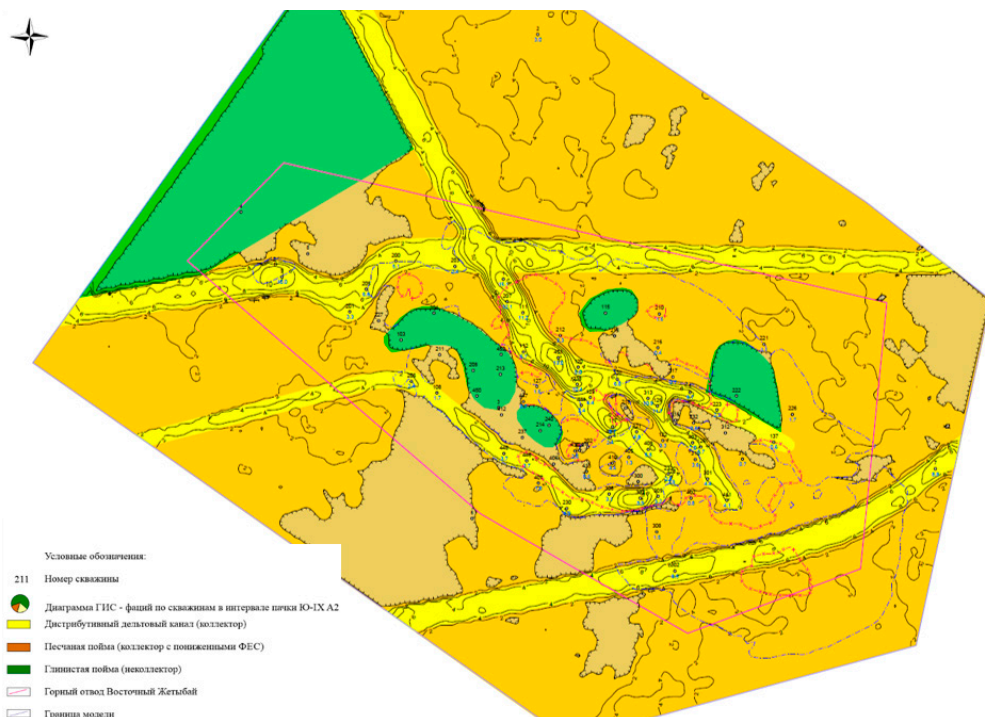


Рисунок 8. горизонт Ю-IX A₂. Карта эффективных толщин

Заключение

В результате выполненного исследования реализован комплексный подход к интеграции керновых данных, материалов ГИС и сейсмической информации при изучении среднеюрских отложений месторождения Восточный Жетыбай.

Выделены три основные генетические группы фаций дельтовой равнины, для которых обоснованы граничные значения глинистости и пористости. Установлено, что наилучшими фильтрационно-ёмкостными свойствами характеризуются фации дистрибутивных каналов, формировавшиеся в условиях повышенной гидродинамической активности. Песчаные пойменные отложения отличаются высокой вариабельностью коллекторских свойств, тогда как глинистые фации относятся к неколлекторам.

Построенные карты толщин ГИС-фаций и их интеграция с сейсмическими атрибутами позволили уточнить морфологию песчаных тел, определить направления их развития и выделить прогнозные зоны концентрации коллекторов. Геометризация фациальных тел с использованием атрибутивного анализа повысила степень достоверности пространственной модели распределение резервуаров.

Полученные результаты имеют практическое значение для совершенствования трёхмерной геологической модели, уточнения подсчёта запасов и оптимизации размещения поисково-разведочных и эксплуатационных скважин.

Разработанный подход может быть рекомендован к применению на аналогичных месторождениях дельтового типа осадконакопления.

Список использованной литературы

1. Барабошкин Е.Ю. Практическая седиментология. Терригенные резервуары. Пособие по работе с керном. -Тверь, ООО «Издательство ГЕРС», 2011. – 52с.
2. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. – Ленинград: Недра, 1984.- 140-161 с.
3. Логачев А.А., Захаров В.С. Геофизические методы исследования скважин. – М.: Недра, 1990. – 268 с.
4. Posamentier H.W., Walker R.G. Facies Models Revisited. – SEPM Special Publication, 2006. – 227 p.
5. Rider M., Kennedy M. The Geological Interpretation of Well Logs. – Rider-French Consulting, 2011. – 132 p.
6. Chopra S., Marfurt K.J. Seismic Attributes for Prospect Identification and Reservoir Characterization. – SEG, 2007. – 281 p.
7. Dubrule O. Geostatistics for Seismic Data Integration in Earth Models. – SEG, 2003.
8. Catuneanu O. Principles of Sequence Stratigraphy. – Elsevier, 2006. – 172 p.

ШЫҒЫС ЖЕТІБАЙ КЕН ОРНЫНЫҢ МЫСАЛЫНДА ФАЦИАЛДЫҚ ТАЛДАУ МЕН СЕЙСМИКАЛЫҚ ДЕРЕКТЕРДІ ИНТЕГРАЦИЯЛАУ

А.Е. Басарбай, Е.В. Алексеева, М.С. Демеева

Бұл жұмыста Шығыс Жетібай кен орнын геологиялық модельдеу кезінде фациалдық талдау мен сейсмикалық деректерді интеграциялау нәтижелері ұсынылған. Зерттеу Ю-IXA₂ орта Юра шөгінділерінің өнімді горизонты мысалында жүргізілді.

Негізгі материалды кешенді интерпретациялау, Ұңғымаларды геофизикалық зерттеу (ҰГЗ) деректері және сынақ нәтижелері негізінде ҰГЗ фацияларын бөлу және типтеу орындалды. Ю-IXA₂ горизонтының шөгінділері дельталық фациялар жағдайында қалыптасқаны анықталды, бұл фацияларды генетикалық негізделген үш топқа біріктіруге мүмкіндік берді: дистрибутивтік арналардың фациялары, құмды жайылма және сазды жайылма фациялары. Әр топ үшін саздылығы мен кеуектілігі бойынша шекаралық мәндер анықталды, олардың негізінде қима бойынша фациалдық белгілердің таралуы жүргізілді.

Жалпы және тиімді қалыңдықтардың карталары салынды, ұңғыма деректері сейсмикалық қималармен және атрибутивтік карталармен корреляцияланды. Нәтижелердің интеграциясы фациалды денелердің геометриясы мен кеңістіктік таралуын нақтылауға, коллекторлардың максималды даму аймақтарын анықтауға және геологиялық модельдің сенімділігін арттыруға мүмкіндік берді.

Алынған нәтижелер мұнай қорларын есептеу және одан әрі бұрғылауды жоспарлау кезінде пайдаланылуы мүмкін.

Түйінді сөздер: кен орны, фация, геологиялық модельдеу, сейсмикалық атрибуттар, фациалдық талдау

Информации об авторах

Басарбай Ақбота Есенғалиқызы – старший инженер управления геологии и геологоразведки по месторождениям Мангистаумунайгаз, *A.Bassarbay@kmge.kz*

Алексеева Екатерина Васильевна – старший инженер управления геологии и геологоразведки по месторождениям Мангистаумунайгаз, *E.Alexeyeva@kmge.kz*

ТОО «КМГ Инжиниринг», филиал «КазНИПИМунайгаз», г. Актау, Казахстан

Демеева Манара Сериковна – главный проектный менеджер отдела геологоразведки, *M.demeyeva@gg.kz*,

ТОО «QazaqGaz», Научно-технический центр, г. Астана, Казахстан

БУРЕНИЕ

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ТЕХНОЛОГИИ SLIM-HOLE ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН: ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ УЗЕНЬ

М.С. Курбанбеков, М.К. Мустафаев, Б.И. Бошманов,
К.Т. Ершиев, А.Д. Курманов, С.М. Бокенов, Д.Д. Габдрасилов

В статье представлен анализ практического опыта внедрения технологии бурения скважин малого диаметра Slim-Hole при строительстве добывающих и нагнетательных скважин на месторождении Узень. Проведен сравнительный анализ проектных решений и конструкций скважин с традиционными подходами. Оценка эффективности выполнена на основе анализа технико-технологических показателей, включая механическую скорость бурения, продолжительность строительства, объемы бурового и цементного растворов и количество образующихся отходов бурения.

Показано, что применение технологии Slim-Hole способствует снижению металлоемкости строительства, сокращению сроков бурения и уменьшению экологической нагрузки. Полученные результаты подтверждают целесообразность применения данной технологии в условиях зрелых месторождений с истощенными пластовыми давлениями.

На основе проведенного анализа предложены рекомендации по расширению области применения технологии и выполнена оценка потенциала ее масштабирования.

Ключевые слова: Slim-Hole, бурение скважин, буровой раствор, отходы бурения, технико-экономическая эффективность, экология.

Введение

Строительство скважин является одной из наиболее капиталоемких составляющих нефтегазовых проектов. По данным ряда исследований, при полномасштабном освоении месторождений затраты на бурение могут достигать 30-70% общего объема капитальных вложений [1], что обуславливает необходимость поиска эффективных технологических решений, направленных на снижение стоимости и повышение экономической эффективности буровых работ.

В современных условиях особую актуальность приобретает внедрение технологий, обеспечивающих сокращение материалоемкости и времени строительства скважин при сохранении их эксплуатационных характеристик. Одним из перспективных направлений является технология бурения скважин малого диаметра Slim-Hole, которая характеризуется уменьшенными диаметрами ствола и обсадных колонн, что позволяет существенно снизить расход металла, цемента и буровых растворов, а также сократить продолжительность бурения.

Впервые в Республике Казахстан технология бурения скважин малого диаметра Slim-Hole была применена на месторождении Узень, что обуславливает высокую практическую значимость настоящего исследования.

Исторически технология Slim-Hole получила развитие в горнодобывающей промышленности в первой половине XX века и впоследствии была адаптирована для нефтегазовой отрасли, где в настоящее время рассматривается как эффективный инструмент оптимизации затрат.

Месторождение Узень относится к числу зрелых месторождений с длительной историей разработки и высокой степенью выработанности запасов углево-

дородов. Для подобных объектов характерно снижение пластовых давлений, увеличение доли обводненности продукции и усложнение геолого-технических условий эксплуатации. В этих условиях обеспечение рентабельности бурения новых скважин требует применения инновационных подходов, направленных на снижение капитальных и операционных затрат при одновременном соблюдении требований промышленной и экологической безопасности.

Практический опыт АО «Озенмунайгаз» свидетельствует о высокой эффективности применения технологии Slim-Hole при бурении на месторождении Узень. Строительство скважин малого диаметра позволяет существенно сократить объемы применяемых материалов (металл, цемент, химические реагенты), снизить нагрузку на окружающую среду.

Несмотря на наличие значительного количества исследований, посвященных технологии Slim-Hole, вопросы ее адаптации к условиям зрелых месторождений с пониженными пластовыми давлениями и высокой степенью выработанности запасов углеводородов остаются недостаточно изученными. В частности, требуется дополнительный анализ влияния уменьшенных диаметров скважины на технико-экономические показатели бурения и экологические аспекты в условиях длительно разрабатываемых активов.

Целью настоящего исследования является оценка эффективности применения технологии бурения скважин малого диаметра в условиях зрелых месторождений на примере месторождения Узень.

Работа основана на анализе результатов пилотного и промышленного внедрения технологии Slim-Hole на месторождении Узень.

Задачи исследования включают:

- анализ геолого-технических условий бурения;
- оценку влияния технологии Slim-Hole на технико-экономические показатели строительства скважин;
- сравнительный анализ конструкции скважин и применяемых технологических решений;
- обоснование области эффективного применения технологии.

Практическая значимость исследования заключается в следующем:

- выполнена апробация технологии Slim-Hole в условиях зрелого месторождения Узень;
- проведена сравнительная оценка технико-экономических показателей традиционной и малоразмерной конструкции скважин, включая объемы бурового шлама, материалоемкость строительства и продолжительность бурения;
- определена перспективность масштабирования технологии Slim-Hole для условий зрелых месторождений Казахстана с пониженными пластовыми давлениями и высокой степенью выработанности запасов.

Геологическая характеристика и осложнения

Тектоника и стратиграфия

В структурно-тектоническом отношении структура Узень расположена в северной части Жетыбай-Узеньской тектонической ступени и с севера ограничена Беке-Башкудукским валом, от которого отделяется узким Кызылсайским прогибом. На западе структура сочленяется со структурой Карамандыбас, а на юге отделена прогибом от структуры Тенге (рис. 1).

Структура относится к типу брахиантиклинальных складок. По подошве сенон-тулона её размеры составляют 34×8 км при амплитуде 150 м, тогда как по кровле XIII горизонта (келловей) – $34,5 \times 9$ км при амплитуде 280 м. Увеличение амплитуды с глубиной отражает усложнение тектонического строения, что оказывает существенное влияние на распределение коллекторов и характер нефтегазоносности.

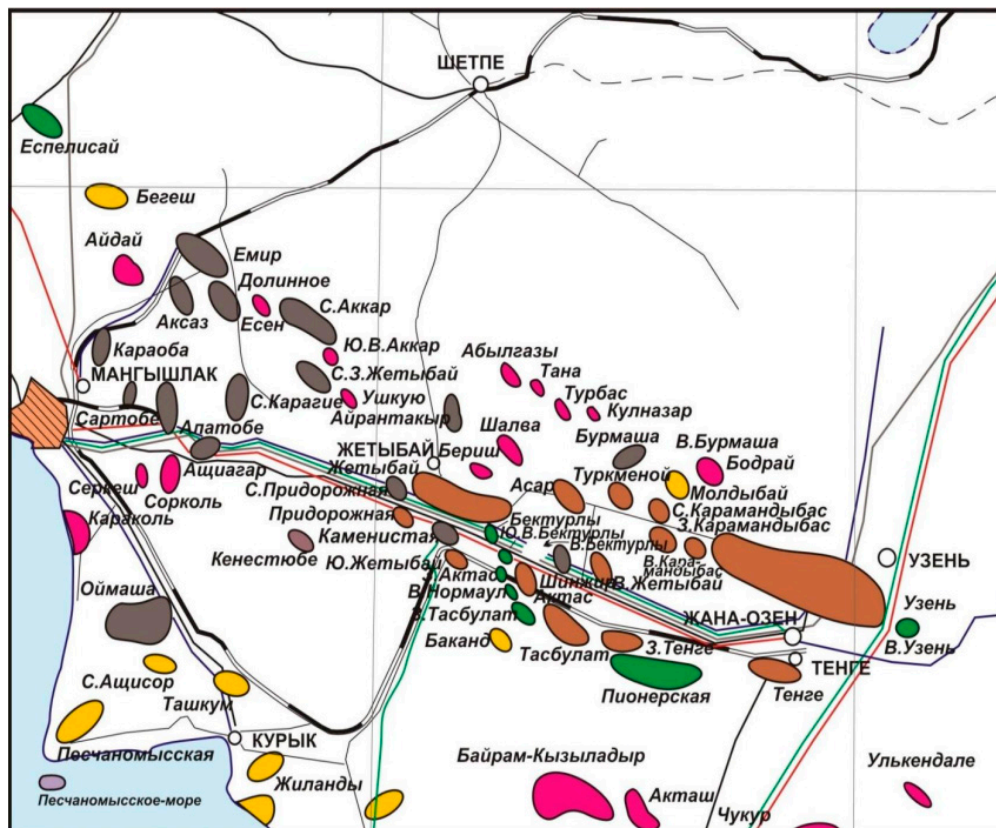


Рисунок 1. Обзорная карта района

Литология и коллекторские свойства

Продуктивные горизонты месторождения представлены терригенными отложениями средней и верхней юры (бат-байосский и келловейский ярусы), сложенными песчаниками, алевролитами и глинистыми породами.

Среднее значение пористости составляет 22,8%, проницаемости – 0,194 мД, что характеризует коллекторы, как обладающие удовлетворительными емкостными свойствами при ограниченной фильтрационной способности [2].

Тонкослоистое строение разреза и наличие глинистых интервалов обуславливают высокую литологическую неоднородность, что оказывает влияние на фильтрационно-емкостные характеристики, устойчивость стенок скважины и состояние призабойной зоны. Эти особенности являются определяющими при выборе состава и параметров бурового раствора (рис. 2).

В скважинах традиционного диаметра данный эффект усиливается вследствие увеличенной площади контакта бурового раствора с породой и пластовой водой.

Практический опыт бурения пилотных скважин показал, что применение технологии Slim-Hole в условиях месторождения Узень может способствовать снижению площади контакта бурового раствора со стенками скважины и уменьшению негативного влияния пластовой воды на его свойства.

По результатам бурения пилотных скважин применяемая система бурового раствора обеспечивала требуемые технологические параметры, при этом не отмечалось значительных осложнений, связанных с осыпями и прихватами бурового инструмента.

Продуктивные горизонты

В разрезе месторождения Узень выделено 25 продуктивных горизонтов, сгруппированных по стратиграфическим подразделениям:

- I – сенон–турон;
- II – сеноман;
- III-XI – альб;
- XII – неом;
- XIII – келловей;
- XIV-XVII – бат;
- XVIII-XXII – байос;
- XXIII-XXIV – аален;
- XXV – нижняя юра.

Детальный стратиграфический разрез целевого интервала

На основе анализа геолого-геофизических данных был детализирован стратиграфический разрез скважин в интервале залегания основных продуктивных горизонтов (табл. 1).

Вскрытие начинается с келловейского яруса верхней юры (XIII горизонт) в интервале глубин 1221-1249 м. Далее разрез представлен отложениями средней юры: батским ярусом (XIV-XVII горизонты), залегающим в интервале 1249-1331 м, и байосским ярусом (XVIII горизонт), вскрываемым на глубинах 1331-1382 м.

Средняя толщина вскрываемого продуктивного разреза юрской системы составляет порядка 161 м.

Указанные стратиграфические и литологические особенности, а также характер осложнений при бурении являются определяющими факторами при выборе конструкции скважины и параметров бурового раствора, особенно при реализации технологии скважин малого диаметра.

Таблица 1. Стратиграфический разрез основных продуктивных горизонтов

Горизонт	Система/ Отдел	Ярус	Интервал глубин по вертикали, м
XIII	Юрская / Верхняя	Келловейский	1221-1249
XIV	Юрская/ Средняя	Батский	1249-1261
XV	Юрская/ Средняя	Батский	1261-1284
XVI	Юрская/ Средняя	Батский	1284-1310
XVII	Юрская/ Средняя	Батский	1310-1331
XVIII	Юрская/ Средняя	Байосский	1331-1382

Сравнительный анализ конструкций скважин

Классический подход к строительству скважин на месторождениях Узень и Карамандыбас основывается на применении трехколонной конструкции с использованием обсадных колонн увеличенного диаметра. Данная схема обеспечивает надежную изоляцию интервалов, однако сопровождается повышенными материальными затратами, увеличенным объемом бурового раствора и ростом времени строительства скважины.

В рамках внедрения технологии Slim-Hole была предложена и апробирована оптимизированная конструкция скважины, характеризующаяся уменьшенными диаметрами ствола и обсадных колонн. Это позволило снизить затраты на бурение, уменьшить гидравлические потери и повысить общую эффективность строительства скважин.

Согласно литературным источникам [3], скважины малого диаметра (Slim-Hole) не имеют строго фиксированного определения, однако в большинстве случаев к ним относят скважины с диаметром ствола менее 7 дюймов (177,8 мм).

На рис. 3 представлено сравнение типовых конструкций традиционной и Slim-Hole скважин глубиной 1400 м.

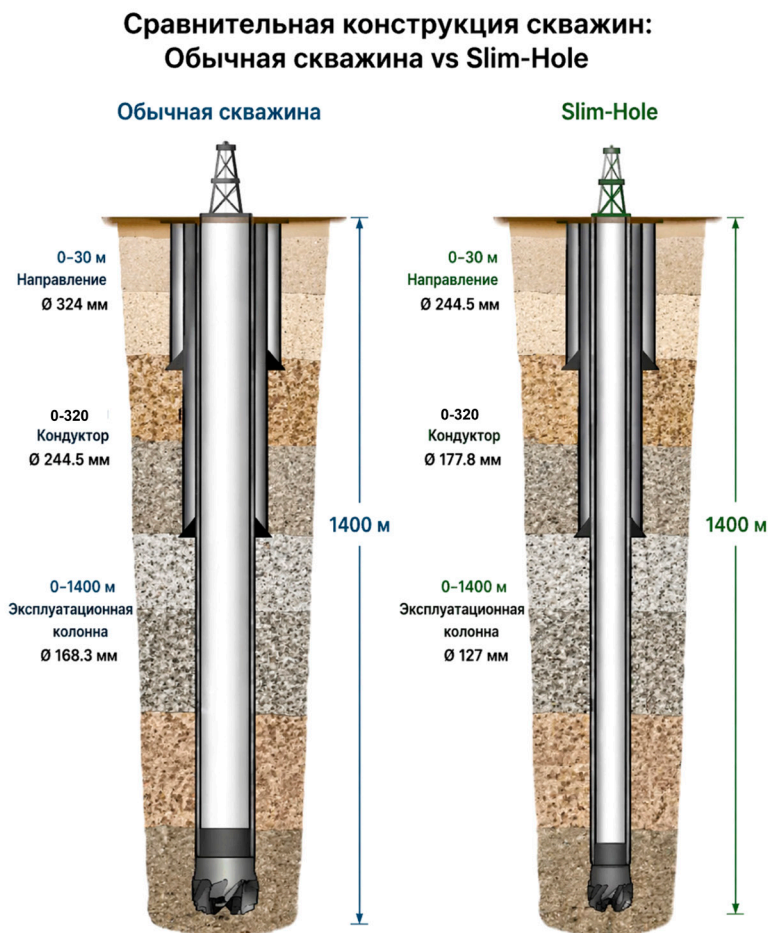


Рисунок 3. Сравнительная конструкция скважин

Результаты пилотного бурения скважин Slim-Hole

В рамках проекта реабилитации месторождения Узень в 2025 году было выполнено бурение трех добывающих скважин малого диаметра (Slim-Hole): №9990, №9991 и №9992. Основной целью являлась оценка технологической и экономической эффективности применения уменьшенных диаметров обсадных колонн в условиях зрелого месторождения.

Технико-технологические показатели бурения

Анализ фактических данных показал, что глубины пробуренных скважин составили от 1230 до 1385 м, при этом продолжительность бурения варьировалась в пределах 14-16 суток, что соответствует высоким темпам строительства скважин для данных геолого-технических условий.

Особое внимание заслуживают показатели качества цементирования. Контакт цемента с колонной (показатель Х+Ч) составил:

- 95,56% для скв. №9990;
- 82,54% для скв. №9991;
- 89,63% для скв. №9992.

В продуктивной части разреза получены хорошие показатели цементирования, обеспечившие качественную изоляцию продуктивных интервалов.

Фактическая компоновка низа буровой колонны (далее – КНБК)

Таблица 2. Применяемая КНБК при бурении пилотных скважин

Интервал бурения, м	Долото мм/м	ВЗД мм/м	УБТ мм/м	КЛС мм/м	УБТ мм/м	Б/И мм
320-1250	157,2 PDC	120/6,4	120/9	155,5/1	120/45	102

ВЗД – винтовой забойный двигатель; УБТ – утяжеленные буровые трубы; КЛС – калибратор-расширитель ствола скважины; Б/И – буровой инструмент.

Применение данной компоновки сопровождалось перерасчетом гидравлических параметров бурения с учетом уменьшенного диаметра ствола скважины. В процессе проектирования были уточнены скорость восходящего потока, параметры очистки ствола, эквивалентная циркуляционная плотность бурового раствора (ECD), а также диаметры насадок долота для обеспечения эффективной транспортировки выбуренной породы.

Выполненные гидравлические расчеты позволили обеспечить устойчивую очистку ствола скважины и требуемые технологические показатели бурения в условиях применения технологии Slim-Hole.

Параметры бурового раствора

Фактические параметры бурового раствора при бурении под эксплуатационную колонну характеризовались следующими значениями:

- плотность – 1,38 г/см³;
- условная вязкость – 47 сек/кварту;
- ДНС – 15 фунт/100 фут²;
- СНС – 5/17 (10 сек / 10 мин);
- водоотдача – 4,5 мл/30 мин;
- содержание песка – 0,6%;
- pH 10;
- содержание хлоридов – 3500 мг/л.

Представленные параметры бурового раствора соответствовали требованиям, предъявляемым к бурению в данных геолого-технических условиях, и обеспечивали эффективную очистку ствола скважины в процессе бурения [4].

Оценка эффективности технологии Slim-Hole

На основании анализа полученных данных можно сделать следующие выводы:

- снижены материальные затраты за счет уменьшения диаметров колонн;
- достигнуты высокие темпы строительства скважин;
- обеспечено качественное цементирование продуктивных интервалов;
- в процессе бурения не отмечено значительных осложнений, связанных с устойчивостью ствола;
- применяемая система бурового раствора обеспечивала требуемые технологические параметры.

Таким образом, результаты пилотного бурения подтвердили технологическую реализуемость и высокую экономическую эффективность внедрения технологии Slim-Hole в условиях месторождения Узень.

Масштабирование технологии Slim-Hole

После успешного пилотного бурения трех добывающих скважин малого диаметра (№9990, 9991 и 9992) технология Slim-Hole получила дальнейшее развитие на месторождении Узень. В частности, дополнительно было пробурено 38 нагнетательных скважин, что подтверждает технологическую применимость решения не только для добывающего, но и для поддержания пластового давления.

С учетом полученных положительных результатов разработана программа дальнейшего внедрения технологии. На ближайшие три года запланировано бурение порядка 450 скважин, что свидетельствует о переходе от пилотного этапа к промышленному масштабированию.

При этом общий объем бурения на месторождении Узень составляет около 200 скважин ежегодно, из которых:

порядка 150 скважин ($\approx 75\%$) планируется бурить с применением технологии Slim-Hole;

оставшуюся часть – по традиционной конструкции (в зависимости от геолого-технических условий).

Указанный объем внедрения сформирован на основании предварительной оценки геолого-технических условий и результатов пилотного применения технологии на месторождении Узень.

Аналитическая интерпретация

Доля внедрения Slim-Hole на уровне $\sim 75\%$ от годового объема бурения свидетельствует о:

- технологической реализуемости и надежности решения;
- положительных результатах пилотного внедрения технологии в различных типах скважин (добывающие и нагнетательные);
- адаптивности технологии к условиям зрелого месторождения;
- значительном потенциале снижения капитальных затрат при массовом применении.

Особенно важно, что масштабирование происходит в условиях:

- высокой литологической неоднородности разреза;
- наличия осложнений (поглощения, осыпи, прихваты);

- влияния пластовой воды на буровой раствор.

Полученные результаты свидетельствуют о возможности эффективного применения технологии в условиях характерных геолого-технологических осложнений месторождения Узень.

Ограничения и риски применения технологии Slim-Hole

Несмотря на подтвержденную эффективность технологии Slim-Hole, в литературе отмечается ряд ограничений, которые необходимо учитывать при ее применении.

Согласно исследованиям [5, 6], уменьшенный диаметр скважины предъявляет повышенные требования к гидравлическим расчетам и качеству очистки ствола, что увеличивает чувствительность технологии к режимам бурения.

Ряд авторов [7] указывает на узкий диапазон допустимых гидравлических параметров, при отклонении от которых возможно ухудшение выноса шлама и снижение эффективности бурения.

Кроме того, ограниченный диаметр скважины снижает технологическую гибкость при проведении геофизических исследований и заканчивания скважин, а также может накладывать ограничения на применяемое оборудование [8].

С точки зрения разработки месторождений, уменьшение диаметра эксплуатационной колонны может приводить к ограничению дебита скважин, особенно в условиях высокопродуктивных коллекторов [9].

Таким образом, эффективное применение технологии Slim-Hole требует комплексного учета геолого-технических условий, гидравлических параметров и требований к заканчиванию скважин.

Технико-экономическая оценка

Оценка сокращения объемов образования буровых отходов (шлама)

Важнейшим преимуществом перехода на технологию Slim-Hole является существенное снижение экологической нагрузки на месторождение Узень. Расчет теоретического объема выбуренной породы (шлама) выполнен для обеих конструкций по формуле объема цилиндра для каждого интервала бурения.

$$V = \frac{\pi \times D^2}{4} \times L$$

где:

V – объем выбуренной породы, м³;

D – диаметр долота, м;

L – длина интервала бурения, м.

Расчёт для традиционной конструкции

I Интервал (Направление): бурение от 0 до 30 м долотом 393,7 мм (0,3937 м).

$$V_1 = \frac{3,1416 \times 0,3937^2}{4} \times 30 \approx 3,65 \text{ м}^3$$

II Интервал (Кондуктор): бурение от 30 до 320 м (длина интервала 290 м) долотом 295,3 мм (0,2953 м).

$$V_2 = \frac{3,1416 \times 0,2953^2}{4} \times 290 \approx 19,86 \text{ м}^3$$

III Интервал (Эксплуатационная колонна): бурение от 320 до 1400 м (длина интервала 1080 м) долотом 220,7 мм (0,2207 м).

$$V_3 = \frac{3,1416 \times 0,2207^2}{4} \times 1080 \approx 41,32 \text{ м}^3$$

Общий объём выбуренной породы для традиционной скважины: **64,83 м³**.

Расчёт для конструкции Slim-Hole

I Интервал (Направление): бурение от 0 до 30 м долотом 295,3 мм (0,2953 м).

$$V_1 = \frac{3,1416 \times 0,2953^2}{4} \times 30 \approx 2,05 \text{ м}^3$$

II Интервал (Кондуктор): бурение от 30 до 320 м (длина интервала 290 м) долотом 220,7 мм (0,2207 м).

$$V_2 = \frac{3,1416 \times 0,2207^2}{4} \times 290 \approx 11,09 \text{ м}^3$$

III Интервал (Эксплуатационная колонна): бурение от 320 до 1400 м (длина интервала 1080 м) долотом 155,6 мм (0,1556 м).

$$V_3 = \frac{3,1416 \times 0,1556^2}{4} \times 1080 \approx 20,54 \text{ м}^3$$

Общий объём выбуренной породы для скважины с Slim-Hole: **33,69 м³**. Результаты представлены на рис. 4.

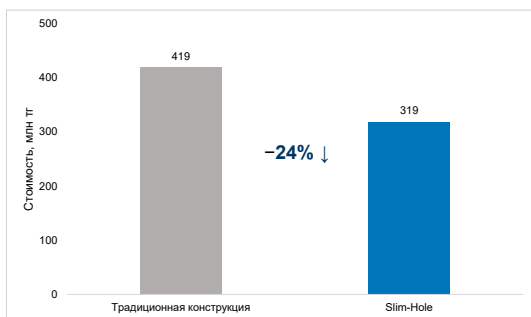


Рисунок 4. Снижение объёма бурового шлама при применении технологии Slim-Hole

С учетом утвержденных планов АО «Озенмунайгаз» по бурению 150 скважин Slim-Hole ежегодно (всего 750 скважин), суммарное снижение объёмов бурового шлама составит 4 672 м³ в год и достигнет 23 359 м³ к 2030 году. Это обеспечивает не только снижение затрат на транспортировку и утилизацию отходов, но и существенно уменьшает техногенное воздействие на окружающую среду. Результаты представлены на рис. 5.

Следует отметить, что приведенные расчеты объемов выбуренной породы выполнены для номинальных диаметров ствола скважины и носят сравнительный оценочный характер. Фактические объемы бурового шлама в процессе бурения могут отличаться вследствие кавернозности ствола, литологических особенностей разреза и влияния геолого-технических осложнений.

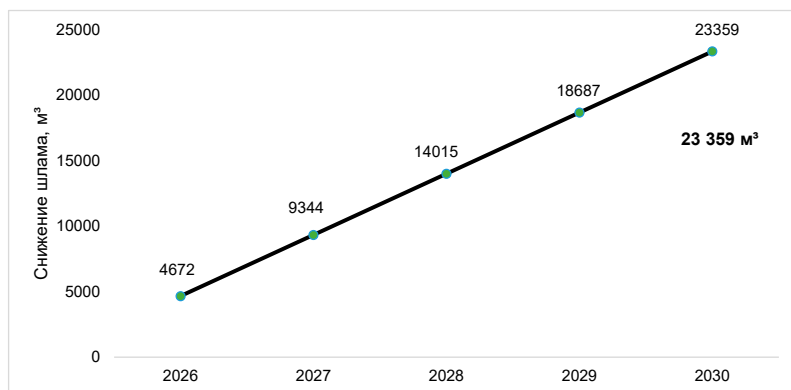


Рисунок 5. Снижение объема бурового шлама при внедрении технологии Slim-Hole до 2030 года

Экономическая эффективность

Экономическая оценка применения технологии Slim-Hole проводилась на основе сравнения средних капитальных затрат на строительство одной скважины при традиционной и оптимизированной конструкции.

Средняя стоимость бурения одной скважины глубиной 1400 м при существующей конструкции составляет порядка 419 млн тенге. За счет уменьшения диаметров обсадных колонн, снижения объемов бурового раствора, цемента и металлоемкости применение технологии Slim-Hole позволяет снизить стоимость строительства до 319 млн тенге на одну скважину, что соответствует сокращению капитальных затрат примерно на 24%. Результаты представлены на рис. 6.

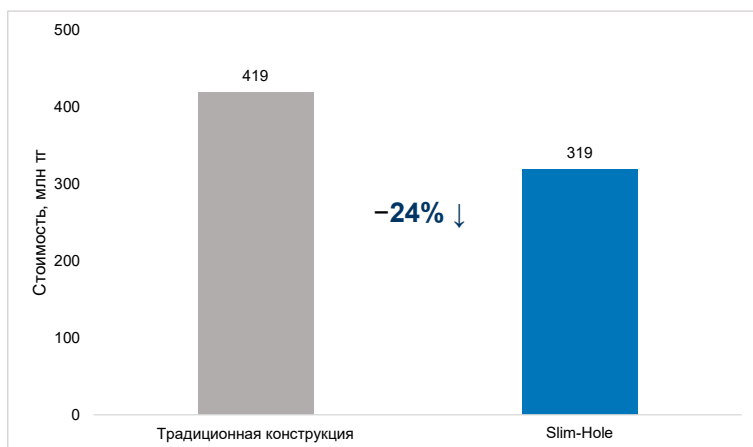


Рисунок 6. Снижение стоимости строительства скважин при применении технологии Slim-Hole

Таким образом, экономия на одной скважине составляет около 100 млн тенге. При годовом объеме бурения 150 скважин суммарный экономический эффект может достигать 15 млрд тг/год.

Соответственно, за пятилетний период внедрения технологии совокупная экономия составит 75 млрд тг.

Применение технологии Slim-Hole обеспечивает снижение капитальных затрат на 24%, что при масштабном внедрении позволяет достичь совокупного экономического эффекта более 75 млрд тенге в течение пяти лет. Результаты представлены на рис. 7.

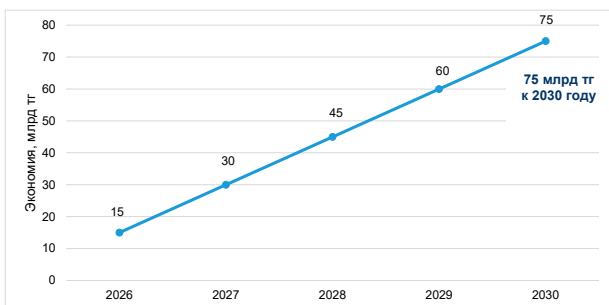


Рисунок 7. Прогнозируемый экономический эффект от внедрения технологии Slim-Hole до 2030 года

Экономический эффект носит системный характер и существенно усиливается при масштабировании технологии.

Дополнительно следует отметить, что снижение затрат достигается за счет следующих факторов:

- уменьшение диаметра обсадных колонн (снижение металлоемкости);
- сокращение объемов цементирования;
- уменьшение расхода бурового раствора;
- снижение затрат на транспортировку и утилизацию бурового шлама.

Таким образом, достигается комплексный экономический эффект, включающий как прямое снижение капитальных затрат, так и косвенную экономию за счёт уменьшения объёмов отходов бурения [10].

Заключение

Проведенный анализ результатов бурения и внедрения технологии Slim-Hole на месторождении Узень показал ее технологическую применимость и эффективность в условиях зрелого месторождения.

Использование оптимизированной конструкции скважин с уменьшенными диаметрами обеспечивает устойчивое снижение капитальных затрат до 24%, что соответствует экономии порядка 100 млн тенге на одну скважину.

Одновременно применение технологии сопровождается снижением объема выбуренной породы с 64,83 м³ до 33,69 м³ на скважину (на 48%), что позволяет существенно сократить образование бурового шлама и снизить экологическую нагрузку на месторождение.

Полученные результаты свидетельствуют о том, что технология Slim-Hole является эффективным инструментом повышения технико-экономической и эко-

логической эффективности бурения, особенно в условиях зрелых месторождений с пониженными пластовыми давлениями.

Практическая значимость исследования заключается в возможности масштабного внедрения технологии на других месторождениях Казахстана с аналогичными геолого-техническими условиями.

Таким образом, технология Slim-Hole представляет собой эффективное инженерное решение, обеспечивающее устойчивое снижение капитальных затрат и экологической нагрузки при сохранении технологической надежности.

Список использованной литературы

1. Ross BR, Faure AM, Kitsios EE, Osterling P, Zettle RS (1992) Innovative slim hole completions.
2. Групповой технический проект на строительство эксплуатационных малогабаритных скважин (slim-hole) проектной глубиной 1400 м на месторождении Узень. – 2024.
3. Zhao X., Liu Y., Wang J. Optimization of slim-hole drilling hydraulics // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2021.
4. Al-Mahrooqi S., Al-Hinai A. Advances in slim-hole drilling technology // SPE Drilling & Completion. – 2020.
5. Ahmed T. Reservoir Engineering Handbook. – Gulf Professional Publishing, 2019.
6. Shanks FE II, Williams KR (1993) Slim hole exploration requires proper technical preparation.
7. Поляков В., Иванов С. Применение бурения скважин малого диаметра на зрелых месторождениях // Журнал «Нефтяное хозяйство». – 2019.
8. Султанов Р. Эффективность скважин уменьшенного диаметра на месторождениях Казахстана // Petroleum Science. – 2022.
9. Finger J, Jacobson R (1999) Slim hole drilling, logging, and completion technology-an update. Geothermal Research Department, Sandia National Laboratories, Albuquerque
10. Отчет по бурению пилотных скважин №9990, №9991, №9992 месторождения Узень. Внутренний технический отчет KMG Engineering. – 2025.

ҰҢҒЫМАЛАРДЫ БҰРҒЫЛАУ КЕЗІНДЕГІ SLIM-HOLE ТЕХНОЛОГИЯСЫНЫҢ ТИІМДІЛІГІ: ӨЗЕН КЕН ОРНЫНДАҒЫ ҚОЛДАНУ ТӘЖІРИБЕСІ

**М.С. Құрбанбеков, М.К. Мұстафаев, Б.И. Бошманов,
К.Т. Ершиев, А.Д. Құрманов, С.М. Бөкенов, Д.Д. Ғабдрасилов**

Мақалада Өзен кен орнында өндіруші және айдау ұңғымаларын салу кезінде кіші диаметрлі ұңғымаларды бұрғылау (Slim-Hole) технологиясын енгізудің практикалық тәжірибесіне талдау ұсынылған. Жобалық шешімдер мен ұңғыма конструкцияларына дәстүрлі тәсілдермен салыстырмалы талдау жүргізілді. Тиімділікті бағалау техникалық-технологиялық көрсеткіштерді, соның ішінде бұрғылаудың механикалық жылдамдығын, ұңғыма құрылысының ұзақтығын,

бұрғылау және цемент ерітінділерінің көлемін, сондай-ақ түзілетін бұрғылау қалдықтарының мөлшерін талдау негізінде орындалды.

Slim-Hole технологиясын қолдану ұңғыма құрылысының металсыйымдылығын төмендетуге, бұрғылау мерзімдерін қысқартуға және экологиялық жүктемені азайтуға мүмкіндік беретіні көрсетілді. Алынған нәтижелер қабат қысымы төмендеген жетілген кен орындары жағдайында аталған технологияны қолданудың мақсатқа сәйкестігін растайды.

Жүргізілген талдау негізінде технологияны қолдану аясын кеңейту бойынша ұсынымдар беріліп, оны ауқымды енгізу әлеуетіне бағалау жасалды.

Түйінді сөздер: *Slim-Hole*, ұңғыма бұрғылау, бұрғылау ерітіндісі, бұрғылау қалдықтары, техникалық-экономикалық тиімділік, экология.

Информация об авторах

Курбанбеков Мадияр Серикович – эксперт департамента бурения и КРС, mkurbanbekov@kmge.kz

Мустафаев Мурат Кенесбаевич – первый заместитель генерального директора по производству, m.mustafayev@kmge.kz

Курманов Айбек Дюсипкалиевич – директор департамента бурения и КРС, a.kurmanov@kmge.kz

ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Астана, Казахстан

Бошманов Бейбит Изденович – заместитель генерального директора по геологии и разработке, b.boshmanov@omg.kmg.kz

Бокенов Сабит Мырзабаевич – директор департамента бурения и КРС, s.bokenov@omg.kmg.kz

АО «Өзенмұнайгаз», г. Жанаозен, Мангистауская обл., Казахстан

Ершиев Кайрат Турланович – главный специалист департамента добычи нефти и газа k.yershiyev@kmg.kz

Габдрасилов Дархан Дамирович – ведущий специалист департамента геологии и разведки, d.gabdrassilov@kmg.kz

АО «НК «КазМунайГаз», г. Астана, Казахстан

УЛУЧШЕННАЯ ПРОГРАММА РАБОТ ПО ЦЕМЕНТИРОВАНИЮ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ

**С.А. Губашев, А.С. Сисенгалиев, Б.Ф. Сабилов,
А.Ж. Шагильбаев, Д.Р. Абдрахманов**

В статье рассматривается методология разработки улучшенной программы цементирования эксплуатационной обсадной колонны диаметром 177,80 мм на горизонтальной скважине К-1. Приводится полный анализ конструкции скважины, геологических условий, рецептуры тампонажных растворов, результатов лабораторных испытаний и 3D-гидравлического моделирования в программе iSet компании Halliburton. Показано, что последо-

вательное применение наилучших практик – оптимизация центрации, соблюдение реологической иерархии жидкостей, контроль водоотдачи и прочности геля – обеспечило надёжную зональную изоляцию: эффективность замещения бурового раствора цементом на забое составила 97,0%, коэффициент качества цементирования по данным акустического каротажа цементирования (далее – АКЦ) – не менее 0,7. Описан опыт сопровождения работ совместной бригадой ТОО «КМГ Инжиниринг» и Halliburton International GmbH.

Ключевые слова: цементирование обсадной колонны, тампонажный раствор, реологическая иерархия, центрация, зональная изоляция.

Качество цементирования обсадных колонн является ключевым фактором, определяющим герметичность скважины на протяжении всего её жизненного цикла. Недостаточная зональная изоляция приводит к межпластовым перетокам, обводнению продуктивных горизонтов, газопроявлениям и значительным экономическим потерям. В условиях месторождений Западного Казахстана, цементирование горизонтальных скважин сопряжено с рядом специфических трудностей: расширенный ствол (кавернозность до +148% от номинала), большие зенитные углы (до 78,56°), риски поглощения и недостаточная центрация колонны [1].

Традиционные подходы к составлению программ цементирования зачастую не учитывают в полной мере совокупность гидравлических, реологических и технологических факторов. Применение современных методов 3D-гидравлического моделирования, комплексных лабораторных испытаний рецептур и детального анализа рисков позволяет существенно повысить надёжность операции. Настоящая статья описывает опыт разработки и реализации такой улучшенной программы на скважине К-1.

Целью работы является систематизация технических решений, обеспечивших успешное цементирование 177,80 мм эксплуатационной колонны скважины К-1, и формирование рекомендаций для тиражирования данного подхода на других скважинах месторождения.

Характеристика скважины и геологические условия

Скважина К-1 является горизонтальной эксплуатационной скважиной, пробуренной буровой установкой ZJ-20. Фактические сроки строительства: монтаж – 14–16.07.2025 г. (3 сут.), бурение и крепление – 18–29.07.2025 г. (11 сут.), освоение – 29.07–02.08.2025 г. (3 сут.). Фактическая коммерческая скорость бурения составила 1490,54 м/ст. месяц, что превысило проектный показатель в 1242,6 м/ст. месяц.

Геологический разрез представлен тремя основными подразделениями: четвертично-неогеновые глины и пески (0–20 м), верхнемеловые глины и мергели (20–161 м) и альб-сеноманские глинисто-песчаниковые отложения (161–635 м). Пластовое давление на забое соответствует градиенту 1,07 SG, градиент гидроразрыва пласта – 2,05 SG. Статическая температура на забое (BHST) составляет 20°C, динамическая циркуляционная температура (BHCT) – 31°C. Продуктивный горизонт приурочен к альб-сеноманским отложениям (табл. 1) [1].

Анализ специфических рисков и предшествующий опыт

При разработке программы был выполнен детальный анализ специфических рисков для данной операции. Ключевыми рисками, которые были выявлены

и оценены, являются следующие: преждевременное загустевание цементного раствора при остановках (риск II-C), неэффективная очистка скважины и каналообразование при вытеснении бурового раствора (II-C), недостаточная центрация и потери циркуляции/поглощения (II-C). Приоритет каждого риска составляет «2» по матрице Halliburton [2].

Таблица 1. Конструкция скважины №3

Колонна	НД, мм	Марка стали	Проект, м	Факт, м
Направление	323,9	Д	0–15	0–15
Кондуктор	244,5	Д	0–70,04	0–66
Экс. колонна	177,8	Д/Ν80	0–335,02	0–310,21
Хвостовик	114,3	Д/J-55	285,02–635,0	310,21–635

На основе опыта предыдущих работ на месторождении были сформулированы следующие ключевые рекомендации: промывка не менее двух объёмов скважины с обеспечением стабильности давления; строгое регулирование скорости закачки ввиду риска поглощений; применение пескоструйной обработки обсадной колонны; требование к стабильному буферу – не более 0,5% свободной воды и разница плотностей верхней/нижней пачки не более 0,06 SG; обязательное проведение 3D-моделирования в программе iCem [2].

Исходные данные для моделирования формировались следующим образом: кавернометрия – по данным скв. В-1 -2753 (+40% к номиналу), инклинометрия – по фактическим данным скв. К-1, термометрия – по техническому проекту, реология бурового раствора – по DMR №5 от 02.07.2025 г. Все эти исходные данные были использованы при гидравлическом моделировании [2].

Рецептуры и лабораторные испытания тампонажных растворов

Для цементирования эксплуатационной колонны была разработана система закачки, включающая пять основных жидкостей: флаш, буфер, чистящий и тяжёлый цементный раствор, продавочный буровой раствор (далее – БР).

Тяжёлый цементный раствор включает цемент Dyckerhoff Class G, водоцементное отношение В/Ц = 0,435, 0,5% BWOC замедлителя HALAD-344, 0,2% BWOC пеногасителя D-Air 5000 и 0,2% BWOC регулятора водоотдачи Super CBL. Выход раствора – 0,81 м³/т. Чистящий цемент отличается повышенным содержанием бентонита и пониженной плотностью 1,50 г/см³, что обеспечивает мягкое вытеснение корки перед основным раствором (табл. 2) [2].

Таблица 2. Рецептуры тампонажных жидкостей для скв. К-1

Жидкость	Плотность, г/см³	Основные компоненты	В/Ц	Объём, м³
Флаш (WellFix+DelInvert)	1,02	WellFix Spacer A, DelInvert	-	3,00
Буфер (Tuned Spacer III)	1,40	Tuned Spacer III, Barite, D-Air 5000	-	5,00
Чистящий цемент	1,50	Dyckerhoff G, Bentonite 10%, HALAD-344 0,2%	1,135	3,00
Тяжёлый цемент	1,85	Dyckerhoff G, HALAD-344 0,5%, Super CBL 0,2%	0,435	8,70
Продавочный БР	1,12	Буровой раствор К-1	-	6,17

Результаты лабораторных испытаний тяжёлого цементного раствора (тест ID: 2921172/1) показали следующее (табл. 3).

Таблица 3. Реология тампонажных жидкостей при температуре 31°C

Жидкость	600 об/ мин	300 об/ мин	200 об/ мин	100 об/ мин	60 об/ мин	ПВ, сП	ДНС, Па	УР, Па
БР	42	31	22	14	-	11	105,41	-
Флаш	3	2	2	2	2	1	5,27	-
Буфер	61	45	37	28	24	16	152,84	2,77
Чистящий цемент	31	22	20	18	17	9	68,51	7,67
Тяжёлый цемент	185	108	79	47	32	77	163,38	0,20

ПВ – пластическая вязкость, ДНС – динамическое напряжение сдвига, УР – yield point

Прочность на сжатие тяжёлого цементного раствора, определённая с помощью ультразвукового анализатора Fann UCA Model 520 при 31°C/580 psi, составила: 50 PSI и достигнута через 4 ч 56 мин, 100 PSI – через 5 ч 53 мин, 500 PSI – через 11 ч 43 мин. Данные значения соответствуют требованиям ISO 10426-2 для цементирования при низких температурах (BHST = 20°C). Оседание раствора по тесту на стабильность – в допустимых пределах, разница плотностей верхней и нижней пробы не превышает 0,06 SG [3].

Гидравлическое моделирование в программе iCem

Трёхмерное гидравлическое моделирование выполнено в программе Halliburton iCem версии 8.0.724.0. Расчёт проводился с учётом фактической инклинометрии скважины К-1, данных кавернометрии скв. В-1, а также реологических параметров всех жидкостей из лабораторных испытаний. Избыток на открытый ствол принят как номинал +40%.

Таблица закачки включает 6 стадий: промывка буровым раствором, флаш, буфер, чистящий цемент, тяжёлый цемент и продавка БР. Общая продолжительность работы – 40,62 мин без времени промывки (табл. 4) [4].

Таблица 4. Сводная таблица закачки для скв. К-1

Стадия	Жидкость	Плотность, г/см³	Расход, л/мин	Объём, м³
1	Промывка БР	1,120	954	29,00
2	Флаш (WellFix+Delvert)	1,020	954	3,00
3	Буфер (Tuned Spacer III)	1,400	1113	5,00
4	Чистящий цемент	1,500	954	3,00
5	Тяжёлый цемент	1,850	795	8,70
6	Продавка БР 4 ступени	1,120	318–954	6,17
Итого	-	-	-	54,87

Результаты 2D-моделирования гидравлики: в конце цементирования максимальная эквивалентная циркуляционная плотность (далее – ЭЦП) на глубине 311,0 м составляет 1,916 SG – ниже градиента ГРП (2,05 SG), что исключает гидроразрыв пласта. Давление СТОП на устье при продавке равна 54,53 бар

(20,06 бар + 34,47 бар для посадки пробки). Гидростатическое давление в конце работы – 45,59 бар [5].

Ключевой результат 3D-моделирования: эффективность замещения бурового раствора цементным на глубине 311,0 м (забой колонны) составила 97,0%, а на устье – 61,7%. Столь высокое замещение на забое достигнуто за счёт оптимизированной программы центрации и соблюдения реологической иерархии всех жидкостей. Фактор перетока равен 2,16 (незначительный), что согласно рекомендациям Halliburton требует низкой водоотдачи в продуктивном интервале – данное условие выполнено применением Super CBL.

Программа центрации обсадной колонны

Расчёт программы центрации выполнен методом Soft String по фактическим данным инклинометрии скв. К-1 и кавернометрии скв. М-2. Применялись центраторы двух типов производства «Аврора». Итого – 25 центраторов (табл. 5) [6].

Таблица 5. Программа центрации обсадной колонны 177,80 мм, скв. К-1

Тип центратора	Наружный диаметр центратора, мм	Наружный диаметр обсадной колонны, мм	Интервал, м	Требуемый standoff, %	Кол-во, шт.
205-178-240-220,7-38-4	240,00	177,80	0,0–66,0	Частота: 1 на 2 трубы	3
200-178-216-216-40-4	216,00	177,80	66,0–287,9	≥80,0%	22
Итого	-	-	0,0–287,9	-	25

Расчёт показал, что при данной программе центрации standoff на интервале 66,0–287,9 м (продуктивный интервал) обеспечивается не менее 80%, что является минимальным допустимым значением согласно [6] для обеспечения эффективного вытеснения бурового раствора. На интервале кондукторной колонны (0–66 м) при максимальном угле 78,56° на глубине 311 м применение центраторов типа 205-178-240 обеспечило необходимый зазор для прохождения цементного раствора.

Реологическая иерархия жидкостей

Соблюдение реологической иерархии является критическим условием эффективного вытеснения бурового раствора при цементировании. Согласно принципу Halliburton, каждая последующая жидкость в колонне должна создавать более высокий перепад давления на единицу длины, чем предыдущая, при одинаковом расходе. Для скважины К-1 иерархия по значению перепада давления (кПа/м) при Q = 795–954 л/мин соблюдается в следующем порядке: флаш < буровой раствор < буфер < чистый цемент < тяжёлый цемент. Данное условие подтверждено расчётами iCem на глубине 287,91 м при температуре 20°C.

Критическая прочность геля для тяжёлого цемента принята равной 164 фунт/100 фут². Согласно требованиям API, интервал времени от достижения критической прочности геля (164 фунт/100 фут²) до 500 фунт/100 фут² должен составлять менее 45 минут, что предотвращает миграцию флюида/газа через цементный камень в период перехода раствора в гелеобразное состояние. Для данной рецептуры данный критерий выполнен [2].

Проведение работ и оценка качества цементирования

Цементирование 177,80 мм эксплуатационной колонны выполнено 23.07.2025 г. в период с 09:30 до 10:30. Фактические объёмы и плотности растворов соответствовали проектным значениям. Посадка нижней пробки подтверждена визуальным наблюдением за флажком на цементировочной головке в присутствии представителей Заказчика. Давление СТОП при посадке верхней пробки составило ~54 бар, что соответствует расчётному значению 54,53 бар.

По завершении ожидания затвердевания цемента (72 ч при статических условиях согласно графику Wait-on-Cement) проведена опрессовка эксплуатационной колонны давлением 9,5 МПа (95 атм). Колонна признана герметичной. Данные показали коэффициент качества цементирования $KЦ \geq 0,7$ по всему цементлируемому стволу, что соответствует проектному критерию оценки качества работы (COPQ-критерий Halliburton (табл. 6) [2]).

Таблица 6. Сравнение проектных и фактических показателей цементирования скв. К-1

Показатель	Проектное значение	Фактическое значение
Эффективность замещения на забое, %	$\geq 80,0$	97,0
Эффективность замещения на устье, %	$\geq 60,0$	61,7
КЦ по АКЦ	$\geq 0,70$	$\geq 0,70$
Давление опрессовки ЭК, МПа	9,5	9,5 (герметична)
ЭЦП max, SG	$\leq 2,05$	1,916
Время строительства секции ЭК, сут.	6,37	5,0
Standoff на интервале 66–287,9 м, %	≥ 80	≥ 80

КЦ – коэффициент цементирования, ЭК – эксплуатационная колонна

Выводы

На основании выполненной работы по разработке и реализации улучшенной программы цементирования 177,80 мм эксплуатационной колонны горизонтальной скважины К-1 можно сформулировать следующие выводы:

1. Комплексный подход к проектированию цементирования, включающий детальный анализ рисков, оптимизацию центрации методом Soft String, подбор рецептур с учётом лабораторных испытаний и 3D-моделирование в iCem, обеспечил эффективность замещения бурового раствора на забое 97,0% – существенно выше минимального требования в 80%.

2. Реологическая иерархия жидкостей (флаш → буровой раствор → буфер → чистящий цемент → тяжёлый цемент) является необходимым и достаточным условием эффективного вытеснения при цементировании в горизонтальных и наклонных скважинах с большими зенитными углами.

3. Лабораторные испытания подтвердили, что рецептура тяжёлого цементного раствора на основе Dyckerhoff Class G с системой добавок Halliburton (HALAD-344, Super CBL, D-Air 5000) обеспечивает достаточное время загустевания (3 ч 22 мин до 40 Вс при 31°C), приемлемую водоотдачу (70 мл/30 мин) и своевременный набор прочности (500 PSI через 11 ч 43 мин)

4. Применение 25 центраторов типа «Аврора» на 177,80 мм колонне обеспечивает standoff $\geq 80\%$ на продуктивном интервале, что является критическим условием для горизонтальных скважин с каверностью ствола до +148% от номинала.

5. Фактические результаты ($KЦ \geq 0,8$ по АКЦ, герметичность при опрессовке 9,5 МПа, срок строительства секции на 21% меньше проектного) подтверждают эффективность предложенного подхода и целесообразность его тиражирования на других скважинах месторождения и аналогичных объектов Западного Казахстана.

Список использованной литературы

1. Nelson E.B., Guillot D. Well Cementing. 2nd edition. – Schlumberger Educational Services, Sugar Land, Texas, 2006. – 796 p.
2. Halliburton iCem Service Manual. Version 8.0.
3. Рахимов М.М. Применение армирующих добавок в тампонажных растворах при КРС на месторождениях Западного Казахстана // Нефтяная промышленность. – 2024. – №3. – С. 45–52.
4. Khalifeh M., Saasen A. Introduction to Permanent Plug and Abandonment of Wells. – Springer, 2020. – 338 p.
5. Santra A.K., Boul P., Pang X. Influence of nanomaterials in oilwell cement hydration and mechanical properties // SPE-163814-MS. – 2012.
6. Halliburton, 2024.ISO 10426-2:2003. Petroleum and natural gas industries – Cements and materials for well cementing – Part 2: Testing of well cements. – ISO, 2003

ШЕГЕНДЕУ ТІЗБЕГІН ЦЕМЕНТТЕУДІҢ ЖЕТІЛДІРІЛГЕН ЖҰМЫС БАҒДАРЛАМАСЫ

**С.А. Губашев, А.С. Сисенгалиев, Б.Ф. Сабиров, А.Ж. Шагильбаев,
Д.Р. Абдрахманов**

Мақалада Қазақстан Республикасы, К-1 горизонталь ұңғымада 177,80 мм диаметрлі өндірістік обсадтық колоннаны цементтеудің жетілдірілген бағдарламасын әзірлеу әдіснамасы қарастырылады. Ұңғыма құрылысының, геологиялық жағдайлардың, тампонаждық ерітінділер рецептурасының, зертханалық сынақ нәтижелерінің және Halliburton компаниясының iCem бағдарламасындағы 3D-гидравликалық модельдеудің толық талдауы берілген. Үздік тәжірибелерді дәйекті қолданудың – орталықтандыруды оңтайландырудың, сұйықтықтардың реологиялық иерархиясын сақтаудың, сумен бөлу мен гель беріктігін бақылаудың – сенімді аймақтық оқшаулауды қамтамасыз ететіндігі көрсетілген: ұңғыма түбінде бұрғылау ерітіндісін цементпен ығыстыру тиімділігі 97,0%-ды, АКЦ деректері бойынша цементтеу сапасының коэффициенті (ЦСК) – 0,7-ден кем емесі құрады. «КМГ Инжиниринг» ЖШС мен Halliburton International GmbH бірлескен бригадасының жұмысты қадағалау тәжірибесі сипатталған.

Түйінді сөздер: тампонаждық ерітінді, iCem, реологиялық иерархия, орталықтандыру, аймақтық оқшаулау, АКЦ.

Информация об авторах

Губашев Сарсенбай Абилович – директор департамента проектирования бурения и экологии, *S.Gubashev@kmge.kz*

Сисенгалиев Амангельды Салаватович – ведущий инженер управления проектирования бурения и ремонта скважин, *a.sissengaliyev@kmge.kz*

Сабилов Болатхан Файзуллаевич – ведущий инженер управления проектирования бурения и ремонта скважин, *B.Sabirov@kmge.kz*

Шагильбаев Адил Жолдасович – заместитель директора филиала по производству, *A.Shagilbayev@kmge.kz*

Абдрахманов Дінмұхаммед Русланұлы – инженер управления системы сбора, транспортировки и подготовки продукции, *D.Abdrakhmanov@kmge.kz*

ТОО «КМГ Инжиниринг», Атырауский филиал, г. Атырау, Казахстан

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ЗАКАЧКИ АЗОТА НА КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ ГОРИЗОНТА КТ-II МЕСТОРОЖДЕНИЯ «Х»

А.К. Абдукаримов, А.А. Ергалиев, Н.Т. Нұғман, Ж.К. Абельдинова

В настоящей статье представлены результаты опытно-промышленного испытания технологии закачки азота, реализованного на месторождении «Х» с целью оценки эффективности данного газового метода как третичного инструмента увеличения нефтеотдачи. Объектом углубленного исследования выступил карбонатный горизонт КТ-II, отличающийся сложным геологическим строением: низкопроницаемая базовая матрица в нем сочетается с развитой системой естественных микро- и макротрещин.

Основным фактором, предопределившим необходимость поиска альтернативных решений и обосновавшим выбор технологии, стало резкое истощение пластовой энергии. Текущее пластовое давление на пилотном участке снизилось до 14,9 МПа, что значительно ниже начального давления насыщения нефти газом, составляющего 24,0 МПа. В подобных сложных термобарических условиях, на фоне доказанной неэффективности или исчерпания потенциала традиционного заводнения, нагнетание инертного газа рассматривалось как перспективный метод для восполнения энергодефицита системы и довытеснения остаточных запасов нефти.

В качестве доказательной базы в работе использованы данные непрерывного эксплуатационного мониторинга нагнетательной скважины и окружающего реагирующего фонда. Для максимально объективной оценки технологического отклика и математической фильтрации эффектов от предшествующей закачки воды применялся расчет прогнозных базовых показателей добычи с использованием классических интегральных характеристик вытеснения Сазонова Б.Ф., Пирвердяна А.М. и Назарова С.Н. В ходе фактической реализации программы ОПИ в пласт было успешно закачано более 5 млн м³ азота. Анализ промысловых данных выявил локальную стабилизацию забойного давления и снижение обводненности продукции на отдельных участках. Однако целевой прирост дополнительной добычи нефти на текущем этапе мониторинга достигнут не был, что объясняется кинематикой фильтрационных потоков и миграцией агента по высокопроницаемым каналам без формирования жесткого фронта вытеснения. Тем не менее, технология признана технически реализуемой в условиях глубоких карбонатных залежей.

Рекомендуется продолжение гидродинамического мониторинга для фиксации возможного отложенного эффекта и проведение комплексного технико-экономического обоснования перед тиражированием метода.

Ключевые слова: метод увеличения нефтеотдачи, инертный газ, закачка азота, поддержание пластового давления.

Введение

На длительно разрабатываемых нефтяных месторождениях с карбонатным типом коллектора традиционные системы поддержания пластового давления (далее – ППД) посредством заводнения закономерно сталкиваются с пределами своей технологической и экономической эффективности. Ключевыми проблемами становятся макроканалообразование из-за неблагоприятного отношения подвиж-

ностей фаз, капиллярное блокирование остаточной нефти в матрице и, как следствие, критический рост обводненности добываемой продукции. В этих условиях фокус смещается в сторону третичных методов увеличения нефтеотдачи (далее – МУН), среди которых газовое воздействие занимает лидирующие позиции. Закачка инертных газов, в частности азота, выделяется как одно из наиболее перспективных направлений. В отличие от углеводородных газов, азот не имеет столь высокой коммерческой стоимости, а возможность его криогенной или мембранной генерации непосредственно на промысле решает логистические проблемы.

Физико-химический механизм вытеснения нефти азотом принципиально отличается от воздействия диоксидом углерода. Азот обладает крайне низкой растворимостью в пластовых флюидах и воде, что позволяет ему формировать жесткую газовую подушку, эффективно восполняя дефицит энергии залежи и увеличивая градиент давления. С точки зрения подземной гидрогазодинамики, процесс может протекать в двух режимах. При достижении минимального давления смеси (далее – ММР), которое для азота традиционно высоко и часто превышает 35–40 МПа, реализуется механизм многократного контактирования с испарением. В этом случае азот экстрагирует легкие и средние компоненты нефти C_2-C_6 , формируя переходную зону, что приводит к поршневому вытеснению флюида. При давлениях ниже ММР процесс носит несмешиваемый характер, где главными драйверами нефтеотдачи выступают гравитационный дренаж, выравнивание фронта вытеснения и вовлечение ранее недренируемых зон. Кроме того, абсолютная химическая инертность азота полностью нивелирует риски коррозии внутрискважинного оборудования, характерные для агрессивных кислородсодержащих газов.

Мировой опыт применения технологии закачки азота

Примером масштабного несмешиваемого вытеснения служит проект на гигантском месторождении Cantarell в Мексике [1]. Как отмечают J. L. Sánchez и соавторы, формирование искусственной газовой шапки и активация механизма гравитационного дренажа позволили стабилизировать газонефтяной контакт и значительно увеличить добычу, подтвердив эффективность инертного газа над заводнением в гидрофильных трещиноватых средах [1].

Иной механизм вытеснения реализуется при достижении термобарических условий для смешивания фаз на месторождении Jay-LEC в США. При пластовой температуре 141°C и давлении около 54 МПа была достигнута полная смешимость нагнетаемого газа с легкой нефтью (51°API), что позволило спрогнозировать конечный коэффициент извлечения нефти (далее – КИН) на уровне 60–70% [2].

В условиях глубокозалегающих кавернозно-трещиноватых коллекторов, где непрерывное нагнетание газа сопряжено с высокими рисками его прорыва, мировой опыт предлагает альтернативные технологические решения. В частности, на месторождениях Таримского бассейна в Китае успешно применяется циклическая закачка азота. За счет эффекта расширения газа и гравитационного замещения остаточной нефти в макрокавернах достигается прирост КИН на 5–8 % [3].

В Российской Федерации опыт применения азота в карбонатной матрице широко апробирован на месторождениях Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (Бавлинское, Арланское и Радаевское месторождения). Этот опыт подтверждает способность инертного газа эффективно блокировать высокопроницаемые промытые зоны. За счет перераспределения фильтрационных потоков в низкопроницаемую матрицу достигается существенное снижение обводненности продукции [4].

На основе анализа результатов этих и иных зарубежных проектов, МУН на основе закачки азота в карбонатных коллекторах доказывает свою высокую тех-

нологическую эффективность, особенно в трещиновато-кавернозных системах [5-7]. Однако, как показывает практика долгосрочной эксплуатации, эффективность несмешиваемого вытеснения со временем может снижаться. На поздних этапах реализации часто фиксируется стадия падения добычи, спровоцированная опережающими прорывами азота к забоям добывающих скважин по системам макротрещин, что требует тщательного подбора объектов и детального геологического обоснования перед внедрением данной технологии [6-8].

Краткая информация о месторождении «Х»

Объектом проведения опытно-промышленных испытаний (далее – ОПИ) технологии закачки азота выступил участок горизонта КТ-II месторождения «Х», введенного в промышленную разработку в 2003 году.

Месторождение характеризуется сложным блоковым строением, обусловленным наличием тектонических нарушений. Залежь относится к типу массивно-пластовых, тектонически экранированных.

В литологическом отношении продуктивная толща сложена преимущественно органогенными и комковато-органогенными карбонатами. Пустотное пространство представлено межзерновыми и внутризерновыми порами. Коллектор отличается высокой степенью макро- и микронеоднородности. Матрица относится к классу низкопроницаемых, однако геофизические и гидродинамические исследования подтверждают наличие выраженной естественной трещиноватости. Детальные количественные параметры фильтрационно-емкостных свойств представлены в табл.1.

Фундаментальным фактором, предопределившим необходимость применения газовых, МУН, является критическое истощение пластовой энергии горизонта КТ-II.

Как видно из табл. 1, длительная эксплуатация привела к падению текущего пластового давления до значений, катастрофически уступающих начальному давлению насыщения. В подобных термобарических условиях в поровом пространстве коллектора происходит активное внутрипластовое разгазирование изначальной легкой и высокоусадочной нефти, что сопровождается формированием свободной газовой фазы и локальным ростом газового фактора. В связи с этим, закачка азота на данном участке рассматривалась не только как инструмент вытеснения, но и как мера для восполнения энергодефицита сложной трещиновато-поровой системы.

Таблица 1. Геолого-физические параметры объекта

Параметр	Значение
Глубина залегания кровли, м	3588
Пластовая температура, °С	67
Начальное пластовое давление, МПа	33,0
Текущее пластовое давление, МПа	14,9
Давление насыщения, МПа	24,0
Плотность пластовой нефти, г/см ³	0,650
Вязкость пластовой нефти, МПа*с	0,343
Газосодержание, м ³ /т	261,2
Объемный коэффициент нефти, д. ед.	1,543

Средняя пористость, %	16,9
Средняя проницаемость, мД	107,3
Геологические запасы участка, тыс. т	115 046
Извлекаемые запасы участка, тыс. т	22 433
Проектный КИН, %	19,5
Текущий КИН на 01.01.2026 г., %	6,7

Как указано на рис. 1 участок для проведения ОПИ был сформирован на базе нагнетательной скважины №105 (переведена под закачку газа) и четырех реагирующих добывающих скважин: №№ 71, 104, 126 и 128. Основным требованием к проведению испытаний, обеспечивающим чистоту научного эксперимента, выступало ограничение на проведение любых геолого-технических мероприятий (далее – ГТМ) на реагирующем фонде.

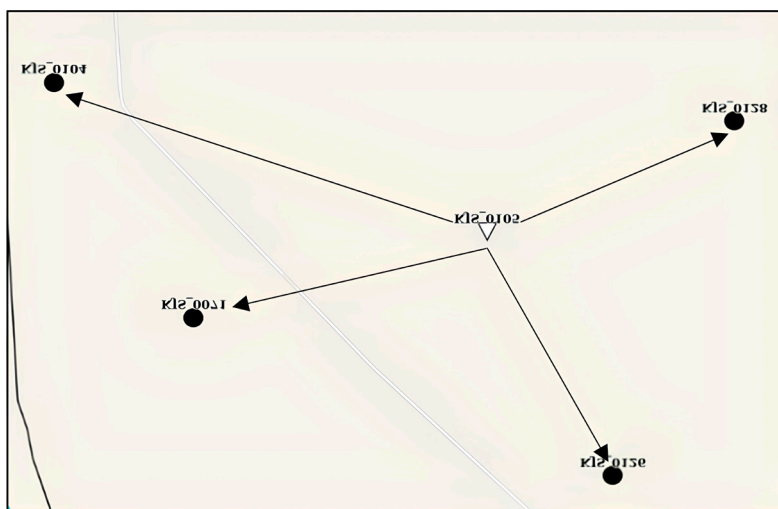


Рисунок 1. Участок ОПИ для технологии закачки азота

Методика расчёта прогнозных базовых показателей добычи

Расчет прогнозной базовой добычи реагирующих скважин по участку ОПИ проводился согласно утвержденным правилам технико-экономической оценки технологий методов увеличения нефтеотдачи), интенсификации добычи нефти (далее – ИДН) на стадии планирования и проведения ОПИ на месторождениях операционных нефтедобывающих организаций (далее – НДО) АО «НК КазМунайГаз» с применением интегральных характеристик вытеснения. При расчете прогнозной базовой добычи были выбраны характеристики вытеснения, показавшие наилучшую сходимость показателей по коэффициенту корреляции и критерию Тейла:

Характеристика Сазонова Б.Ф.: $Q_H = 583,063675 \ln(Q_{Ж}) - 3136,169722$

Характеристика Пирвердяна А.М.: $\frac{1}{\sqrt{Q_{Ж}}} = -0,000035314 \times Q_H + 0,061788$

Характеристика Назарова С.Н.: $\frac{Q_B}{Q_H} = 0,00328 \times Q_B + 2,05486$

Технологический план реализации ОПИ

Разработка регламента ОПИ базировалась на сложной геометрии и термобарических условиях горизонта КТ-II. Целевым объектом нагнетания выступает карбонатный пласт, залегающий на абсолютной отметке 3588 м с текущей пластовой температурой 67°C. Проектный дизайн воздействия предусматривает аккумуляцию в залежи 5 млн м³ (в стандартных условиях) азотной смеси с мольной долей инертного агента N₂ до 95% и остаточной влажностью не более 5%, иные углеводородные или неинертные газы в пласт не закачивались. Для обеспечения темпа закачки был задействован мобильный мембранный азотный комплекс с производительностью 2000 м³/ч, представленный на рис. 2. Важнейшим технологическим критерием выступает максимально допустимое рабочее давление нагнетания, ограниченное на уровне 50 МПа.

Реализация программы закачки агента под высоким давлением потребовала модернизации устьевого и внутрискважинного оборудования нагнетательной скважины №105. Стандартная фонтанная арматура была демонтирована и заменена на специализированную устьевую обвязку, оснащенную клиновыми задвижками и штуцерными узлами, рассчитанную на критическое давление до 70 МПа. Транспортировка азота осуществляется по колонне насосно-компрессорных труб (далее – НКТ) внутренним диаметром 76 мм, обладающей запасом прочности на внутреннее избыточное давление до 100 МПа. Для надежной изоляции внутрискважинного затрубного пространства и защиты колонны от высокого давления нагнетания, пакерующее оборудование было опрессовано на дифференциальное давление 70 МПа.

Процесс нагнетания реализуется прямым способом в трубное пространство. Из-за низкой сжимаемости газа и низкой приемистости карбонатной матрицы существует риск стремительного роста давления нагнетания: по расчетам устьевое давление может увеличиться в 2–2.5 раза по мере насыщения призабойной зоны пласта (далее – ПЗП). При достижении предельного давления закачки в 50 МПа нагнетание временно останавливается. Это необходимо для естественного выравнивания давления: высокое давление возле скважины должно снизиться, чтобы закачанный газ успел медленно и равномерно проникнуть вглубь плотной породы. При дальнейшем росте давления допускается оперативный переход на циклическую закачку. Такой подход позволит избежать скопления газа возле забоя, улучшит его впитывание в матрицу и снизит риск того, что газ прорвет породу и уйдет транзитом по крупным трещинам.

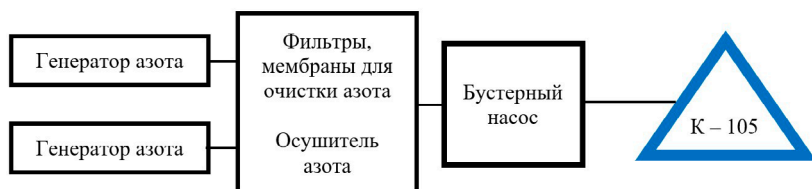


Рисунок 2. Принципиальная схема технологического процесса

Результаты опытно-промышленных испытаний и оценка технологической эффективности

Скважина №105 работает в нагнетательном фонде с 2011 г. До июня 2025 года скважина находилась под закачкой воды; накопленная закачка составила 338 тыс. м³. В июне 2025 года на скважине были начаты работы по нагне-

танию азота. По динамике закачки, как видно из рис. 3 отмечается стабильный рост трубного давления.

Фактическая реализация программы ОПИ на скважине №105 осуществлялась в период с 08.06.2025 г. по 02.11.2025 г., в течение которого в пласт было успешно нагнетено 5 млн м³ азота. Оценка технологической эффективности проводилась согласно утвержденным регламентам с использованием интегральных характеристик вытеснения.

Для расчета прогнозной базовой добычи реагирующего фонда применялись эмпирические модели Сазонова Б.Ф. и Назарова С.Н., позволившие математически отфильтровать остаточное влияние предшествующей системы поддержания пластового давления (ППД) водой.

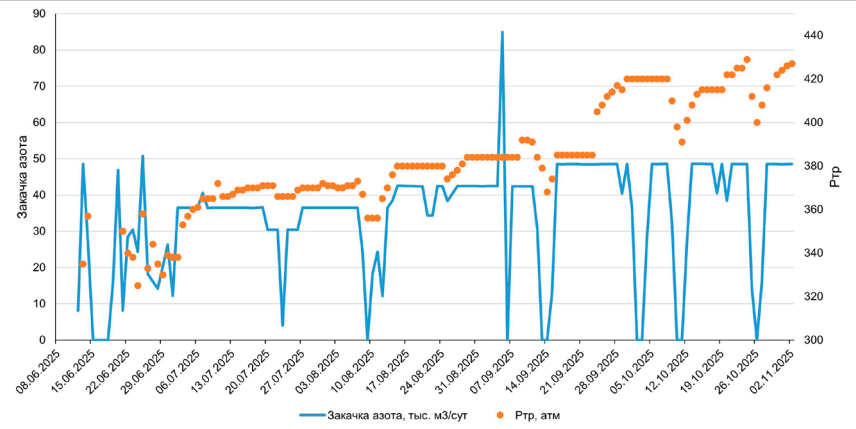


Рисунок 3. Динамика закачки азота

Сопоставление фактических дебитов с расчетными базовыми кривыми показало, что по состоянию на конец мониторингового периода накопленная дополнительная добыча нефти (далее – ДДН) по участку составила 0 тонн, согласно рис. 4.

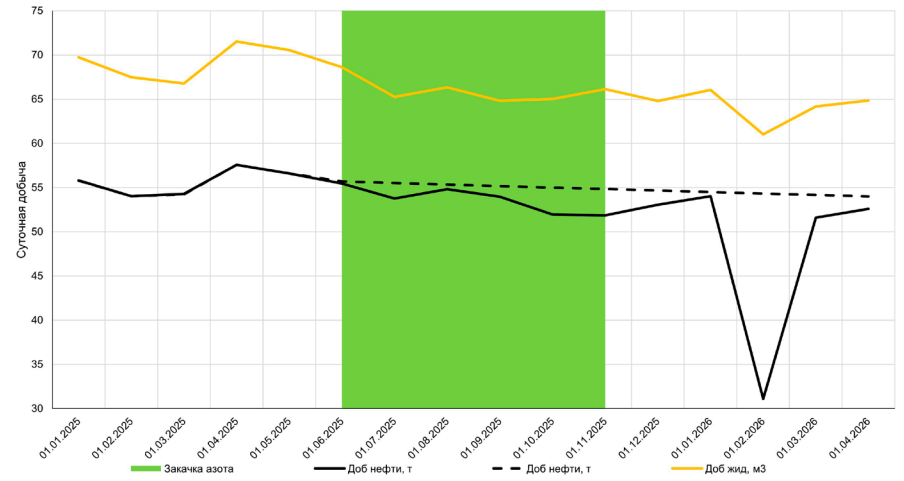


Рисунок 4. Динамика показателей разработки участка ОПИ при закачке вытесняющего агента

Детальный ретроспективный анализ работы реагирующего фонда подтверждает отсутствие фронтального вытеснения нефти агентом. По добывающей скважине №104 гидродинамическое влияние от закачки азота (как и от предшествующей закачки воды) полностью отсутствует, что указывает на экранирование зоны дренирования. На скважинах №71 и №128 зафиксирована локальная стабилизация забойного давления, однако анализ производных характеристик вытеснения доказывает, что данный эффект является следствием остановленной закачки воды, обладающей большей вытесняющей способностью.

Особый научный интерес представляет скважина №126, указанная на рис. 5. На ней отмечен существенный рост газового фактора на фоне продолжающегося падения забойного давления. Термодинамический анализ показывает, что данная аномалия вызвана не прорывом нагнетаемого азота, а естественным разгазированием пластовой нефти в ПЗП, вследствие падения давления ниже начального давления насыщения.

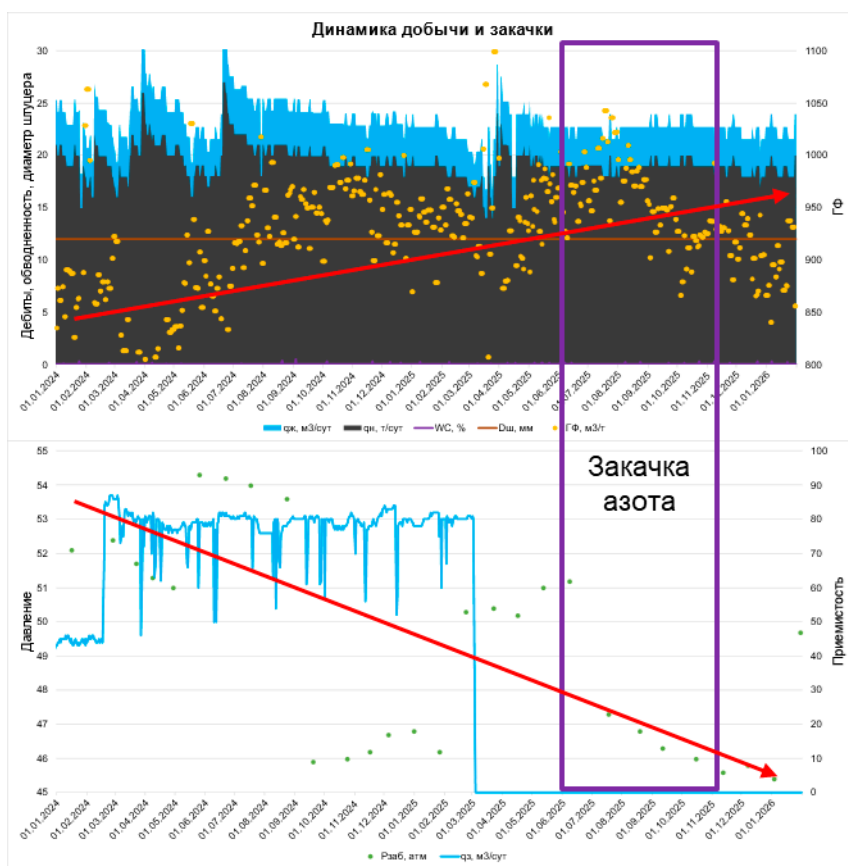


Рисунок 5. Динамика добычи и закачки азота на K126

С точки зрения физики пласта неэффективность процесса несмешиваемого вытеснения обусловлена совокупным эффектом геологических и технических факторов. Еще до начала ОПИ данные акустического каротажа цемента (далее – АКЦ) выявили отсутствие цементного камня в интервале 3166–3183 м.

Несмотря на надежную изоляцию внутрискважинного пространства пакером, дефекты крепи за колонной стали возможным путем утечки нагнетаемого газа. Совокупность этих факторов повлияла на то, что закачанный под высоким давлением газ не сформировал равномерного фронта вытеснения в низкопроницаемой матрице, а мигрировал по системе естественных макротрещин и за-колонному пространству в нецелевые зоны, не совершая полезной работы по замещению остаточной нефти.

Заключение

Проведение ОПИ по закачке азота на месторождении «Х» стало важным исследовательским этапом в оценке потенциала газовых МУН для карбонатных коллекторов. Несмотря на то, что целевой прирост добычи нефти не был достигнут, полученный массив данных позволил на практике доказать критическое влияние низкого энергетического состояния залежи и качества крепи скважин на развитие неравномерного фильтрационного фронта и преждевременного прорыва газового агента.

Полученные результаты подчеркивают, что дальнейшее применение газовых методов на горизонтах месторождения «Х» требует предварительного углубленного лабораторного моделирования PVT-свойств и применения технологий изоляции высокопроницаемых интервалов.

Список использованной литературы

1. Sánchez, J. L., Astudillo, A., Rodríguez, F., Morales, J., and A. Rodríguez. "Nitrogen Injection in the Cantarell Complex: Results After Four Years of Operation." Paper presented at the SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Rio de Janeiro, Brazil, June 2005. <https://doi.org/10.2118/97385-MS>
2. Lawrence, J. & K, Maer & Stern, D. & Corwin, L. & Idol, W. (2002). Jay Nitrogen Tertiary Recovery Study: Managing a Mature Field. <https://doi.org/10.2118/78527-MS>
3. Yue, Ping & Xie, Zhiwei & Huang, Siyuan & Liu, Haohan & Liang, ShangB & Chen, Xiaofan. (2018). The application of N2 huff and puff for IOR in fracture-vuggy carbonate reservoir. *Fuel*. 234. 1507-1517. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.07.128>
4. Степанова Г.С. Газовые и водогазовые методы воздействия на нефтяные пласты. М.: Газоил пресс, 2006. 200 с.
5. Clancy, J.P., Gilchrist, R.E., Cheng, L.H.K., and D.R. Bywater. "Analysis of Nitrogen-Injection Projects to Develop Screening Guides and Offshore Design Criteria." *J Pet Technol* 37 (1985): 1097–1104. doi: <https://doi.org/10.2118/11902-PA>
6. Alagorni, Abubaker & Yaacob, Z. & Nour, Abdurahman. (2015). An Overview of Oil Production Stages: Enhanced Oil Recovery Techniques and Nitrogen Injection. *International Journal of Environmental Science and Development*. 6. 693-701. <https://doi.org/10.7763/IJESD.2015.V6.682>
7. Masalmeh, Shehadeh, Farzaneh, S. Amir, Sohrabi, Mehran, Ataei, M. Saeid, and Muataz Alshuaibi. "A Systematic Experimental Study to Understand the Performance and Efficiency of Gas Injection in Carbonate Reservoirs." *SPE Res Eval & Eng* 26 (2023): 1159–1174. doi: <https://doi.org/10.2118/200057-PA>

8. Langenberg, M. A., Henry, D. M., and M. R. Chlebana. "Performance and Expansion Plans for the Double-Displacement Process in the Hawkins Field Unit." *SPE Res Eng* 10 (1995): 301–308. doi: <https://doi.org/10.2118/28603-PA>

«Х» КЕН ОРНЫ КТ-II ГОРИЗОНТЫНЫҢ КАРБОНАТТЫ ЖИНАУЫШТАРЫНА АЗОТ АЙДАУДЫҢ ТИІМДІЛІГІН БАҒАЛАУ

А.К. Абдукаримов, А.А. Ерғалиев, Н.Т. Нұғман, Ж.К. Абельдинова

Бұл мақалада мұнай бергіштікті арттырудың (МБА) үшіншілік әдісі ретінде осы газдық тәсілдің тиімділігін бағалау мақсатында «Х» кен орнында іске асырылған азот айдау технологиясының тәжірибелік-өнеркәсіптік сынақтарының (ТӨС) нәтижелері ұсынылған. Тереңдетілген зерттеу объекті ретінде күрделі геологиялық құрылымымен ерекшеленетін КТ-II карбонатты горизонты алынды, ондағы төмен өтімді базалық матрица табиғи микро- және макрожарықшақтардың дамыған жүйесімен ұштасады.

Баламалы шешімдерді іздеу қажеттілігін алдын ала айқындаған және технологияны таңдауды негіздеген басты фактор пласт энергиясының күрт сарқылуы болды. Пилоттық учаскедегі ағымдағы пласт қысымы 14,9 МПа-ға дейін төмендеді, бұл мұнайдың газбен қанығу бастапқы қысымынан 24,0 МПа айтарлықтай төмен. Осындай күрделі термобариялық жағдайларда, дәстүрлі суландырудың тиімсіздігі дәлелденуі немесе оның әлеуетінің таусылуы аясында, инертті газды айдау жүйенің энергия тапшылығының орнын толтыру және мұнайдың қалдық қорларын қосымша ығыстыру үшін перспективалы әдіс ретінде қарастырылды.

Дәлелдемелік база ретінде жұмыста айдау ұңғымасы мен айналасындағы әсер алушы (реакциялық) ұңғылардың үздіксіз пайдалану мониторингінің деректері пайдаланылды. Технологиялық нәтижені барынша объективті бағалау және бұған дейінгі су айдау әсерлерін математикалық сүзгілеу үшін Сазонов Б.Ф., Пирвердян А.М. және Назаровтың С.Н. классикалық интегралдық ығыстыру сипаттамаларын қолдана отырып, өндірудің болжамды базалық көрсеткіштерін есептеу жүргізілді. ТӨС бағдарламасын нақты іске асыру барысында пластқа 5 млн. м³-ден астам азот сәтті айдалды. Кәсіпшілік деректерді талдау жекелеген учаскелерде оқпан түбі қысымының жергілікті тұрақтануын және өнімнің сулану деңгейінің төмендеуін анықтады. Қосымша мұнай өндіру көрсеткіші орындалмады, өйткені газ ығыстыру фронтын қалыптастырмай, жоғары өтімді арналармен өтіп кеткен. Соған қарамастан, технологияны терең карбонатты жатындарда техникалық тұрғыдан қолдану мүмкіндігі расталды.

Әдісті кеңінен қолданысқа енгізбес бұрын, ықтимал кейінге қалдырылған әсерді тіркеу үшін гидродинамикалық мониторингті жалғастыру және кешенді техникалық-экономикалық негіздеме дайындау ұсынылады.

Түйінді сөздер: мұнай бергіштікті арттыру әдісі, инертті газ, азот айдау, қабат қысымын ұстап тұру.

Информация об авторах

Абдукаримов Айбек Кенжебекович – эксперт управления интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи пластов, a.abdukarimov@kmge.kz

Ергалиев Асылхан Амантайұлы – и.о. начальника управления интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи пластов, a.yergaliev@kmge.kz

Нұғман Нұрдәулет Талғатұлы – ведущий инженер управления интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи пластов, n.nugman@kmge.kz

Абельдинова Жазира Кайратовна – инженер управления интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи пластов, zh.abeldinova@kmge.kz

ТОО «КМГ Инжиниринг», Атырауский филиал, г. Атырау, Казахстан

ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ МЕР ПО СНИЖЕНИЮ ГАЗОВОГО ФАКТОРА И УВЕЛИЧЕНИЮ ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИНЫ X НА МЕСТОРОЖДЕНИИ «У»

С.Е. Байменов, Е.Ж. Садыков, И.И. Салимгараев

В статье представлена технико-экономическая оценка оптимизации работы скважины X, расположенной на месторождении «У». После снижения дебита, вызванного прорывом газа, была проведена систематическая работа по анализу влияния роста газового фактора (далее – ГФ) на показатели добычи нефти. Данные с момента перезапуска скважины показали прямую зависимость между увеличением ГФ и падением дебита.

На основе цифровой модели, имитирующей текущие условия добычи и моделирующей различные сценарии при изменении ГФ, были проверены два ключевых технических решения: (1) изменение интервала перфорации и (2) установка двух пакеров для изоляции интервала с высоким ГФ. Проведённая экономическая оценка показала, что определяющим фактором эффективности проекта является не столько стоимость оборудования и работ, сколько масштабы потерь, связанных с вынужденным простоем и периодом разгона добычи.

Ключевые слова: оптимизация скважины, газовый фактор, гидродинамическое моделирование, интервал перфорации, пакер.

Введение

Анализ эксплуатационных данных по скважине X месторождения «У» позволяет выявить закономерности изменения её производительности и влияние призабойных условий на динамику добычи. Особое внимание уделяется давлению в затрубном пространстве, забойному давлению, плотности продукции и газового фактора. Совокупность этих параметров формирует картину работы скважины и характеризует как гидродинамическое состояние пласта, так и эффективность применяемых технологических решений (рис. 1).

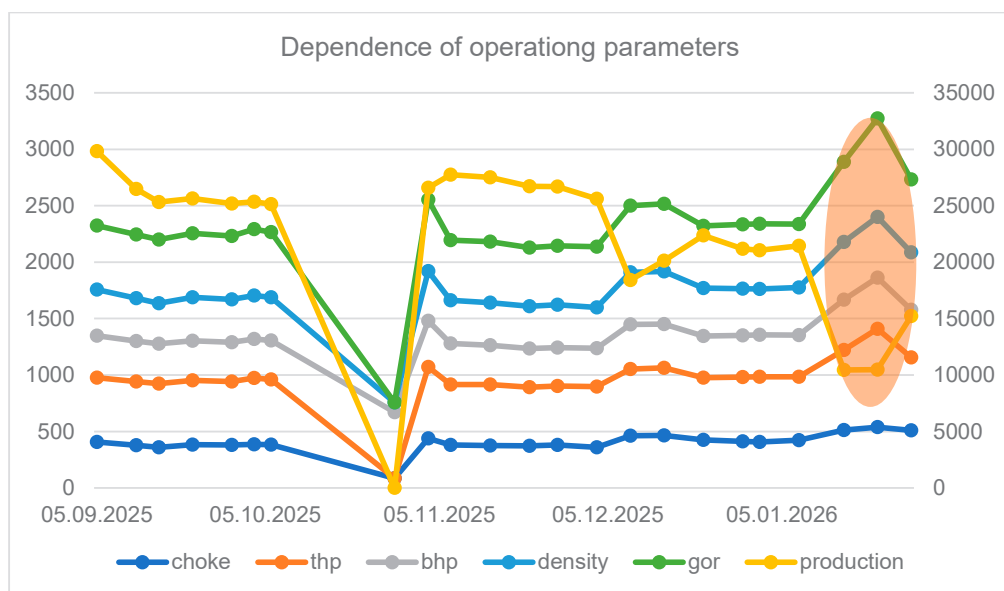


Рисунок 1. Зависимости технологических показателей добычи на скважине X

Как показано на рисунке, в сентябре–октябре 2025 года анализируемая скважина X показала устойчивые показатели: дебит достигал 0,25–0,30 тыс. т/сут, затрубное давление находилось в диапазоне 138–158 бар, $P_{\text{заб}}$ – 373–388 бар, плотность нефти – около 800–810 кг/м³, ГФ оставался стабильным на уровне 560–570 м³/т. Эти значения указывали на эффективное дренирование пласта и стабильные условия работы.

10 октября 2025 года произошёл резкий спад параметров до нуля, что было связано с проведением операции по глушению скважины. После возобновления работы 28 октября дебит восстановился практически до прежнего уровня, однако наблюдались повышенные значения забойного давления (585 бар) и повышенный ГФ (около 631 м³/т).

Однако уже в ноябре–декабре 2025 года проявилась обратная тенденция: добыча сократилась до 0,21 тыс. т/сут, плотность продукции снизилась, ГФ постепенно вырос до 590–600 м³/т. Это указывает на нарастающую нестабильность, вероятное вовлечение растворенного газа и частичное обводнение продукции. Ключевым фактором ухудшения стала динамика затрубного давления, рост которого создавал дополнительное противодействие, уменьшая депрессию. В условиях снижения этого перепада уменьшается и движущая сила фильтрации, что неминуемо приводит к снижению дебита. Вероятными причинами роста затрубного давления являются миграция газа через уплотнения пакера или цементный камень, перетоки из вышележащих горизонтов либо накопление газа в затрубном пространстве вследствие неэффективной работы затрубного клапана.

К январю 2026 года дебит снизился до 0,07–0,1 тыс. т/сут, забойное давление опустилось ниже 300 бар. По всей видимости, это значение ближе к давлению насыщения пластовой нефти, что подтверждается резким ростом ГФ до 645 м³/т: при $P_{\text{заб}} < P_{\text{нас}}$ газ начинает выделяться в стволе скважины, кардинально меняя механизм фильтрации. Плотность нефти выросла

до 815–825 кг/м³, ГФ достиг максимальных значений – порядка 645 м³/т. Эти показатели отражают ухудшение фильтрационных свойств и возможные осложнения: газовый конус, прорыв воды или повреждение призабойной зоны, вызванное дисбалансом давлений во время глушения [1].

Таким образом, опыт эксплуатации скважины Х показал критическое влияние давления в затрубном пространстве на производительность: именно рост затрубного давления действует как механический барьер, подавляющий приток. Для поддержания и восстановления добычи необходим комплексный подход, включающий оптимизацию управления давлением, корректировку интервалов перфорации и использование технологий изоляции интервалов с высоким ГФ.

Обсуждение

Результаты анализа работы скважины Х месторождения «У» демонстрируют, что ключевыми факторами снижения продуктивности стали рост ГФ и повышение давления в затрубном пространстве. Эти процессы привели к нестабильности фильтрационных потоков, снижению забойного давления и падению дебита.

Выявлена устойчивая обратная зависимость: при росте затрубного давления производительность скважины резко снижается. Это давление действует как барьер, уменьшая перепад между забоем и устьем, тем самым подавляя приток. Такая динамика указывает на необходимость приоритета в управлении затрубным давлением и внедрения технологий его разгрузки или контроля.

Операция по глушению в октябре 2025 года и последующий перезапуск привели к долгосрочному нарушению баланса давления и, вероятно, ухудшили свойства призабойной зоны. Именно это могло стать причиной ускоренного падения продуктивности, роста ГФ и изменения состава продукции.

Продуктивность скважины в сложных коллекторских условиях во многом зависит от конструкции заканчивания. В исходной конфигурации одиночный пакер не обеспечивал эффективной изоляции зон, что позволило газу прорываться в продукцию и повышать ГФ. Решение об установке двух пакеров на глубинах 4100 и 4280 м позволило изолировать интервал с высоким ГФ, исключить вертикальную миграцию газа и защитить нефтенасыщенные зоны от интервалов с высоким ГФ. Дополнительно был скорректирован интервал перфорации: с исходной отметки около 4254 м (глубина по стволу) он перенесён на глубину 4315 м – в область более стабильных нефтенасыщенных пластов. Такой выбор основан на картах насыщения, профилях давления и каротажных данных, показавших, что нижние горизонты обладают более благоприятными условиями для длительной добычи.

Теоретическая база этих решений очевидна:

- пакеры обеспечивают вертикальную селективность, перекрывают интервалы с высоким ГФ и стабилизируют Рзаб [2];
- реперфорация направляет отбор в менее истощённые пласты с высокой нефтенасыщенностью, где риск газового конуса или обводнения ниже;
- возможно, сформированная газовая шапка оказывает положительный эффект, создавая дополнительное давление на пласт сверху — при условии контролируемого отбора и надёжной изоляции интервалов с высоким ГФ.

Симуляции в PIPESIM показали рост индекса продуктивности с 19,64 до 22,64 баррель/сут·бар и увеличение дебита с 1511 до 1551 баррель/сут. Хотя

абсолютный прирост кажется умеренным, при годовом цикле добычи он трансформируется в значимый экономический эффект.

Результаты

На рис. 2 представлена кривая притока (IPR) для скважины X, построенная в специализированном симуляторе. Она отражает зависимость между забойным давлением и дебитом. Теоретическая линия (синяя кривая) описывает работу пласта в идеальных условиях: отсутствие повреждения, прорыва газа или воды и стационарное течение.

Фактические точки на графике расположены выше кривой, что указывает на аномалию, потому что забойное давление оказалось выше ожидаемого при тех же дебитах. Такая ситуация характерна при прорыве газа, когда свободный газ из газовой шапки попадает в призабойную зону. В результате нарушается нормальная связь «давление – дебит» и добыча нефти падает, несмотря на наличие высокого давления [3].

Таким образом, моделирование подтвердило, что рост газового фактора из-за прорыва газа является основной причиной снижения продуктивности.

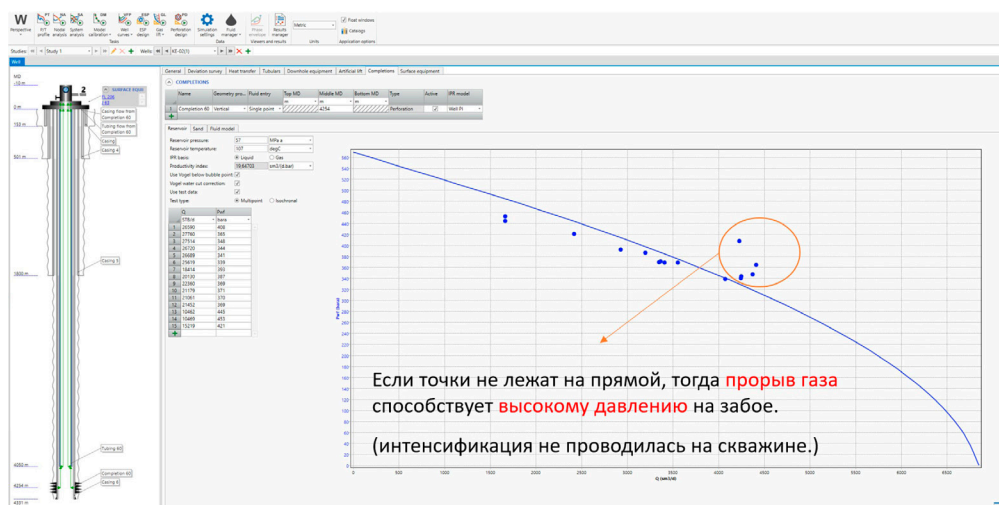


Рисунок 2. Кривая притока (IPR) для скважины X

На рис. 3 показана исходная модель заканчивания скважины X. Пакер был установлен на глубине 3800 м, обсадная колонна доходила до 4050 м, а перфорация была выполнена в районе 4254 м.

Симуляция (рис. 4, 5) показала, что при такой схеме индекс продуктивности составил 19,65 баррель/сут-бар, а дебит – 1511,8 баррель/сут. Забойное давление было на уровне 481 бар. Эти параметры отражают работоспособную, но не оптимальную систему: положение пакера и перфорации не обеспечивало идеального контакта с наиболее продуктивными слоями, а изоляция от интервалов с высоким ГФ была недостаточной. Это приводило к потерям давления и снижению эффективности отбора.

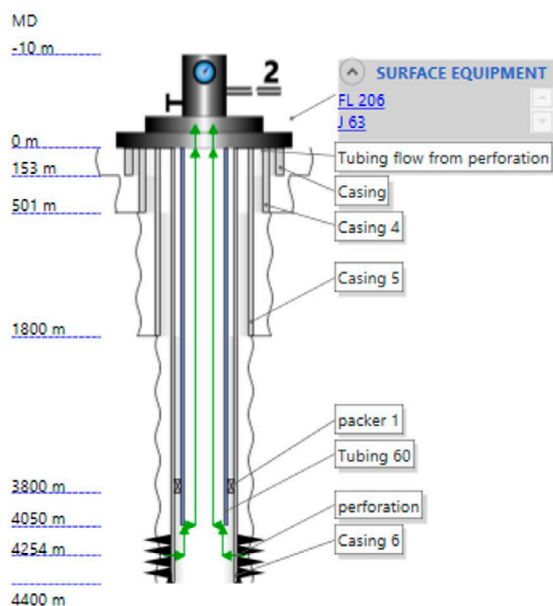


Рисунок 3. 2D модель скважины X до оптимизации

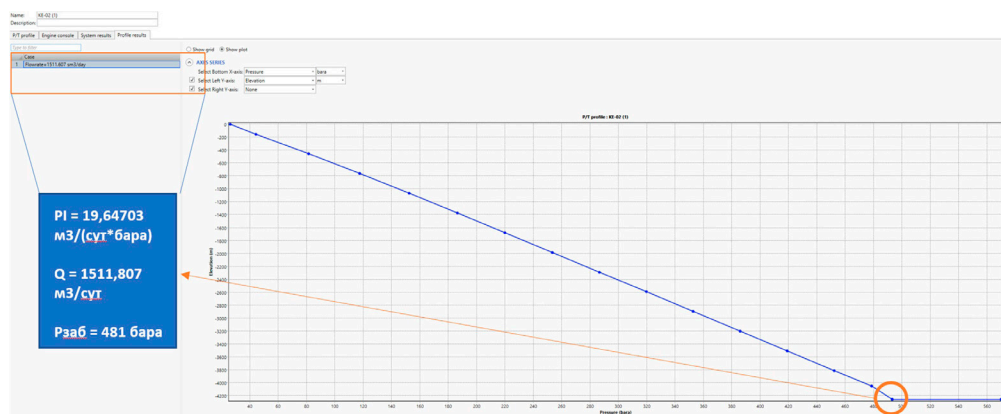


Рисунок 4. Симуляция работы скважины (1 пакер на 3800 м)

Рисунок 5. Исходные данные для симуляции (1 пакер на 3800 м)

После внесённых изменений (рис. 6-8) конструкция скважины была усовершенствована:

- пакер перенесён на 4100 м,
- обсадная колонна углублена до 4280 м,
- перфорация выполнена на уровне 4315 м.

Такая схема позволила лучше изолировать интервалы с высоким ГФ и сместить зону отбора в более нефтенасыщенные горизонты.

Результаты моделирования показали:

- индекс продуктивности вырос с 19,64 баррель/сут·бар до 22,64 баррель/сут·бар,
- дебит увеличился с 1511,8 баррель/сут до 1551,8 баррель/сут,
- забойное давление увеличилось с 481 до 490 бар, что говорит о более устойчивом давлении и меньших потерях в призабойной зоне.
-

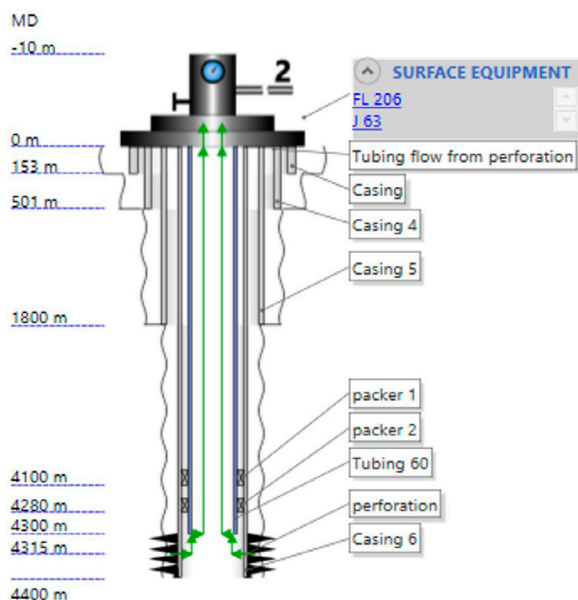


Рисунок 6. 2D модель скважины X после оптимизации

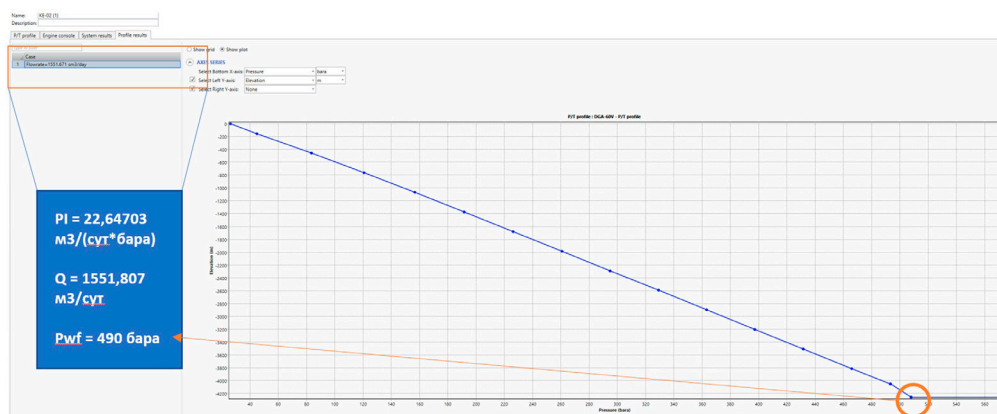


Рисунок 7. Исходные данные для симуляции (2 пакера)

P/T profile Engine console System results Profile results

GENERAL

Branch start: KE-02(1) - Reservoir

Branch end: KE-02(1) - Wellhead

Default profile plot: Elevation vs. pressure

CALCULATED VARIABLE

☐ Inlet pressure 570 bara

☐ Outlet pressure 26,19 bara

☒ Liquid flowrate

☐ Custom

Рисунок 8. Симуляция работы скважины (2 пакера)

Name: KE-02 (1)
Description:

P/T profile Engine console System results Profile results

```
Service starting...
Loading engine from C:\Program Files\Schlumberger\PIPESIM2021.1\Programs
Service listening at '.net.pipe://localhost/pipe/5d28afcd1474487c98a7bf0f93ea42f4'...
```

```
***** PIPESIM *****
Date : 09/04/25
* MULTIPHASE FLOW SIMULATOR *
* (License 2021.11 17/11/21) *
* (Version 2021.1.687.0 ) *
* pipesim-bld1:321 *
* Schlumberger Houston *
*****
```

wd is C:\Users\S.Baimenov\AppData\Local\Temp

NO SYNTAX ERRORS DETECTED.

```
Case 1: Iterating.....
Case 1: IP= 570.00 FR= 1511.6 OP= 26.220 complete
```

System Plot file for this job is : KE-02 (1).plt

Profile plot file for this job is : KE-02 (1).plt

PROGRAM EXECUTION COMPLETE

Total CPU time: 1.026

USERMSG:

Name: KE-02 (1)
Description:

P/T profile Engine console System results Profile results

```
Service starting...
Loading engine from C:\Program Files\Schlumberger\PIPESIM2021.1\Programs
Service listening at '.net.pipe://localhost/pipe/73c4a8c50da4f9e8dc5b48bd21f4d2a'...
```

```
***** PIPESIM *****
Date : 09/04/25
* MULTIPHASE FLOW SIMULATOR *
* (License 2021.11 17/11/21) *
* (Version 2021.1.687.0 ) *
* pipesim-bld1:321 *
* Schlumberger Houston *
*****
```

wd is C:\Users\S.Baimenov\AppData\Local\Temp

NO SYNTAX ERRORS DETECTED.

```
Case 1: Iterating.....
Case 1: IP= 570.00 FR= 1551.7 OP= 26.181 complete
```

System Plot file for this job is : DGA-60V - P_T profile.plt

Profile plot file for this job is : DGA-60V - P_T profile.plt

PROGRAM EXECUTION COMPLETE

Total CPU time: 3.924

USERMSG:

Рисунок 9. Код расчёта симуляции первом (1 пакер на 3800 м) и втором (2 пакера) случае

Сравнение двух сценариев показало, что оптимизация позволила снизить влияние интервалов с высоким ГФ и увеличить эффективность притока за счёт правильного выбора глубины перфорации, улучшилось распределение давления и снизился риск дальнейшего прорыва газа.

В исходном состоянии скважина X обеспечивала стабильный дебит на уровне 1511 баррель/сут. После проведения комплекса мероприятий – переноса пакеров на глубины 4100 и 4280 м и реперфорации в зоне 4315 м – дебит вырос до 1551 баррель/сут. Прирост составил 40 баррель/сут, что эквивалентно примерно 3 тыс. баррелей нефти марки Urals в год.

Данный прирост может показаться умеренным, однако при пересчёте на годовой цикл он трансформируется в значительный экономический эффект. При оптимизации были неизбежны простои и постепенный выход скважины на рабочий режим, что привело к упущенной выручке:

- Простой 10 дней при дебите 1511 баррель/сут, что приводит к недополучению выручки около \$5,7 млн.
- Выход на режим 60 дней, следовательно, средний дебит был на 20 баррель/сут ниже оптимального, что привело к потерям порядка \$0,45 млн.

Итого совокупные потери составили около \$6,15 млн, что стало основной статьёй «инвестиций» в проект. Важно подчеркнуть, что прямые денежные затра-

ты (пакеры, перфорация, работы, аренда и налоги) составили лишь \$234 тыс., то есть менее 4% от общей суммы.

Была проведена оценка окупаемости проекта при разных вариантах длительности простоя и выхода на режим. Были использованы следующие данные для расчетов:

- Прирост добычи: +40 м³/сут.
- Цена нефти Urals: \$60/барр. (усреднённая рыночная оценка).
- Пересчёт: 1 м³ = \$377,4 (1 м³ = 6,29 барр.).
- Годовая база: 305 рабочих дней (с учётом технологических остановок).

Таблица 2. Анализ сценариев окупаемости проекта

Сценарий	Инвестиции, млн \$	Чистая годовая прибыль, млн \$	Срок окупаемости, лет
Базовый (10 дней простоя, 60 дней выход)	6,39	3,12	2,05
Сокращённый (5 дней простоя, 30 дней выход)	3,31	3,12	1,06
Минимальный (3 дня простоя, 30 дней выход)	2,17	3,12	0,70
Только прямые затраты (оборудование и работы)	0,234	3,12	0,08

Таким образом, из Таблица 2. Анализ сценариев окупаемости проекта видно, что годовая дополнительная выручка составила \$4,45 млн, а после налогообложения (30%) – \$3,12 млн чистой прибыли.

Несмотря на отрицательную рентабельность инвестиций в первый год (из-за простоя и выхода на режим), проект демонстрирует быструю окупаемость и устойчивую прибыльность в последующие годы [4].

Модернизация конструкции скважины:

- увеличила дебит,
- снизила газовый фактор,
- продлила срок эффективной эксплуатации,
- обеспечила ежегодный чистый доход свыше \$3 млн.

Таким образом, проект доказал как техническую состоятельность, так и экономическую целесообразность, а его опыт может быть воспроизведён на других скважинах с аналогичными осложнениями.

Выводы

Проведённый анализ работы скважины X месторождения «У» показал, что основным фактором снижения её продуктивности стал прорыв газа, приведший к росту газового фактора и ухудшению фильтрационных характеристик. Это было подтверждено как эксплуатационными данными, так и моделированием, включая анализ кривой притока.

Для устранения осложнений была реализована стратегия оптимизации конструкции заканчивания:

- установка двух пакеров на глубинах 4100 и 4280 м с целью изоляции интервалов с высоким ГФ;
- перенос интервала перфорации на глубину 4315 м в нефтенасыщенный пласт;

- удлинение колонны насосно-компрессорных труб для согласования с новым продуктивным горизонтом.

Симуляции в PIPESIM подтвердили эффективность предложенных решений:

- дебит увеличился с 1511 до 1551 баррель/сут,
- индекс продуктивности вырос с 19,64 до 22,64 баррель/сут·бар,
- газовый фактор снизился, что улучшило стабильность работы скважины.

Экономическая оценка показала, что при учёте простоев и выхода скважины на режим проект формально требует инвестиций порядка \$6,39 млн (в основном за счёт упущенной выручки). Однако фактические прямые затраты составили лишь \$234 тыс. При дополнительных объёмах добычи годовая чистая прибыль оценивается в \$3,1 млн, а срок окупаемости – от 2 лет (базовый сценарий) до менее года (при сокращённом простое).

Таким образом, оптимизация конструкции скважины X позволила стабилизировать добычу, снизить газовый фактор и обеспечить долгосрочную экономическую эффективность. Представленный опыт демонстрирует, что даже относительно небольшое увеличение дебита при грамотном управлении рисками простоя и правильной стратегии изоляции зон может обеспечивать устойчивую прибыль и продление срока эксплуатации скважин.

Список использованной литературы

1. Анализ разработки месторождения X по состоянию на 01.01.2026 г. АФ ТОО «КМГ Инжиниринг», книга 1-2. – Атырау, 2025 г.
2. Tarek, A., McCain, W.D. Advanced Reservoir Engineering. Amsterdam: Gulf Professional Publishing, 2005. 576 p.
3. Schlumberger. PIPESIM 2021 User Manual. Houston: Schlumberger Limited, 2021. 412 p.
4. Economides, M.J., Nolte, K.G. Reservoir Stimulation. 3rd ed. Chichester: Wiley, 2000. 830 p.

«У» КЕН ОРНЫНДАҒЫ Х ҰҢҒЫМАСЫНЫҢ ГАЗ ФАКТОРЫН ТӨМЕНДЕТУ ЖӘНЕ ӨНІМДІЛІКТІ АРТТЫРУ ШАРАЛАРЫН ГИДРОДИНАМИКАЛЫҚ МОДЕЛЬДЕУ

С.Е. Байменов, Е.Ж. Садыков, И.И. Салимгараев

Мақалада «У» кен орнында орналасқан Х ұңғымасының жұмысын оңтайландырудың техникалық-экономикалық бағалауы ұсынылған. Газдың шығуына байланысты дебиттің төмендеуінен кейін газ факторының (ГФ) өсуінің мұнай өндіру көрсеткіштеріне әсерін талдау бойынша жүйелі жұмыс жүргізілді. Ұңғыманы қайта іске қосқан сәттен бастап алынған деректер ГФ-ның артуы мен дебиттің төмендеуі арасында тікелей байланыс бар екенін көрсетті.

Ағымдағы өндіру жағдайларын имитациялайтын және ГФ-ның өзгеруі кезінде әртүрлі сценарийлерді модельдейтін цифрлық модель негізінде екі негізгі техникалық шешім тексерілді: (1) перфорация аралығын өзгерту және

(2) газды қабатты оқшаулау үшін екі пакер орнату. Жүргізілген экономикалық бағалау жобаның тиімділігін анықтауда жабдықтар мен жұмыстардың құны емес, мәжбүрлі тоқтап қалу және өндірісті қайта жандандыру кезеңімен байланысты шығындардың ауқымы маңызды екенін көрсетті.

Түйінді сөздер: ұңғыма оңтайландыру, газ факторы, гидродинамикалық модельдеу, перфорация аралығы, пакер.

Информация об авторах

Байменов Санжар Ержанұлы – старший инженер службы техники и технологии добычи нефти и газа, *S.Baimenov@kmge.kz*;

Садыков Елдос Жасуланович – инженер разработки крупных проектов, *y.sadykov@kmge.kz*;

Салимгараев Ильшат Искандарович – начальник управления техники и технологии добычи нефти и газа, *i.salimgarayev@gmail.com*.

ТОО «КМГ Инжиниринг», Атырауский филиал, г. Атырау, Казахстан

ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ СИСТЕМЫ ВИДЕОИНСПЕКЦИЙ ЗАБОЯ/СТВОЛА ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ СКВАЖИН ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РЕМОНТНЫХ И АВАРИЙНЫХ РАБОТ БРИГАДАМИ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ АО «ОЗЕНМУНАЙГАЗ»

О.К. Сарбопеев, Б.А. Утеуов, Х.У. Муфтахов, К.Ш. Айтжанов

В настоящей статье рассматриваются возможности работы и оценка эффективности использования скважинной видеокамеры для обследования технического состояния эксплуатационных колонн скважин на месторождениях АО «Озенмунайгаз».

Суть данного применения заключается в осуществлении видеосъемки и поиске посторонних предметов внутри ствола скважины в максимально возможных глубинах спуска видеокамеры с передачей изображения на монитор.

Ключевые слова: скважинная видеокамера, геофизическое исследование скважин (ГИС), конструкция скважины, подъемная установка, скважина, бригада ТКРС, глушения, план организационных работ (ПОР), спускоподъемная операция (СПО).

Введение

К достоинствам предлагаемого метода можно отнести следующее:

- Видеокамера предназначена для визуального контроля технического состояния эксплуатационных колонн, который позволяет в режиме реального времени обследовать и оценить техническое состояние эксплуатационных колонн.
- Наиболее эффективный инструмент для получения достоверной информации о состоянии эксплуатационной колонны и забоя скважины.
- Видеокамера используется для диагностирования сложных нарушений в скважине и детального обследования эксплуатационной колонны или забоя, для подбора необходимого инструмента и технологии для эффективного производства работ по ликвидации аварий.
- Применение скважинных видеокамер значительно сокращает производственное время при КРС, чем при спускоподъемных операциях стандартным методом (спуск свинцовой печати) в скважину.

Для исследования было выбрано месторождение Узень, расположенное на территории Каракиянского района Мангистауской области, на котором были проведены работы по отбору скважин-кандидатов.

Для применения скважинной видеокамеры для анализа технического состояния эксплуатационных колонн скважины-кандидаты должны были иметь следующие критерии:

- Диаметр эксплуатационной колонны – Ø168; 146; 140; 114 мм;
- Температура на забое – не более 120°C;
- Глубина ствола скважины – не более 2500 м;
- Мутность скважинного флюида – вода чистая, прозрачная.

По результатам проведенного отбора, были отобраны следующие скважины-кандидаты, которые показаны в табл. 1.

Таблица 1. Скважины – кандидаты для обследования ствола скважины

п/п	№ скв.	Ввод в эксплуатацию, год	Искусств. забой, м	Диаметр экспл. колонны, мм	Интервал перфор., м	Гори зонт	Глубина аварий, м	Примечание
1	2758	30.03.2014	1247	168	1201-1202; 1207-1209; 1261-1262	XIII	1210	Посторонний предмет
2	3972	30.09.2009	1276	168	1156-1192	XIII	1269	Авария НКТ
3	9523	28.01.2017	1231	168	1223-1228	XV	1224	Авария штанги

НКТ – насосно-компрессорные трубы

Описание и технические характеристики прибора

Скважинный прибор панорамной визуализации «VLT Macro Sight» представляет собой прибор диаметром 75 мм, оснащенный видеокамерой и прожекторами, который позволяет вести видеосъемку в скважинах глубиной до 5000 м в видимой части спектра со скоростью не менее 25 кадров в секунду. Скважинный прибор панорамной визуализации «VLT Macro Sight» с видом спереди позволяет получить полное изображение внутренней стенки скважины, двусторонняя высокоскоростная сетевая передача данных позволяет просматривать скважинное видеоизображение в режиме реального времени на устье. Также на устье можно контролировать и регулировать яркость светодиодного источника света в режиме реального времени для получения высококачественных видеоизображений.

Преимущества скважинного прибора панорамной визуализации «VLT Macro Sight»:

- оборудование для визуализации выполняет работы по каротажу по бронированным кабелям, которые передают видеоданные в режиме реального времени и могут быть адаптированы к большинству скважинных условий;
- устройство может передавать данные со скоростью до 2 Мбит по бронированным кабелям и снимать со скоростью до 25 кадров в секунду;
- видеосистема «VLT Macro Sight» может быть установлена на любой стандартный геофизический подъемник или автомобиль, как обычный прибор;
- к прибору «VLT Macro Sight» можно подключать сигналы от каротажных кабелей и другого оборудования (например, MIT Multi-Arm Well Logger/MTT Magnetic);
- применение панорамной визуализации дает возможность Заказчику работать визуально, оценить качество их выполнения Подрядчиком, при однозначной интерпретации результатов, а Подрядчику – существенно сократить и упростить выполнение работ капитального ремонта скважин (далее – КРС), ликвидацию осложнений и представить Заказчику визуальные доказательства качества выполненных работ;
- скважинный прибор панорамной визуализации обеспечивает прием, обработку, хранение, архивацию геофизической видеоинформации в соответствии с отраслевыми стандартами;
- возможность архивации и хранения первичного исследовательского материала;
- скважинный прибор панорамной визуализации «VLT Macro Sight» предназначен для глубинной видеосъемки ствола обсаженной эксплуатационной колонны скважины. Область применения включает определение формы и ме-

стоположения оставшихся в скважине посторонних предметов, обнаружение коррозии, сужение/смещение колонны, состояние скважинного перфорационного фильтра, при блокировке люка и прихвата, распознавание препятствий, проверку целостности корпуса.

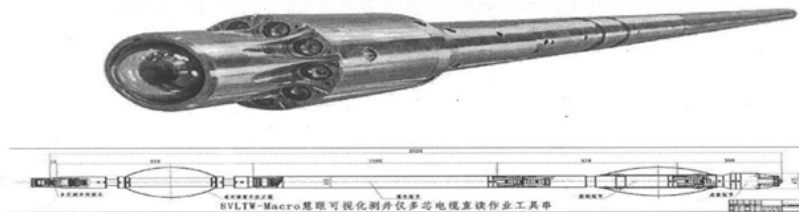


Рисунок 1. Общий вид прибора панорамной визуализации «VLT Macro Sight»

Технические характеристики скважинного прибора панорамной визуализации «VLT Macro Sight»

К техническим характеристикам скважинного прибора панорамной визуализации «VLT Macro Sight» относятся:

- габариты глубинного прибора (диаметр x длина, м): в зависимости от модификации до 75 x 2,02;
- масса глубинного прибора: в зависимости от модификации от 19,4 до 22,3 кг;
- материал корпуса: нержавеющая сталь (17-4)
- напряжение питания глубинного прибора 180 В;
- ток потребления глубинного прибора до 0,030-0,080 А;
- диапазон рабочих температур -20-1250 С;
- диапазон рабочих давлений ≤ 100 мПа;
- глубина обнаружения: 5000 м;
- разрешающая способность кадра 704 x 576 пиксель;
- видеокамера глубинного прибора цветная;
- кодировка видеосигнала стандартный протокол интернета;
- сертификат промышленной безопасности.

Таблица 2. Скважинный прибор панорамной визуализации «VLT Macro Sight»

№	Оборудование	Модель	Количество
1	Подземная панорамная камера	VLT Macro Sight	1
2	Контроллер наземного прибора	VLP-B	1



Рисунок 2. Главный пульт наземного управления



Рисунок 3. Инструмент для осмотра скважин



Рисунок 4. Инструмент для осмотра скважин с центраторами

Техническое сопровождение обследования технического состояния эксплуатационной колонны приборами «VLT Macro Sight»

При капитальном ремонте скважин для обследования и определения характеров забоя и ствола скважины эксплуатационной колонны использовали спуск свинцовой печати разного диаметра, при этом отпечаток свинцовой печати показывал НКТ разного диаметра, солеотложения или окалины, в некоторых случаях при спускоподъемных операциях свинцовая печать забивалась механическими примесями, зачастую отпечаток печати показывал неопознанный посторонний предмет. Для решения данной проблемы были проведены опытно-промышленные испытания (далее – ОПИ) на исследуемом месторождении для определения эффективности использования скважинного видео-каротажа «VLT Macro Sight» и ее оценки. Видео-картаж позволяет провести обследование технического состояния эксплуатационных колонн и пространства скважины. Прибор опускается в скважину на геофизическом кабеле и отображает данные на монитор компьютера. ОПИ проведено на трех скважинах, до проведения ОПИ скважину промывали технической водой в двух циклах до чистой воды. В результате применения системы видео-каротажа приборами панорамной визуализации «VLT Macro Sight», сопровождение забоя/ствола эксплуатационной колонны скважин при проведении ремонтных и аварийных работ бригадами КРС на исследуемом месторождении показало на трех скважинах (№№ 2758, 3972 и 9523) положительный результат.



Рисунок 5. Подготовка к проведению ОПИ



Рисунок 6. ПЗР к спуску видеокамеры

Ниже приведены результаты ОПИ:

Скважина №2758 более 36 суток (864 бри/час) проводит ремонт по очистке забоя, с глубины 1210 м не смогли углубиться до искусственного забоя, спущенная свинцовая печать в оттиске показывает неясной предмет.

При спуске прибора панорамной визуализации «VLT Macro Sight» на глубине 1210 м обнаружено изображение в виде «круглого сечения трубы».

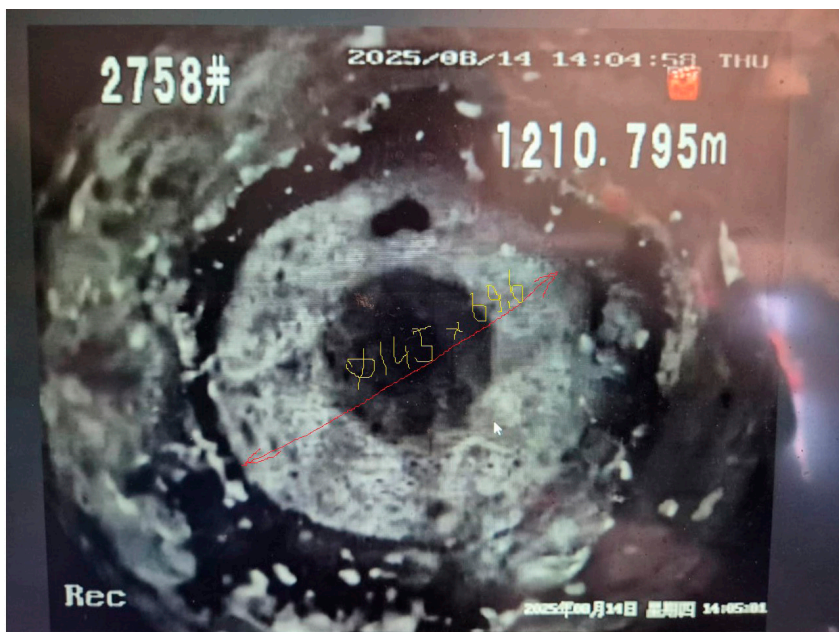


Рисунок 7. Показание прибора в виде «круглого сечения трубы»

Скважина №3972 более 19 суток (456 бри/час) проводит ремонт по изоляции обводненного интервала, возврату на 14 горизонт, с глубины 1269 м не смогли

углубиться до искусственного забоя, спущенная свинцовая печать в оттиске показывает неясной предмет.

При спуске прибора панорамной визуализации «VLT Macro Sight» на глубине 1269 м установлено изображение в виде «сплющенного металла круглого сечения».

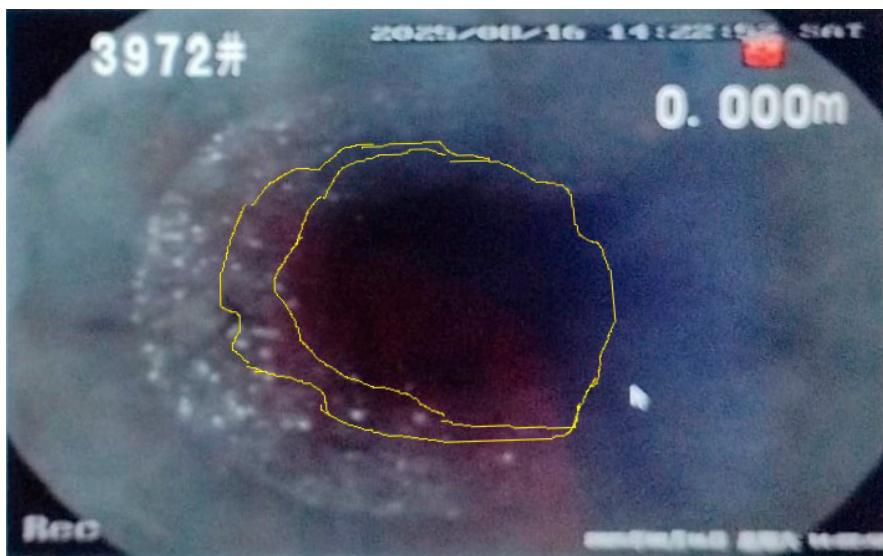


Рисунок 8. Показание прибора в виде «сплющенного металла круглого сечения»

Скважина №9523 более 13 суток (312 бри/час) проводит ремонт по очистке забоя, с глубины 1221 м не смогли углубиться до искусственного забоя, спущенная свинцовая печать в оттиске показывает неясной предмет.

Спуском прибора панорамной визуализации «VLT Macro Sight» на глубине 1221 м показано изображение в виде «оборванного тела штанги 7/8*».



Рисунок 9. Показание прибора в виде «оборванного тела штанги 7/8*»

Результаты ОПИ:

Проведенные работы по опытно-промышленным испытаниям при применении системы видео сопровождения забоя и ствола эксплуатационной колонны скважин при проведении ремонтных и аварийных работ бригадами КРС на исследуемом месторождении приборами панорамной визуализации «VLT Macro Sight» показали положительные результаты, представленные в табл. 3.

Таблица 3. Результаты ОПИ

п/п	№ скв.	Ввод в эксплуатацию, год	Искусств. забой, м	Диаметр экс. колонны, мм	Интервал перфор., м	Горизонт	Показание изображение	Результат ОПИ
1	2758	30.03.2014	1247	168	1201-1202; 1207-1209; 1261-1262	XIII	1210м – круглого сечения	Успешный
2	3972	30.09.2009	1276	168	1256-1292	XIII	1269м – сплюснутый металл круглого сечения	Успешный
3	9523	28.01.2017	1231	168	1223-1228	XV	1221м – сло-манное тело штанги 7/8*	Успешный

Таким образом, опыт применения системы видео сопровождения забоя и ствола эксплуатационной колонны при капитальном ремонте скважин позволяет сделать вывод о том, что вышеуказанные мероприятия являются востребованными, актуальными, входят в число лучших мировых практик по ремонту скважин и являются более эффективными по сравнению со стандартными методами диагностики внутрискважинных проблем.

Результаты работ дают возможность рекомендовать использование скважинной видеокамеры при первичном проведении ремонтно-аварийных работ на высокодебитных скважинах.

Необходимо отметить, что, применение системы видео инспекций забоя/ствола эксплуатационных колонн скважин при проведении ремонтных и аварийных работ является инновационным мероприятием для группы компаний АО НК «КазМунайГаз», т.е. применяется впервые.

Список использованной литературы:

1. Классификатор ремонтных работ в скважинах: Утверждено и введено в действие АО «Озенмунайгаз» – Жанаозен, 2024, 134-135 с.
2. Крылов В.И. Изоляция поглощающих пластов. – М., Недра, 1998, 304 с.
3. Журиков С.А., Муратов С.А. Система визуального контроля технического состояния эксплуатационных колонн. – НТБ «Каротажник», 2007, №15, с. 44-45 с.
4. Воробьев В.Д. Применение пакеров в нефтяных и нагнетательных скважинах. – Нефтепромысловое дело, М., ВНИИОЭНГ, 1975, с. 63-64 с.

«ӨЗЕНМҰНАЙГАЗ» АҚ КЕН ОРЫНДАРЫНДАҒЫ ҰҢҒЫНЫ ЖӨНДЕУ БРИГАДАСЫНДАҒЫ ҰҢҒЫМАЛАРДЫ ПАЙДАЛАНУ ТІЗБЕГІНІҢ ТҮБІ МЕН ШҰНҚЫРЫН ЖӨНДЕУ ЖӘНЕ АПАТТЫ ЖАҒДАЙДАҒЫ БЕЙНЕКАМЕРА ТЕКСЕРУ ЖҮЙЕСІН ПАЙДАЛАНУДЫҢ ТИІМДІЛІГІН ЖҮЗЕГЕ АСЫРУ

О.К. Сарбопеев, Б.А. Утеуов, Х.У. Муфтахов, К.Ш. Айтжанов

Бұл мақалада «Өзенмұнайгаз» АҚ кен орындарындағы өндірістік ұңғымалардың қаптамаларының техникалық жағдайын зерттеу үшін ұңғымалық бейнекамераны пайдаланудың тиімділігін бағалау және пайдаланудың орындылығын анықтау қарастырылады.

Бұл қолданбаның мәні мониторға кескінді беру арқылы бейнекамера кірісінің максималды мүмкін тереңдігінде ұңғыманың ішіндегі бөгде затты бейне жазу және қарау болып табылады.

Түйінді сөздер: ұңғыманың бейнекамерасы, ұңғымалардың геофизикалық барлауы, ұңғыманың құрылымы, көтеру қондырғысы, ұңғыма, ұңғыманы ағымдағы және күрделі жөндеу бригадасы, ұңғыманы тұншықтыру, ұйымдастыру жұмыстарының жоспары (ҰЖЖ), көтеріп-түсіру операциясы.

Информация об авторах

Сарбопеев Орак Куанғалиевич – заместитель директора филиала по производству, o.sarbopeyev@kmge.kz

Утеуов Берик Аманжанович – эксперт управления проектирования бурения и ремонта скважин, B.Uteuov@kmge.kz

Муфтахов Хайруш Утепбергенович – эксперт управления проектирования бурения и ремонта скважин, Kh.Muftakhov@kmge.kz

Айтжанов Куаныш Шакикаримович – ведущий инженер управления проектирования бурения и ремонта скважин, K.Aitzhanov@kmge.kz

ТОО «КМГ Инжиниринг» филиал «КазНИПИмұнайгаз», г. Актау, Казахстан

«ӨЗЕНМҰНАЙГАЗ» АҚ КЕН ОРЫНДАРЫ ЖАҒДАЙЫНДА ШАҒЫН КӨЛЕМДІ ОРТАЛЫҚТАН ТЕПКІШ ЭЛЕКТРЛІ СОРҒЫЛАР ҚОНДЫРҒЫЛАРДЫ ПАЙДАЛАНУ ТӘЖІРИБЕСІ МЕН ПЕРСПЕКТИВАЛАРЫ

С.О. Каултаев, А.В. Прапорщиков, Т.М. Сисенбаев

«Өзенмұнайгаз» АҚ (бұдан әрі – ӨМГ) кен орындарын игерудің жетілген кезеңінде ұңғымалардың тоқтап қалуы мен жерасты жөндеулері санының артуымен сипатталатын тұрақты үрдіс байқалады, бұл компанияның экономикалық және өндірістік көрсеткіштеріне теріс әсер етеді. Ұңғымалар қорының айтарлықтай үлесі диаметрі Ø114 мм қосымша пайдалану тізбектерінің болуымен, оқпанның қисаюымен, сондай-ақ тозу мен коррозия салдарынан өту

қимасының тарылуымен байланысты техникалық шектеулермен сипатталады, бұл ерекшеліктер ұңғымаларды 5 және 5А габаритті стандартты орталықтан тепкіш электрлі сорғылар қондырғыларымен (бұдан әрі – ОЭСҚ) пайдалану мүмкіндігін жоққа шығарады. Осындай жағдайларда жұмысты қамтамасыз етуге мүмкіндік беретін тиімді шешімдердің бірі 2А габаритті шағын көлемді ОЭСҚ енгізу болды. Бұл қондырғылар пайдалану тізбегінің шектеулі Ішкі диаметрі жағдайында пайдалану үшін арнайы әзірленген және ӨМГ кен орнына тән агрессивті ортаға жоғары бейімделуді көрсетеді. 90 ұңғымада жүргізіліп жатқан ОЭСҚ 2А-ның тәжірибелік-өнеркәсіптік пайдаланылуы жабдықтың істен шығуы санының айтарлықтай төмендеуін, жөндеуаралық кезеңнің (әрі қарай – ЖАК) артуын, пайдалану және күрделі шығындардың төмендегенін көрсетеді. Бұл нәтижелер жабдықтың осы түрінің жоғары тиімділігін және оны ұқсас техникалық әрі геологиялық-физикалық жағдайлары бар кен орындарында әрі қарай енгізу қажеттілігін айғақтайды.

Осылайша, зерттеу Қазақстанның мұнай-газ саласын технологиялық дамытудың басымдықтарына сәйкес келетін күрделі ұңғымалар қорын пайдалану тиімділігін арттырудың перспективалы бағыттарының бірі ретінде шағын көлемді ОЭСҚ қолдануды ғылыми негіздеуге бағытталған.

Түйінді сөздер: шағын көлемді ОЭСҚ, габарит 2А, жөндеу аралық кезең, энергия тиімділігі, өндіруші қор, ӨМГ кен орны.

Кіріспе

ӨМГ кен орындарын игерудің соңғы кезеңінде өндіруші ұңғымалар қорының пайдалану сенімділігі төмендеуінің тұрақты үрдісі байқалады, бұл жерасты жөндеу жұмыстары санының артуымен және ЖАК-тың қысқаруымен сипатталады. Аталған жағдайлар жабдықтар мен пайдалану тізбектерінің физикалық тозуымен де, сондай-ақ геологиялық-техникалық жағдайлардың күрделіленуімен де байланысты. Осыған байланысты ұңғымаларды пайдалану тиімділігін арттыру, ЖАК-ты ұлғайту және жөндеу-алдын алу іс-шараларына жұмсалатын шығындарды азайту компанияның ұңғымалар қорын басқару жүйесіндегі басым бағыттарға айналууда.

Тозған пайдалану тізбектері бар ұңғымаларды «реанимациялау» және олардың өнімділігін қалпына келтіру мақсатында «лайнерлер» деп аталатын, диаметрі Ø114 мм қосымша пайдалану тізбектері (бұдан әрі – қ/т) түсіріледі. 01.04.2026 ж. жағдай бойынша ӨМГ өндіру ұңғымаларының қолданыстағы қоры 3981 бірлікті құрайды, оның ішінде Ø114 мм қ/т бар ұңғымалар – 1312 бірлік, бұл 33% құрайды. Бұл өз кезегінде плунжердің диаметрі 70 мм болатын жоғары дебитті штангалық тереңдік сорғыларын (бұдан әрі – ШТС), сондай-ақ габариттері 5 және 5А стандартты ОЭСҚ қолдануды шектейді.

Қ/т түсірілген кейбір жоғары дебитті ұңғымалар бойынша бұрынғы өндіру деңгейін қамтамасыз ету мақсатында Ø57 мм ШТС-та тербеліс санын минутына 8-ге дейін арттыруға тура келеді, бұл өз кезегінде сорғы шыбықтарының үзілуі себебінен жиі істен шығуларға әкеп соғады. Шешімдердің бірі – диаметрі Ø114 мм қ/т бар ұңғымалар үшін 2А габаритті шағын ОЭСҚ-ны пайдалану болып табылады.

Материалдар мен әдістер

Қазіргі уақытта 2А габаритті толық жиынтықты ОЭСҚ «Новомет» КТ, «Борец» ӨК, «РИМЕРА» КТ, «АЛМАЗ» ААҚ сияқты ресейлік компаниялардың және SLB компаниялар тобына кіретін «Schlumberger» Тюмень сорғылары» зауытының өнімдер желісінде ұсынылған [1, 2, 3].

1 кесте. ОЭСҚ 2А өлшемінің негізгі сипаттамалары

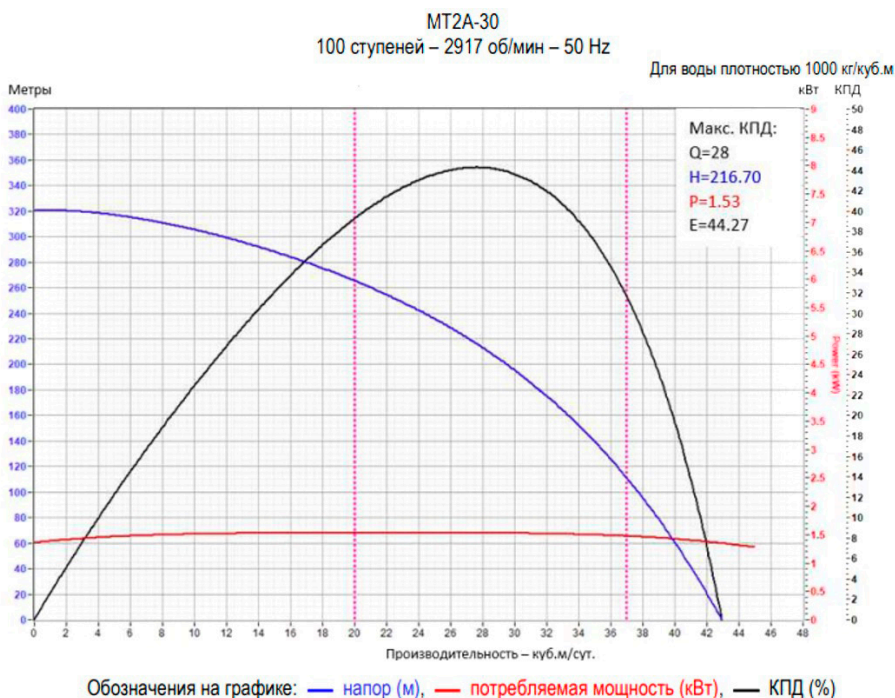
Қолдану саласы	Мүмкіндіктері	Ерекшеліктері
• Типтік және күрделі ұңғымалар; • Қатты қисайған ұңғымалар; • Пайдалану колонналарын жөндеу салдарынан өту қимасы тарылған ұңғымалар; • Ұңғымалардың бүйірлік оқпандары, консервациядан шығарылған ұңғымалар; • Диаметрі 4 және 4,5 дюймдік пайдалану тізбектері үшін өте қолайлы; • Бірнеше қабатты біржолата-бөлек пайдалану; • Бір ұңғыма оқпаны арқылы біржолата айдау және өндіру.	• Өткізу қабілеті тәулігіне 20-250 м³; • Сұйықтық арыны 3500 м дейін; • 10 метрге 4°-қа дейін қисайған ұңғыма оқпандарында жұмыс істеу.	• Сыртқы диаметрінің кіші болуы, ығысу торабының және секцияаралық иілімді муфталардың болуы ОЭСҚ-тың қисайған ұңғымалар арқылы еркін өтуіне және қажет болған жағдайда қондырғыны күрделі ұңғымалардан оңай шығарып алуға мүмкіндік береді; • Жоғары тиімді сорғылар мен вентильді қозғалтқыштар кешенді түрде жабдықтың сенімділігі мен ұзақ мерзімділігін арттыра отырып, энергия тұтынуды 25%-ға төмендетеді.

2А габаритті қондырғы сыртқы диаметрі Ø69 мм сорғымен жабдықталады, оның кабельді ескергендегі максималды габариті 82 мм-ге тең, ал қалыпты пайдалану үшін рұқсат етілген пайдалану тізбегінің ішкі диаметрі – 89 мм. Кіші өлшемді сорғы қондырғыларының жетегі ретінде сыртқы диаметрі Ø81 мм және пайдалы әсер коэффициенті (бұдан әрі – ПӘК) 88,6% болатын вентильді қозғалтқыштар қолданылады. Айналу жиілігі минутына 2200-ден 3600 айналымға дейін болған кезде сорғылардың беру диапазоны қолданылатын сатыға байланысты тәулігіне 20–250 м³ құрайды, ПӘК – шамамен 40–63%, ал сорғы тудыратын максималды арын 3500 м-ге дейін жетуі мүмкін.

2А габаритті ОЭСҚ-тың айрықша ерекшелігі – батырмалы электр қозғалтқышының құрамында ығысу торабын қосымша (опционалды) қолдану мүмкіндігі болып табылады, ол қондырғының жалпы габаритін азайтуға, осылайша ОЭСҚ-ты кіші диаметрлі пайдалану тізбектерінде немесе бүйірлік оқпандарда қолдануға мүмкіндік береді. Сондай-ақ оқпанының қисаюы нормадан тыс ұңғымаларда пайдалану үшін секцияаралық иілімді қосылыстарды – муфталарды пайдалану мүмкіндігі қарастырылған. Олар ОЭСҚ-ты сорғы-компрессорлық құбырлармен, сондай-ақ сорғы қондырғысының тораптары арасында герметикалық иілімді топсалы қосуға арналған. ОЭСҚ құрамында иілімді муфта мен ығысу торабын қолдану келесі мүмкіндіктерді береді:

- ОЭСҚ-ты сорғы қондырғысын аспалау орнында қисаюдың арту қарқыны 10 м ұзындыққа 4°-қа дейін болатын ұңғымаларда пайдалану;
- жабдықты түсіру кезінде шамадан тыс қисақтықтың теріс әсерін болдырмау;
- қондырғы нормадан тыс қисайған аймақта жұмыс істеген жағдайларда, ОЭСҚ-тың кернеулі-деформацияланған күйде жұмыс істеуіне жол бермеу;
- жабдықтың ішкі бөліктерінің біржақты тозу ықтималдығын төмендету және осы арқылы ЖАК-ты арттыру;

1-суретте мысал ретінде сатылар саны 100-ге тең, тығыздығы 1000 кг/м³ суда және 2917 айн/мин айналу жиілігінде жұмыс істеген кездегі «Schlumberger» өндірісінің MT2A-30 сорғы қондырғысы арынының, қуатының және ПӘК-інің өнімділікке (50 Гц) тәуелділігін қарастырайық [4].



1 сурет. MT2A-30 сатысы бар сорғының сипаттамасы

Графикті талдау келесі заңдылықтарды көрсетеді:

• **Арын (H, м)**

Өнімділік нөлге тең болған кезде сорғы 320 м максималды арын тудырады. Беріліс мөлшері артқан сайын арын бірқалыпты төмендеп, тәулігіне 40 м³ болғанда 60 м-ге жетеді, ал тәулігіне 43 м³ болғанда іс жүзінде нөлге дейін азаяды. Мұндай тәуелділік центрден тепкіш сорғыларға тән және шығынның артуына қарай жүйедегі гидравликалық шығындардың өсуімен түсіндіріледі.

• **Қуат (P, кВт)**

Ысырма жабық (нөлдік беріліс) күйдегі жұмыс режимінде қуат ең аз (1,45 кВт) болады және беру мөлшері артқан сайын өсіп, $Q \approx 28 \text{ м}^3/\text{тәул.}$ болғанда 1,53 кВт максималды мәнге жетеді. Беру одан әрі артқан кезде тұтынылатын қуаттың төмендеуі байқалады (44 м³/тәул. болғанда 1,3 кВт), бұл жоғары шығыны бар учаскедегі гидравликалық кедергінің азаюымен байланысты.

• **ПЭК (%)**

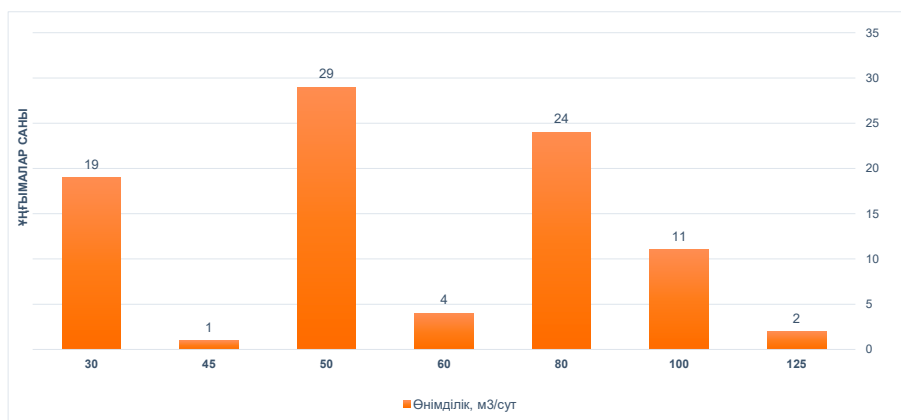
Қондырғының тиімділігі нөлдік өнімділік кезінде нөлге тең және тәулігіне 28 м³ номиналды берілісінде 44,27% максимумға жетеді. Номиналды аймақтан тыс, тәулігіне 28 м³-ден жоғары берілісте тиімділіктің төмендеуі байқалады (тәулігіне 40 м³ болғанда 19%-ға дейін), бұл жұмыстың энергетикалық тиімділігінің нашарлауын көрсетеді.

Осылайша, MT2A-30 қондырғысының оңтайлы жұмыс аймағы максималды энергия тиімділігі мен минималды энергия шығынын қамтамасыз ететін тәулігіне 20-37 м³ беру диапазоны болып табылады. Осы диапазоннан тыс қондырғының жұмысы тиімділіктің төмендеуіне және пайдалану қатерлерінің артуына әкеледі [5].

ӨМГ кен орнындағы Ø114 мм қ/т бар ұңғымалар қорында 2А габаритті ОЭСҚ қолдану тәжірибесі

2023 жылдан бастап ӨМГ кен орнындағы оңалту жобасы шеңберінде ұңғымаларды пайдалану тиімділігін арттыру бағыты бойынша белсенді жұмыстар жүргізілуде, атап айтқанда ЖАК ұлғайтуға және ұңғымаларды жерасты жөндеу санын азайтуға бағытталған технологиялық міндеттерді шешуге басты назар аударылды. Іске асырылып жатқан іс-шаралардың ішінде ОЭСҚ енгізуді, оның ішінде шағын габариттілерін енгізуді бөліп көрсетуге болады.

2026 жылғы 1 сәуірдегі жағдай бойынша ОЭСҚ бар ұңғымалардың жалпы қоры 444 бірлікті құрайды, оның ішінде 90 ұңғымада 2А габаритті сорғылар пайдаланылуда. Жабдықты жеткізуші екі компания кесіндісінде 83 қондырғы «КУДУ Индастриз Қазақстан» ЖШС-ке (Schlumberger) және 7 қондырғы «АНСК» (АЛМАЗ) ЖШС-ке тиесілі. 2-суреттен 2А габаритті ОЭСҚ қоры бойынша негізгі үлгі өлшемдер сәйкесінше 32%, 26% және 21% пайыздық қатынаста, өнімділігі тәулігіне 50, 80 және 30 м³/тәул. болатын сорғылардан тұратынын көре аламыз.



2 сурет. 2А габаритті ОЭСҚ үлгі өлшемдері

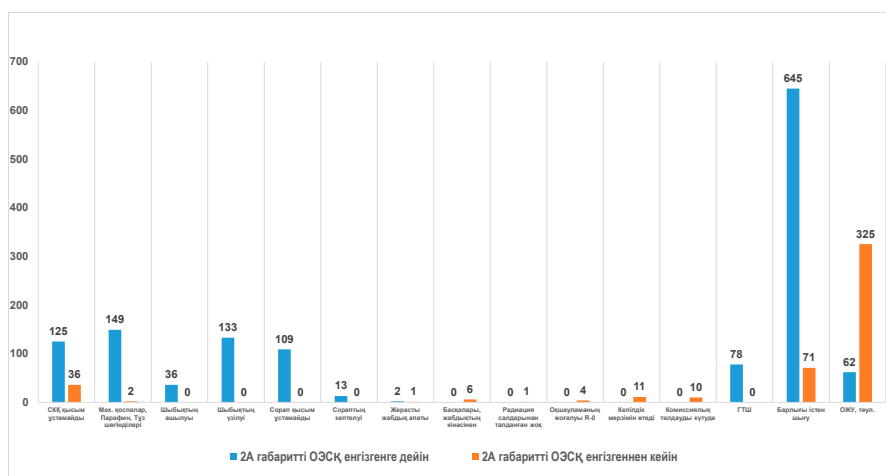
Оңалту жобасы шеңберінде ОЭСҚ енгізу тиімділігін арттыру үшін 19.05.2025 ж. ӨМГ және мердігерлік ұйымдар бірлесіп іріктеудің техникалық өлшемшарттарын да, жұмыстарды орындаудың дәйекті кезеңдерін де қамтитын іс-қимыл алгоритмі жаңартылды. Жаңартылған таңдау өлшемшарттары мынадай параметрлерді ескереді:

1. Жиі жөнделетін қор – 6 және одан артық жерасты жөндеу;
2. Ұңғыма түбінің таза болуы және механикалық қоспалардың тұну аймағының 5 м-ге дейін болуы;
3. Ұңғыманың әлеуеті (нысаналы түптік қысым қанығу қысымынан жоғары болуы);
4. Өнімнің сулануы 93%-ға дейін;
5. Пайдалану тізбегінің герметикалығы және шегендеуартылық ағындардың болмауы;
6. Ұңғымалардың шеткі аймақтардан тыс орналасуы;
7. Айдау ұңғымаларына дейінгі қашықтық 150 м-ден кем болатын, қарқынды айдау аймағында орналасқан ұңғымаларға жол берілмейді;
8. Мұнай өндіруді қарқындату кезінде ұңғыманың дебиті белгіленген жұмыс режимінен тәулігіне +2 тоннаға артатын болса, жылына 4 және одан да көп жер асты жөндеуі жүргізілген ұңғымаларға ОЭСҚ түсіруге жол беріледі;

9. Ұңғыманың дебитін белгіленген іріктеу режимінен тәулігіне +5 және одан да көп тоннаға ұлғайта отырып, мұнай өндіруді қарқындету.

Бұл алгоритм ОЭСҚ енгізу және пайдалану процесін реттейді, бұл олардың тиімділігін арттыруға, істен шығу ықтималдығын азайтуға және жабдықтың жұмыс істеуі үшін оңтайлы жағдай жасауға ықпал етеді.

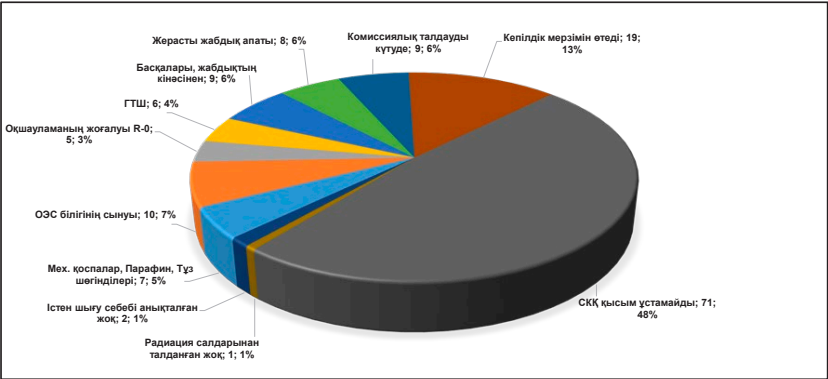
01.04.2026 ж. жағдай бойынша жұмыс істейтін, 01.03.2026 ж. дейін енгізілген ӨМГ бойынша 2А габаритті ОЭСҚ бар 85 ұңғыманың жұмысына айналық талдау жүргізілді (3-сурет). Осы талдау нәтижелері бойынша жалпы істен шығу санының 645 бірліктен 71 бірлікке дейін (-574 бірлік) төмендегенін және істен шығудың орташа атқарымының 62 тәуліктен 325 тәулікке дейін (+263 тәулікке) ұлғайғанын атап өтуге болады. Бір жерасты жөндеу жұмысының орташа құны 7 844,00 мың теңгеге тең екенін ескерсек, ұңғымаларды жөндеу санын азайту есебінен шартты үнемдеу 4 502 456 мың теңгені құрайды. Есепті күнге дейінгі соңғы айда енгізілген ұңғымалар салыстырмалы түрде аз жұмыс істеуіне байланысты ескерілмеген.



3 сурет. ОЭСҚ 2А жұмысын енгізуге дейін және енгізгеннен кейінгі айналық талдау

2А габаритті ОЭСҚ мерзімінен бұрын істен шығуына жүргізілген талдау (4 сур.) ОЭСҚ көтерілуінің бастапқы себептерінің негізгі үлесі сорғылар өнімділігінің азаюына немесе болмауына келетінін көрсетеді – бұл 147 істен шығудың 115-і (78%). Негізгі ақаулар 71 бірлік (48%), электрлі сорғы білігінің сынуы 10 бірлік (7%), механикалық қоспалар 7 бірлік (5%) және жабдықтың кінәсінен болған басқа да себептер 9 бірлік (6%) болып табылады, жүргізілген комиссиялық талдаулар шеңберінде анықталғаны: жеті жағдайда істен шығудың себебі зауыттық ақау салдарынан шлицті муфтаның бұзылуы болды, бірінде жабдық жинақтамасында газ сепараторының болмауы, тағы бір жағдайда ұрып түсіретін клапанының өзегінде (түйреуішінде) тесік анықталды. Сонымен қатар, 12 ұңғымада кері клапандарының корпустарында жарықтар пайда болуымен байланысты ақаулар, ал бір ұңғымада сорғының аулау бастиегінде жарықтар тіркелген. Кері клапандар корпустарында анықталған зақымданулардың сипаты жабдықтың зауыттық ақауы болып табылады, осылайша конструкцияны егжей-тегжейлі талдауды, қолданылатын материалды және болашақта өндіріс технологиясын қайта қарауды қажет етеді. Сонымен

қатар, 9 ұңғыманың сорғы қондырғылары ағымдағы күнге комиссиялық талқылаулардың өткізілуін күтуде.



4 сурет. ОЭСҚ 2А мерзімінен бұрын істен шығу себептерін талдау

2А габаритті ОЭСҚ-мен жабдықталған ұңғымалардың тиімділігін талдау

ӨМГ ұңғымалар қорына 2А габаритті шағын көлемді ОЭСҚ-ны енгізу олардың практикалық маңыздылығын растады: жабдықтың сенімділігі мен энергия тиімділігін арттырумен қатар, жерасты жөндеу жұмыстарына жұмсалатын шығындардың азаюынан және қосымша мұнай өндіру көлемінің артуынан көрінетін экономикалық тиімділікке қол жеткізілді.

2 кесте. МГӨБ бойынша бөлінісінде оң қосымша игермесі бар 2А габаритті ОЭСҚ

МГӨБ	Саны	ОЭСҚ түсірілгенге дейінгі орташа дебиттер			Жинақт. жұмыс күндері, тәул	Жинақт. қосымша сұйық. өнд., м³	Жинақт. қосымша мұнай өнд., т	Мұнай дебиті бойынша орташа тәуліктік өсім, т / тәул	ОЭСҚ түсіру басталғаннан бергі орташа көрсеткіштер			Соңғы айдағы орташа көрсеткіштер		
		Qж, м³/тәул	WC, %	Qн, т/тәул					Qж, м³/тәул	WC, %	Qн, т/тәул	Qж, м³/тәул	WC, %	Qн, т/тәул
1	15	46	92,6	2,9	5445	106869	8185	1,4	65	93,1	3,7	64	94,6	2,9
2	16	42	91,3	3,1	5291	77655	8155	1,6	58	91,4	4,2	59	90,3	4,8
3	19	51	91,3	3,7	5884	65195	4535	1,1	68	92,5	4,3	68	93,5	3,7
4	4	30	90,4	2,4	1771	39380	5109	2,9	52	88,6	5,0	55	90,0	4,6
Барлығы:	54	46	91,6	3,2	18390	289099	25984	1,5	63	92,1	4,1	63	92,7	3,9

2-кестеге сәйкес, талданатын 2А габаритті ОЭСҚ-сы бар 90 ұңғыманың 54-інде оң динамика тіркелген:

Жалпы қосымша мұнай өндіру көлемі 25984 тоннаны құрады;

Мұнай дебитінің орташа өсімі – тәулігіне +1,5 т;

Ең үлкен әсер МГӨБ-2 және МГӨБ-4 – те байқалды, мұнда орташа тәуліктік өсім тәулігіне 1,6 – 2,9 тоннаны құрады, ал жинақталған қосымша мұнай өндіру көлемі 5,1 – 8,1 мың тоннадан асты.

**3 кесте. МГӨБ бойынша бөлінісінде теріс қосымша
игермесі бар 2А габаритті ОЭСҚ**

МГӨБ	Саны	ОЭСҚ түсіргенге дейін орташа дебит			Жинақт. жұмыс күндері, тәул.	Жинақт. қосымша сұйық. өнд., м³	Жинақт. қосымша мұнай өнд., т	Мұнай дебиті бойынша орташа тәуліктік өсім, т / тәул	ОЭСҚ түсіру басталғаннан бергі орташа көрсеткіштер			Соңғы айдағы орташа көрсеткіштер		
		Қж, м³/тәул	WC, %	Қн, т/сут					Қж, м³/сут	WC, %	Қн, т/сут	Қж, м³/сут	WC, %	Қн, т/сут
1	7	45	87,9	4,6	2563	-21836	-2583	-1,0	33	89,7	2,9	32	91,2	2,4
2	2	54	88,4	5,2	357	2630	-115	-0,4	72	93,7	3,8	73	94,9	3,1
3	26	48	88,4	4,7	6389	20933	-6424	-1,1	54	93,7	2,9	54	94,5	2,5
4	1	59	82,1	8,8	181	-4841	-737	-4,1	32	84,0	4,3	16	81,2	2,5
Барлығы:	36	48	88,1	4,8	9490	-3113	-9859	-1,1	50	93,0	3,0	50	94	2,5

3 және 4 кестелердің деректеріне сәйкес, 36 ұңғымада қосымша мұнай өндіруде теріс нәтиже және орташа тәуліктік мұнай дебитінің төмендеуі, сондай-ақ бірқатар себептерге байланысты күтілетін тиімділікке қол жеткізілмегені байқалады.

4 кесте. ОЭСҚ бар ұңғымалардың тиімділігіне қол жеткізбеу себептері

Көрсеткіштер	Апат	Төмен Р _{заб}	Суланудың артуы	Сұйықтық дебитінің төмендеуі	Ұңғыма аймағының сарқылуы	Айдалатын сулардың серпілісі	Барлығы
Саны, бірл.	1	4	16	9	2	4	36
Қосымша игерім, тонна	-206,7	-746,1	-3222,1	-1790,1	-10,2	-1870,2	-7845,4

- Мұнай дебитінің орташа тәуліктік төмендеуі – тәулігіне 1,1 т;
- Өнім сулануының 5,6%-ға артуы;
- Ең көп мұнай жоғалту көлемі өнімнің сулануының артуымен байланысты (16 ұңғыма), бұл мұнай өндіру көлемінің 3222,1 тоннаға төмендеуіне әкеп соқты.

Осы ұңғымалар бойынша мұнай өндірудегі жалпы жоғалтулар 7845,4 тонна-ны құрады.

5 кесте. МГӨБ бойынша бөліністе 2А габаритті ОЭСҚ жалпы игермесі

МГӨБ	Саны	ОЭСҚ түсірілгенге дейінгі орташа дебиттер			Жинақт. жұмыс күндері, тәул.	Жинақт. қосымша сұйық. өнд., м³	Жинақт. қосымша мұнай өнд., т	Мұнай дебиті бойынша орташа тәуліктік өсім, т / тәулік	ОЭСҚ түсіру басталғаннан бергі орташа көрсеткіштер			Соңғы айдағы орташа көрсеткіштер		
		Қж, м³/тәул	WC, %	Қн, т/тәул					Қж, м³/тәул	WC, %	Қн, т/тәул	Қж, м³/тәул	WC, %	Қн, т/тәул
1	22	46	91,1	3,4	8008	85034	5601	0,6	55	92,5	3,5	54	94,0	2,7
2	18	43	90,9	3,3	5647	80285	8041	1,4	60	91,7	4,2	61	90,9	4,6
3	45	49	89,7	4,3	12273	86129	-1889	-0,1	60	93,1	3,5	60	94,0	3,0
4	5	36	87,7	3,7	1952	34539	4372	1,5	48	88,0	4,9	47	89,4	4,2
Барлығы:	90	47	90,2	3,8	27881	285987	16125	0,4	58	92,4	3,7	58	93,1	3,3

2А ОЭСҚ-мен жабдықталған 90 ұңғымада қосымша мұнай өндіруді есептеу жөніндегі жалпы талдау негізінде [6] (5-кесте) оң динамика байқалады: 16 125 тонна көлемінде қосымша мұнай өндіру тіркелді, ал мұнай дебитінің орташа тәуліктік өсімі тәулігіне +0,4 тоннаны құрады. Сорғыларды орнатқаннан кейін ұңғымалардың орташа жұмыс көрсеткіштері мына деңгейде тұрақталды:

- Сұйықтық дебиті-тәулігіне 58 м³;
- Өнімнің сулануы – 93,1%;
- Мұнай дебиті – тәулігіне 3,2 т.

Нәтижелер және талқылау

Жобаны іске асыру шеңберінде өнімділікті, істен шығу жиілігін және жүйедегі қысым динамикасын қоса алғанда, жабдықтың жұмыс көрсеткіштеріне тұрақты мониторинг ұйымдастырылды. Алынған нәтижелер жабдықтың күрделі жұмыс жағдайларына жоғары бейімделу деңгейін көрсетті. Негізгі артықшылықтардың ішінде сорғы жабдықтарының жұмысын тұрақтандыру есебінен ұңғымалар дебитінің артуы, жоспардан тыс жөндеу санының төмендеуі, бұрын қолданылған жүйелермен салыстырғанда ЖАК-тың ұлғаюы атап өтілді.

Қорытынды

ӨМГ кен орындарында 2А габаритті шағын көлемді ОЭСҚ пайдалану тәжірибесі құрылымы күрделі ұңғымалар қорын пайдалануды оңтайландыруда бұл тәсілдің жоғары тиімділігін айғақтайды. Инновациялық жабдықты енгізу компанияның тұрақты дамуына, мұнай өндіру көлемін ұлғайтуға және ресурстарды ұтымды пайдалануға септігін тигізеді. Осылайша, 2А габаритті ОЭСҚ қолдану техникалық шектеулері бар ұңғымалар қоры үшін, әсіресе ӨМГ кен орнын игерудің кейінгі кезеңі жағдайында перспективалы бағыт ретінде бағаланады.

Пайдаланылған әдебиеттер тізімі

1. Novomet Group. Каталог продукции: Установки электроцентробежных насосов. – Пермь: Новомет, 2024;
2. Борец ПК. Технические решения для осложненных скважин. – Москва: Борец, 2024;
3. Almaz Oilfield Service. Погружные электронасосные установки: каталог. – Алматы: ТОО «АЛМАЗ», 2023;
4. Schlumberger. ТУ Насосы погружные центробежные ЭЦНМТ, Тюмень, 2014, стр. 37;
5. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. – Москва: Нефть и газ, 2007. – 678 стр;
6. Методика по оценке технико-экономической эффективности буровых работ и геолого-технических мероприятий группы компаний АО НК «Казмунайгаз». – Астана 2023.

ОПЫТ И ПЕРСПЕКТИВЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАЛОГАБАРИТНЫХ УЭЦН В УСЛОВИЯХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ АО «ОЗЕНМУНАЙГАЗ»

С.О. Каултаев, А.В. Прапорщиков, Т.М. Сисенбаев

В условиях зрелой стадии разработки месторождений АО «Озенмунайгаз» (далее – ОМГ) наблюдается устойчивая тенденция увеличения количества простоев и подземных ремонтов скважин, что негативно влияет на экономические и производственные показатели компании. Существенная доля фонда скважин характеризуется техническими ограничениями, связанными с наличием дополнительных эксплуатационных колонн диаметром Ø114 мм, искривлениями ствола и снижением проходимого сечения вследствие износа и коррозии. Эти особенности исключают возможность эксплуатации скважин стандартными установками электроцентробежных насосов (УЭЦН) типов-размеров 5 и 5А. Одним из эффективных решений, позволяющих обеспечить работу в таких условиях, стало внедрение малогабаритных УЭЦН габарита 2А. Данные установки разработаны специально для эксплуатации в условиях ограниченного внутреннего диаметра эксплуатационной колонны и демонстрируют высокую адаптивность к агрессивной среде, характерной для м/р ОМГ. Проводимая опытно-промышленная эксплуатация УЭЦН 2А на 90 скважинах демонстрируют значительное снижение количества отказов оборудования, рост межремонтного периода (МРП), снижение эксплуатационных и капитальных затрат. Эти результаты свидетельствуют о высокой эффективности и необходимости дальнейшего внедрения оборудования данного типа на м/р с аналогичными техническими и геолого-физическими условиями.

Таким образом, исследование направлено на научное обоснование применения малогабаритных УЭЦН как одного из перспективных направлений повышения эффективности эксплуатации осложнённого фонда скважин, что соответствует приоритетам технологического развития нефтегазовой отрасли Казахстана.

Ключевые слова: *малогабаритные УЭЦН, габарит 2А, межремонтный период, энергоэффективность, добывающий фонд, м/р ОМГ.*

Авторлар туралы ақпарат

Каултаев Сейтқали Оразбаевич – ОМГ к/о оңалту басқармасының сарапшысы, S.Kaultaev@kmge.kz

Прапорщиков Александр Витальевич – ОМГ к/о оңалту басқармасының сарапшысы, A.Praporchshikov@kmge.kz

Сисенбаев Талғат Мұхамбетқалиевич – ОМГ жобасының жетекшісі, T.Sissenbayev@kmge.kz

ҚМГ «Инжиниринг» ЖШС, «ҚазмұнайгазФЗЖИ» филиалы, Ақтау қ., Қазақстан

ПРАКТИЧЕСКИЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ЦИФРОВОЙ ПЛАТФОРМЫ «ЦЕНТР ОПИ» И ИТОГИ РЕАЛИЗАЦИИ ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫХ ИСПЫТАНИЙ ТЕХНОЛОГИЙ В ДЗО АО НК «КАЗМУНАЙГАЗ»

Р.Р. Шарипкулов, М.Ж. Салимгереев, Д.Б. Ержанов

В статье представлены результаты функционирования цифровой платформы «Центр ОПИ», внедренной в группе компаний АО НК «КазМунайГаз» в качестве инструмента управления процессами внедрения инновационных технологий. Рассмотрены организационные и технологические аспекты цифровизации сопровождения опытно-промышленных испытаний новых видов техники и технологий.

Проведен сравнительный анализ с международными практиками управления инновациями в нефтегазовой отрасли. Приведены статистические показатели функционирования системы, включая динамику поступления заявок, распределение технологических предложений по направлениям нефтегазового производства и результаты реализации пилотных проектов.

Показано, что использование цифровой платформы способствует повышению эффективности взаимодействия между разработчиками технологий и производственными предприятиями, а также формированию единого информационного пространства по результатам внедрения инновационных решений.

Ключевые слова: цифровизация, инновационные технологии, нефтегазовая отрасль, опытно-промышленные испытания, цифровая платформа, технологические решения.

Введение

На современном этапе развития нефтегазовой отрасли внедрение инновационных технологий и цифровых инструментов становится одним из ключевых факторов повышения эффективности производственных процессов.

Усложнение условий разработки месторождений, рост количества технологических решений и необходимость поддержания уровня добычи углеводородов требуют создания системных механизмов отбора, анализа и внедрения новых технологий. В этих условиях особое значение приобретают цифровые платформы, обеспечивающие централизованное управление инновационной деятельностью, прозрачность процедур рассмотрения технологий и накопление результатов их внедрения.

В группе компаний АО НК «КазМунайГаз» (далее – КМГ) одним из инструментов цифровизации процессов внедрения инноваций является цифровая платформа «Центр ОПИ», предназначенная для организации, сопровождения и внедрения опытно-промышленных испытаний новых видов техники и технологий (далее – НТИТ) [1].

Платформа обеспечивает взаимодействие поставщиков технологических решений, дочерних и зависимых организаций АО НК «КазМунайГаз» (далее – ДЗО КМГ), а также экспертных подразделений, участвующих в оценке и реализации инновационных проектов.

Цифровизация процессов опытно-промышленных испытаний

До внедрения цифровой платформы «Центр ОПИ» процессы организации опытно-промышленных испытаний (далее – ОПИ) в группе компаний КМГ осуществлялись с использованием традиционного документооборота и разрозненных информационных источников. Это приводило к увеличению сроков согласования технологических предложений и затрудняло накопление информации о результатах внедрения НТИТ.

Внедрение цифровой платформы «Центр ОПИ» позволило сформировать единую цифровую среду сопровождения инновационных проектов, реализующую принцип «одного окна» взаимодействия всех участников процесса.

Функции оператора и методологического центра системы выполняет ТОО «КМГ Инжиниринг», обеспечивающее координацию процессов рассмотрения технологий, экспертное сопровождение проектов и ведение базы данных результатов испытаний.

Цифровая платформа обеспечивает автоматизацию основных этапов работы:

- регистрация заявок на новые технологии;
- экспертная оценка технологических решений;
- согласование программ ОПИ;
- мониторинг реализации проектов;
- формирование отчетности и аналитических данных.

Система обеспечивает отслеживание прохождения каждой заявки на всех этапах рассмотрения и формирование структурированной базы данных по результатам внедрения технологий.

На рисунке 1 представлена схема мониторинга этапов прохождения заявок по видам НТИТ, реализованная в цифровой платформе.

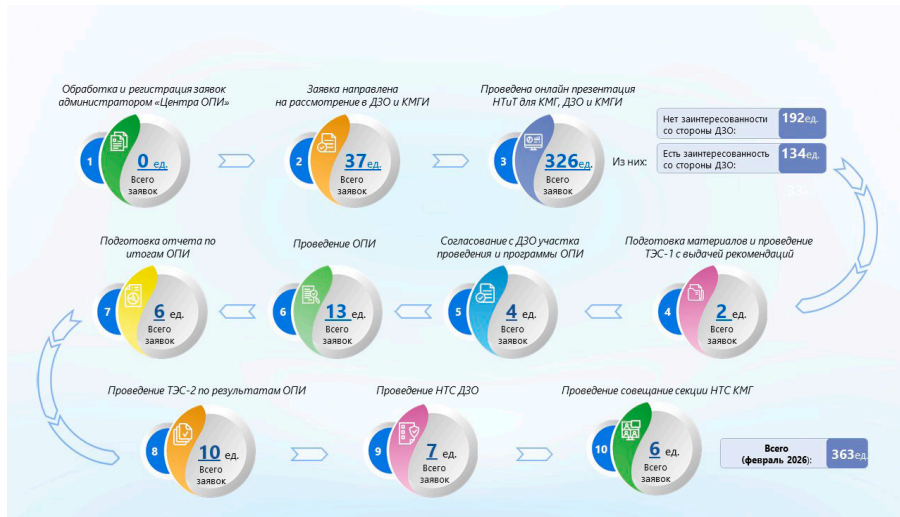


Рисунок 1. Мониторинг этапов прохождения заявок в цифровой платформе «Центр ОПИ»

ТЭС – Техничо – экономический совет ТОО «КМГ Инжиниринг»;

НТС – Научно – технический совет при ТОО «КМГ Инжиниринг»

Использование цифровой модели сопровождения инновационных проектов позволяет сократить сроки рассмотрения технологий, повысить прозрачность

принимаемых решений и обеспечить системное накопление информации о результатах внедрения НТИТ.

Обзор международных практик и платформ управления инновациями

В международной нефтегазовой практике крупные энергетические компании активно используют специализированные программы и цифровые платформы для управления инновациями и внедрения новых технологий. Такие системы обеспечивают централизованный прием технологических предложений от разработчиков, проведение пилотных проектов и формирование базы знаний по результатам испытаний технологий.

Подобные инструменты позволяют системно организовать взаимодействие между технологическими компаниями, исследовательскими организациями и производственными подразделениями нефтегазовых компаний.

Международный опыт показывает, что ведущие нефтегазовые компании формируют специализированные программы управления инновациями и технологического развития. Так, программа Shell GameChanger, действующая с 1996 года, за время своего существования рассмотрела более 10 000 инновационных идей и поддержала свыше 1 700 разработчиков, из которых более 100 технологий были доведены до практического применения. Ежегодно в рамках программы анализируется порядка 250 технологических предложений, часть из которых проходит стадию proof-of-concept испытаний [2].

Норвежская компания Equinor реализует инновационную экосистему, включающую взаимодействие со стартапами через акселерационные программы, в частности Equinor & Techstars Energy Accelerator. Программа предусматривает международный отбор технологических компаний и менторскую поддержку более чем 100 отраслевых экспертов, а также проведение пилотных испытаний технологических решений [3].

Компания Saudi Aramco формирует комплексную систему развития инноваций, включающую исследовательские центры, акселерационные программы и корпоративные венчурные фонды. Например, инвестиционный фонд Wa'ed Ventures инвестировал более 270 млн долларов США в развитие свыше 75 технологических стартапов, ориентированных на цифровизацию и развитие энергетических технологий [4, 5].

Аналогичные подходы к управлению инновациями применяются и в нефтегазовых компаниях Евразийского региона. В частности, в ПАО «Газпромнефть» реализуются программы открытых инноваций и технологические акселераторы, направленные на поиск перспективных технологических решений и их апробацию на производственных объектах компании. В ПАО «Татнефть» функционирует система управления инновациями и НИОКР, предусматривающая проведение ОПИ и внедрение новых технологий в добыче и переработке нефти. В ПАО «Лукойл» применяется система управления научно-техническим развитием, включающая отбор, испытание и внедрение технологических решений на производственных активах компании [6 – 8]¹.

Следует отметить, что процессы цифровизации управления инновациями активно развиваются и в Республике Казахстан. В частности, в АО «Национальная компания QazaqGaz» ведется работа по формированию корпоративной цифро-

¹ Информация о программах управления инновациями в российских нефтегазовых компаниях представлена на основе официальных корпоративных сайтов и открытых материалов о научно-техническом развитии и внедрении технологий, поскольку специализированные цифровые платформы (единые порталы инноваций) в открытом доступе представлены ограниченно.

вой среды для управления инновационной деятельностью, включая сбор технологических предложений, их экспертную оценку и сопровождение внедрения на производственных активах. Несмотря на то, что подобные решения находятся на стадии развития и ограниченно представлены в открытых источниках, их появление свидетельствует о формировании национальной практики цифровизации инновационных процессов в нефтегазовой отрасли. В данном контексте цифровая платформа «Центр ОПИ» является одним из наиболее системно реализованных решений, обеспечивающих комплексное сопровождение опытно-промышленных испытаний и внедрения новых технологий в Республике Казахстан.

В табл. 1 представлен обзор некоторых наиболее крупных аналогичных программ и платформ, применяемых в международных нефтегазовых компаниях.

Таблица 1. Сравнительный анализ платформ и программ управления инновациями в нефтегазовых компаниях

№	Компания	Наименование платформы / программы (продукта)	Основной функционал
1	АО НК «КазМунайГаз»	Цифровая платформа «Центр ОПИ»	– прием заявок на НТИТ; – организация и сопровождение ОПИ; – цифровой мониторинг реализации проектов; – формирование базы данных результатов внедрения технологий
2	АО НК «QazaqGaz»	«Корпоративные цифровые механизмы сопровождения инноваций»	– сбор технологических предложений; – экспертная оценка инициатив; – сопровождение внедрения технологий; – развитие цифровой среды управления инновациями
3	Equinor	Equinor Innovation Ecosystem (включая Techstars Energy Accelerator)	– прием технологических предложений; – проведение пилотных проектов; – акселерация стартапов и экспертная поддержка; – формирование базы инновационных решений
4	Saudi Aramco	Technology Development & Innovation System (включая Wa'ed Ventures)	– поиск и отбор технологий; – проведение пилотных испытаний; – цифровой мониторинг внедрения; – финансирование стартапов и развитие инновационной экосистемы
5	Shell plc	Shell GameChanger Program	– отбор и оценка инновационных идей; – проведение proof-of-concept испытаний; – финансирование ранних стадий технологий; – взаимодействие со стартапами
6	ПАО «Газпром нефть»	Программы открытых инноваций и технологические акселераторы	– поиск технологических решений; – взаимодействие со стартапами; – пилотные испытания на производственных объектах; – внедрение технологий
7	ПАО «Татнефть»	Система управления инновациями и НИОКР	– сбор и рассмотрение инновационных предложений; – проведение ОПИ испытаний; – внедрение технологий в добыче и переработке; – повышение эффективности производства
8	ПАО «Лукойл»	Система управления научно-техническим развитием	– отбор и экспертиза технологических решений; – проведение опытных испытаний; – внедрение технологий на производственных активах; – развитие научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ (НИОКР)

Представленные данные показывают, что цифровая платформа «Центр ОПИ» реализует ключевые элементы современных систем управления инновациями, применяемых в ведущих международных нефтегазовых компаниях. Функциональная структура платформы включает прием технологических предложений, проведение опытно-промышленных испытаний, экспертную оценку, цифровой мониторинг реализации проектов и формирование базы знаний по результатам внедрения технологий.

В то же время в Республике Казахстан формируется практика цифровизации процессов сопровождения инновационной деятельности, включая развитие корпоративных цифровых решений в АО НК «QazaqGaz». Это свидетельствует о постепенном развитии национальной экосистемы управления инновациями в нефтегазовой отрасли.

Для оценки роли платформы «Центр ОПИ» выполнено сопоставление ее функциональных возможностей с международными решениями (табл. 2). Анализ международного опыта показывает, что ведущие нефтегазовые компании используют цифровые платформы не только для сопровождения внедрения технологий, но и для формирования комплексных инновационных экосистем.

Таблица 2. Сравнение функциональных возможностей цифровых платформ управления инновациями

Показатель	Центр ОПИ (КМГ)	Equinor Innovation Ecosystem	Aramco Technology Development Program	Shell Game Changer
Прием технологических предложений	да	да	да	да
Участие внешних разработчиков и технологических компаний	да	да	да	да
Проведение пилотных испытаний технологий (ОПИ)	да	да	да	да
Экспертная оценка технологических решений	да	да	да	да
Цифровой мониторинг реализации проектов	да	частично	да	частично
Формирование базы знаний по результатам испытаний	да	да	да	да
Финансирование стартапов и инновационных проектов	нет	да	да	да
Наличие корпоративного венчурного фонда	нет	да	да	да
Международная сеть исследовательских центров	нет	да	да	да
Инновационные акселераторы и программы поддержки стартапов	нет	да	да	да
Основная цель системы	внедрение технологий	развитие инновационной экосистемы	глобальное технологическое лидерство	поддержка прорывных инноваций

Для более детального анализа роли цифровой платформы «Центр ОПИ» проведено сопоставление этапов управления инновациями, реализуемых в международных нефтегазовых компаниях (табл. 3). В современных инноваци-

онных экосистемах процесс внедрения технологий обычно включает несколько последовательных стадий: поиск технологических решений, экспертную оценку, пилотные испытания, сопровождение проектов и масштабирование технологий.

Таблица 3. Сравнение этапов управления инновациями в нефтегазовых компаниях

Этап управления инновациями	Центр ОПИ (КМГ)	Equinor Innovation Ecosystem	Aramco Technology Development Program	Shell Game Changer
Поиск технологических решений	прием заявок через платформу	глобальный поиск стартапов	глобальный поиск технологий	прием инновационных идей
Экспертная оценка	экспертиза и отбор ОПИ	техническая и бизнес-оценка	многоуровневая экспертиза	экспертная оценка
Пилотные испытания	ОПИ на объектах ДЗО	пилотные проекты	пилотные проекты	proof-of-concept
Цифровое сопровождение	мониторинг через платформу	частично	цифровой мониторинг	частично
Формирование базы знаний	накопление результатов ОПИ	базы инновационных проектов	корпоративные базы знаний	база результатов
Масштабирование технологий	внедрение в ДЗО КМГ	глобальные активы Equinor	внедрение на объектах Aramco	поддержка внедрения

Аналогичные подходы используются в программах крупных международных энергетических компаний, таких как Shell, Equinor и Saudi Aramco, а также в ряде нефтегазовых компаний Евразийского региона, включая ПАО «Газпромнефть», ПАО «Татнефть» и ПАО «Лукойл».

Проведенное сравнение показывает, что цифровая платформа «Центр ОПИ» реализует ключевые функции, характерные для международных систем управления инновациями в нефтегазовой отрасли. Основными элементами подобных платформ являются прием технологических предложений от разработчиков, проведение пилотных испытаний технологий и формирование базы знаний по результатам их применения.

В то же время международные нефтегазовые компании формируют более широкие инновационные экосистемы, включающие корпоративные венчурные фонды, акселерационные программы для стартапов и сеть исследовательских центров. Основной же задачей цифровой платформы «Центр ОПИ» является практическое внедрение технологий на производственных объектах ДЗО КМГ и сопровождение ОПИ по НТИТ.

Таким образом, цифровая платформа «Центр ОПИ» соответствует современным международным практикам управления инновациями и представляет собой цифровую платформу, обеспечивающую системное сопровождение внедрения НТИТ в группе компаний АО НК «КазМунайГаз».

Результаты функционирования цифровой платформой «Центр ОПИ»

С момента внедрения цифровой платформы сформирована централизованная база данных предложений новых технологий, поступающих от поставщиков и разработчиков инновационных решений. Накопленные статистические данные позволяют провести анализ структуры технологических предложений,

динамики их поступления и результатов внедрения инновационных решений на производственных объектах ДЗО КМГ.

Результаты ранее проведенных исследований, посвящённых разработке и внедрению цифровой платформы «Центр ОПИ», представлены в работах [9, 10]. В настоящей статье рассматриваются практические результаты функционирования системы и итоги реализации ОПИ по НТИТ на производственных объектах ДЗО КМГ по итогам 2025 года.

По состоянию на февраль 2026 года в системе зарегистрировано более 360 заявок на проведение ОПИ по НТИТ. Особенно активным стал 2025 год, в течение которого через цифровую платформу поступило 115 заявок на проведение ОПИ перспективных технологий.

Основные статистические показатели функционирования «Центр ОПИ» представлены в табл. 4.

Таблица 4. Основные показатели функционирования цифровой платформы «Центр ОПИ» по итогам 2025г.

№	Показатель	Значение
1	Общее количество зарегистрированных заявок	363
2	Количество заявок, поступивших в 2025 году	115
3	Количество положительных ОПИ, завершённых в 2025 году и рассмотренных на ТЭС ТОО «КМГ Инжиниринг»	5
4	Суммарный ожидаемый экономический эффект от пяти положительных ОПИ	2 132,3 млн. тг.

Общее распределение заявок по техническим направлениям, зарегистрированных в «Центр ОПИ» на текущий момент, представлено на рис. 2.



Рисунок 2. Распределение заявок в «Центр ОПИ» по техническим направлениям

КРС – Капитальный ремонт скважины

Анализ распределения заявок показывает, что наибольшее количество предложений связано с направлениями механизированной добычи, наземного оборудования, а также технологий бурения и ремонта скважин, что отражает основные технологические задачи предприятий нефтегазовой отрасли. Использование цифровой платформы обеспечивает системный поиск и отбор технологических решений, направленных на повышение эффективности производственной деятельности ДЗО КМГ.

На рис. 3 представлены основные направления технологических задач и количество отобранных решений по НТиТ и химическим реагентам.

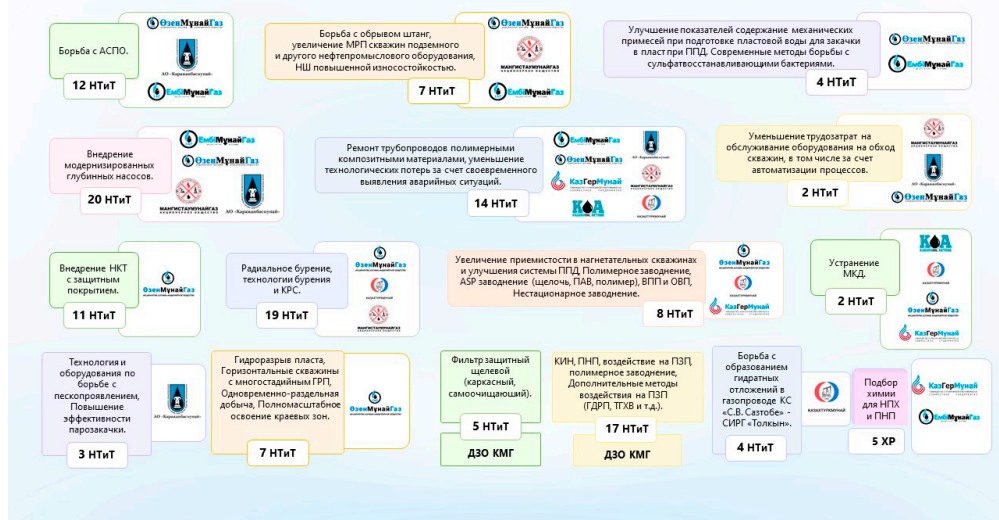


Рисунок 3. Решение технологических вызовов ДЗО КМГ и подбор НТиТ и химическим реагентам с использованием цифровой платформы «Центр ОПИ»

АСПО – Асфальтосмолопарафиновые отложения;
МРП – Межремонтный период работы скважины (насоса);
НШ – Насосная штанга;
НКТ – Насосно-компрессорная труба;
ППД – Поддержание пластового давления;
ПАВ – Поверхностно – активное вещество;
ВПТ – Выравнивание профиля притока;
ОВП – Ограничение водопритока;
МКД – Межколонное давление;
ГРП – Гидравлический разрыв пласта;
КИН – Коэффициент извлечения нефти;
ПЗП – Призабойная зона пласта;
ГДРП – Газодинамический разрыв пласт;
ТГХВ – Термогазохимическое воздействие;
НПХ – Нефтепромысловая химия;
ПНП – Повышение нефтеотдачи пласта;
ХР – Химический реагент

Одним из ключевых направлений работы цифровой платформы «Центр ОПИ» является подбор технологических решений для устранения актуальных производственных задач ДЗО КМГ.

В системе формируется структурированная база технологических предложений, сгруппированных по основным технологическим вызовам нефтегазового производства. Обобщенные данные о ключевых технологических вызовах предприятий КМГ и количестве соответствующих технологических решений представлены в табл. 5.

Таблица 5. Технологические вызовы ДЗО КМГ и количество предложенных технологических решений

№	Технологический вызов	Количество предложений
1	Борьба с АСПО	13
2	Борьба с обрывом штанг и увеличение межремонтного периода оборудования	9
3	Улучшение качества подготовки воды для системы ППД	4
4	Внедрение модернизированных глубинных насосов	28
5	Ремонт трубопроводов композитными материалами и мониторинг аварий	15
6	Автоматизация обслуживания скважин и цифровизация месторождений	7
7	Внедрение НКТ с защитным покрытием	13
8	Радиальное бурение и технологии КРС	21
9	Улучшение системы ППД и повышение приемистости	9
10	Технологии повышения нефтеотдачи пластов	20
11	Гидроразрыв пласта и одновременно-раздельная добыча	12
12	Борьба с пескопроявлением	3
13	Устранение межколонных давлений	4
14	Скважинные фильтры и защита от механических примесей	13
15	Борьба с гидратообразованием	4

Анализ представленных данных показывает, что наибольшая концентрация технологических предложений приходится на направления механизированной добычи нефти, ремонта скважин и повышения нефтеотдачи пластов. Это свидетельствует о приоритетной направленности инновационной активности на решение наиболее критичных производственных задач предприятий группы компаний КМГ.

Полученные результаты также указывают на ориентированность поступающих технологических решений, на устранение осложнений эксплуатации скважин, включая образование асфальтосмолопарафиновых отложений, износ оборудования и снижение эффективности систем поддержания пластового давления.

Таким образом, использование цифровой платформы «Центр ОПИ» обеспечивает не только накопление технологических предложений, но и их систематизацию в разрезе ключевых производственных вызовов, что повышает обоснованность отбора и последующего внедрения инновационных технологий.

Результаты опытно-промышленных испытаний в ДЗО КМГ

По результатам экспертного отбора ряд технологий был направлен на проведение ОПИ на производственных объектах ДЗО КМГ. По итогам 2025 года на заседаниях Технико-экономического совета ТОО «КМГ Инжиниринг» рассмотрены результаты ОПИ перспективных технологий. Пять проектов получили положительные заключения и рекомендованы для дальнейшего внедрения, табл. 6.

Таблица 6. Перечень ОПИ с положительными результатами, рассмотренных на ТЭС ТОО «КМГ Инжиниринг» по итогам 2025г.

№	Наименование ОПИ	Ожидаемый экономический эффект, млн. тг.
1	ОПИ антикоррозионных износостойких насосных штанг с покрытием EXPE на добывающих скважинах месторождений АО «Озенмунайгаз»	76,28
2	ОПИ металлопластмассовых труб с наконечниками из коррозионностойкой стали (МПТ-К) диаметром 114 и 219 мм для трубопроводов транспортировки агрессивных жидкостей	28,44
3	ОПИ технологии радиального вскрытия пласта на месторождениях АО «Озенмунайгаз»	2 020,0
4	ОПИ технологии ремонта трубопроводов композитными спиральными муфтами КСМ (диаметры 325 и 159 мм)	0,57
5	ОПИ системы видеосопровождения забоя скважины при проведении ремонтных и аварийных работ бригадами КРС на месторождениях АО «Озенмунайгаз»	7,01
Итого:		2 132,3

Как видно из представленных данных, наибольший экономический эффект связан с технологиями интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи пластов.

Заключение

Проведенное исследование результатов функционирования цифровой платформы «Центр ОПИ» подтверждает ее высокую эффективность как инструмента управления внедрением инновационных технологий в группе компаний АО НК «КазМунайГаз».

Использование цифровой платформы позволило сформировать централизованную систему взаимодействия между разработчиками технологий, экспертными подразделениями и производственными предприятиями, а также обеспечить прозрачность процессов отбора, сопровождения и внедрения инновационных решений. Практические результаты реализации ОПИ подтверждают экономическую эффективность внедрения инновационных технологий.

Результаты сравнительного анализа показали, что по ключевым функциональным характеристикам цифровая платформа «Центр ОПИ» соответствует международным практикам управления инновациями, применяемым в ведущих нефтегазовых компаниях. В то же время в Республике Казахстан, включая

АО НК «QazaqGaz», наблюдается развитие аналогичных цифровых подходов к управлению инновационной деятельностью.

Дальнейшее развитие цифровой платформы «Центр ОПИ» может быть связано с расширением аналитических инструментов, интеграцией с корпоративными информационными системами и формированием цифровой базы знаний, обеспечивающей масштабирование внедрения технологий в группе компаний, а также развитием национальной экосистемы управления инновациями в нефтегазовой отрасли.

Список использованной литературы

1. Правила организации, проведения и учета опытно-промышленных испытаний новых видов техники и технологий при добыче нефти и газа группы компаний АО НК «КазМунайГаз». – Астана: АО НК «КазМунайГаз», 2023. – 42 с.;
2. Shell Global. Shell GameChanger Program: supporting energy innovation. – URL: <https://www.shell.com/what-we-do/technology-and-innovation/innovate-with-shell/shell-gamechanger.html>;
3. Equinor. Equinor & Techstars Energy Accelerator. – URL: <https://www.equinor.com/energy/techstars>;
4. Saudi Aramco. Wa'ed Ventures – innovation ecosystem. – URL: <https://www.aramco.com/en/what-we-do/commercial-ecosystems/waed-ventures>;
5. Rahman F. Wa'ed Ventures: empowering entrepreneurs in Saudi Arabia // Elements Magazine. – 2025. – URL: <https://www.aramco.com/en/news-media/elements-magazine/2025/waed-ventures>;
6. Gazprom Neft. Innovation and technology development. – URL: <https://www.gazprom-neft.com>;
7. Tatneft. Innovation development and technology implementation. – URL: <https://www.tatneft.ru>;
8. Lukoil. Scientific and technical development. – URL: <https://www.lukoil.com>;
9. Айтпембетов А.Б., Шарипкулов Р.Р., Самарканов О.Л., Дихан Д.С., Таскинбаев М.Ж., Смаилов Д.А., Науkenов А.Ж., Салимгереев М.Ж., Габдуллин А.Г. Внедрение интернет-портала «Система Центр ОПИ» ТОО «КМГ Инжиниринг» // Сборник научных трудов ТОО «КМГ Инжиниринг» за 2022 год. – 2023. – Т. 3, № 21. – С. 269–280.;
10. Айтпембетов А.Б., Шарипкулов Р.Р., Бактыбаев Х.К., Ержанов Д.Б., Науkenов А.Ж. Результаты внедрения и перспективы развития интернет-портала «Центр ОПИ» // Сборник научных трудов ТОО «КМГ Инжиниринг» за 2023 год. – 2024. – Т. 4, № 22. – С. 269–280.

«ТӨС ОРТАЛЫҒЫ» ЦИФРЛЫҚ ПЛАТФОРМАСЫНЫҢ ЖҰМЫС ІСТЕУІНІҢ ПРАКТИКАЛЫҚ НӘТИЖЕЛЕРІ ЖӘНЕ «ҚАЗМҰНАЙГАЗ» ҰК АҚ ЕНШІЛЕС ЖӘНЕ ТӘУЕЛДІ КОМПАНИЯЛАРЫНДА ТЕХНОЛОГИЯЛАРДЫҢ ПИЛОТТЫҚ ӨНДІРІСТІК-ТӘЖІРИБЕЛІК СЫНАҚТАРДЫ ІСКЕ АСЫРУ ҚОРЫТЫНДЫЛАРЫ

Р.Р. Шарипкулов, М.Ж. Салимгереев, Д.Б. Ержанов

Мақалада «ҚазМұнайГаз» ҰК АҚ компаниялар тобында инновациялық технологияларды енгізу процестерін басқару құралы ретінде енгізілген «ТӨС орталығы» сандық платформасының жұмыс істеу нәтижелері ұсынылған. Жаңа техника мен технологиялардың өндірістік-тәжірибелік сынақтарын цифрлық сүйемелдеудің ұйымдастырушылық және технологиялық аспектілері қарастырылған.

Мұнай-газ саласындағы инновацияларды басқарудың халықаралық тәжірибелерімен салыстырмалы талдау жүргізілген. Жүйенің жұмыс істеуінің статистикалық көрсеткіштері, соның ішінде өтінімдердің түсу динамикасы, мұнай-газ өндіру салалары бойынша технологиялық ұсыныстардың таралуы және пилоттық жобаларды енгізу нәтижелері ұсынылған.

Цифрлық платформаны пайдалану технология әзірлеушілері мен өндірістік компаниялар арасындағы тиімдірек өзара әрекеттесуді, сондай-ақ инновациялық шешімдерді енгізуге негізделген бірыңғай ақпараттық кеңістікті құруды жеңілдететіні көрсетілді.

Түйінді сөздер: *цифрландыру, инновациялық технологиялар, мұнай-газ саласы, өндірістік-тәжірибелік сынақтар, цифрлық платформа, технологиялық шешімдер.*

Информация об авторах

Шарипкулов Ренат Равильевич – эксперт управления технологии добычи нефти и газа, *R.Sharipkulov@kmge.kz*

Салимгереев Малик Жанабаевич – эксперт (дисциплинарный), группа экспертов *M.Salimgereyev@kmge.kz*

Ержанов Даурен Бағытжанович – старший инженер управления новых технологий, *D.Yerzhanov@kmge.kz*

ООО «КМГ Инжиниринг», г. Астана, Казахстан

МОНИТОРИНГ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭРОЗИОННО-КОРРОЗИОННОГО ИЗНОСА ТРУБОПРОВОДОВ СТОЧНОЙ ВОДЫ СИСТЕМЫ ППД НА МЕСТОРОЖДЕНИИ КАРАЖАНБАС

Б.С. Мусин, Н.А. Байбазар, Н.С. Анесов

В статье рассмотрены вопросы мониторинга коррозионного состояния трубопроводов системы поддержания пластового давления на месторождении Каражанбас. Проведен анализ факторов, влияющих на развитие эрозионно-коррозионных процессов в трубопроводах транспортировки сточной воды цеха подготовки и перекачки нефти. На основе гидравлического моделирования в программном комплексе PIPESIM выполнена оценка скоростей потока, коэффициента эрозионного износа EVR и уровня риска эрозии на отдельных участках трубопроводной системы. Установлено, что на участке между насосными площадками №1 и №2 наблюдаются повышенные скорости движения жидкости до 4,4 м/с и коэффициент эрозии $EVR = 1,5$ мм/год, что соответствует критическому уровню риска эрозионного разрушения. Рассмотрены варианты снижения эрозионной активности путем увеличения диаметра трубопроводов (снижение скорости потока) и применения ингибиторной защиты. Полученные результаты могут быть использованы для повышения надежности эксплуатации трубопроводов системы поддержания пластового давления нефтяных месторождений.

Ключевые слова: эрозионная коррозия, трубопровод, сточная вода, PIPESIM, ингибитор коррозии, система ППД, гидравлическое моделирование, нефтепромысловое оборудование.

Введение

Коррозионные повреждения трубопроводов систем поддержания пластового давления являются одной из основных причин снижения надежности эксплуатации нефтепромыслового оборудования. Особую опасность представляют эрозионно-коррозионные процессы, возникающие при транспортировке сточных вод, содержащих механические примеси, растворенные агрессивные компоненты и продукты коррозии [1].

На месторождении Каражанбас ингибиторная защита применяется для защиты объектов системы поддержания пластового давления (далее – ППД), однако отдельные участки трубопроводов сточной воды цеха подготовки и перекачки нефти (далее – ЦППН) остаются недостаточно защищенными от эрозионно-коррозионного воздействия. Наиболее подверженными разрушению являются трубопроводы и арматура насосных площадок №1 и №2, обеспечивающих транспортировку сточной воды от резервуаров РВС-5000 №5 и №6 к резервуарам пластовой воды №1, №2 и №3.

Повышенные скорости движения жидкости в сочетании с присутствием механических примесей приводят к разрушению защитных пленок ингибитора коррозии и ускоренному износу внутренней поверхности трубопроводов. [1, 2]. В связи с этим актуальной задачей является оценка гидродинамических условий эксплуатации трубопроводной системы и прогнозирование риска возникновения эрозионной коррозии.

Целью настоящего исследования является оценка эрозионно-коррозионного состояния трубопроводов сточной воды ЦППН месторождения Каражанбас с использованием программного комплекса PIPESIM и разработка рекомендаций по снижению риска разрушения трубопроводов.

Материалы и методы исследования

Объект исследования

Объектом исследования являлась система транспортировки сточной воды ЦППН месторождения Каражанбас. По технологической схеме сточная вода из резервуаров РВС-5000 №5 и №6 поступает на насосные площадки №1 и №2, после чего транспортируется в резервуары пластовой воды РВС-5000 №1, №2 и №3.

Для проведения исследований использованы:

- промышленные данные эксплуатации ЦППН;
- результаты лабораторных исследований сточной воды;
- данные о геометрических характеристиках трубопроводов;
- параметры насосного оборудования;
- результаты анализа гранулометрического состава механических примесей.

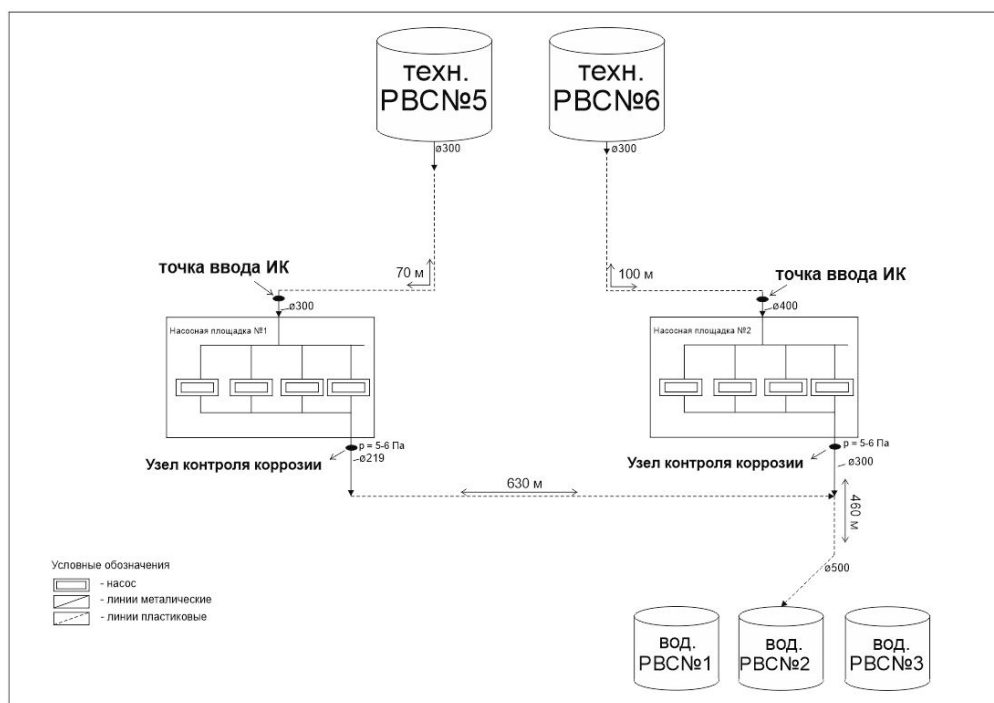


Рисунок 1. Принципиальная схема сбора воды от РВС №5, 6 на водяные резервуары 1, 2, 3

Исходные данные моделирования

Гидравлические расчеты выполнены в программном комплексе PIPESIM версии 2020.1 [3].

При моделировании учитывались следующие параметры:

- расход сточной воды – 45 тыс. м³/сут;
- плотность воды при 20°C – 1,022 г/см³;
- температура жидкости – 40°C;
- содержание механических примесей – 10,6 мг/дм³;
- диаметр трубопровода между насосными площадками №1 и №2 – 300 мм;
- диаметр трубопровода от насосной площадки №2 до резервуаров №1, №2 и №3 – 500 мм;
- толщина стенки трубопровода – 15 мм;
- давление на выходе насосов – 5–6 атм.

Протяженность исследуемых участков составляла:

- от насосной площадки №1 до насосной площадки №2 – 165 м;
- от насосной площадки №2 до резервуаров №1, №2 и №3 – 545 м.

Анализ механических примесей

Согласно лабораторным исследованиям, механические примеси в сточной воде представлены частицами размером от 1,5 до 400 мкм. Для моделирования процессов осаждения и эрозии в PIPESIM использовалось средневзвешенное значение диаметра частиц, равное 104 мкм. [3].

Дополнительно приняты следующие параметры твердых частиц:

- плотность частиц – 2100 кг/м³;
- угол естественного откоса – 30°;
- пористость осадка – 0,35.

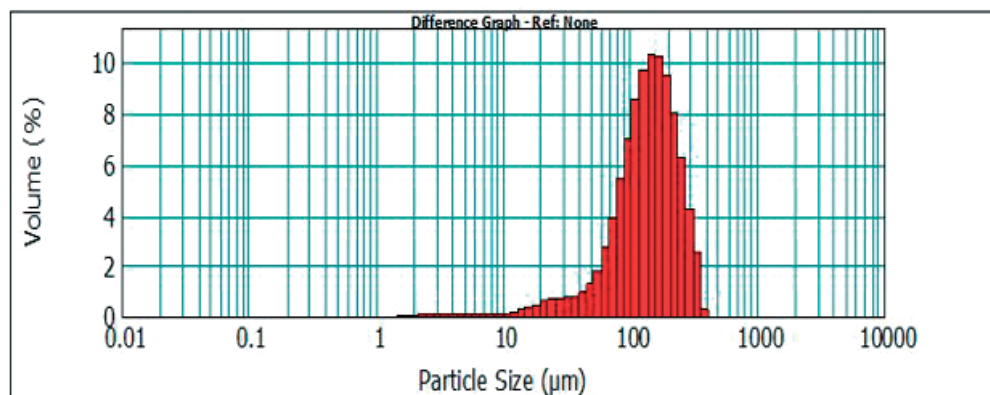


Рисунок 2. Гранулометрический состав механических примесей

Методика оценки эрозии

Для оценки риска эрозии использовались модели API 14E и Salama, реализованные в программном комплексе PIPESIM [4, 5].

Ключевым параметром оценки являлся коэффициент скорости эрозии EVR (Erosion Velocity Ratio), определяемый как отношение фактической скорости потока к максимально допустимой скорости эрозии. Значения EVR>1 свидетельствуют о наличии повышенного риска эрозионного разрушения [4, 5].

Результаты исследования

Гидравлический анализ трубопроводной системы

По результатам гидравлического моделирования установлено, что скорости движения жидкости на отдельных участках трубопроводной системы существенно превышают рекомендуемые значения.

Для трубопроводов диаметром 250–800 мм рекомендуемая скорость движения воды согласно СП 31.13330.2012 составляет 1–3 м/с [2].

Расчетные скорости потока составили:

на выходе насосных площадок №1 и №2 – 3,8 м/с;

между насосными площадками №1 и №2 – 4,4 м/с;

от насосной площадки №2 до резервуаров №1, №2 и №3 – 2,96 м/с.

Наиболее критическим оказался участок между насосными площадками №1 и №2, где скорость потока превышает нормативные значения более чем на 45%.

Оценка эрозионного риска

Результаты расчета коэффициента EVR показали наличие высокого риска эрозионного износа трубопроводов [4, 5]. (табл. 1).

Таблица 1. Результаты расчетов коэффициента EVR

Участок трубопровода	Скорость потока, м/с	EVR	Уровень риска
Выходы насосных площадок №1 и №2	3,8	0,99	Высокий
Между насосными площадками №1 и №2	4,4	1,5	Критический
От насосной площадки №2 до резервуаров №1, 2, 3	2,96	0,77	Умеренный

Установлено, что максимальный риск эрозионного разрушения наблюдается на участке между насосными площадками №1 и №2. Высокие скорости потока в сочетании с наличием твердых частиц способствуют разрушению защитных пленок и ускоренному износу металла. [5, 6].

Особенно опасными являются участки изгибов трубопроводов, где возникают локальные зоны турбулентности и повышенного механического воздействия частиц на стенки труб.

Промышленное применение результатов исследования

Замер скорости коррозии на входе насосных площадках №1 и №2 ЦППН

Для подтверждения результатов гидравлического и коррозионного моделирования, выполненного в программном комплексе PIPESIM, на объектах ЦППН месторождения Каражанбас были проведены опытно-промышленные работы по определению фоновой скорости коррозии гравиметрическим методом с использованием образцов-свидетелей (коррозионных купонов) [4].

На основании результатов моделирования были определены наиболее потенциально опасные участки трубопроводной системы, после чего на насосных площадках №7 и №20 установлены узлы контроля коррозии (далее – УКК). Монтаж УКК выполнен на входных участках трубопроводов сточной воды для проведения непрерывного контроля коррозионного состояния трубопроводов в промышленных условиях.

Образцы-свидетели поставлялись в герметичной упаковке с парофазным ингибитором коррозии и предварительно взвешивались с точностью до 0,0001 г. После экспозиции в потоке сточной воды купоны извлекались, очищались согласно стандартной методике и повторно взвешивались. Скорость коррозии определялась по потере массы образцов [1, 6].

Промышленные испытания проводились в период с сентября по октябрь 2024 года. Первичная установка купонов была выполнена 18 сентября 2024 года. Через 15 суток были демонтированы купоны насосной площадки №20. На насосной площадке №7 во время извлечения купоны отсутствовали вследствие механического выпадения при эксплуатации. В связи с этим 4 октября 2024 года произведена повторная установка купонов сроком на 7 суток.

По результатам промысловых испытаний установлены следующие значения фоновой скорости коррозии, представленные в табл. 2.

Таблица 2. Результаты определения фоновой скорости коррозии

Объект	Скорость коррозии, мм/год
Насосная площадка №1	0,066
Насосная площадка №2	0,151
Насосная площадка №2 (повторный замер)	0,050

Полученные результаты показали удовлетворительную сходимость с прогнозными расчетами PIPESIM. На насосной площадке №20 фактическая скорость коррозии составила 0,050–0,066 мм/год, что соответствует низкому уровню коррозионной агрессивности среды [6]. На насосной площадке №7 скорость коррозии достигала 0,151 мм/год, что превышает пороговое значение 0,1 мм/год и указывает на наличие повышенного коррозионного потенциала участка [2, 3].

Установлено, что основной причиной повышения скорости коррозии на насосной площадке №7 являются повышенные скорости движения сточной воды, достигающие 3,98–4,78 м/с при расходах свыше 20 000 м³/сут. При таких гидродинамических условиях происходит разрушение защитных пленок и интенсификация эрозионно-коррозионного износа внутренней поверхности трубопровода.

Результаты промышленных испытаний подтвердили необходимость реализации дополнительных мероприятий по защите трубопроводов, включая:

- внедрение локальной ингибиторной защиты на насосной площадке №7;
- увеличение диаметра трубопровода с 300 до 400 мм;
- применение внутренних защитных покрытий;
- организацию постоянного мониторинга скорости коррозии;
- проведение периодического контроля с использованием коррозионных купонов и узлов УСК.

Практическая реализация данных мероприятий позволит снизить риск аварийных отказов трубопроводов, уменьшить затраты на ремонт и повысить надежность эксплуатации системы ППД месторождения Каражанбас.

Обсуждение результатов

Полученные результаты подтверждают существенное влияние гидродинамических параметров на интенсивность эрозионно-коррозионного износа трубопроводов системы ППД.

Основными факторами ускоренного разрушения трубопроводов являются:

- повышенные скорости движения жидкости;
- наличие механических примесей в сточной воде;
- турбулентный режим течения;
- отсутствие ингибиторной защиты отдельных участков трубопроводов;
- локальные гидродинамические возмущения на изгибах и переходах. [4, 5].

Следует отметить, что при переносе точки ввода ингибитора коррозии возрастает расстояние до защищаемых объектов, вследствие чего часть реагента может осаждаться на стенках резервуаров и эффективность ингибиторной защиты снижается [1].

Для подтверждения расчетных данных рекомендуется проведение промышленных испытаний с установкой узлов контроля коррозии и образцов-свидетелей на наиболее опасных участках трубопроводной системы [7].

Мероприятия по снижению эрозионного износа

Для снижения риска эрозионного разрушения в таблице 3 рассмотрены варианты увеличения диаметра трубопроводов.

Таблица 3. Результаты гидравлического расчета для трубопроводов насосных площадок с вариантами замены с увеличением диаметра трубопровода

Вариант	Диаметр трубопровода	Скорость потока, м/с	EVR	Уровень риска
Текущее состояние	300 мм	3,8–4,4	0,99–1,5	Высокий
Вариант 1	426×12 мм	2,1–2,4	0,54–0,62	Умеренный
Вариант 2	530×12 мм	1,3–1,5	0,34–0,39	Низкий

Результаты моделирования показали, что увеличение диаметра трубопровода до 426 мм позволяет снизить скорость потока почти в два раза и существенно уменьшить риск эрозии.

Наиболее эффективным решением является применение трубопровода диаметром 530 мм, при котором значения EVR снижаются до безопасного уровня.

Дополнительно рекомендуется:

- организовать локальную ингибиторную защиту насосных площадок №7 и №20;
- установить узлы контроля коррозии на выходных коллекторах;
- проводить периодический мониторинг скорости коррозии гравиметрическим методом;
- использовать внутренние защитные покрытия трубопроводов;
- оптимизировать режимы работы насосного оборудования.

Выводы и рекомендации

В результате проведенного исследования установлено, что трубопроводы сточной воды системы ППД месторождения Каражанбас эксплуатируются в условиях повышенного риска эрозионно-коррозионного износа.

Наиболее опасным участком является трубопровод между насосными площадками №1 и №2, где скорость потока достигает 4,4 м/с, а коэффициент эрозии EVR составляет 1,5.

Гидравлическое моделирование в программном комплексе PIPESIM подтвердило необходимость снижения скоростей потока и модернизации трубопроводной системы.

Установлено, что увеличение диаметра трубопровода до 426–530 мм позволяет существенно снизить скорость движения жидкости и уменьшить риск эрозионного разрушения.

Для повышения надежности эксплуатации системы ППД рекомендуется внедрение комплексной программы мониторинга коррозии, включающей ингибиторную защиту, установку узлов контроля коррозии и регулярную диагностику состояния трубопроводов.

Список использованной литературы

1. Низамов Р.Э., Гумеров А.Г. Коррозия и защита нефтепромыслового оборудования. – Москва: Недра, 2018, 356 с.
2. СП 31.13330.2012. Водоснабжение. Наружные сети и сооружения.
3. Schlumberger. PIPESIM Fundamentals Training Manual. – Houston, 2020.
4. API Recommended Practice 14E. Design and Installation of Offshore Production Platform Piping Systems. – American Petroleum Institute, 2007.
5. Salama M.M. An Alternative to API 14E Erosional Velocity Limits for Sand-Laden Fluids // Journal of Energy Resources Technology. – 2000. – Vol. 122. – P. 71–77.
6. Revie R.W., Uhlig H.H. Corrosion and Corrosion Control. – Hoboken: John Wiley & Sons, 2008. – 512 p.
7. Бекетаев А.А., Сулейменов Б.Т. Исследование эрозионно-коррозионного износа трубопроводов систем ППД // Нефть и газ. – 2022. – №4. – С. 45–53.

ҚАРАЖАНБАС КЕН ОРНЫНДАҒЫ ҚПҚ ЖҮЙЕСІНІҢ АҚАБА СУ ҚҰБЫРЛАРЫНЫҢ ЭРОЗИЯЛЫҚ-КОРРОЗИЯЛЫҚ ТОЗУЫН МОНИТОРИНГІЛЕУ ЖӘНЕ БОЛЖАУ

Б.С. Мусин, Н.А. Байбазар, Н.С. Анесов

Мақалада Қаражанбас кен орнындағы қабат қысымын қолдау (ҚПҚ) жүйесі құбырларының коррозиялық жағдайын мониторингілеу мәселелері қарастырылған. Мұнайды дайындау және айдау цехының (МДАЦ) ақаба су тасымалдау құбырларындағы эрозиялық-коррозиялық процестердің дамуына әсер ететін факторларға талдау жүргізілді. PIPESIM бағдарламалық кешеніндегі гидравликалық модельдеу негізінде ағын жылдамдығы, эрозиялық тозу коэффициенті

енті EVR және құбыр жүйесінің жекелеген учаскелеріндегі эрозия қаупі деңгейі бағаланды.

№1 және №2 сорғы алаңдары арасындағы учаскеде сұйықтық қозғалысының жылдамдығы 4,4 м/с-қа дейін жететіні және EVR=1,5 эрозия коэффициенті анықталды, бұл эрозиялық бұзылу қаупінің критикалық деңгейіне сәйкес келеді. Құбыр диаметрін ұлғайту және ингибиторлық қорғауды қолдану арқылы эрозиялық белсенділікті төмендету нұсқалары қарастырылды.

Алынған нәтижелер мұнай кен орындарының ҚПҚ жүйесі құбырларын пайдалану сенімділігін арттыру үшін қолданылуы мүмкін.

Түйінді сөздер: эрозиялық коррозия, құбыр, ақаба су, PIPESIM, коррозия ингибиторы, ҚПҚ жүйесі, гидравликалық модельдеу, мұнай кәсіпшілік жабдықтары.

Информация об авторах

Мусин Бауыржан Сәбитұлы – ведущий инженер управления по борьбе с осложнениями при разработке месторождений, b.mussin@kmge.kz

Байбазар Нұрбек Амангелұлы – старший инженер управления по борьбе с осложнениями при разработке месторождений, n.baibazar@kmge.kz

Анесов Нурмухаммед Саламатович – инженер управления по борьбе с осложнениями при разработке месторождений, n.anesov@kmge.kz

ТОО «КМГ Инжиниринг», филиал «КазНИПИМунайгаз», г. Актау, Казахстан

ПОДГОТОВКА И ПЕРЕРАБОТКА ГАЗА

АНАЛИЗ ВАРИАНТОВ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ГАЗА НА МЕСТОРОЖДЕНИИ X

И.Т. Есполов, Р.О. Булекбаев, Г.С. Камариденова,
Ө.С. Төлебай, А.Т. Бекмаганбетова, Д.Ж. Сактаганов

В статье рассмотрены вопросы реализации проекта по утилизации попутного нефтяного газа и переработки природного газа на месторождении X. Представлена оценка ресурсной базы месторождений, включая объемы добычи газа на уровне до 1 млрд м³ в год, а также характеристика физико-химических свойств и компонентного состава газа и конденсата, позволяющих обосновать выбор технологических решений по переработке.

Рассмотрены варианты обустройства месторождения и реализации газа, включая строительство газоперерабатывающего завода с привлечением инвестора и собственными силами. Выполнен сравнительный технико-экономический анализ вариантов с учетом капитальных и операционных затрат, сроков реализации и финансовых показателей.

По результатам исследования определен наиболее эффективный вариант реализации газа с учетом капитальных затрат, сроков реализации и экономических показателей.

Ключевые слова: профиль добычи, комплексная подготовка газа, обустройство месторождения, макроэкономические параметры.

Введение

Рассматриваемое нефтегазоконденсатное месторождение расположено на территории Актюбинской области и относится к числу действующих активов нефтегазодобывающей отрасли Республики Казахстан. Месторождение включает два самостоятельных месторождения – Центральный и Восточный X, при этом нефтяное месторождение Восточный X находится на стадии промышленной разработки.

Основной задачей текущего этапа освоения является запуск Центрального X и решение проблемы утилизации попутного нефтяного газа на обоих месторождениях [1].

На сегодняшний день существующая инфраструктура не позволяет в полной мере реализовать потенциал газодобычи, что приводит к ограничениям в добыче нефти и газа [2]. В связи с этим требуется разработка оптимальных решений по подготовке, переработке и реализации газа.

Целью работы является выбор наиболее эффективного варианта реализации природного газа и утилизации попутного нефтяного газа (далее – ПНГ) с учетом технологических и экономических факторов [3].

Материалы

В основу исследования положены данные технико-экономической оценки (далее – ТЭО), выполненной ТОО «КМГ Инжиниринг» (далее – КМГИ) в 2024 году [4, 5], включающие:

- прогноз добычи нефти, газа и конденсата;
- технологические схемы подготовки газа;
- варианты обустройства месторождения;
- данные по капитальным и операционным затратам;

- макроэкономические параметры (цены, тарифы, курс валют).

Согласно материалам отчета рассматриваются два ключевых варианта переработки газа:

Процессинг газа на газоперерабатывающего завода (далее – ГПЗ) инвестора;

Строительство собственного ГПЗ.

Ресурсная база

В КМГИ выполнена оценка ресурсной базы свободного и попутного нефтяного газа месторождении X на основе утвержденных запасов и действующих проектных документов разработки.

Геологический отвод на проведение разведочных работ составляет 239,95 км². В его состав входят площади Центрального и Восточного X.

Площадь горного отвода:

- Центральный X – 29,0 км² (глубина до 2820 м);
- Восточный X – 32,71 км² (глубина до 4100 м).

По месторождениям утверждены проектные документы разработки:

- по м/р Центральный X – «Проект разработки горизонта КТ-У» утверждены технологические показатели разработки. Проектные решения включают разработку газоконденсатной залежи на режиме истощения, разработка нефтяной оторочки с организацией ППД путем закачки воды;
- по м/р Восточный X – Проект разработки, по которому принят 2-й вариант разработки на 2023–2025 гг.

Суммарный профиль добычи газа оценивается на уровне около 1 млрд м³ в год, что обеспечивает достаточную ресурсную базу для реализации проектов по подготовке и переработке газа. Профили добычи газа согласно проектным документам представлены на рис. 1.

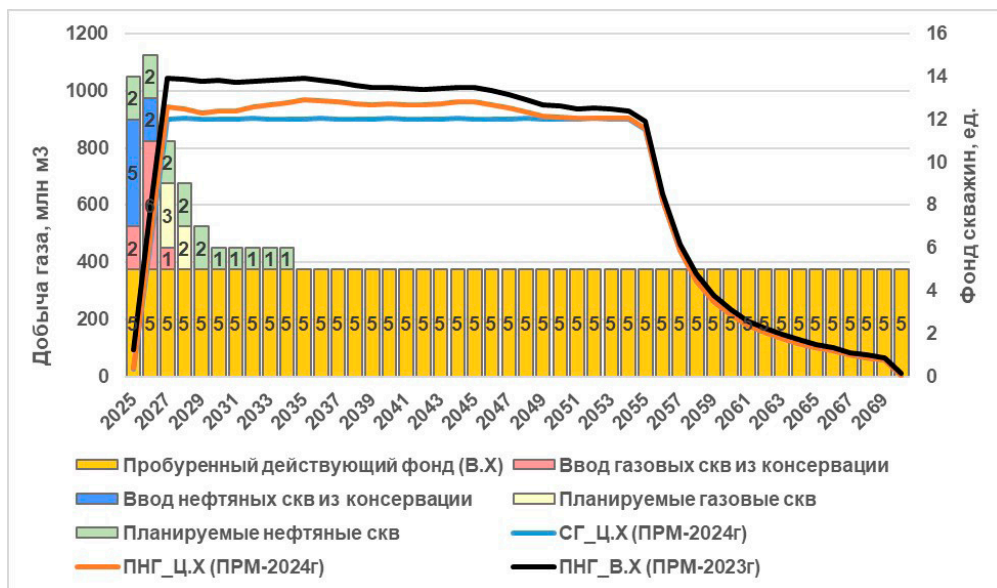


Рисунок 1. Профили добычи газа

Физико-химические свойства и компонентный состав газа и конденсата изучены в достаточной степени, что позволило:

- оценить выход товарной продукции;
- учесть необходимость применения сероводородостойкого оборудования;
- выполнить технико-экономические расчеты вариантов переработки газа.

Проведенный анализ показал, что по месторождениям X сформирована достаточная ресурсная база газа и имеется общее представление о геологическом строении и свойствах пластовых флюидов.

Вместе с тем выявлены ключевые ограничения и риски:

- недостаточная изученность газовых скважин, испытанных в 1980-х гг.;
- отсутствие современных гидродинамических исследований;
- неопределенность продуктивных характеристик залежей;
- отсутствие инфраструктуры подготовки и переработки газа [3];
- ограниченные возможности существующей системы подготовки и транспорта газа, что сдерживает рост добычи.

Для минимизации рисков и обеспечения реализации проекта рекомендуется:

Провести дополнительные испытания газовых скважин (в т.ч. скв. №1г и №2г на горизонте КТ-У) для уточнения продуктивности, содержания конденсата и агрессивных компонентов;

Выполнить доразведку и уточнение параметров залежей;

Ускорить принятие решения по строительству объектов подготовки и переработки газа;

Рассмотреть поэтапную реализацию проекта с учетом фактической ресурсной базы;

Обеспечить выбор оптимального варианта переработки газа (с приоритетом варианта с привлечением инвестора).

Отсутствие решений по утилизации газа приводит к задержке ввода месторождения Центральный X в промышленную разработку и невыполнению проектных показателей по-Восточному X.

Результаты и обсуждение

Разработанная концепция предусматривает комплексную подготовку газа с последовательными этапами:

- сепарация конденсата (Slug Catcher);
- очистка газа от сероводорода (аминовые установки);
- осушка газа;
- газофракционирование;
- компримирование и транспортировка газа.

Согласно технологической схеме на рис. 2, газ проходит полный цикл переработки с получением товарного газа, сжиженного углеводородного газа (СУГ), конденсата и серы.

Проект предусматривает поэтапное развитие:

Фаза 1 – до 525 млн м³ газа;

Фаза 2 – до 1 млрд м³ газа.

Экономические расчеты показали, что переработка газа позволяет:

- увеличить выручку за счет реализации продукции переработки;
- снизить объемы сжигания ПНГ;
- повысить экологическую и производственную эффективность.

Технологическая Линия 1

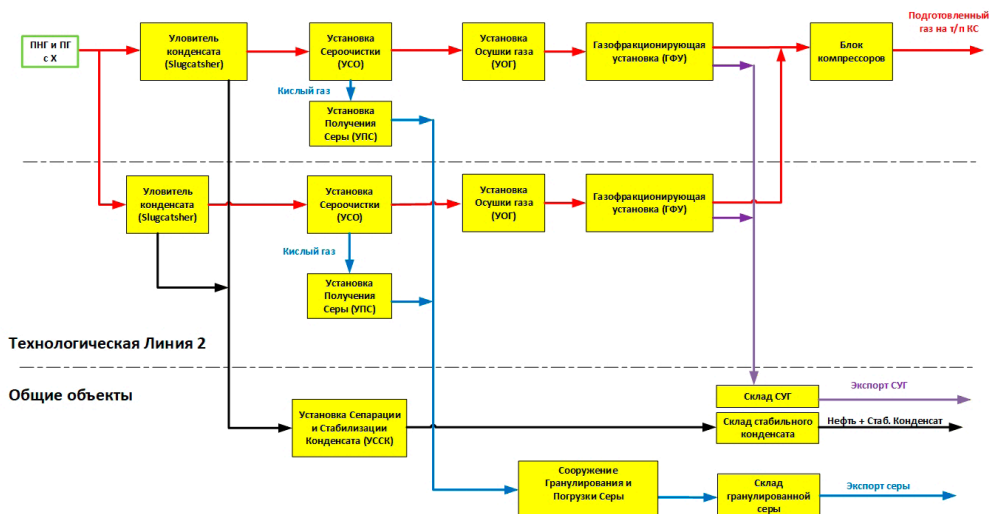


Рисунок 2. Блок-схема ГПЗ

Варианты обустройства

Недропользователь в настоящее время осуществляет добычу, сбор и подготовку нефти на Восточный и Центральный X. Нефтегазовая смесь с добывающих скважин поступает на автоматизированные замерные установки (далее – АГЗУ) для контроля дебита. Затем нефть по сборным трубопроводам направляется на дожимную насосную станцию (далее – ДНС), после чего подается на центральный пункт подготовки нефти м/р А и далее транспортируется в АО «КазТрансОйл» (далее – КТО).

Газ, выделенный на ДНС, направляется на установку очистки газа, где проходит переработку на установке комплексной подготовки газа (далее – УКПГ). Пластовая вода вывозится для утилизации специализированным автотранспортом.

Рассматриваются следующие ключевые элементы обустройства месторождения:

- бурение и ввод новых скважин;
- строительство газосборных систем;
- модернизация ДНС и внедрение компрессоров;
- строительство ГПЗ;
- создание транспортной инфраструктуры.

Обустройство реализуется в два этапа с постепенным увеличением мощности добычи и переработки газа. Принципиальная блок-схема наземного обустройства м/р X показана на рис. 3.

Варианты реализации газа. В рамках проекта рассмотрены два основных варианта:

Вариант 1. Процессинг газа на ГПЗ инвестора

меньшие капитальные затраты;

более быстрый ввод (с 2026 г.);

использование современных технологий инвестора;

снижение рисков реализации проекта.

Вариант 2. Строительство собственного ГПЗ
полный контроль над производством;
более высокая капиталоёмкость;
более длительные сроки реализации (до 2028 г.);
повышенные инвестиционные риски.

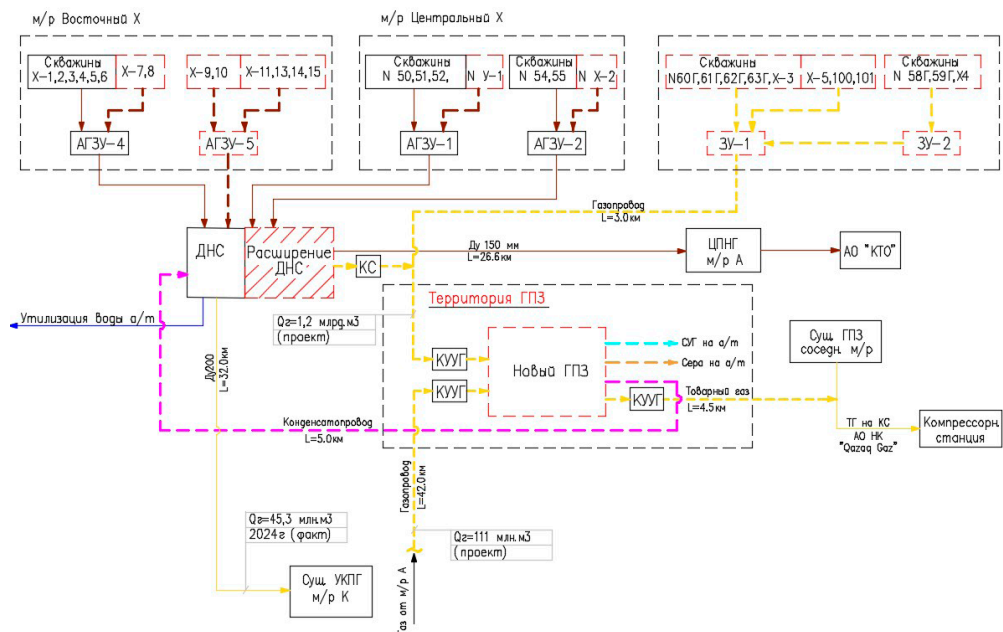


Рисунок 3. Блок-схема наземного обустройства м/р X

Экономика

Экономическая оценка проекта выполнена на основе прогнозных показателей добычи углеводородов [4], капитальных и операционных затрат [5], а также макроэкономических параметров на период 2025–2060 гг. [6]. (табл. 1)

Таблица 1. Экономическая оценка вариантов подготовки газа X

Наименование показателей	м/р X			
	Инвестор		Собственный завод	
	м/р Ц. X	м/р В. X	м/р Ц. X	м/р В. X
Рентабельный период (cutoff по EBITDA)	2025–2047	2025–2045	2025–2049	2025–2045
Накопленная добыча нефти за рент. период, млн т	1,4	3,9	1,4	3,1
Накопленная добыча конденсата за рент. период, млн т	2,5	0,1	2,5	0,1
Накопленная добыча газа за рент. период, млрд м³	20,3	2,1	20,4	2
Накопленная реализация СУГ за рент. период, млн т	2,8	0,3	2,9	0,3
Выручка, млн долл. США	4 837	2 258	5 045	1 917

Расходы по реализации, млн долл. США	176	181	200	151
Подоходные налоги, млн долл. США	196	342	298	265
Капитальные вложения (CAPEX RT), млн долл. США	284	143	784	143
Эксплуатационные расходы (OPEX RT), млн долл. США	1 828	333	1 810	330
Денежный поток (FCFF), млн долл. США	643	1 064	456	819
NPV LF @10,68, млн долл. США	231	370	-160	261
NPV LF @10,68, млн долл. США	601		101	
NPV FC @10,68 без учета компаундирования по историческому курсу, млн долл. США	-350	250	-741	141
NPV FC @10,68 без учета компаундирования по историческому курсу, млн долл. США	-100		-600	
NPV FC @10,68 без учета компаундирования по текущему курсу, млн долл. США	210		-289	
Индекс доходности (PI)	2,11	3,24	0,72	3,37

NPV – чистая приведенная стоимость, LF – коэффициент загрузки, FC – постоянные затраты, OPEX – операционные затраты, CAPEX – капитальные затраты, PI – индекс прибыльности.

Сравнение вариантов. Сравнительный анализ показал следующие результаты:

- капитальные затраты:
 - вариант 1 – около 427 млн долл. США;
 - вариант 2 – около 927 млн долл. США;
 - экономическая эффективность:
 - положительный NPV у варианта с инвестором;
 - более высокий индекс доходности (PI до 3,24);
- сроки реализации:
 - вариант 1 быстрее на 2 года;
- риски:
 - вариант 1 имеет меньшие финансовые риски.

Таким образом, переработка газа на ГПЗ инвестора является более предпочтительным вариантом.

Заключение

Проведенный анализ показал, что реализация проекта по утилизации газа на месторождении X является экономически целесообразной и технологически обоснованной.

Наиболее эффективным вариантом является переработка газа на ГПЗ инвестора, что позволяет:

- снизить капитальные вложения;
- ускорить ввод проекта;
- повысить экономическую отдачу;
- обеспечить экологическую безопасность.

Реализация проекта будет способствовать развитию газоперерабатывающей отрасли, увеличению занятости и улучшению социально-экономической ситуации в регионе.

Список использованной литературы

1. Кодекс о недрах и недропользовании. Утвержден 27.12.2017 г. №125- VI ЗРК.
2. Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр. Утверждены Приказом МЭ РК от 15.06.2018 г. №239;
3. Закон РК «О газе и газоснабжении». Утвержден 09.01.2012 г. №532-IV;
4. Техничко-экономическая оценка подготовки и переработки газа на месторождениях Х. Книга 1. Ресурсная база группы месторождений Х. ТОО «КМГ Инжиниринг». УДК: От.01.18/05-09/1/12.02.2025;
5. Техничко-экономическая оценка подготовки и переработки газа на месторождениях Х. Книга 2. Варианты по обустройству и реализации газа. ТОО «КМГ Инжиниринг». УДК: От.01.18/05-09/1/27.02.2025;
6. Прогноз макроэкономических показателей Республики Казахстан на 2025–2029 гг.;

КЕНОРЫНДА ГАЗДЫ ДАЙЫНДАУ ЖӘНЕ ӨНДЕУ ОПЕРАЦИЯЛАРЫН ТАЛДАУ

**И.Т. Есполов, Р.О. Бөлекбаев, Г.С. Камариденова,
Ө.С. Төлебай, А.Т. Бекмаганбетова, Д.Ж. Сақтаганов**

Бұл мақала Х кенорнында ілеспе мұнай газын кәдеге жарату және табиғи газды өңдеу жобасын іске асыруды қарастырады. Онда жылына 1 миллиард текше метрге дейінгі газ өндіру көлемін қоса алғанда, кен орнының ресурстық базасын бағалау, сондай-ақ өңдеу технологияларын таңдауды негіздеуге көмектесетін газ бен конденсаттың физика-химиялық қасиеттері мен құрамдас құрамының сипаттамасы берілген.

Кенорнын игеру және газды сату нұсқалары қарастырылды, оның ішінде инвесторды тарта отырып және компанияның өз қаражаты есебінен газ өңдеу зауытын салу. Күрделі және операциялық шығындарды, іске асыру мерзімдерін, қаржылық көрсеткіштерді ескере отырып, нұсқаларға салыстырмалы техникалық-экономикалық талдау жүргізілді.

Зерттеу нәтижелері бойынша күрделі шығындарды, іске асыру мерзімдерін, экономикалық көрсеткіштерді ескере отырып, газды өткізудің ең тиімді нұсқасы анықталды.

Түйінді сөздер: өндірістік профилі, газды кешенді өңдеу, кен орнын игеру, макроэкономикалық көрсеткіштер.

Информация об авторах

Есполов Исағали Турсынбекович – начальник управления нефтегазохимии, *i.yespolov@kmge.kz*

Бүлекбаев Рустем Олжабаевич – эксперт управления нефтегазохимии, *r.bulekbayev@kmge.kz*

Камариденова Гаухар Сериковна – эксперт геолого-промысловой оценки проектов, *g.kamaridenova@kmge.kz*

Төлебай Өміргүл Смағұлқызы – эксперт управления экономических исследований, *o.tolebay@kmge.kz*

Сактаганов Динмухаммед Жолдыбекович – эксперт управления технологии добычи нефти и газа, d.saktaganov@kmge.kz

Бекмаганбетова Асемгуль Тлегеновна – ведущий инженер управления устройством нефтегазовых месторождений, A.Bekmaganbetova@kmge.kz

ОО «КМГ Инжиниринг», г. Астана, Казахстан

ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ ПРОИЗВОДСТВА СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА НА МЕСТОРОЖДЕНИИ в МАНГИСТАУСКОЙ ОБЛАСТИ

**И.Т. Есполов, Г.С. Камариденова, А.Т. Бекмаганбетова,
Ө.С. Төлебай, С.А. Жугинисова**

В статье представлены результаты исследования возможности производства сжиженного природного газа (далее – СПГ) на месторождении Мангистауской области. Выполнен анализ ресурсной базы, геолого-промысловых характеристик месторождения, физико-химических свойств природного ипутного газа, а также перспектив вовлечения газовых ресурсов в производство СПГ.

Рассмотрены технологические решения по организации малотоннажного производства СПГ с использованием модульной установки производительностью 1 м³/ч, включая вопросы интеграции в существующую инфраструктуру подготовки газа. Выполнены укрупнённые расчёты капитальных и эксплуатационных затрат, анализ рынка СПГ, а также технико-экономическая оценка проекта. Проведён анализ чувствительности проекта к изменению цены реализации продукции и объёмов производства. Показано, что реализация проекта может обеспечить создание локального производства СПГ для использования в качестве газомоторного топлива и снабжения удалённых потребителей. Отдельно рассмотрены перспективы применения СПГ в морском транспорте, снижение выбросов CO₂ при замещении дизельного топлива, а также условия, влияющие на техническую и экономическую целесообразность проекта.

Ключевые слова: сжиженный природный газ, газомоторное топливо, природный газ, модульный СПГ-завод, экономика СПГ.

Введение

В современных условиях природный газ становится одним из ключевых энергоресурсов мировой экономики. Рост экологических требований, развитие газохимии и необходимость снижения зависимости от традиционных нефтепродуктов приводят к активному расширению использования природного газа как в энергетике, так и в транспортной отрасли.

Особое место занимает сжиженный природный газ, который позволяет транспортировать и использовать газ в районах, где отсутствует развитая трубопроводная инфраструктура. Благодаря сжижению объём природного газа уменьшается примерно в 600 раз, что значительно упрощает его хранение и перевозку.

Для Казахстана развитие малотоннажного СПГ представляет особый интерес в связи:

- с большой территорией страны;
- удалённостью ряда месторождений;
- ограниченным развитием газотранспортной сети;
- необходимостью расширения использования газомоторного топлива.

В рамках выполненной работы была проведена предварительная оценка возможности производства СПГ на месторождении 1. Исследование включало анализ ресурсной базы, технологических решений, перспектив рынка и экономической эффективности проекта.

Характеристика района и месторождения

Месторождение 1 расположено в Мангистауском районе Мангистауской области Республики Казахстан.

Район характеризуется сложными природно-климатическими условиями:

- резко континентальный климат;
- температура воздуха от -30°C зимой до $+45^{\circ}\text{C}$ летом;
- наличие соров и труднопроходимых участков;
- подтопление отдельных зон нагонными морскими водами [1].

Сырьевая база

Месторождение 1 является одним из крупнейших многопластовых газонефтяных месторождений Казахстана.

В разрезе месторождения (рис. 1) выделяются два основных продуктивных этажа:

- юрский – нефтяные и газонефтяные горизонты;
- нижнемеловой – преимущественно газовые залежи.

С точки зрения проекта СПГ наибольший интерес представляют аптские и неокомские газовые залежи, обладающие значительными запасами свободного газа и благоприятным составом.

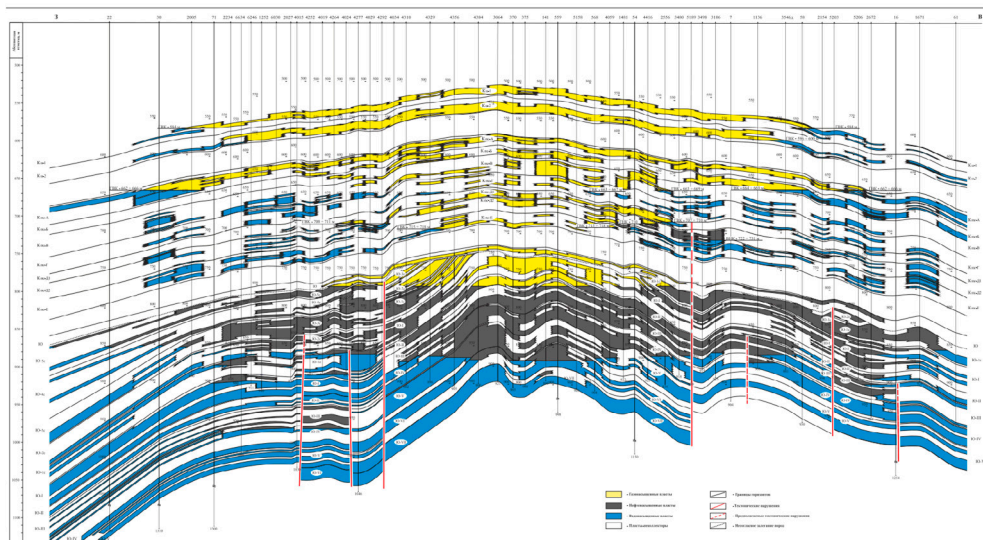


Рисунок 1. Геологический профиль

Среднегодовой объем добычи природного газа на месторождении составляет порядка 400–450 млн м³/год, дополнительно добывается попутный нефтяной газ. Существующий уровень добычи формирует устойчивую ресурсную базу для рассмотрения возможности организации малотоннажного производства СПГ и обеспечивает наличие достаточного объема сырья для долгосрочной эксплуатации установки.

Остаточные извлекаемые запасы природного газа составляют порядка 12,9 млрд м³. С учетом текущего уровня добычи в рамках работы рассматривалась возможность использования потенциала одной газовой скважины для обеспечения сырьем установки СПГ.

В ходе исследования выполнен анализ:

- стабильности добычи газа;
- обеспеченности запасами;
- степени выработки отдельных залежей;
- перспектив поддержания уровней добычи;
- возможности долгосрочного обеспечения установки СПГ сырьевым газом.

Дополнительно были рассмотрены газовые скважины со стабильными дебитами и относительно низкой степенью выработки запасов. Проведенные расчеты показали, что при среднесуточной добыче порядка 35 тыс. м³/сут эксплуатация отдельных скважин может продолжаться более 30 лет при сохранении приемлемых уровней добычи.

Полученные результаты свидетельствуют о наличии достаточного ресурсного потенциала для устойчивого обеспечения установки СПГ сырьевым газом в течение длительного периода эксплуатации без необходимости значительного расширения существующей газодобывающей инфраструктуры [1].

Физико-химические свойства газа

В рамках работы были проанализированы составы природного газа месторождения 1 (табл.1).

Таблица 1. Компонентный состав природного газа

Содержание компонентов, % мольные	Горизонт	
	Ср. по апту	Ср. по неокому
CO ₂	-	0,24
Азот	2,83	2,99
Метан	96,94	95,9
Этан	0,11	0,88
Пропан	0,103	0,03
I-Бутан	0,007	0,01
N-Бутан	0,008	-
Пентан	-	-
Плотность ст. усл., г/см ³	0,684	0,691
Вязкость газа в пл. усл., *10–4 мПа*с	136,16	139,37

Результаты анализа показали, что газ месторождения относится к категории «сухих» газов и характеризуется высоким содержанием метана. По аптским

залежам содержание метана достигает 96,9% мол., по неокомским – порядка 95,9% мол. При этом содержание тяжелых углеводородных компонентов является незначительным, сероводород в составе газа отсутствует.

Газ характеризуется низким содержанием углекислого газа и азота, а также отсутствием агрессивных компонентов, способных осложнять процессы подготовки и криогенной переработки газа. Содержание CO_2 по неокомским залежам составляет порядка 0,24% мол., содержание азота – менее 3% мол.

Высокое содержание метана и низкое содержание тяжелых компонентов являются благоприятными факторами для организации производства СПГ, поскольку позволяют упростить технологическую схему подготовки газа и снизить нагрузку на блок очистки. Дополнительно уменьшается риск образования гидратов и выпадения тяжелых фракций в криогенном оборудовании, что положительно влияет на устойчивость технологических режимов и надежность эксплуатации установок.

Низкое содержание примесей также способствует снижению эксплуатационных затрат, связанных с очисткой и подготовкой газа перед сжижением. Отдельно следует отметить относительно низкие значения плотности и вязкости газа, что оказывает положительное влияние на процессы компримирования, охлаждения и теплообмена в криогенном блоке.

Технологические решения

Одним из ключевых этапов работы являлся выбор технологической концепции производства СПГ. В рамках исследования рассмотрены варианты крупнотоннажных и модульных СПГ-заводов, различные схемы размещения оборудования, а также варианты интеграции установки в существующую инфраструктуру месторождения.

С учетом сравнительно небольших объемов добываемого газа, удаленности месторождения и необходимости минимизации капитальных затрат наиболее рациональным решением признано использование модульного малотоннажного СПГ-завода (рис. 2) [2].

Производительность установки принята на уровне 1 т/ч СПГ, или порядка 8400 т/год, при расходе сырьевого газа около 35 тыс. $\text{м}^3/\text{сут.}$ Блок-схемы размещения установки приведены на рис. 2 и 3.

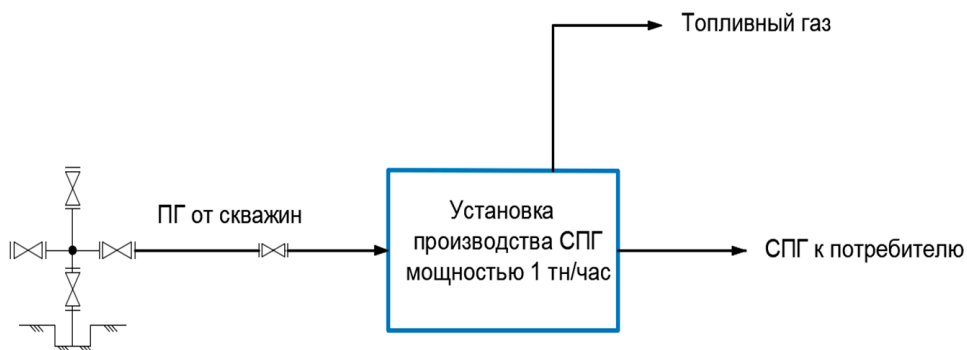


Рисунок 2. Блок-схема с расположением установки производства СПГ

Технологический процесс производства СПГ включает последовательные стадии подготовки и криогенной переработки природного газа (рис. 3). На начальном этапе осуществляется сепарация газа с удалением механических примесей, пластовой жидкости и газового конденсата. Далее газ поступает на блок подготовки, где производится удаление кислых компонентов, включая CO_2 , а также соединений ртути. Удаление кислых газов является обязательным условием криогенной переработки, поскольку при низких температурах возможно образование твердых отложений и закупорка теплообменного оборудования. Дополнительно удаление ртути требуется для предотвращения коррозионного разрушения алюминиевых теплообменников криогенного блока.

После очистки газ направляется на стадию глубокой осушки для предотвращения образования гидратов и кристаллов льда при низкотемпературной обработке. Подача газа со скважины предусматривается при давлении порядка 40 бар, что является благоприятным фактором для организации процесса сжижения и позволяет сократить затраты на дополнительное компримирование перед подачей газа в криогенный блок. При необходимости давление корректируется в зависимости от параметров выбранного холодильного цикла и технологической схемы установки.

После подготовки газ поступает в криогенный блок, где осуществляется его последовательное охлаждение. На предварительных стадиях температура газа снижается до отрицательных значений порядка $-30 \dots -50^\circ\text{C}$, после чего в основном криогенном теплообменнике происходит дальнейшее охлаждение до температуры порядка $-160 \dots -163^\circ\text{C}$ с переходом природного газа в жидкое состояние. В результате сжижения объем природного газа уменьшается примерно в 600 раз, что обеспечивает возможность его компактного хранения и транспортировки.

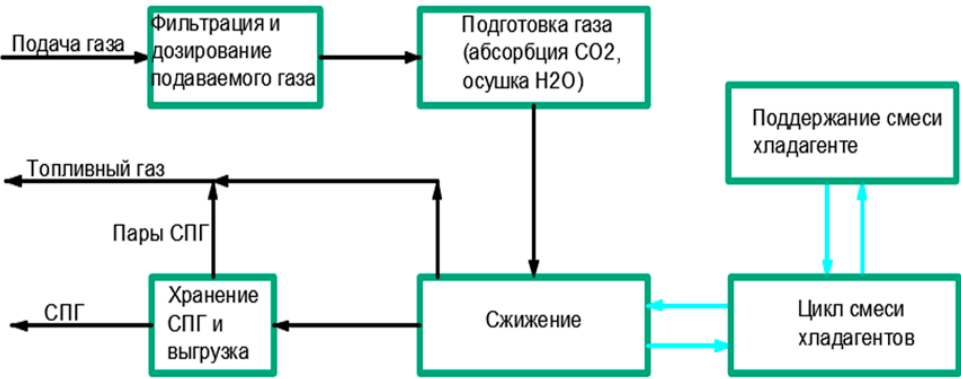


Рисунок 3. Блок-схема с расположением установки производства СПГ

Процесс сжижения является наиболее технологически сложной и энергоемкой частью комплекса СПГ, определяющей как капитальные затраты проекта, так и последующие эксплуатационные показатели установки. Эффективность работы криогенного блока напрямую влияет на удельное энергопотребление, выход товарного СПГ, уровень потерь газа, устойчивость технологических режимов и надежность эксплуатации оборудования.

Технологическая схема сжижения основана на последовательном охлаждении и компримировании газа с использованием холодильного цикла и циркуляции хладагента (рис. 4). В состав криогенного блока входят:

- компрессорное оборудование,
- криогенные теплообменники,
- система циркуляции хладагента,
- сепарационное оборудование,
- трубопроводная арматура и
- автоматизированная система управления технологическим процессом.

После предварительной подготовки и осушки природный газ поступает в систему криогенных теплообменников, где происходит его поэтапное охлаждение до достижения параметров конденсации метана. Особую роль в процессе играют криогенные теплообменники, обеспечивающие эффективную передачу холода между потоками газа и хладагента. От эффективности теплообмена напрямую зависят производительность установки, энергопотребление и устойчивость температурных режимов.

В качестве хладагента могут использоваться азот, смешанные холодильные агенты либо углеводородные холодильные циклы. Выбор холодильного цикла определяется производительностью установки, компонентным составом газа, климатическими условиями и требованиями к энергоэффективности. Для условий малотоннажного производства СПГ наиболее рациональными являются компактные модульные холодильные циклы с минимальным количеством оборудования и упрощенной системой эксплуатации [2].

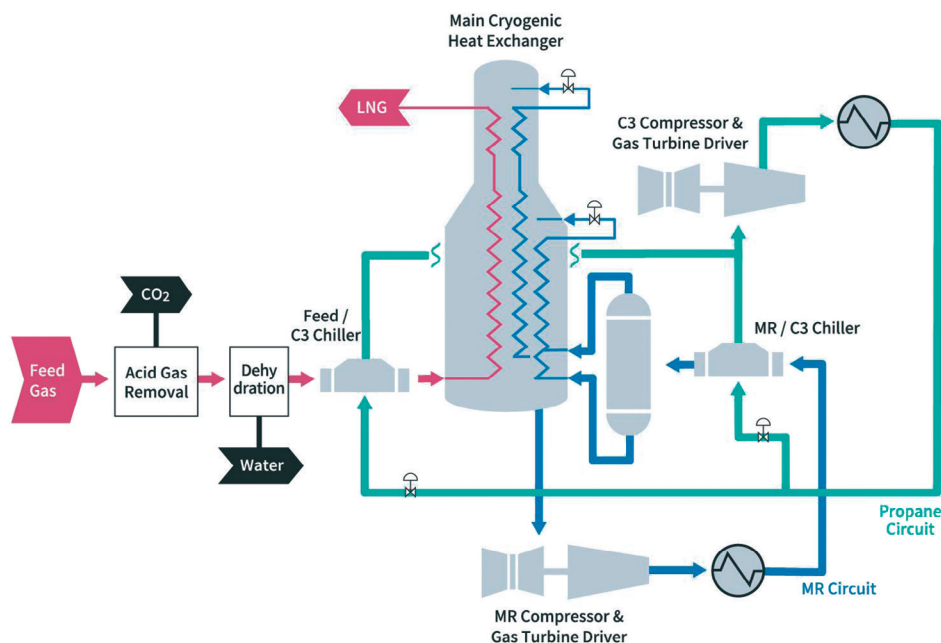


Рисунок 4. Технологический процесс производства СПГ

Процесс сжижения характеризуется высоким уровнем энергопотребления, поскольку значительные затраты энергии связаны с компримированием газа,

циркуляцией хладагента, поддержанием криогенных температур и компенсацией теплопритоков. В связи с этим особое внимание в работе уделялось вопросам повышения энергетической эффективности процесса, включая снижение потерь холода, минимизацию гидравлических сопротивлений и оптимизацию режимов компримирования.

Дополнительно выполнен анализ влияния компонентного состава газа на параметры сжижения. Высокое содержание метана и низкое содержание тяжелых углеводородов являются благоприятными факторами, поскольку упрощают процесс охлаждения, снижают риск образования гидратов, уменьшают вероятность выпадения тяжелых фракций и обеспечивают стабильность криогенных режимов.

Важнейшим условием устойчивой эксплуатации установки является поддержание стабильного состава и давления газа на входе в криогенный блок. Колебания расхода или состава газа могут приводить к нарушению температурного профиля, снижению эффективности теплообмена, росту энергопотребления и увеличению потерь газа. Для обеспечения устойчивой и безопасной эксплуатации в составе установки предусматриваются системы автоматического регулирования и контроля технологических параметров, обеспечивающие стабильную работу оборудования при изменении режимов эксплуатации.

Полученный СПГ направляется в криогенные резервуары хранения, после чего может транспортироваться автомобильным, железнодорожным или морским транспортом в зависимости от принятой схемы реализации продукции.

Рынок СПГ

В последние годы мировой рынок СПГ развивается ускоренными темпами и является одним из наиболее динамично растущих сегментов газовой отрасли. Согласно данным World LNG Report 2023, объем мировой торговли СПГ в 2022 году достиг 401,5 млн т [3]. Основной рост спроса обеспечивается странами Азии и Европы за счет увеличения потребления природного газа, развития газовой генерации и расширения использования газа на транспорте.

Крупнейшими экспортерами СПГ являются Австралия, Катар, США и Россия.

Для Республики Казахстан развитие малотоннажного СПГ представляет интерес с точки зрения обеспечения удаленных потребителей, развития газомоторного топлива, использования на железнодорожном и морском транспорте, а также возможных экспортных поставок.

При этом необходимо учитывать, что экономически эффективный радиус наземной транспортировки СПГ автомобильным транспортом обычно ограничен расстоянием порядка 500–600 км. При увеличении дальности существенно возрастают транспортные затраты и снижается конкурентоспособность СПГ относительно трубопроводного газа и традиционных видов топлива.

Дополнительным преимуществом СПГ являются экологические показатели. Использование СПГ позволяет снизить выбросы CO_2 , оксидов серы и твердых частиц по сравнению с традиционными нефтепродуктами.

Использования СПГ

СПГ рассматривается как один из наиболее перспективных и экологичных видов топлива, применение которого позволяет снизить выбросы загрязняющих веществ и повысить эффективность использования природного газа. По сравнению с традиционными нефтепродуктами СПГ характеризуется более полным

сгоранием топлива, низким уровнем выбросов оксидов серы и снижением выбросов CO₂. Сравнение характеристик различных видов топлива приведено в табл. 2.

Таблица 2. Таблица сравнения видов топлива

Параметр	Бензин	ДТ	СУГ	СПГ
Теплотворная способность, МДж/кг	44–46	42–46	46–51	42–55
CO ₂ , г/МДж	73–77	74–78	63–68	55–60
Плотность энергии, МДж/л	32–34	36–38	25–30	21–25
Удельная плотность, кг/м ³	710–780	820–850	500–600	430–470
Эффективность сгорания, %	93–95	95–97	96–97	98–99
Стоимость, тг.	АИ92 205 АИ95 255	летнее 295 зимнее 580	84	110

**ДТ – дизельное топливо, СУГ– сжиженный углеводородный газ*

Высокое содержание метана и практически полное отсутствие сернистых соединений обеспечивают более экологичное сгорание СПГ по сравнению с бензином и дизельным топливом. Использование СПГ позволяет снизить выбросы CO₂ на 20-25%, а также существенно сократить выбросы твердых частиц и сернистых соединений, что особенно актуально для транспортного сектора и промышленных потребителей.

Дополнительными преимуществами СПГ являются:

- высокая эффективность сгорания;
- снижение эксплуатационных затрат;
- уменьшение загрязнения атмосферы.

В последние годы в Республике Казахстан наблюдается устойчивый рост потребления моторных топлив. Согласно данным Министерства энергетики РК, в период с 2017 по 2023 гг. производство бензина увеличилось с 3 до 5,3 млн т/год, а дизельного топлива – с 4 до 5,2 млн т/год [4].

В рамках исследования дополнительно рассмотрены сценарии частичного замещения бензина (табл. 3) и дизельного топлива (табл. 4) СПГ/КПГ на внутреннем рынке Республики Казахстан. Выполненные расчеты показали наличие значительного потенциала снижения затрат на моторное топливо при расширении использования природного газа в транспортном секторе.

Таблица 3. Пример замещения бензина СПГ/КПГ

Наименование	Количество		Стоимость за 1 ед.		ИТОГО стоимость		Разница, млрд тг.
	бензин, млрд л	СПГ для замещения, млрд м ³	бензин, тг./л	СПГ, тг./м ³	бензин, млрд тг.	СПГ, млрд тг.	
Потребление бензина в 2023 г.	6,8	6,1	250	110	1700	673	-1027
При замещении бензина на СПГ на 50%	3,4	3,1	250	110	850	337	-513
При замещении бензина на СПГ на 30%	2,0	1,8	250	110	510	202	-308

**КПГ – компримированный природный газ*

Таблица 4. Пример замещения дизтоплива СПГ/КПГ

Наименование	Количество		Стоимость за 1 ед..		ИТОГО стоимость		Разница, млрд тг.
	ДТ, млрд л	СПГ для замещения, млрд м³	ДТ, тг./л	СПГ, тг./м³	ДТ, млрд тг.	СПГ, млрд тг.	
Потребление ДТ в 2023 г.	6,5	7,8	381	110	2477,7	859,5	-1618,1
При замещении ДТ на СПГ на 50%	3,3	3,9	381	110	1238,8	429,8	-809,1
При замещении ДТ на СПГ на 30%	2,0	2,3	381	110	743,3	257,9	-485,4

Согласно данным за 2023 г., потребление бензина в Республике Казахстан составило порядка 6,8 млрд л. При средней стоимости бензина около 250 тг./л совокупные затраты на его приобретение оцениваются примерно в 1,7 трлн тг [5]. Расчеты показали, что при замещении 50% потребляемого бензина природным газом затраты на топливо могут быть снижены более чем на 500 млрд тг. в год. Даже при замещении порядка 30% потребления бензина потенциальный экономический эффект оценивается более чем в 300 млрд тг./год.

Аналогичные расчеты были выполнены для дизельного топлива. Потребление дизельного топлива в 2023 г. составило порядка 6,5 млрд л, а совокупные затраты на его приобретение превысили 2,4 трлн тг. По результатам расчетов установлено, что частичное замещение дизельного топлива СПГ/КПГ также обеспечивает существенный экономический эффект. При замещении 50% потребления потенциальное снижение затрат может составлять порядка 800 млрд тг./год, при замещении 30% – порядка 480 млрд тг./год.

Дополнительно использование природного газа в качестве моторного топлива позволяет высвободить часть объемов бензина и дизельного топлива для возможного экспорта, что может обеспечить дополнительный экономический эффект и повысить эффективность использования углеводородных ресурсов страны. Наряду с экономическими преимуществами расширение применения СПГ способствует снижению выбросов загрязняющих веществ и улучшению экологических показателей транспортного сектора.

Маркетинг и направления реализации СПГ

В рамках исследования рассмотрены потенциальные направления реализации СПГ на внутреннем и внешнем рынках. Наиболее перспективными направлениями использования СПГ являются применение в качестве газомоторного топлива, обеспечение удаленных потребителей, использование на железнодорожном и морском транспорте, а также возможные экспортные поставки.

С учетом ограниченного радиуса экономически эффективной транспортировки малотоннажного СПГ автомобильным транспортом основными потребителями продукции могут являться объекты, расположенные в пределах порядка 500–600 км от места производства. В первую очередь это удаленные населенные пункты, промышленные объекты, карьерная техника и транспортный сектор.

Отдельное внимание в рамках работы уделено возможности использования СПГ в качестве судового топлива для танкерного флота АО «Казмортрансфлот». Производительность установки на уровне порядка 8,4 тыс. т/год СПГ рассматри-

ввалась исходя из потенциальных потребностей танкерного флота в газомоторном топливе. Использование СПГ для морского транспорта рассматривается как одно из наиболее перспективных направлений развития рынка СПГ в Республике Казахстан в связи с ужесточением экологических требований к судовому топливу и необходимостью снижения эксплуатационных затрат.

Выполненные расчеты показали, что при замещении дизельного топлива СПГ снижение затрат на топливо может достигать порядка 44% относительно текущих расходов. Дополнительно обеспечивается экологический эффект, связанный со снижением выбросов CO₂, оксидов серы и твердых частиц. По предварительным оценкам снижение выбросов CO₂ может составлять порядка 600 т/год.

Экономический анализ проекта

Экономический анализ выполнен с учётом прогнозных технологических показателей и прогноза макроэкономических показателей на 2024–2028 гг. (табл. 5).

Таблица 5. Техничко-экономические показатели

Наименование показателей	Ед. изм.	Цена на СПГ, долл. США/т (тг./т)		
		264 (121 259)	276 (126 801)	298 (136 936)
Период добычи	гг.	2027–2046	2027–2046	2027–2046
Объём добычи газа	млн м³	245	245	245
Объём реализации СПГ всего	тыс. т	168,0	168,0	168,0
Объём реализации СПГ в год	тыс. т	8,4	8,4	8,4
Выручка	млн тг.	33 680	35 219	38 034
OPEX (без амортизации)	млн тг.	15 598	15 598	15 598
КПН	млн тг.	2 834	3 126	3 672
CAPEX	млн тг.	4 274	4 274	4 274
NPV проекта@10,68%	млн тг.	724	1 084	1 734
IRR	%	13,01	14,11	16,00
Дисконтир-я окупаемость	лет/года	14	12	10
PI		1,20	1,30	1,48

*OPEX – операционные затраты, CAPEX – капитальные затраты, NPV – чистая приведенная стоимость, PI – индекс прибыльности.

В рамках расчетов рассматривался период эксплуатации проекта с 2027 по 2046 гг. При этом суммарный объем переработки газа за рассматриваемый период составляет порядка 245 млн м³, а объем реализации СПГ – около 168 тыс. т, или порядка 8,4 тыс. т/год.

Результаты выполненных расчетов показали положительные показатели экономической эффективности проекта при рассматриваемых сценариях цены реализации СПГ. При стоимости СПГ в диапазоне 121–137 тыс. тг./т расчетное значение NPV проекта составляет от 724 до 1 734 млн тг., внутренняя норма доходности (IRR) – от 13 до 16%, а дисконтированный срок окупаемости – от 10 до 14 лет. Значение индекса прибыльности (PI) превышает 1, что свидетельствует о положительной экономике проекта.

Выполненный анализ показал, что проект характеризуется высокой чувствительностью к цене реализации СПГ и объемам производства продукции. Основное влияние на экономические показатели оказывают:

- уровень отпускной цены СПГ;
- стабильность загрузки установки;
- эксплуатационные затраты;
- капитальные вложения.

Расчетным путем определено, что точка безубыточности проекта достигается при цене реализации порядка 110 тыс. тг./т СПГ. При снижении цены ниже указанного уровня экономическая эффективность проекта существенно ухудшается.

Заключение

В рамках выполненной работы проведено исследование возможности организации малотоннажного производства СПГ на месторождении 1 с использованием природного газа месторождения в качестве сырьевой базы. Выполнен анализ ресурсного потенциала, физико-химических свойств газа, технологических решений по производству СПГ, возможных направлений реализации продукции, а также предварительная экономическая оценка проекта.

Результаты исследования подтвердили техническую возможность организации малотоннажного производства СПГ на базе модульной установки производительностью порядка 8,4 тыс. т/год. Установлено, что газ месторождения характеризуется высоким содержанием метана, низким содержанием примесей и благоприятными свойствами для процессов криогенной переработки и сжижения.

Дополнительным преимуществом проекта является наличие достаточной ресурсной базы и возможность обеспечения установки СПГ сырьевым газом в течение длительного периода эксплуатации. Рассмотренные технологические решения позволяют реализовать проект с использованием компактных модульных технологий, что особенно актуально для удаленных месторождений с ограниченной инфраструктурой.

В ходе работы также рассмотрены потенциальные направления реализации СПГ, включая использование в качестве газомоторного топлива, обеспечение удаленных потребителей, применение на морском транспорте и возможные экспортные поставки. Отдельно рассмотрена возможность использования производимого СПГ для нужд танкерного флота АО «Казмортрансфлот».

Выполненный экономический анализ показал, что проект обладает положительными показателями экономической эффективности при сохранении расчетных параметров добычи газа и уровня цен реализации СПГ. Расчетным путем установлено, что точка безубыточности проекта достигается при цене реализации порядка 110 тыс. тг./т СПГ.

В целом результаты выполненного исследования показывают наличие потенциала развития малотоннажного производства СПГ в Республике Казахстан и расширения использования природного газа в качестве экологически более чистого моторного топлива.

Список использованной литературы

1. Отчет по исследованию возможности производства СПГ на м/р 1, ТОО «КМГ Инжиниринг», 2024, г. Астана.

2. Тринцукова В.А. Малотоннажное производство СПГ на базе месторождений природного газа. – Форум молодых ученых, Москва, 2023, № 6, с. 213–218.
3. International Gas Union. Мировой отчет по СПГ 2023 года. – Международный газовый союз, Лондон, 2023. – 156 с.
4. Министерство энергетики Республики Казахстан. Нефтяная промышленность // Официальный сайт Министерства энергетики Республики Казахстан. – URL: <https://www.gov.kz/memleket/entities/energo/press/article/details/557>.
5. Бюро национальной статистики АСПИР РК. Розничные цены на отдельные товары и услуги в Республике Казахстан. – URL: <https://stat.gov.kz/api/iblock/element/6205/file/ru/>.

МАҢҒЫСТАУ ОБЛЫСЫНДАҒЫ КЕН ОРНЫНДА СҰЙЫТЫЛҒАН ТАБИҒИ ГАЗ ӨНДІРУ МҮМКІНДІГІН БАҒАЛАУ

**И.Т. Есполов, Г.С. Камариденова, А.Т. Бекмаганбетова,
Ө.С. Төлебай, С.А. Жугинисова**

Бұл мақалада Маңғыстау облысындағы кен орнында сұйытылған табиғи газды (бұдан әрі – СТГ) өндіру мүмкіндігін зерттеу нәтижелері келтірілген. Ресурстық базаға, кен орнының геологиялық-кәсіпшілік сипаттамаларына, табиғи және ілеспе газдың физика-химиялық қасиеттеріне, сондай-ақ газды СТГ өндірісіне тарту перспективаларына талдау жасалды. Өнімділігі 1 т/сағ модульдік қондырғыны қолдана отырып, шағын СТГ өндірісін ұйымдастырудың технологиялық шешімдері қаралды. күрделі және пайдалану шығындарының кеңейтілген есептеулері, СТГ нарығын талдау, сондай-ақ жобаның техникалық-экономикалық бағасы орындалды. Жобаның өнімді сату бағасы мен өндіріс көлемінің өзгеруіне сезімталдығына талдау жүргізілді.

Жобаны іске асыру газды моторлы отын ретінде пайдалану және қашықтағы тұтынушыларды қамтамасыз ету үшін жергілікті СТГ өндірісін құруды қамтамасыз ете алатыны көрсетілген. Теңіз көлігінде СТГ қолдану перспективалары және дизель отынын алмастыру кезінде CO₂ шығарындыларын азайту әсері бөлек қарастырылады.

Түйінді сөздер: СТГ, сұйытылған табиғи газ, газмоторлы отын, табиғи газ, модульдік СТГ-зауыт, СТГ экономикасы.

Информация об авторах

Есполов Исағали Турсынбекович – начальник управления нефтегазохимии, i.yespolov@kmge.kz

Камариденова Гаухар Сериковна – эксперт управления геолого-промышленной оценки проектов, g.kamaridenova@kmge.kz

Бекмаганбетова Асемгуль Тлегеновна – ведущий инженер управления газоконденсатных месторождений, a.bekmaganbetova@kmge.kz

Төлебай Өміргүл Смағұлқызы – эксперт управления экономических исследований, o.tolebay@kmge.kz

Жугинисова Сара Абиевна – эксперт управления газоконденсатных месторождений, s.zhuginissova@kmge.kz

ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Астана, Казахстан

СТРОИТЕЛЬСТВО ГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕГО ЗАВОДА НА БАЗЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ X: ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ КОНФИГУРАЦИЯ, БАЛАНС СЫРЬЯ, ГОТОВОЙ ПРОДУКЦИИ И ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА

**И.Т. Есполов, А.Б. Кайрамбаев, Ж.С. Касенова,
Р.О. Булекбаев, Ө.Ө. Жубанов, Д.Б. Шапауова**

В статье представлены результаты предварительной технико-экономической оценки строительства газоперерабатывающего завода мощностью 5 млрд м³/год на базе X месторождения. Оценка выполнена с учетом технологических особенностей переработки высокосернистого газа и возможных направлений коммерциализации получаемой продукции. Рассмотрены исходные параметры проекта, включая состав сырьевого газа с высоким содержанием кислых компонентов и тяжелых углеводородов.

Приведена проработка технологической схемы, включающая аминовую очистку, адсорбционную осушку, низкотемпературную конденсацию с использованием пропановой холодильной установки и турбодетандера, а также газофракционирование и получение элементарной серы. Расчет материально-теплового баланса и параметров потоков выполнен с использованием программного комплекса Aspen HYSYS.

Определен баланс продукции, включающий товарный газ, сжиженные углеводородные газы, газовый конденсат и серу, а также рассмотрены направления их реализации. Представлены результаты укрупненной экономической оценки проекта, включая показатели Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR) и чувствительность к рыночным параметрам.

Показано, что проект является технологически реализуемым и обладает стратегической значимостью для развития газопереработки в Республике Казахстан, однако характеризуется ограниченной экономической эффективностью и высокой зависимостью от ценовой конъюнктуры.

Ключевые слова: газоперерабатывающий завод, кислый газ, низкотемпературная сепарация, аминовая очистка, процесс Клауса, сжиженные углеводородные газы, сера, газовый конденсат, товарный газ.

Введение

Месторождение X является одним из крупнейших газоконденсатных активов Республики Казахстан и занимает значимое место в структуре ресурсной базы страны. Наличие значительных запасов природного газа и газового конденсата формирует устойчивый потенциал для развития перерабатывающих мощно-

стей, однако на текущий момент существенная часть добываемого газа месторождения X не перерабатывается на территории Казахстана.

Строительство газоперерабатывающего завода (далее – ГПЗ) на базе месторождения X рассматривается как один из ключевых инструментов повышения эффективности использования сырьевой базы, обеспечения энергетической безопасности и формирования товарной продукции с большей добавленной стоимостью.

Дополнительным фактором является необходимость снижения зависимости от внешних перерабатывающих мощностей и обеспечения стабильных поставок товарного газа и продуктов переработки на внутренний рынок. Проект также создает предпосылки для дальнейшего развития газохимии и смежных отраслей.

Предварительная технико-экономическая оценка была выполнена ТОО «КМГ Инжиниринг» (далее – КМГИ), в том числе с участием управления нефтегазохимии. В рамках работы специалистами КМГИ была проведена комплексная проработка проекта: от анализа исходных данных и выбора технологической конфигурации до моделирования процесса, оценки внешней инфраструктуры и расчета финансово-экономической модели [1].

Исходные параметры проекта

В рамках выполненной предварительной технико-экономической оценки рассмотрен вариант строительства газоперерабатывающего завода мощностью порядка 5 млрд м³ сырьевого газа в год, что соответствует значительной доле текущей добычи на месторождении X и позволяет обеспечить стабильную загрузку перерабатывающих мощностей.

Месторождение X характеризуется значительными запасами газа и газового конденсата, а также сложным компонентным составом сырьевого газа. В частности, в составе газа присутствуют кислые компоненты (сероводород и диоксид углерода), меркаптаны, а также широкий спектр углеводородов, включая компоненты, подлежащие извлечению в виде сжиженных углеводородных газов и газового конденсата. Данные особенности определяют необходимость применения комплексной схемы подготовки и глубокой переработки газа.

Таблица 1. Компонентный состав сырого газа

Компонент	Содержание, % моль. (округлённо)
H ₂ O	0,10
H ₂ S	4,65
CO ₂	6,15
N ₂	0,52
CH ₄	78,54
C ₂ H ₆	5,63
C ₃ H ₈	2,61
i-C ₄ H ₁₀	0,35
n-C ₄ H ₁₀	0,69
Σ C ₅ (i-, n-)	0,37
Σ C ₆ –C ₁₀ (аром., нафтенy, алканы)	0,30

Компонент	Содержание, % моль. (округлённо)
ΣC_{11+} (тяжёлые углеводороды)	0,01
Меркаптаны + COS	~0,08 (суммарно)
ИТОГО	100

В рамках исходных предпосылок проекта были приняты допущения о стабильной подаче сырьевого газа в объеме до 5 млрд м³/год, а также о достижении высокой эксплуатационной доступности технологического оборудования. Проект ориентирован на длительный жизненный цикл эксплуатации, что требует выбора надежных технологических решений и учета вариативности состава сырья в зависимости от режима разработки месторождения.

В качестве целевых продуктов проекта определены:

- товарный газ, соответствующий требованиям магистральных газопроводов;
- сжиженные углеводородные газы (далее – СУГ);
- стабилизированный газовый конденсат;
- гранулированная сера.

Требования к качеству продукции формируются исходя из нормативных документов и условий приема в транспортные системы и на перерабатывающие предприятия. В частности, товарный газ должен соответствовать параметрам по содержанию влаги, серосодержащих соединений и углеводородного состава, обеспечивающим его транспортировку по магистральным газопроводам.

Проектируемый ГПЗ рассматривается как интегрированный производственный комплекс, включающий не только основные технологические установки, но и широкий перечень объектов вспомогательной и обеспечивающей инфраструктуры. В состав комплекса входят объекты общезаводского хозяйства, системы энергоснабжения, водоснабжения и водоотведения, резервуарные парки для хранения жидкой продукции, а также системы учета и отгрузки продукции.

Дополнительно были учтены условия размещения объекта. Площадка строительства расположена вблизи действующей инфраструктуры производственного комплекса Z, что создает предпосылки для эффективной интеграции нового ГПЗ в существующую систему добычи и транспортировки углеводородов. При этом учитывались природно-климатические и инженерно-геологические особенности района, влияющие на выбор компоновочных решений и конструктивных параметров оборудования.

Таким образом, исходные параметры проекта формируют комплексное представление о масштабах, условиях реализации и ограничениях, в рамках которых осуществляется выбор технологической конфигурации и последующая оценка эффективности проекта [1].

Результаты работы и предложенные решения

Технологическая конфигурация газоперерабатывающего завода сформирована на основе анализа состава сырьевого газа месторождения X, характеризующегося высоким содержанием кислых компонентов (H₂S ~4,6% мол., CO₂ ~6,1% мол.) и значительной долей тяжелых углеводородов. Суммарное содержание кислых газов достигает порядка 10,8%, что определяет повышенные требования к системе очистки и последующей переработке [2].

В рамках выполненной КМГИ работы, включая участие Управления нефтегазохимии, была проработана полная технологическая цепочка переработки газа (рис. 1), подтвержденная расчетами в Aspen HYSYS с получением материально-теплового баланса и параметров технологических потоков.

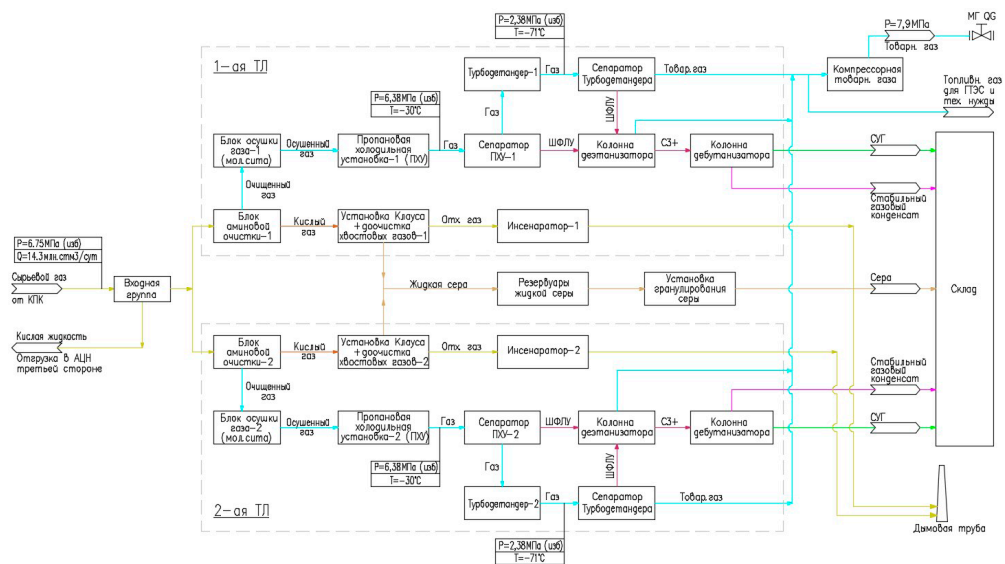


Рисунок 1. Блок-схема ГПЗ

На этапе подготовки сырьевого газа реализуется входная сепарация с удалением свободной жидкой фазы и механических примесей, а также узел коммерческого учета и блок удаления ртути. Данные операции обеспечивают защиту последующего оборудования и стабильность технологического режима.

Очистка газа от кислых компонентов осуществляется на аминовой установке с удалением сероводорода, диоксида углерода и меркаптанов. В результате обеспечивается практически полное удаление H_2S (до значений, близких к нулю), что является критическим условием для дальнейшей низкотемпературной переработки и предотвращения коррозионных процессов.

После очистки газ направляется на адсорбционную осушку на молекулярных ситах. В соответствии с результатами моделирования достигается глубина осушки, обеспечивающая температуру точки росы по воде порядка $-120^{\circ}C$, что существенно превышает требования к предотвращению гидратообразования и обеспечивает надежную работу оборудования в условиях глубокого охлаждения.

Ключевым элементом технологической схемы является блок низкотемпературной конденсации и сепарации. Процесс реализуется в две стадии: предварительное охлаждение газа в пропановой холодильной установке и последующее расширение в турбодетандере.

Перед детандером температура газа снижается до порядка $-30^{\circ}C$ при давлении около 63-66 бар. В процессе расширения давление снижается до уровня порядка 23-24 бар, что сопровождается интенсивным охлаждением потока до температуры порядка $-71^{\circ}C$. Данные условия обеспечивают эффективную конденсацию тяжелых углеводородов и формирование жидкой фазы, содержащей широкую фракцию легких углеводородов (далее – ШФЛУ).

Полученная жидкая фаза направляется на блок газофракционирования, включающий деэтанайзер и дебутанайзер. В деэтанайзере происходит отделение метан-этановой фракции, а в дебутанайзере – разделение C_3^+ потока с получением сжиженных углеводородных газов (пропан-бутановой фракции) и стабильного газового конденсата. Качество продукции соответствует требованиям к товарным продуктам, включая содержание меркаптанов и фракционный состав.

Кислый газ, выделенный на стадии аминовой очистки, направляется на установку получения серы по 3-х ступенчатому процессу Клауса с последующей доочисткой хвостовых газов. Полученная элементарная сера имеет высокую степень чистоты (до 99,99%), после чего направляется на грануляцию и хранение.

Важной частью выполненной работы стала разработка модели технологического процесса в программном комплексе Aspen HYSYS (рис. 2). В модели Aspen HYSYS были смоделированы весь цикл переработки газа от входного сепаратора на границе завода до товарных потоков. Особое внимание уделялось процессам аминовой очистки, низкотемпературной сепарации в процессе Клауса с доочисткой хвостовых газов. На основании модели были определены материальные и тепловые балансы, параметры потоков (давление, температура, расход), а также выходы товарной продукции. Полученные результаты были использованы для оценки финансово-экономической модели проекта, а также переданы в компанию «Х» для использования в более детальном проектировании на последующих стадиях развития проекта.

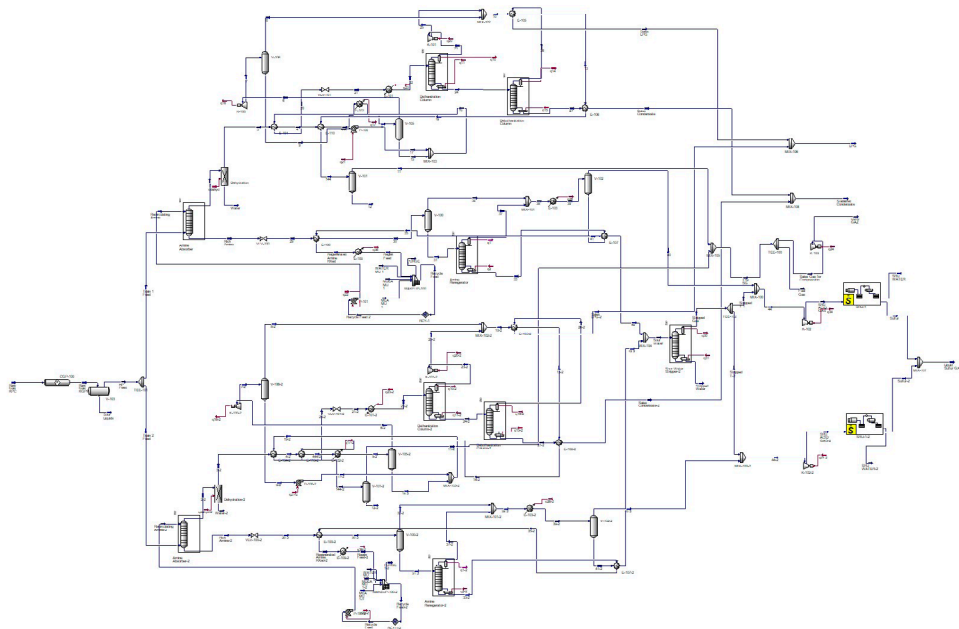


Рисунок 2. Модель ГПЗ в Aspen HYSYS

Дополнительно, в рамках проработки была выполнена увязка территории ГПЗ с внешними сетями. Были определены ключевые точки подключения:

- 1) подача сырьевого газа (≈ 4 км);
- 2) выдача товарного газа в магистральный газопровод (≈ 8 км);
- 3) подключение к железнодорожной;

- 4) автомобильной инфраструктуре;
- 5) источникам водоснабжения (≈ 18 км);
- 6) линии связи (≈ 8 км);
- 7) электроснабжения до резервного источника (≈ 32 км).

Эти параметры учитывались при выборе площадки и формировании генерального плана предприятия.

Таким образом, разработанная технологическая схема представляет собой количественно обоснованное инженерное решение, обеспечивающее высокую степень извлечения ценных компонентов, надежность эксплуатации и интеграцию с существующей инфраструктурой региона.

Баланс продукции

Расчеты материального баланса показали, что при переработке 5 млрд м³ сырьевого газа формируется следующий объем товарной продукции (табл. 2).

Таблица 2. Материальный баланс

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Расход
1	Сырьевой газ	млн т/г.	~4,208
		млрд м³/г.	~5
Товарная продукция			
2	Товарный газ	млн т/г.	~2,774
		млрд м³/г.	~3,870
3	СУГ	млн т/г.	~0,296
4	Конденсат	млн т/г.	~0,105
5	Гранулированная сера	млн т/г.	~0,301
6	Топливный газ	млн т/г.	~0,143
		млрд м³/г.	~0,200
7	Балластовые потоки	млн т/г.	~0,589

Основной объем продукции приходится на товарный газ, который после компримирования направляется в магистральную газотранспортную систему. Данный поток формирует базовую выручку проекта и играет ключевую роль в обеспечении внутреннего спроса на газ.

В то же время именно жидкие углеводороды – СУГ и газовый конденсат обеспечивают значительную долю добавленной стоимости. СУГ является высоколиквидным продуктом с устойчивым спросом на внутреннем рынке, в том числе в сегменте автогазового топлива и коммунально-бытового потребления. Однако его рынок подвержен государственному регулированию, что может ограничивать уровень цен.

Газовый конденсат представляет собой ценное сырье для нефтепереработки и может реализовываться как на внутреннем рынке, так и на экспорт. Его ценность определяется высоким содержанием легких фракций и стабильным спросом со стороны перерабатывающих предприятий.

Сера, несмотря на относительно невысокую стоимость, формируется в значительных объемах и требует организации инфраструктуры хранения и логистики. При неблагоприятной рыночной конъюнктуре данный продукт может создавать дополнительные издержки.

Таким образом, продуктовый баланс проекта характеризуется доминированием товарного газа и наличием дополнительных потоков, формирующих экономическую устойчивость проекта.

Финансово-экономическая модель

В рамках предварительной технико-экономической оценки выполнен расчет укрупненных капитальных и операционных затрат с учетом принятого периода эксплуатации проекта продолжительностью 40 лет. Оценка капитальных затрат включает стоимость основного технологического оборудования, объектов общезаводского хозяйства, внешней инфраструктуры, а также сопутствующих расходов, включая инжиниринг и непредвиденные затраты.

На основе полученных технологических и стоимостных параметров произведен расчет финансово-экономической модели проекта, включающей оценку ключевых показателей эффективности (табл.3).

Таблица 3. Структура капитальных затрат

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Х ГПЗ
1	Ср.годовая добыча газа (подача газа компании Y)	млн м³/г.	5 000
2	Период эксплуатации	лет	40
3	Капитальные затраты	млн долл. США	3 696,0
3.1	ГПЗ (в т.ч. коммерческий узел учета газа, терминал и др.)	млн долл. США	2 328,2
3.2	Внешние сети и сооружения (газопроводы, вода, электроэнергия, транспорт)	млн долл. США	45,9
3.3	Инжиниринг	млн долл. США	293,3
3.4	Затраты Заказчика (10% от стоимости стр-во ГПЗ)	млн долл. США	266,7
3.5	Таможенные пошлины на ввозимое в РК оборудование (10% от стоимости оборудования и материалов)	млн долл. США	110
3.6	НДС	млн долл. США	486,0
3.7	Эскалация цен	млн долл. США	165,0
5	Эксплуатационные затраты	млн долл. США	3 316,0
6	Ср. численность персонала	чел	646
7	Суммарное потребление э/энергии за весь период	млн кВт*г.	10 080

Таблица 4. Экономическая оценка проекта

Показатели	Значения
Накопленный объем производства товарного газа, млрд м³	153,0
Накопленный объем производства СУГ, млн т	11,8
Накопленный объем производства конденсата, млн т	4,2
Накопленный объем производства серы, млн т	12,0
Доходы от реализации продукции, млн долл. США	42 436
ОРЕХ MOD, млн долл. США	-3 316
Корпоративный налог, млн долл. США	-3 541
CAPEX MOD, млн долл. США	-3 696
NPV @10,68, млн долл. США	103

Показатели	Значения
IRR проекта	10,92%
Индекс прибыльности	1,04

(OPEX MOD – эксплуатационные затраты; CAPEX MOD – капитальные затраты)

На основе проведенной экономической оценки проекта можно сделать вывод, что строительство ГПЗ для переработки газа компании Y рентабельно, но не показывает высокие результаты по ключевым показателям эффективности – NPV 103 млн.\$; IRR 11%.

Экономика проекта в значительной степени определяется ценами на товарный газ и СУГ. Дополнительно существенное влияние оказывают капитальные затраты, включая стоимость технологического оборудования и объем инвестиций в инфраструктуру.

Проект характеризуется высокой капиталоемкостью и длительным инвестиционным циклом, что требует обеспечения стабильной загрузки мощностей на протяжении всего срока эксплуатации. При снижении уровня загрузки или ухудшении рыночной конъюнктуры показатели эффективности могут ухудшаться.

В целом, повышение инвестиционной привлекательности проекта возможно за счет оптимизации технологических решений, снижения капитальных затрат и развития экспортных каналов реализации продукции (СУГ, стабилизированный газовый конденсат и сера).

Заключение

Проведенный анализ показывает, что проект строительства газоперерабатывающего завода на базе месторождения X является технологически реализуемым.

К основным результатам можно отнести:

- наличие значительной сырьевой базы и потенциала загрузки мощностей;
- применение эффективной технологической схемы, обеспечивающей извлечение ценных компонентов;
- формирование диверсифицированного продуктового портфеля;
- стратегическую значимость проекта для развития газовой отрасли Казахстана.

В то же время проект характеризуется рядом ограничений:

- низкий уровень экономической маржинальности;
- высокая чувствительность к ценовой конъюнктуре;
- значительный объем капитальных вложений;
- зависимость эффективности от стабильной загрузки мощностей.

Несмотря на умеренные экономические показатели, проект обладает важной системной ценностью. Его реализация позволяет увеличить глубину переработки газа, снизить зависимость от внешних мощностей и создать основу для дальнейшего развития газохимии.

Таким образом, проект может рассматриваться не только как коммерческая инициатива, но и как стратегический инфраструктурный элемент, направленный на повышение эффективности использования углеводородных ресурсов Республики Казахстан.

Список использованной литературы

1. Предварительная технико-экономическая оценка строительства газоперерабатывающего завода на базе месторождения X. – Астана, ТОО «КМГ Инжиниринг», 2026.
2. Нормативные документы Республики Казахстан, регулирующие требования к качеству природного газа, сжиженных углеводородных газов, стабилизированного газового конденсата и серы.

Х КЕН ОРНЫ БАЗАСЫНДА ГАЗ ӨНДЕУ ЗАУЫТЫН САЛУ: ТЕХНОЛОГИЯЛЫҚ КОНФИГУРАЦИЯСЫ, ШИКІЗАТ, ӨНІМ БАЛАНСЫ ЖӘНЕ ЭКОНОМИКАЛЫҚ БАҒАЛАУ

И.Т. Есполов, А.Б. Кайрамбаев, Ж.С. Касенова,
Р.О. Булекбаев, Ә.Ә. Жубанов, Д.Б. Шапауова

Мақалада X кен орны базасында қуаты жылына 5 млрд м³ газ өңдеу зауытын (ГӨЗ) салудың алдын ала техникалық-экономикалық бағалау нәтижелері ұсынылған. Бағалау жоғары күкіртті газды өңдеудің технологиялық ерекшеліктерін және алынатын өнімді коммерцияландырудың ықтимал бағыттарын ескере отырып орындалды. Жобаның бастапқы параметрлері, оның ішінде қышқыл компоненттер мен ауыр көмірсутектер мөлшері жоғары шикізат газының құрамы қарастырылды.

Өңдеудің технологиялық схемасы пысықталды, оған аминді тазарту, адсорбциялық кептіру, пропанды тоңазытқыш қондырғысы мен турбодетандерді қолдана отырып төмен температуралы конденсациялау, сондай-ақ газ фракциялау және элементтік күкірт алу процестері кіреді. Материалдық-жылу балансы мен ағындар параметрлерінің есебі Aspen HYSYS бағдарламалық кешенін пайдалана отырып орындалды.

Тауарлық газды, сұйытылған көмірсутек газдарын, газ конденсатын және күкіртті қамтитын өнім балансы айқындалды, сондай-ақ оларды өткізу бағыттары қарастырылды. Жобаның ірілендірілген экономикалық бағалау нәтижелері, оның ішінде NPV, IRR көрсеткіштері және нарықтық параметрлерге сезімталдық талдауы ұсынылды.

Жобаның технологиялық тұрғыдан іске асырылатыны және Қазақстан Республикасында газ өңдеуді дамыту үшін стратегиялық маңызы бар екені көрсетілді, алайда ол шектеулі экономикалық тиімділікпен және баға конъюнктурасына жоғары тәуелділікпен сипатталады.

Түйінді сөздер: газ өңдеу зауыты, қышқыл газ, төмен температуралы сепарация, аминді тазарту, Клаус процесі, сұйытылған көмірсутек газдары, күкірт, газ конденсаты, тауарлық газ.

Информация об авторах

Есполов Исагали Турсынбекович – начальник управления нефтегазохимии, I.Yespolov@kmge.kz

Кайрамбаев Аян Бакытулы – эксперт Управления нефтегазохимии, A.Kairambayev@kmge.kz

Касенова Жанар Сагатбековна – эксперт Управления нефтегазохимии,
Zh.Kassenova@kmge.kz

Булেকбаев Рустем Олжабаевич – эксперт Управления нефтегазохимии,
RBulekbayev@kmge.kz

Жубанов Әмин Әбдірасулұлы – эксперт Управления нефтегазохимии,
A.Zhubanov@kmge.kz

Шапауова Динара Булатовна – эксперт Управления экономических исследований,
D.Shapauova@kmge.kz

ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Астана, Казахстан

**ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ
ИССЛЕДОВАНИЯ ФЛЮИДОВ
И КЕРНА**

ВЛИЯНИЕ ТЕРМОБАРИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ И ГАЗОСОДЕРЖАНИЯ НА ТЕКУЧЕСТЬ ПЛАСТОВОГО ФЛЮИДА

М.Б. Махмутов, О.Б. Саенко, А.М. Елеференко, Б.С. Серкебаева

В данной статье рассматриваются вопросы влияния изменения термобарических условий в пласте в процессе эксплуатации месторождения на текучесть пластового флюида. Актуальность исследования обусловлена необходимостью повышения точности прогнозирования поведения флюидов на поздних стадиях эксплуатации, когда изменения давления и температуры существенно влияют на фазовое состояние и подвижность нефти. В качестве объекта исследования выбран пластовый флюид высокопарафинистой нефти одного из месторождений Казахстана.

Проведены лабораторные PVT-исследования с использованием рекомбинированных проб при различных значениях давления, температуры и газосодержания. Экспериментально установлены зависимости изменения газосодержания, вязкости и плотности флюида в широком диапазоне термобарических условий. На основе полученных данных выполнен расчет текучести как величины, обратной вязкости, что позволило количественно оценить изменение фильтрационных свойств нефти.

Показано, что при снижении давления ниже давления насыщения происходит разгазирование флюида, сопровождающееся резким увеличением вязкости и снижением текучести. Установлено также, что температура оказывает экспоненциальное влияние на вязкость, а газосодержание является одним из ключевых факторов, определяющих подвижность флюида.

Полученные результаты могут быть использованы при построении гидродинамических моделей и оптимизации систем поддержания пластового давления, особенно на поздних стадиях разработки месторождений.

Ключевые слова: *пластовый флюид, газосодержание, газонасыщенный флюид, рекомбинированная проба нефти, термобарические условия, фильтрация, вязкость, текучесть.*

Введение

Основой методов проектирования разработки месторождений и контроля добычи является фундаментальный закон подземной гидравлики – закон линейной фильтрации [1, 2]. Способность пластового флюида фильтроваться в поре характеризуется текучестью нефти – величиной, обратной вязкости [3, 4].

Классические представления о фильтрации флюидов в пористой среде базируются на работах Дарси и развитии его идей в трудах по гидродинамике пласта. Термобарические условия пласта оказывают существенное влияние на трансформацию фазового состояния флюида и его реологических свойств в процессе разработки месторождения. В дальнейшем развитие теории было связано с изучением фазового поведения углеводородных систем и их PVT-свойств [5].

Известно, что ключевым параметром при моделировании разработки месторождений, прогнозировании дебитов скважин и оценке эффективности методов увеличения нефтеотдачи является вязкость нефти [6].

Экспериментальные исследования показали, что вязкость нефти существенно зависит от содержания растворённого газа.

В условиях длительной эксплуатации месторождений наблюдается снижение пластового давления и температуры, что приводит к уменьшению количества растворённого газа и росту вязкости нефти. На стадиях разработки месторождений, когда пластовое давление снижается до давления насыщения нефти газом, и могут возникнуть локальные зоны с давлением ниже давления насыщения, важно прогнозировать поведение пластового флюида.

Установлено, что при снижении давления ниже точки насыщения в углеводородных системах происходит выделение газовой фазы, что существенно влияет на вязкость менее газонасыщенной жидкой фазы [7]. Это особенно критично для низкопроницаемых коллекторов, где даже незначительное увеличение вязкости существенно снижает подвижность флюида, а выделившийся газ может закупорить поры. В то же время возможное сохранение высоких значений текучести позволяет рассматривать вопросы оптимизации системы поддержания давления на поздних стадиях эксплуатации месторождения [8, 9].

Современные модели вязкости учитывают многокомпонентный состав нефти и позволяют с высокой точностью прогнозировать её поведение при изменении термобарических условий. При построении гидродинамических моделей изменение свойств флюида в скважине и пласте необходимо учитывать во всём ожидаемом диапазоне давлений и температур [10].

Таким образом, современные исследования подтверждают ключевую роль термобарических условий в формировании реологических свойств пластовых флюидов и подчеркивают необходимость их учёта при разработке месторождений [11]. В данной статье на примере рекомбинированного пластового флюида одного из месторождений Казахстана изучено влияние на вязкость, а, следовательно, на его текучесть, основных факторов: давления, температуры, газосодержания.

Методы

В качестве объекта исследования выбран пластовый флюид высокопарафинистой нефти одного из месторождений Казахстана.

Исследования проводились на рекомбинированных пробах с заданным газосодержанием, соответствующем начальному, при изменении давления от начального пластового до минимального значения 0,1 МПа.

Свойства рекомбинированной пробы при начальных пластовых условиях (пластовое давление – 16,0 МПа, пластовая температура – 75 °С) представлены в табл. 1.

Таблица 1. Физико-химические свойства пластовой нефти по результатам однократного разгазирования рекомбинированной пробы

Параметры	Рекомбинированная проба
Давление исследования, МПа	16,0
Температура пластовая, °С	75
Давление насыщения нефти газом (визуально), МПа	6,6
Давление насыщения нефти газом (объемный метод), МПа	6,7

Параметры	Рекомбинированная проба
Газосодержание, м ³ /т	57,65
Газосодержание, м ³ /м ³	48,12
Содержание парафинов, % масс.	11,9
Содержание смол, % масс.	5,8
Содержание асфальтенов, % масс.	0,09
Температура застывания, °С	20
Температура плавления парафинов, °С	60
Вязкость пластовой нефти, мПа*с	1,15
Плотность пластовой нефти, кг/м ³	730,1
Плотность сепарированной нефти при 20 °С, кг/м ³	804,2

Создание пробы осуществлялось в нефтяной ячейке PVT-установки с использованием гидравлического насоса «Qizix» («Chandler Engineering») при давлении, превышающем пластовое на 3,0 МПа. Количество газа определялось газовым счётчиком.

Замер остаточного газосодержания при различных давлениях проводились в PVT-системе Model 3000 GL с цифровым газометром Model-2331D (Chandler Engineering, США).

Плотность пластовой смеси определялась на цифровом плотномере «Anton Paar» при пластовых условиях. Вязкость измерялась на электромагнитном поршневом вискозиметре SPL-440 типа «Cambridge».

Для дегазированных проб нефти плотность и кинематическая вязкость определялись по стандарту СТ РК ASTM D 7042 [13].

Динамическая вязкость и температура начала кристаллизации ТНКП определялась на автоматическом реометра модели MCR 702, пр-во Anton Paar.

Экспериментальная и расчетная часть

Восстановление пробы проводилось из дегазированной пробы нефти ипутного газа, отобранного на изучаемом месторождении. Для приготовления рекомбинированной пробы было предварительно рассчитано соотношение нефти и газа для соответствия характеристикам пластового флюида согласно утвержденным проектным документам. После приготовления рекомбинированного флюида с заданным газосодержанием, был проведен контроль качества с сопоставлением давления насыщения восстановленного флюида с параметрами глубинных проб данного объекта разработки (6,7 МПа).

Для начала эксперимента давление в PVT-ячейке было доведено до начального пластового – 16 МПа. При дальнейшем снижении давления (опыт дифференциального разгазирования) на каждом шаге замерялся объем выделившейся газовой фазы с пересчетом на остаточное газосодержание и вязкость жидкой фазы.

Результаты исследования по определению остаточного газосодержания пластовой нефти при различных давлениях представлены в табл.2 и на рис. 1.

Таблица 2. Значения газосодержания пластовой нефти при изменении давления (опыт дифференциального разгазирования)

№ ступени	Давление, МПа	Газосодержание, м ³ /т
Р _{пл.}	16,0	57,65
Р _{нас.}	6,7	57,65
1	4,0	41,47
2	2,0	20,03
3	0,1	0,00

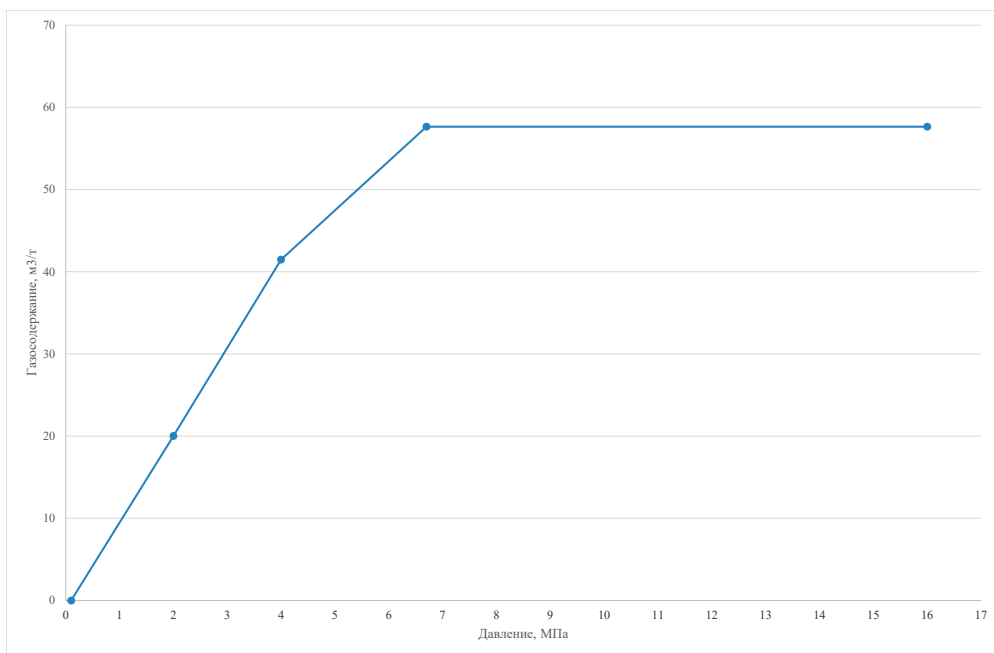


Рисунок 1. Зависимость изменения газосодержания пластовой нефти при снижении давления от пластового до атмосферного

Как видно из графика, газосодержание флюида ниже давления насыщения снижается примерно на 10 м³/т на каждый 1 МПа.

Результаты исследований по определению значений вязкости газонасыщенной нефти при постоянной пластовой температуре и различных давлениях в диапазоне от начальных условий 16 МПа до стандартных – 0,1 МПа представлены в табл.3 и на рис.2.

Таблица 3. Зависимость вязкости пластовой нефти при изменении давления

Давление, МПа	Вязкость, сП
16	1,13
15	1,09

Давление, МПа	Вязкость, сП
14	1,07
13	1,06
12	1,06
11	1,05
10	1,04
9	1,03
8	1,02
7	1,01
6	1,04
5	1,15
4	1,28
3	1,37
2	1,45
1	1,63
0,1	1,70

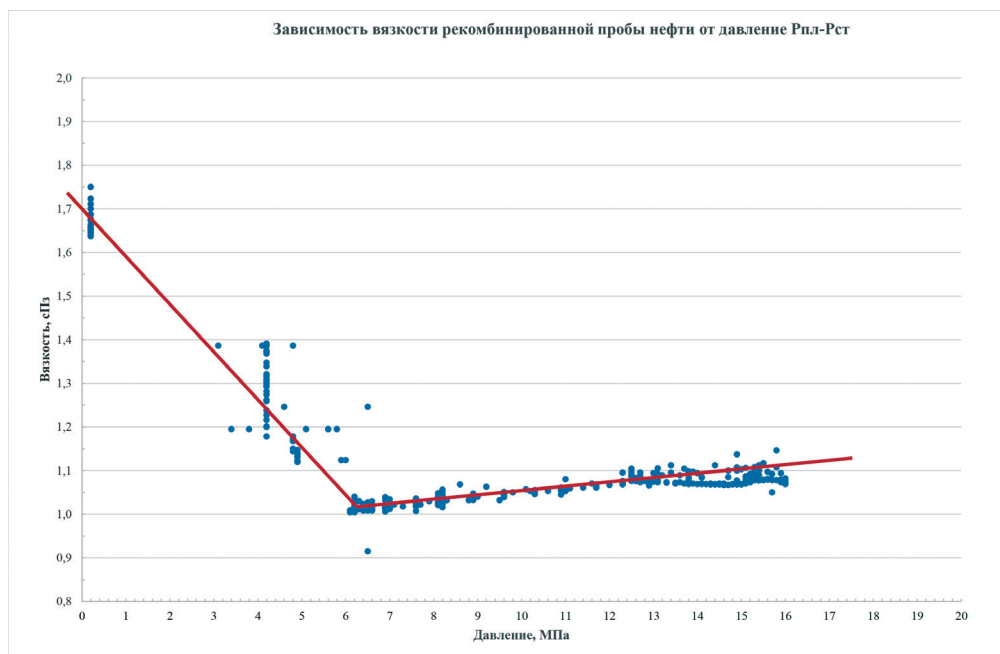


Рисунок 2. Зависимость вязкости пластовой нефти при изменении давления

Полученные экспериментальные данные хорошо согласуются с современными представлениями о поведении пластовых флюидов. Точка излома линейного тренда, проведенного по эмпирическим данным вязкости пластового газо-

насыщенного флюида при снижении давления от пластового до атмосферного, соответствует значению давления насыщения нефти газом.

По построенному графику изменения вязкости пластовой нефти можно видеть, что линейное снижение значений от $R_{пл}$ до $R_{нас}$ находится в диапазоне от 1,13 сП до 1,02 сП, соответственно. После снижения давления ниже $R_{нас}$ происходит разгазирование пластовой нефти и переход из однофазного состояния в двухфазное (газ + нефть), в связи с чем после отвода выделившегося газа вязкость менее газонасыщенного флюида начинает значительно повышаться до своего максимума в дегазированной состоянии (газонасыщенность равна 0) – 1,7 сП.

Далее, для изучения влияния температуры были проведены исследования по определению температуры начала кристаллизации парафина (ТНКП) и вязкости газонасыщенного пластового флюида при постоянном давлении 16 МПа при снижении температуры от пластовой 75°С до температуры, близкой к температуре застывания. В этом же диапазоне температур были проведены исследования по определению вязкости дегазированной нефти при давлении 16 МПа и атмосферном давлении.

ТНКП в нефти определялась с применением ротационного вискозиметра. Суть метода заключается в термостатировании образца нефти в течение 1 часа после нагрева до температуры выше температуры плавления парафина (65-75°С), когда происходит разрушение надмолекулярных структур парафинов и переход их в жидкое состояние. В процессе последующего плавного охлаждения с постоянной скоростью при достижении ТНКП фиксируется сопротивление вращению цилиндра ротационного вискозиметра, проявляющееся в виде резкого увеличения касательного напряжения сдвига, регистрируемого прибором. При дальнейшем вращении ротора вискозиметра структуры кристаллизованных парафинов разрушаются до мелких фрагментов, которые практически не оказывают сопротивления вращению, и показания прибора стабилизируются.

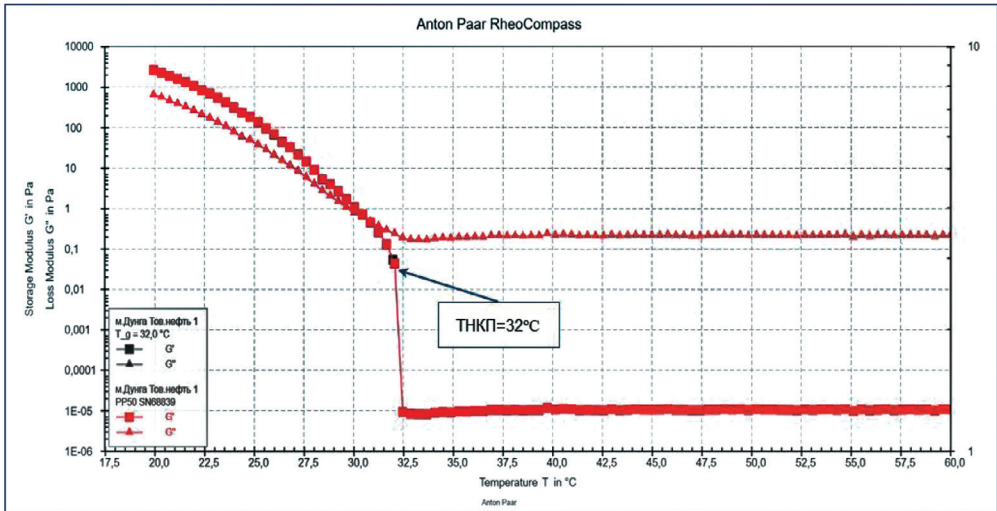


Рисунок 3. Результаты определения ТНКП

Из представленного на рис. 3 графика, видно, что резкий скачок значений прибора, связанный с образованием первых кристаллов парафина, то есть

ТНКП, соответствует температуре ~ 32°C. Процесс парафинообразования в нефти месторождения Дунга завершается полным застыванием при 20°C. В данном диапазоне с появлением первых кристаллов возможно проявление неньютоновских свойств, что требует дополнительного изучения, однако, для пласта с начальной температурой порядка 75°C достижение такого значительного снижения температуры маловероятно даже при длительном заводнении.

Результаты исследования вязкости дегазированной нефти при различных температурах в диапазоне от 75 до 25°C (близкой к температуре застывания) при атмосферном давлении представлены в табл. 4.

Таблица 4. Вязкость дегазированной нефти при различных температурах

плотность при 20°C, г/см³	Кинематическая вязкость, мм²/с						
	25°C	30°C	40°C	50°C	60°C	70°C	75°C
0,8042	10,42	7,77	5,96	4,69	3,81	3,16	2,64
	Динамическая вязкость, сП						
	8,38	6,19	4,71	3,67	2,96	2,43	2,01

Для сравнения все результаты исследований изменения динамической вязкости в заданном температурном интервале газонасыщенной (рекомбинированной) нефти при начальном пластовом давлении и дегазированной нефти при пластовом и атмосферном давлении представлены в табл. 5 и на рис. 4.

Таблица 5. Зависимость вязкости нефти при изменении температуры

Температура, °C	Вязкость дегазированной нефти при 16 МПа, сП	Вязкость дегазированной нефти при атм., сП	Вязкость пластовой (газонасыщенной) нефти при 16 МПа, сП
80	2,1	1,81	1,1
75	2,3	2,02	1,2
70	2,5	2,23	1,5
65	2,7	2,52	1,7
60	2,9	2,76	1,9
55	3,1	3,05	2,2
50	3,7	3,47	2,5
45	4,1	4,04	2,9
40	4,8	4,51	3,2
35	5,4	5,03	3,5
30	6,2	5,99	3,8
25	8,8	8,18	5,0

По результатам проведенных экспериментов по определению вязкости флюида при разных температурах можно сделать выводы:

- при снижении температуры от пластовой до ТНКП вязкость как пластовой газонасыщенной, так и дегазированной нефтей повышается по экспоненциальному закону, при этом в области между ТНКП и температурой застывания изменение вязкости дегазированной нефти происходит более существенно.

- характер изменения вязкости дегазированной нефти во всем диапазоне температур от давления зависит незначительно (кривые практически совпадают).
- вязкость газонасыщенной нефти при постоянном давлении повышается по экспоненциальному закону во всем изученном диапазоне температур и в абсолютных значениях ниже вязкости дегазированной нефти.
- газосодержание существенно влияет на вязкость и, соответственно, на текучесть.

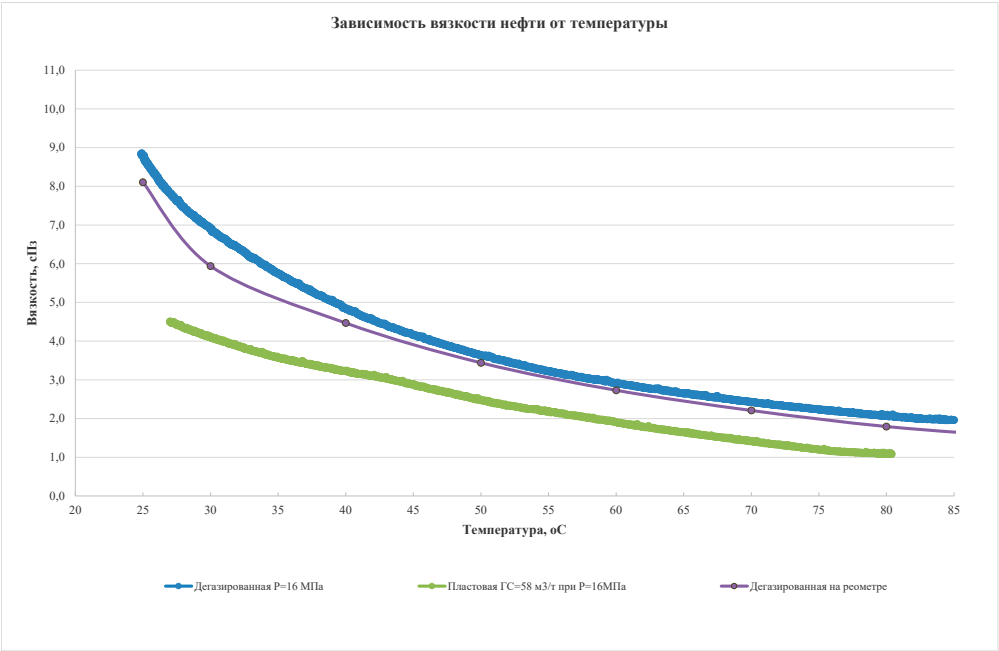


Рисунок 4. Зависимость вязкости пластовой и дегазированной нефти от температуры

По полученным результатам замера вязкости проведены расчеты для оценки текучести пластового флюида, характеризующей его подвижность при фильтрации в пластовых условиях.

Текучесть определяется как величина, обратная вязкости:

$$\varphi = \frac{1}{\eta}$$

где η – динамическая вязкость.

В табл. 6 представлены результаты расчета текучести пластового флюида по вязкости, замеренной по рекомбинированной пробе в пластовых условиях.

Таблица 6. Результаты эксперимента по определению вязкости пластовой нефти при изменении давления от пластового до атмосферного

Давление, МПа	Вязкость, сП	Текучесть (величина обратная вязкости)
16,0	1,12	0,89

12,0	1,07	0,93
8,0	1,03	0,97
6,7	1,01	0,99
5	1,15	0,87
4	1,28	0,78
3	1,37	0,73
2	1,45	0,69
1	1,63	0,61

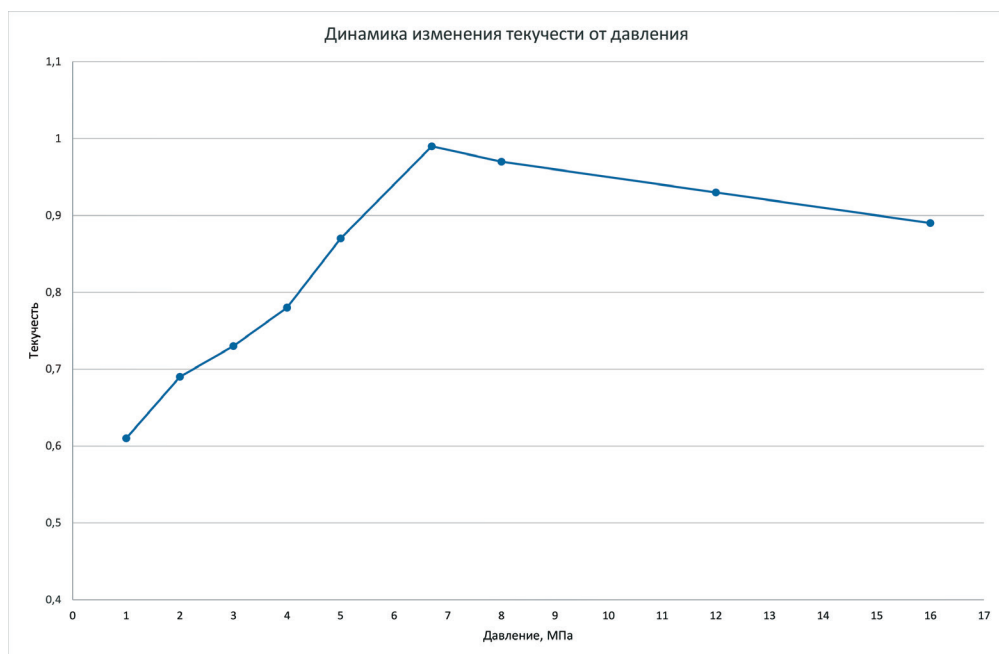


Рисунок 5. Динамика изменения текучести от давления

Как видно из табл. 5 и рис. 4, максимальное значение текучести соответствует значению давления насыщения – 0,99. Далее, при постепенном разгазировании вязкость жидкой фазы увеличивается, текучесть снижается.

При снижении пластового давления до 5 МПа, что на 25% ниже давления насыщения, текучесть жидкой фазы на данном объекте сопоставима со значением при начальных пластовых условиях, а объем выделившегося газа может оказаться не критичным для блокировки пор. Это позволяет рассматривать сценарии работы с забойными давлениями ниже $P_{нас}$ при условии дополнительного контроля за фазовыми превращениями в призабойной зоне пласта (ПЗП). Для учета влияния выделившегося газа на эффективность процесса фильтрации требуется дополнительное изучение на керновом материале.

Заключение и выводы

Полученные экспериментальные данные хорошо согласуются с современными представлениями о поведении пластовых флюидов [5,9]. Эксперимен-

тально подтверждено, что газосодержание и температура являются ключевыми параметрами, определяющими реологические свойства пластового флюида. При этом температура оказывает экспоненциальное влияние на вязкость как пластовой, так и дегазированной нефти: снижение температуры приводит к увеличению вязкости и, соответственно, ухудшению текучести.

Установлено, что при снижении пластового давления до давления насыщения изменение вязкости пластовой нефти носит незначительный характер, что обусловлено сохранением однофазного состояния флюида. При дальнейшем снижении давления наблюдается качественное изменение флюида за счет разгазирования нефти, сопровождающееся увеличением вязкости жидкой фазы с остаточным газосодержанием и, соответственно, снижением текучести флюида.

Для нефти изученного объекта при снижении пластового давления до 5 МПа, что на 25% ниже давления насыщения, текучесть жидкой фазы сопоставима со значением при начальных пластовых условиях. Объем выделившегося газа может оказаться не критичным для блокировки пор (газосодержание снижается в пределах 10 м³/т на 1 МПа), однако, вопрос эффективности процесса фильтрации требует дополнительного изучения на керновом материале.

Результаты работы подтверждают необходимость учёта влияния изменений термобарических условий на состав и свойства флюида в широком диапазоне значений при построении гидродинамических моделей месторождений и могут быть использованы при технико-экономической оценке различных сценариев разработки месторождения с обоснованием «минимально допустимого забойного давления», при котором текучесть остается в пределах рентабельности. Это позволит оптимизировать систему поддержания пластового давления на поздних стадиях эксплуатации, при этом поддержание пластовой температуры выше температуры начала кристаллизации парафинов (ТНКП) является обязательным условием для сохранения расчетной текучести.

Список использованной литературы

1. Ertekin T., Abou-Kassem J.H., King G.R. Basic Applied Reservoir Simulation. – Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2001.
2. Дахнов Л.П. Геохимия нефти и газа. – М.: Недра, 1975.
3. Мирзаджанзаде А.Х., Ахмедов Р.Г. Гидродинамика нефтяного пласта. – М.: Недра, 1980.
4. Craft B.C., Hawkins M.F. Applied Petroleum Reservoir Engineering. – 2nd ed. – Englewood Cliffs: Prentice Hall, 1991.
5. Whitson C.H., Brulé M.R. Phase Behavior. – Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2000.
6. Rezaei F., Akbari M., Rafiei Y., Hemmati-Sarapardeh A. Compositional modeling of gas-condensate viscosity using ensemble approach // Scientific Reports. – 2023.
7. Mukhametshin V.V. Analysis of factors affecting oil recovery and fluid properties in reservoirs // SOCAR Proceedings. – 2024.
8. Xiong W., Zhang L.-H., Zhao Y.-L. и др. Prediction of the viscosity of natural gas at high temperature and high-pressure using entropy scaling // Petroleum Science. – 2023.
9. Tong L., Yang K., Liu Y. Research on flow properties of fracturing fluids during flowback process // Scientific Reports. – 2025.

10. Feyzullayev Kh.A. и др. Исследование зависимости вязкости и плотности флюидов от давления // Scientific Petroleum. – 2024.
11. Sayenko O.B., Serkebayeva B.S. и др. Исследование реологических свойств высоковязкой нефти Западного Казахстана // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. – 2024.
12. ASTM International. ASTM D7042 – Standard Test Method for Dynamic Viscosity and Density of Liquids. – West Conshohocken, USA.

ТЕРМОБАРАЛЫҚ ПАРАМЕТРЛЕРДІҢ ЖӘНЕ ГАЗ МАЗМҰНЫНЫҢ ҚАБЫЛДАУ СҮЙІКТІГІНІҢ СҮЙІКТІҢ АҒЫМДЫҒЫНА ӘСЕРІ

М.Б. Махмутов, О.Б. Саенко, А.М. Елеференко, Б.С. Серкебаева

Бұл жұмыста мұнай кен орнын игеру барысында термобариялық параметрлер мен газ құрамының пласт флюидінің реологиялық қасиеттеріне және ағымдылығына әсері зерттеледі. Зерттеудің өзектілігі кен орнын пайдаланудың кеш кезеңдерінде қысым мен температураның өзгеруі флюидтің фазалық күйіне және қозғалғыштығына елеулі ықпал етуімен байланысты. Зерттеу нысаны ретінде Қазақстандағы кен орындарының біріндегі жоғары парафинді мұнайдың пласт флюиді алынған.

Өртүрлі қысым, температура және газ құрамында рекомбинацияланған сынамаларға зертханалық PVT-зерттеулер жүргізілді. Эксперимент нәтижесінде флюидтің газ құрамының, тұтқырлығының және тығыздығының термобариялық жағдайларға тәуелділік заңдылықтары анықталды. Алынған мәліметтер негізінде тұтқырлыққа кері шама болып табылатын ағымдылық есептеліп, мұнайдың фильтрациялық қасиеттерінің өзгеруі сандық түрде бағаланды.

Зерттеу нәтижелері қысым қанығу қысымынан төмендеген кезде флюидтің газсыздануы жүретінін, соның салдарынан тұтқырлықтың күрт артып, ағымдылықтың төмендейтінін көрсетті. Сонымен қатар температураның тұтқырлыққа экспоненциалды әсер ететіні, ал газ құрамының флюидтің қозғалғыштығын анықтайтын негізгі факторлардың бірі екені дәлелденді.

Алынған нәтижелер гидродинамикалық модельдер құруда және кен орындарын игерудің кеш кезеңдерінде қабат қысымын ұстап тұру жүйесін оңтайландыруда қолданылуы мүмкін.

***Түйінді сөздер:** пласт флюиді, газ құрамы, газға қаныққан флюид, мұнайдың рекомбинацияланған сынамасы, термобариялық жағдайлар, фильтрация, тұтқырлық, ағымдылық.*

Информация об авторах

Махмутов Манас Бауыржанович – заместитель директора по лабораторным исследованиям, M.Makhmutov@kmge.kz

Саенко Ольга Бертовна – директор департамента лабораторных исследований, O.Sayenko@kmge.kz

Елеференко Александр Михайлович – заведующий лабораторией исследования нефти и нефтепродуктов, *A.Eleferenko@kmge.kz*

Серкебаева Базаргул Серкебаевна – заведующий лабораторией физико-химических исследований, *B.Serkebayeva@kmge.kz*

ОО «КМГ Инжиниринг», филиал «КазНИПИмунайгаз», г. Актау, Казахстан.

ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА И ФИНГЕРПРИНТИНГ НЕФТЕЙ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ВОСТОЧНЫЙ УРИХТАУ

Е.Ш. Сейтхазиев, Т.С. Джарасова, Р. Рахымберди

В статье представлены результаты комплексных геохимических исследований нефтей месторождения Восточный Урихтау (Восточная часть Прикаспийской впадины), выполненных в период 2016–2025 гг. с применением методов газовой хроматографии (ГХ), хромато-масс-спектрометрии (ГХ-МС) и фингерпринтинга на приборе с низкой термальной массой (LTM-GC), изучены молекулярный состав, биомаркерные параметры и ароматические «отпечатки» нефтей из скважин ВУ-1, ВУ-2, ВУ-3, ВУ-4 и ВУ-6, разрабатывающих коллектор горизонта КТ-II. Установлено, что нефти сформированы из морской карбонатной нефтематеринской породы (кероген типа II) в восстановительных условиях. Все нефти характеризуются отсутствием биodeградации, о чём свидетельствует сохранность n-алканов на хроматограммах. Согласно значениям изомеров стерана $C_{29}aaa\ S/(S+R)$ и $C_{29}a\beta\beta/(a\beta\beta+aaa)$, все исследованные образцы нефти являются термически зрелыми. Методом фингерпринтинга доказана гидродинамическая разобщённость пластов, что подтверждается различиями в звёздных диаграммах ароматических компонентов. Выявленные вариации физико-химических свойств (плотность, вязкость, газосодержание) обусловлены неоднородностью состава и термической эволюцией залежей. Полученные результаты имеют практическое значение для обоснования системы разработки, оценки флюидальной связности продуктивных горизонтов и планирования геолого-технических мероприятий на месторождениях Урихтауской группы.

Ключевые слова: геохимия нефти, биомаркеры, газовая хроматография, ГХ-МС, фингерпринтинг, Восточный Урихтау, карбонатная нефтематеринская порода, термическая зрелость, разобщённость пластов.

В связи с вовлечением в разработку глубокозалегающих горизонтов месторождений Урихтауской группы актуальной задачей является детальное изучение геохимических характеристик флюидов, их генетической природы, степени термической преобразованности и гидродинамической связанности продуктивных пластов. Для эффективного планирования разработки и обоснования единой системы нефтесбора необходимо достоверное определение источников генерации углеводородов, а также оценка внутри- и межрезервуарной неоднородности.

В данной работе обобщены результаты геохимических исследований нефтей и керна, выполненных в 2016–2025 гг. в лаборатории геохимических исследова-

дований нефти, воды и породы Атырауского филиала «КМГ Инжиниринг» [1]. Основное внимание уделено определению молекулярного состава нефтей, биомаркерных параметров, а также применению метода фингерпринтинга с использованием LTM-GC для оценки разобщенности коллекторов горизонта КТ-II месторождения Восточный Урихтау (рис. 1) [2].

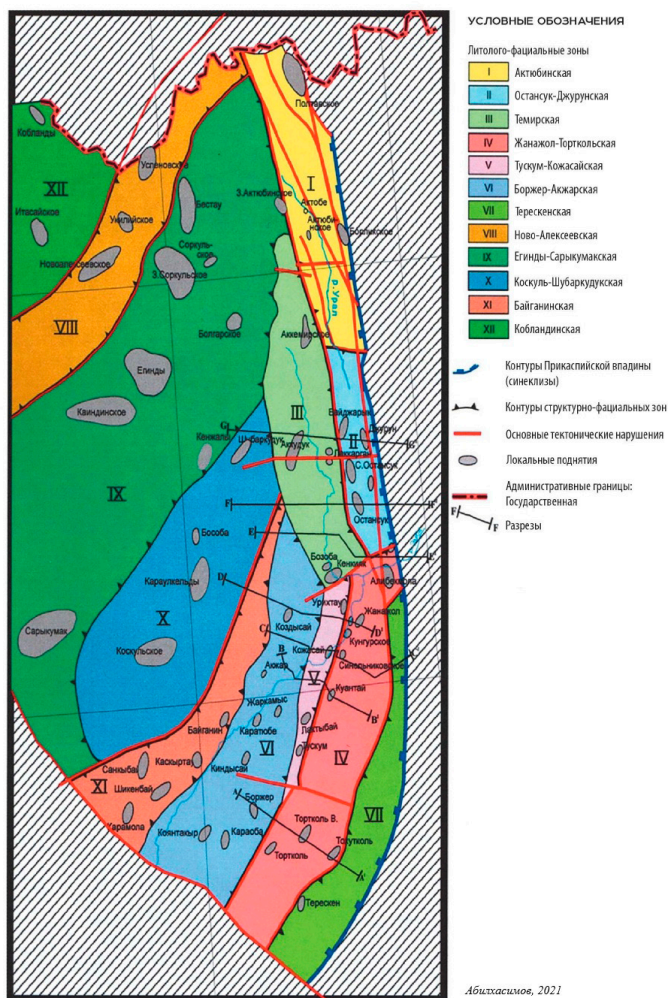


Рисунок 1. Обзорная карта

Методы исследования

Для геохимического исследования нефти применяются методы хроматографии (ГХ), газовой хроматографии с масс-спектрометрией (ГХ-МС) и фингерпринтинг нефти которые позволяют определить состав и происхождение нефти, оценить условия её формирования и преобразования, а также генетическую типизацию нефти [3].

Газовая хроматография (ГХ) применяется для анализа легких углеводородов (C1–C10+), а также для определения углеводородного состава (н-алканы, изоалканы, циклоалканы, ароматические соединения), параметров зрелости (напри-

мер, CPI – Carbon Preference Index) и признаков биodeградации (исчезновение н-алканов, появление УНК – unresolved complex mixture). Газохроматография с высокими разрешением используется для определения н-алканов и изопреноидов в нефти [4].

Газовая хроматография с масс-спектрометрией (ГХ-МС) позволяет идентифицировать биомаркеры и ароматические соединения, которые дают информацию о источнике органического вещества (например, стераны – водоросли, терпаны – бактерии и высшие растения), фации осадконакопления (окисленные/восстановленные условия), термальной зрелости (индексы на основе стеранов и терпанов, например, $T_s/(T_s + T_m)$) и степени биodeградации (устойчивость биомаркеров к разрушению). Для выполнения биомаркерного анализа применялся газовый хроматограф Agilent 7890В с масс-детектором (ГХ-МС), который позволяет изучить различные вещества и их гомологи, классы и серии гомологов [5].

Фингерпринтинг нефти с низкой термальной массой (Low Thermal Mass Gas Chromatography-далее LTM) позволяет произвести качественную оценку «отпечатков» каждого индивидуального пласта, пласта или объекта разработки. Все исследованные пробы пригодны для фингерпринтинга.

Метод фингерпринтинга на LTM заключается в том, что различия флюидов по ароматическим пикам нефти вызваны разобщенностью резервуаров, что препятствует перемешиванию флюидов. Для корреляции нефтей продуктивных пластов использовались соотношения 11 ароматических пиков на хроматограммах LTM (рис. 2, 3), по которым строились так называемые звездные диаграммы, наглядно иллюстрирующие сходство и различие флюидов. Время удерживания каждого компонента в виде пика на хроматограмме зависит от молекулярной массы (MW) и температуры кипения (BT) каждого компонента [6-7].

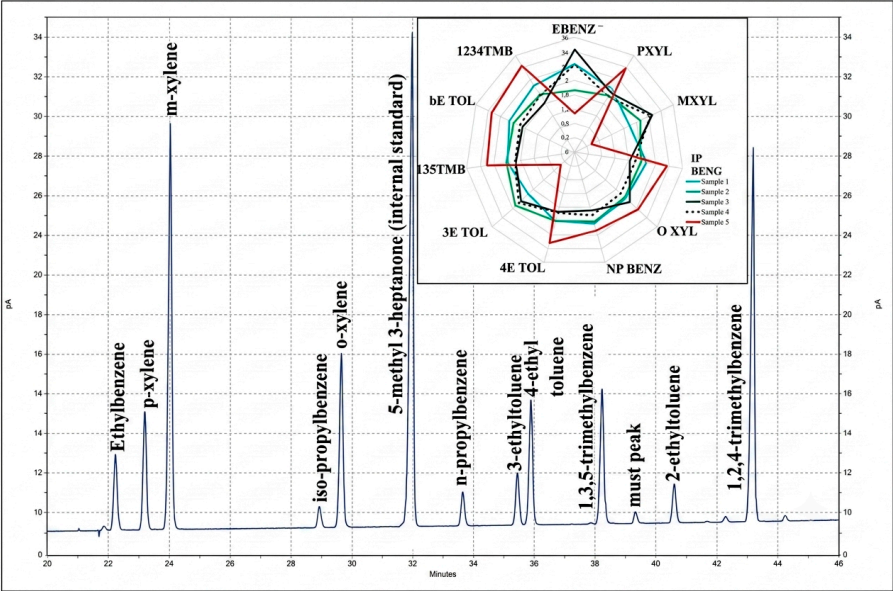


Рисунок 2. Хроматограмма представительной нефти на «LTM-GC» и результаты фингерпринтинга в виде «звездной» диаграммы

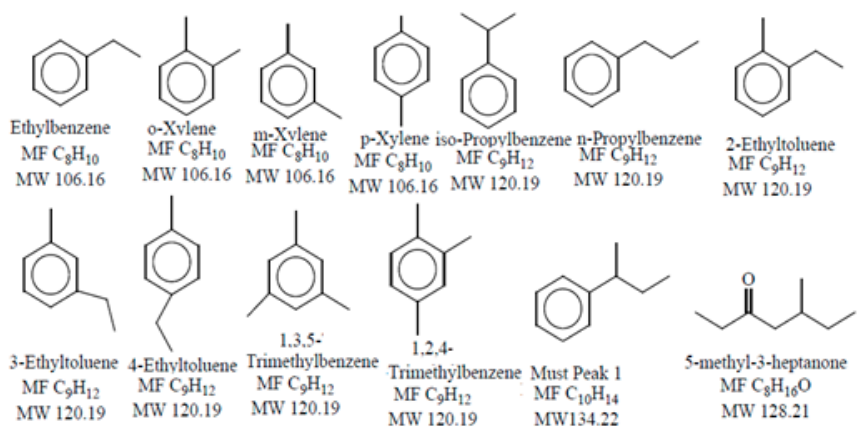


Рисунок 3. Молекулярные структуры, формулы ароматических компонентов, используемых для фингерпринтинга нефти

Результаты геохимических исследований керна и нефти

Предыдущие геохимические исследования. В 2016-2022 годах в лаборатории геохимических исследований нефти, воды и породы Атырауского филиала «КМГ Инжиниринг» выполнялись комплексные геохимические исследования керна (биомаркерный анализ и Сорг) и нефти месторождений Урихтауской группы (табл. 1-2).

Таблица 1. Результаты газохроматографического и биомаркерного анализов керна, проведенных в 2016, 2018, 2020 и 2022 гг.

№	Скважина	Тип ОВ	Условия осадконакопления ОВ	Среда осадконакопления ОВ	Литология ОВ	Термическая зрелость
2016 г.						
1	ЮУ-1	Кероген II	Восстановительные (анаэробные)	Морская	Карбонатная НМП	Зрелые*
2	ВУ-1					
2018 г.						
1	ВУ-2 (КТ-II-I)	Кероген II	Восстановительные (анаэробные)	Морская (прибрежная)	Глинистая	Более зрелые
2	ВУ-2 (КТ-II-II)			Морская (глубоководье)	Карбонатная	Зрелые
2020 г.						
1	ЮУ-2	Кероген II	Восстановительные (анаэробные)	Морская	Карбонатная НМП	Зрелые
2022 г.						
1	ВУ-3	Кероген II	Восстановительные (анаэробные)	Морская	Карбонатная	Зрелые
2	ВУ-4					

* НМП из которой образовалась нефть, находилась на пике зрелости во время выделения из нее нефти

Таблица 2. Результаты газохроматографического и биомаркерного анализов нефти проведенных в 2022 г.

№	Скважина	Тип ОВ	Условия осадконакопления ОВ	Среда Осадконакоп- ления ОВ	Литология ОВ	Термическая зрелость
1	ВУ-1	Кероген II	Восстановительные (анаэробные)	Морская	Карбонатная НМП	Зрелые
2	ВУ-2					
3	ВУ-3					
4	ВУ-4					

В 2016 году были проведены комплексные геохимические исследования образцов керна, отобранных из скважин ЮУ-1 и ВУ-1. Эти исследования включали анализ н-алканов и биомаркеров, что позволило установить происхождение нефтей данных месторождений. Результаты показали, что нефти сформировались из морской карбонатной нефтематеринской породы. Это подтверждается характерным соотношением стеранов и терпанов, а также преобладанием специфических органических соединений, типичных для морских осадочных условий. Последующие геохимические анализы, проводившиеся с 2018 по 2022 год на новых образцах керна, продемонстрировали высокую степень согласованности с первоначальными данными. Повторные исследования подтвердили ранее установленные закономерности в происхождении и распределении углеводородов, что свидетельствует о едином источнике генерации нефти.

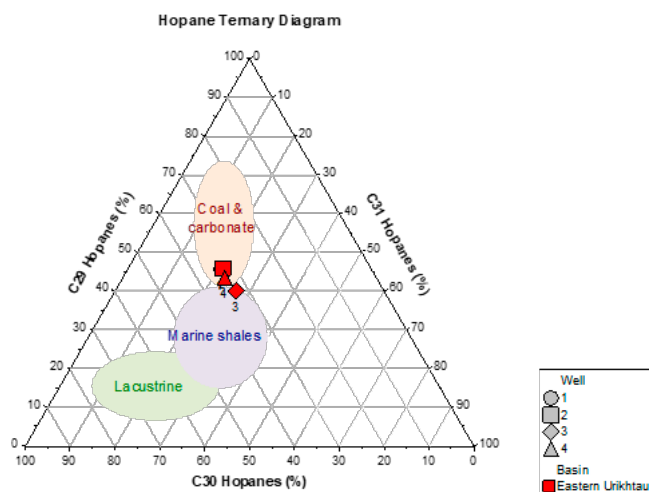


Рисунок 4. Тригонограмма терпанов

Одной из основных задач при проведении геохимических исследований нефти Восточного Урихтау является обоснование физико-химических свойств нефтей скв. ВУ-1, 2, 3, 4 и ВУ-6. Например, относительно низкое значение плотности ($<850 \text{ кг/м}^3$) и парафина пластовой нефти во всех исследованных скважинах Восточной Урихтау обусловлено тем, что все нефти Урихтау образовались из морского органического вещества, на что указывает тригонограмма стеранов (рис. 4, 5) и уклон распределения н-алканов в сторону вышелекулярных н-алканов (рис. 6) [8, 9].

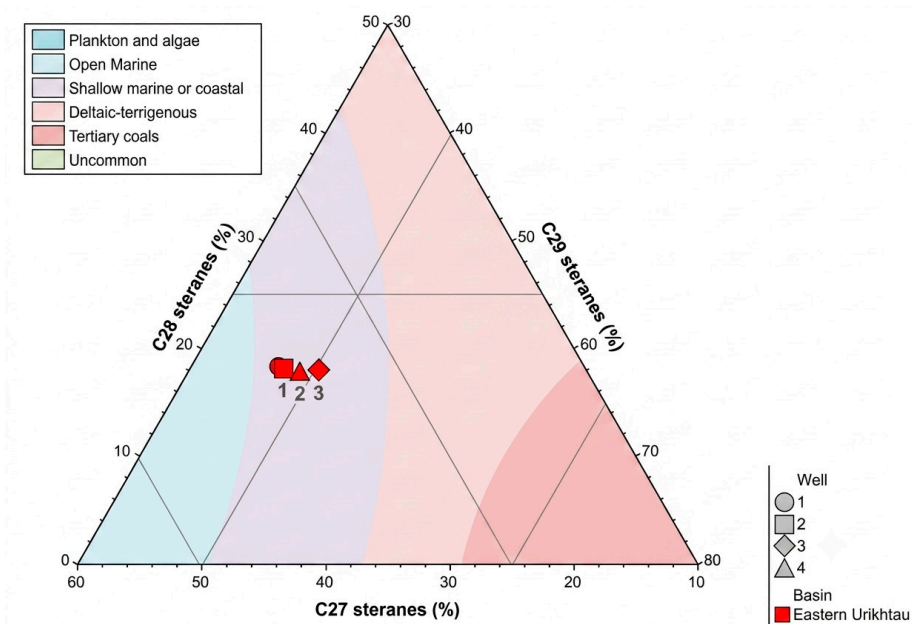


Рисунок 5. Тригонограмма стерана в исследованных образцах нефти

Относительно низкое содержание вязкости (<1.8 мПа·с) пластовой нефти во всех исследованных скважинах Восточного Урихтайа вызвано тем, что все нефти Восточного Урихтайа не подверглись биодеградаци, на что указывает присутствие всех n -алканов и отсутствие нафтенных горб на их хроматограммах, что логично если учесть глубокую глубину залегания (>4000 м и ниже) залежи КТ-II, где вряд ли, выдержит бактериальная активность, которая отвечает за бактериальное разложение нефти.

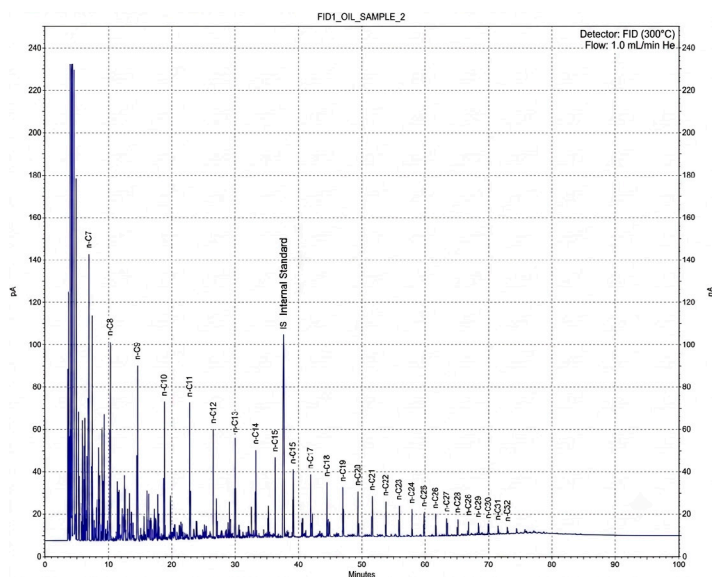


Рисунок 6. Хроматограмма представительной нефти ВУ-2

Присутствие серосодержащих компонентов и серы в нефтях Восточного Урихтау объясняется тем, что по результатам биомаркерного анализа нефти Восточного Урихтау образовались из карбонатной нефтематеринской породы, где серосодержащие компоненты такие как метилдибензотиофены, этилмеркаптаны, метилмеркаптаны (рис. 7), которые идентифицировались в наших предыдущих исследованиях, не взаимодействуют с другими минералами и отражаются в составах нефти [10-12].

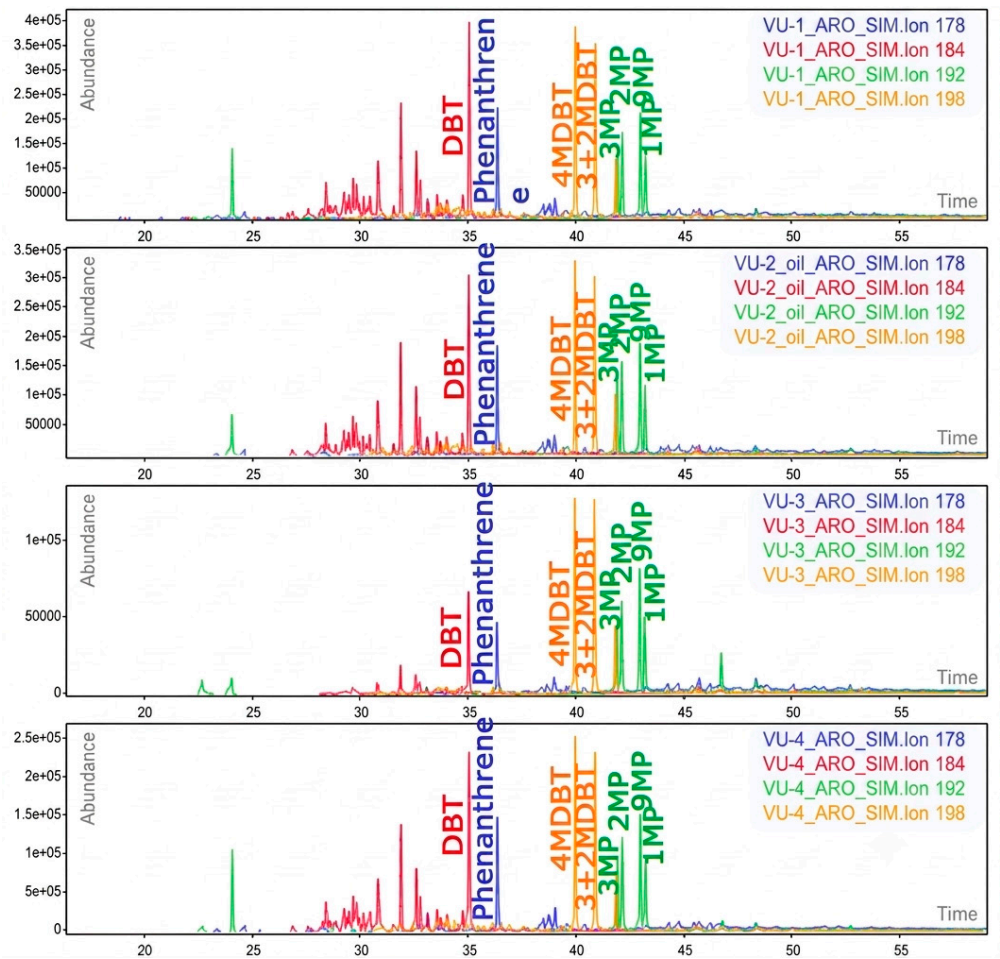


Рисунок 7. Масс-фрагментогаммы дибензотиофена (m/z 184), фенантрена (m/z 178), метилдибензотиофена (m/z 198) и метилфенантронов (m/z 192) в исследованных нефтях

Относительно высокое газосодержание и давление насыщения в нефти скважины ВУ-4, вероятно, обусловлено ее относительно высокой термической зрелостью, по сравнению с нефтями других скважин (рис. 8). Это различие подтверждается и на звездной диаграмме, где проба ВУ-4 демонстрирует отклонения в распределении ароматических параметров, что может быть связано с более глубоким залеганием или более длительной термальной эволюцией материнской породы для нефти ВУ-4 и миграционными процессами, в результате

которых нефть ВУ-4 могла подвергнуться дополнительному термическому воздействию.

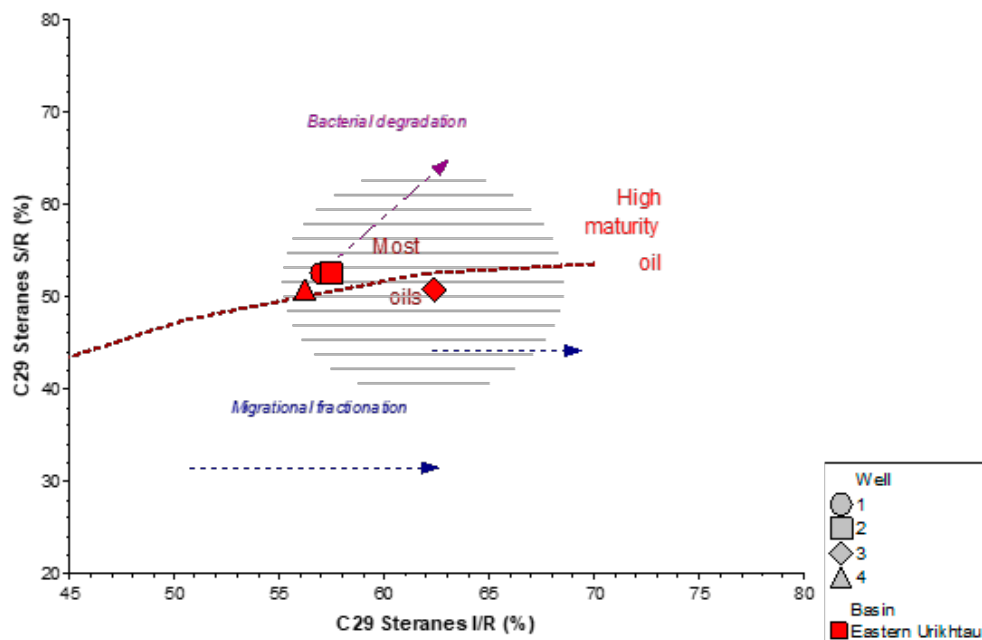


Рисунок 8. График зависимости изомеров стерана C29ααα (S/S+R) от C29 αββ (S+R)/αββ(S+R) + ααα(S+R) в нефтях

В 2025 г. проводился фингерпринтинг нефти 5 проб нефти (ВУ-1, ВУ-2, ВУ-3, ВУ-4 и ВУ-6) месторождения Восточный Урихтау. Все исследованные скважины разрабатывают один и тот же коллекторский горизонт – КТ-II. Сопоставление значений 5 проб нефти исследуемых горизонтов указало на наличие значительного отличия их друг от друга, что отмечается разными цветами и фигурами. Судя по рисунку 10 видно, что «звездные» диаграммы проб отличаются между собой, что говорит о разобщенности пластов между ними. Также было выполнено сопоставление нефтей исследуемых скважин (№№ ВУ1-4, ВУ-6) с нефтями скважин, которые были анализированы в 2022 году.

По данным фингерпринтинга установлено, что нефти всех скважин демонстрируют разные хроматографические отпечатки, что свидетельствует об отсутствии гидродинамической связи между коллекторами. Значительное расхождение в отпечатках демонстрирует скважина №4 (рис. 10). Однако, залежи нефти в изученных скважинах формировались в сходных геологических условиях и, вероятно, относятся к единой нефтематеринской системе.

Заключение

Проведенные геохимические исследования нефтей месторождения В.Урихтау позволили установить следующие ключевые закономерности:

- Нефти сформировались из морской карбонатной нефтематеринской породы в палеозойский период, что подтверждается биомаркерными анализами.

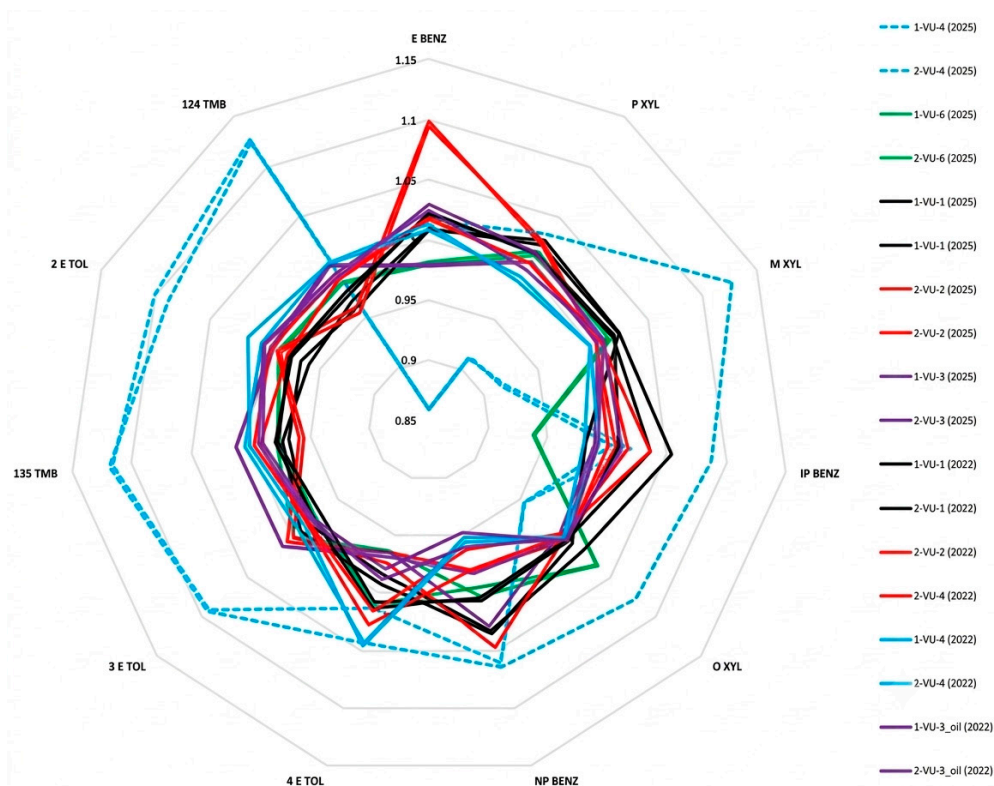


Рисунок 9. Фингерпринтинг нефти отобранных в 2022 и 2025 гг.

- Однако наблюдаются различия в плотности, вязкости и газосодержании, что связано с разной степенью термической зрелости и условиями миграции.
- Различия в «отпечатках» нефтей (фингерпринтинг LTM-GC) коррелируют с неоднородностью коллекторов и разобщенностью пластов.
- Разные плотности нефтей объясняются вариациями в составе ароматических углеводородов, что отражается на звездных диаграммах.
- Повышенное газосодержание и давление насыщения в ВУ-4 связаны с более высокой термической зрелостью, что подтверждается отклонениями в распределении ароматических углеводородов.
- Эти различия могут быть обусловлены глубинными процессами (более интенсивный прогрев, миграция через разломы).

Таким образом, разность плотностей нефтей Урихтауской группы напрямую связана с вариациями их молекулярного состава, выявляемыми методом фингерпринтинга, что подтверждает неоднородность нефтеносных пластов.

Список использованной литературы

1. Сейтхазиев Е.Ш. Отчеты лаборатории геохимических исследований нефти, воды и породы Атырауского филиала «КМГ Инжиниринг», 2016–2025 гг.

2. Абилхасимов Х.Б. Типизация разрезов палеозойского комплекса восточного борта Прикаспийской впадины. «Нефть и газ» 2021, №1 (121) с. 6-25.
3. Сейтхазиев Е.Ш., Тасеменов Е.Т., Досмухамбетов А.К., Абсаямов Д.Б. Генетические типы нефтей продуктивных отложений южной части Прикаспийского бассейна. Современные методы разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами и нетрадиционными коллекторами – 2019 – 2, с. 416-428.
4. Сейтхазиев Е.Ш. Генетическая типизация карбонатной нефти на месторождениях южной части Прикаспийского бассейна. SOCAR proceedings – 2019 – 3, с. 40-60.
5. Сейтхазиев Е.Ш., Тасеменов Е.Т. Молекулярный и изотопный состав углерода в пробах попутного газа. Нефть и Газ – 2019 – 5 (113), С.64-79.
6. Сейтхазиев Е.Ш., Сарсенбеков Н.Д. Интерпретация результатов геохимических исследований нефти и воды на примере одного месторождения (Республика Казахстан). Геология нефти и газа – 2020 – 3, С.1-25.
7. Джарасова Т., Сейтхазиев Е., Латипова А. Геохимические особенности и условия формирования нефти на месторождении Алибекмола (Прикаспийский бассейн). IV Научно-практическая конференция по нефтяной гидрогеологии, геохимии и гидродинамическому моделированию «Практика ГеоХимия 2025» (Казань, 2025) DOI:10.38006/00255-449-2.2025.1.267
8. Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. The Biomarker Guide. – Cambridge University Press, 2005. – 1155 p.
9. Peters, K.E., Moldowan, J.M. The Biomarker Guide: Interpreting Molecular Fossils in Petroleum and Ancient Sediments. Cambridge University Press (UK, 1993).
10. Seifert W. K. and Moldowan J. M. Applications of steranes, terpanes and monoaromatics to the maturation, migration and source of crude oils. Geochimica et Cosmochimica Acta – 1978 – 42, P.77–95. [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(78\)90219-3](https://doi.org/10.1016/0016-7037(78)90219-3)
11. Moldowan, J. M. and Fago, F. J. Structure and significance of a novel rearranged monoaromatic steroid hydrocarbon in petroleum / // Geochimica et Cosmochimica Acta – 1986 – 50, p.343–351.
12. Seitkhaziyev Y., Jarassova T. Application of Oil Fingerprinting and Biomarker Analysis to Study Fluid Connectivity and Reservoir Isolation and Genetic Typing of Oil Obtained from the Eastern Caspian Basin (Kazakhstan). SPE Caspian Technical Conference and Exhibition, Atyrau, Kazakhstan, 26 – 28 November 2024. <https://doi.org/10.2118/223407-MS>

ШЫҒЫС ӨРІКТАУ КЕН ОРНЫНДАҒЫ МҰНАЙЛАРДЫҢ ГЕОХИМИЯЛЫҚ СИПАТТАМАСЫ ЖӘНЕ ФИНГЕРПРИНТИНГІ

Е.Ш.Сейтхазиев, Т.С.Джарасова, Р.Рахымберди

Мақалада 2016–2025 жылдар аралығында Шығыс Өріктау кен орнының (Каспий маңы ойысының шығыс бөлігі) мұнайларына жүргізілген кешенді гео-

химиялық зерттеулердің нәтижелері келтірілген. Газды хроматография (ГХ), хромато-масс-спектрометрия (ГХ-МС) және төмен термиялық массасы бар аспапта (LTM-GC) фингерпринтинг әдістерін қолдану арқылы КТ-II горизонтының коллекторын игеретін ВУ-1, ВУ-2, ВУ-3, ВУ-4 және ВУ-6 ұңғымаларынан алынған мұнайлардың молекулалық құрамы, биомаркерлік параметрлері және хош иісті «іздері» зерттелді. Мұнайлардың теңіздік карбонатты мұнай өндіруші жыныстан (II типті кероген) қалпына келтіру жағдайында қалыптасқаны анықталды. Барлық мұнайлар биодеградацияға ұшырамағанымен сипатталады, бұл хроматограммаларда n-алкандардың сақталуымен дәлелденеді. $C_{29}\alpha\alpha\alpha S/(S+R)$ және $C_{29}\alpha\beta\beta/(\alpha\beta\beta+\alpha\alpha\alpha)$ стеран изомерлерінің мәнделері бойынша зерттелген мұнай үлгілерінің барлығы термиялық жағынан жетілген болып табылады. Фингерпринтинг әдісімен қабаттардың гидродинамикалық оқшауланғаны дәлелденді, бұл хош иісті компоненттердің жұлдызды диаграммаларындағы айырмашылықтармен расталады. Физика-химиялық қасиеттердің (тығыздық, тұтқырлық, газ мөлшері) анықталған өзгерістері құрамның әркелкілігімен және жатындардың термиялық эволюциясымен байланысты. Алынған нәтижелер Өріктау тобының кен орындарында игеру жүйесін негіздеу, өнімді горизонттардың флюидтік байланысын бағалау және геологиялық-техникалық іс-шараларды жоспарлау үшін практикалық маңызға ие.

Түйінді сөздер: мұнай геохимиясы, биомаркерлер, газды хроматография, ГХ-МС, фингерпринтинг, Шығыс Өріктау, карбонатты мұнай өндіруші жыныс, термиялық жетілу, қабаттардың оқшаулануы.

Информация об авторах

Сейтхазиев Есимхан Шереханович – заведующий лабораторией геохимических исследований нефти, воды и породы, Y.Seitkhaziyev@kmge.kz

Джарасова Толганай Советкановна – эксперт лаборатории геохимических исследований нефти, воды и породы, t.jarassova@kmge.kz.

Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг», г.Атырау, Казахстан

Рахымберди Рауан – заместитель генерального директора по геологии и разработке, главный геолог, r.rakhymberdi@uo.kmg.kz

ТОО «Урихтау Оперейтинг», г.Актобе, Казахстан

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СИНЕРГЕТИЧЕСКОГО ЭФФЕКТА ПРИ СМЕШЕНИИ РАЗЛИЧНЫХ СОРТОВ НЕФТИ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДЕЭМУЛЬСАЦИИ

К.О. Оринбасаров

В работе представлены результаты исследования эффективной деэмульсации сырых нефтей месторождений Акшабулак и Арысь, а также их смесей при различных соотношениях. Установлено, что наиболее значительное снижение вязкости наблюдается при смешении нефтей в соотношении 1:1. Выявлено, что оптимальное смешение нефтей способствует снижению гидродинамического сопротивления и повышению коэффициента деэмульсации за счет изменения прочности межфазных слоев на поверхности водных

глобул. Полученные результаты подтверждают эффективность смешения нефтей различного состава для улучшения их реологических и химических свойств.

Ключевые слова: водонефтяная эмульсия, деэмульсация, подготовка нефти.

Введение

Соотношение компонентов сырьевых смесей (двух или более нефтей, различных фракций и т. д.) обычно выбирают экспериментально. Такой выбор может быть трудоемким и технически сложным. В [1] предложен достаточно универсальный метод определения оптимального компонентного состава смесей на основе многократно экспериментально подтвержденной экстремальной зависимости физико-химических параметров смесей от соотношения в них компонентов или концентрации добавок, т. е. неаддитивности ряда свойств смесей нефтяных систем. Любой из обнаруженных экстремумов указывает на потенциально оптимальное состояние сырьевой смеси.

Для выявления таких «особых» точек используют легко определяемые параметры, например, температура начала или конца кипения, плавления или кристаллизации, вязкость, оптические или другие характеристики. Примечательно, что эти параметры прямо связаны со структурой нефтяных дисперсных систем на разных масштабах (макроскопическом, мезоскопическом и микроскопическом) взаимодействиями. Видимо, причину резких изменений свойств следует искать в физике таких явлений, как трансформация структур, разрыв и образование связей, переходные процессы и др.

Традиционные способы подготовки нефтяного сырья (водонефтяных эмульсий) в промышленных условиях связаны с применением деэмульгаторов. Усилия исследователей в основном сосредоточены на разработке деэмульгаторов оптимального состава для конкретного объекта с определением эффективности их действия в лабораторных и промышленных условиях. Скрытые резервы повышения эффективности разрушения водонефтяных эмульсий могут быть выявлены путем применения принципа рационального смешения как компонентов деэмульгатора [2], так и исходного нефтяного сырья. Последний прием повышения эффективности деэмульсации сырых нефтей практически не используется.

Основная часть

В данной работе рассматривается оптимизация подготовки нефтей на примере нефтей месторождений Арысь и Акшабулак. Эти высокопарафинистые нефти относятся к классу малосернистых и типу легких нефтей. Содержание пластовой воды в отобранных пробах водонефтяных эмульсиях месторождений варьировалось в пределах 3,2 – 16,0% (масс.).

Известно [3], что в формировании структуры адсорбционно-сольватного стабилизирующего слоя водонефтяных эмульсий участвуют как природные эмульгаторы, присутствующие в нефти, так и высокоплавкие парафины. Не обладая поверхностной активностью, кристаллики парафинов адсорбируются со стороны нефтяной фазы и упрочняют стабилизирующий слой. Физико-химические и технологические свойства многокомпонентных систем зависят от микроструктуры и химического состава, поэтому естественно было предположить различие в условиях эффективного разрушения стабилизирующего слоя водонефтяных

эмульсий месторождений Арысь и Акшабулак, что подтверждается результатами деэмульсации как самих этих нефтей, так и их смесей.

Определение оптимального деэмульгирующего состава для нефтяного сырья проводилось по разработанной экспресс-методике ЗАО «Химеко-ГАНГ» [4]. Методика состоит из проведения деэмульсации согласно плану эксперимента, составления модели, автоматизированной математической обработки полученных результатов и графического анализа по диаграмме «состав – свойство».

В качестве компонентов композиционного деэмульгатора были выбраны ПАВ с преобладанием свойств диспергирования, пленкообразования, солюбилизации. Это представители блок-сополимеров (I) и (II) на основе оксидов алкиленов разветвленной структуры с массовой долей компонентов соответственно (x_1), (x_2) и линейной структуры (III) – (x_3) с массовой долей. Различие структурного строения, гидрофильно – липофильного баланса (далее – ГЛБ), поверхностных и объемных свойств определяет широкий диапазон свойств деэмульгирующих композиций и возможность подстройки состава для наиболее эффективного разрушения стабилизирующего слоя исследуемых водонефтяных эмульсий.

Результаты исследования

Деэмульсация проводилась методом термохимического отстоя при параметрах, приближенных к промышленным условиям: температуре – 50°C, времени отстоя – 2 часа, удельном расходе деэмульгатора – 50 г/т нефти. Зависимость коэффициентов деэмульсации от композиционного деэмульгирующего состава согласно плану эксперимента представлена в табл. 1. В результате математической обработки экспериментальных данных получены диаграммы «состав – свойство», которые на двумерном симплексе отражают состав наиболее эффективных деэмульгаторов. На рис. 1 представлена диаграмма «состав – свойство» для нефтяного сырья месторождения Арысь. Полного разрушения водонефтяной эмульсии не обеспечил ни один из деэмульгирующих составов, а наибольшей эффективностью – коэффициент деэмульсации 92% (об.) – обладает двухкомпонентный состав: 55% (масс.) разветвленного блок-сополимера (I) и 45% (масс.) линейного блок-сополимера (III). На рис. 2 изображена диаграмма «состав – свойство» для нефтяного сырья месторождения Акшабулак. Максимальный коэффициент деэмульсации – 64% (об.) – достигается при применении двухкомпонентного состава: 40% (масс.) разветвленного блок-сополимера (I) и 60% (масс.) линейного блок-сополимера (III).

Оказалось, что смесь водонефтяных эмульсий двух месторождений в соотношении 1:1 (об.) при тех же параметрах деэмульсации и тех же деэмульгирующих компонентах разрушается эффективнее, чем отдельные эмульсии (рис. 3). Коэффициент деэмульсации 100% (об.) достигается при множестве двух- и трехкомпонентных составов, заключенных внутри области на диаграмме, примыкающей к грани (x_2) – (x_3). Целесообразно применять как двухкомпонентные составы, включающие 70-50% (масс.) разветвленного блок-сополимера (I) и 30-50% (масс.) линейного блок-сополимера (III), так и трехкомпонентные составы путем добавления к указанным композициям до 35% (масс.) разветвленного блок-сополимера (II).

В результате смешения разносортного нефтяного сырья происходит перераспределение компонентов, качественное изменение структуры и коллоидного состояния адсорбционно-сольватного стабилизирующего слоя смеси водонефтяной эмульсии. Обнаруженный синергетический эффект взаимодействия

нефтяного сырья месторождений Арысь и Акшабулак указывает на то, что при смешении происходит снижение прочности стабилизирующего слоя, которое приводит к увеличению коэффициента деэмульсации и улучшению обезвоживания и обессоливания смеси нефтяного сырья.

Таблица 1. Коэффициенты деэмульсации нефтяного сырья месторождений Арысь, Акшабулак и их смеси в соотношении 1:1 (об.) в зависимости от композиционного состава согласно плану эксперимента

№ п/п (соответствует вариантам композиции)	Коэффициенты деэмульсации, % (об.), нефтяного сырья		
	Арысь	Акшабулак	Смесь в соотношении 1:1 (об.)
1	86	50	67
2	66	25	40
3	72	0	73
4	66	25	67
5	76	0	87
6	90	62	100
7	69	0	100
Без реагента	0	0	0

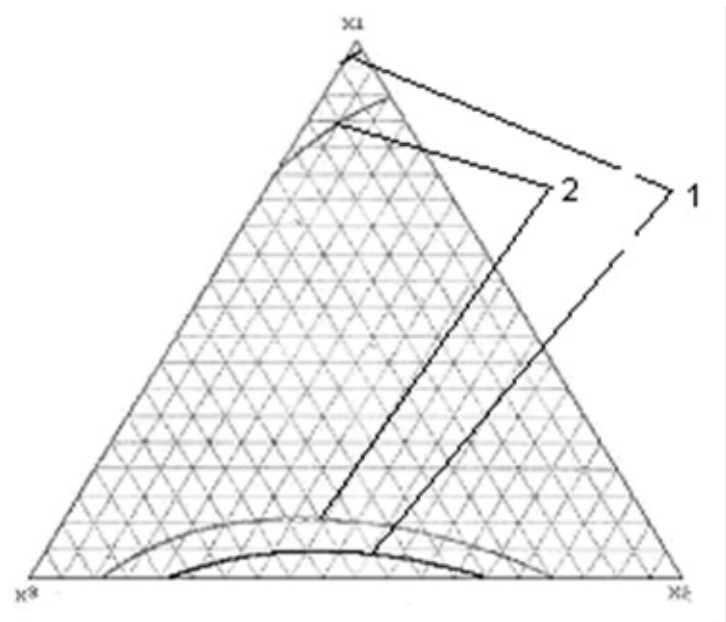


Рисунок 1. Диаграмма трехкомпонентной системы, иллюстрирующая область оптимального состава деэмульгатора для промысловой эмульсии месторождения Арысь

1 – области, ограниченные кривыми 1 и гранями, примыкающими к ним – коэффициент деэмульсации 85% (об.); 2 – коэффициент деэмульсации 80% (об.)

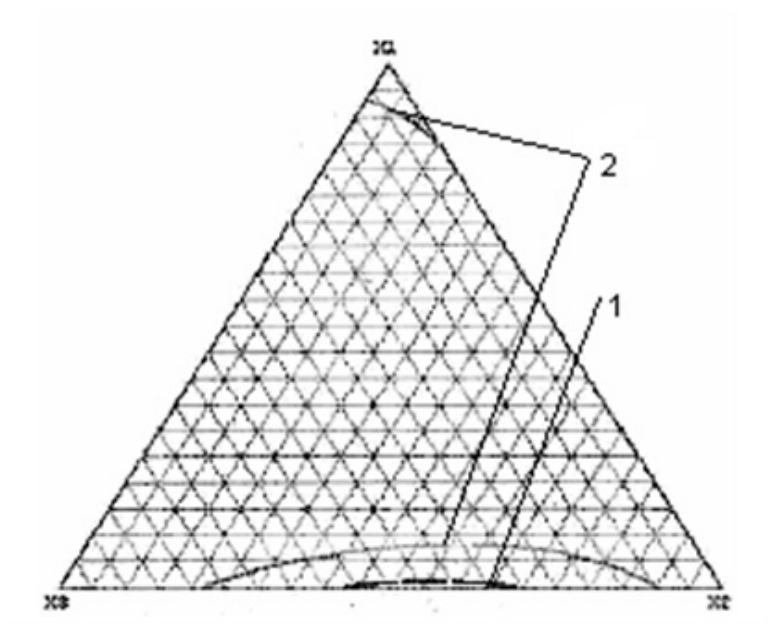


Рисунок 2. Диаграмма трехкомпонентной системы, иллюстрирующая область оптимального состава деэмульгатора для промысловой эмульсии месторождения Акшабулак

1 – область, ограниченная кривой 1 и гранью – коэффициент деэмульсации 60% (об.); 2 – области, ограниченные кривыми 2 и примыкающими гранями коэффициент деэмульсации 40% (об.)

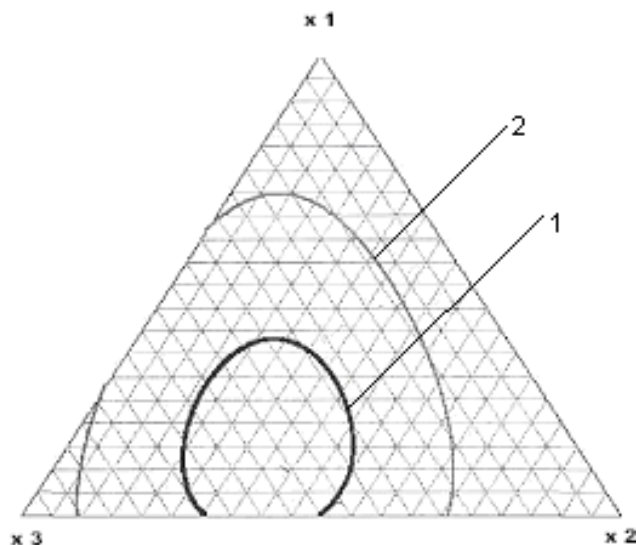


Рисунок 3. Диаграмма трехкомпонентной системы, иллюстрирующая область оптимального состава деэмульгатора для смеси промысловых эмульсий месторождений Арысь и Акшабулак в соотношении 1:1 (об.)

1 – область между кривой 1 и гранью – коэффициент деэмульсации 100% (об.);
2 – коэффициент деэмульсации 85% (об.)

Измерения эффективной вязкости сырых нефтей месторождений Акшабулак и Арысь и их смесей, взятых в различных соотношениях, показали, что при соотношении 1:1 достигается существенное уменьшение вязкости смеси нефтей, особенно ярко выраженное при пониженных температурах (рис. 4, 5).

Исследования микроструктуры нефтей и их смесей при нормальных условиях показали, что дисперсность смеси нефтей существенно понижается по сравнению с дисперсностью исходных нефтей.

Таким образом, смешение сырых нефтей различного состава в оптимальном соотношении позволило эффективно снизить, в первую очередь, вязкость эмульсии и, следовательно, гидродинамическое сопротивление прослойки нефти вытеканию из зазора между каплями воды (рис. 4, 5). Кроме того, в результате смешения нефтей произошли существенные изменения прочности межфазных слоев на поверхности глобул воды, что привело к увеличению коэффициента деэмульсации смесового нефтяного сырья в сравнении с сырьем отдельных месторождений Арысь и Акшабулак.

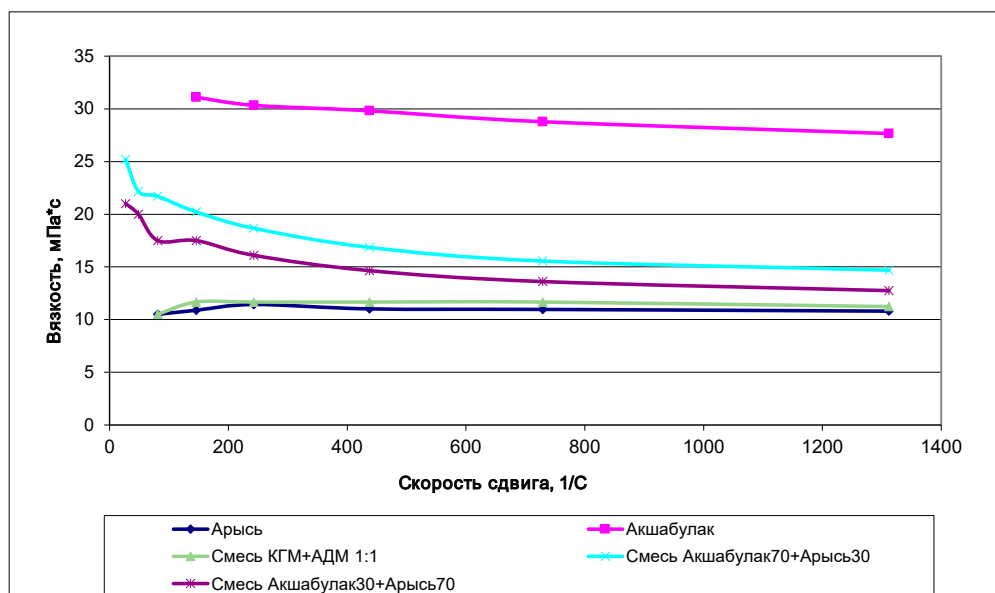


Рисунок 4. Зависимость вязкости нефтяного сырья от скорости сдвига при 20°C

Выводы

Результаты исследований показали, что смешение сырых нефтей месторождений Акшабулак и Арысь в оптимальном соотношении 1:1 приводит к существенному снижению эффективной вязкости смеси. Установлено, что при этом уменьшается дисперсность нефтяной системы, что положительно влияет на ее текучесть и снижает гидродинамическое сопротивление. Определены области 100%-ной деэмульсации смесей на диаграммах «состав – свойство», что не наблюдается для индивидуальной эмульсии Акшабулак. Таким образом, смешение нефтей различного состава может рассматриваться как эффективный способ улучшения деэмульсации нефтяных эмульсий.

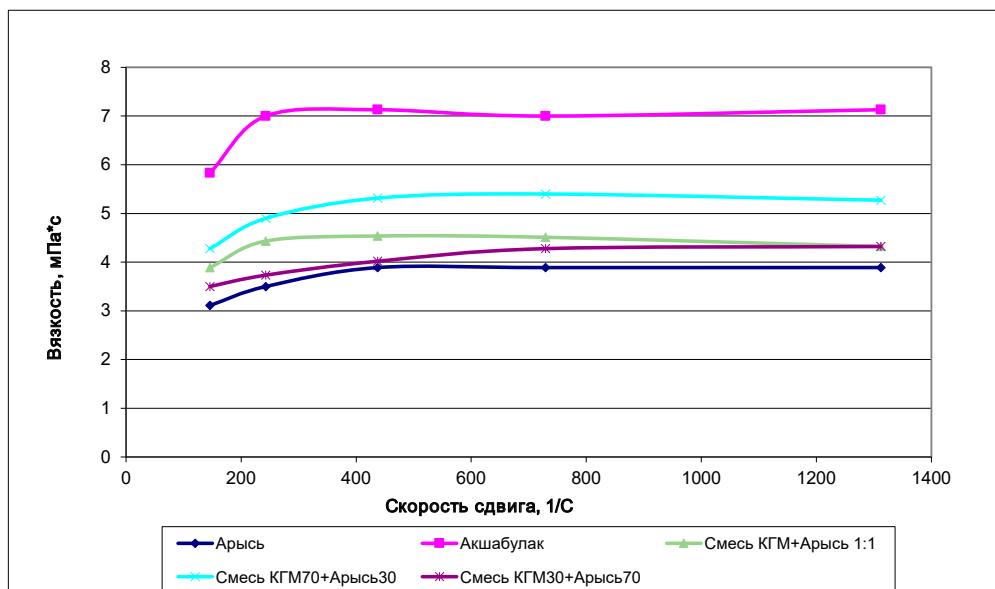


Рисунок 5. Зависимость вязкости нефтяного сырья от скорости сдвига при 50°C

Список использованной литературы

1. Сюняев З.И., Сюняев Р.З., Сафиева Р.З. Нефтяные дисперсные системы. М., Химия, 1990. – 224 с.
2. Климова Л.З., Калинина Э.В., Гаевой Е.Г., Силин М.А., Кошелев В.Н. Принцип подбора оптимального состава высокоэффективного деэмульгатора водонефтяных эмульсий. // Нефтехимия, 1999, т.39, № 3, -226-233 с.
3. Позднышев Г.Н. Стабилизация и разрушение нефтяных эмульсий. – М.: Недра, 1982. – 222 с.
4. Климова Л.З. Получение, исследование свойств и применение новых де-эмульгаторов водонефтяных эмульсий: Дисс... канд. техн. наук. – Москва., 2002. – 169 с.

ӘРТҮРЛІ МҰНАЙ ТҮРЛЕРІН АРАЛАСТЫРҒАНДАҒЫ СИНЕРГЕТИКАЛЫҚ ӘСЕРДІ ҚОЛДАНЫП ДЕЭМУЛЬСАЦИЯ ТИІМДІЛІГІН АРТТЫРУ

К.О. Оринбасаров

Мақалада Акшабұлақ және Арыс кен орындарының шикі мұнайларын, сондай-ақ олардың қоспаларын әртүрлі арақатынаста тиімді араластырығандағы деэмульсиялаудың зерттеу нәтижелері ұсынылған. Тұтқырлықтың едәуір азайуы мұнайдың 1:1 қатынасында араласуы кезінде байқаладығы анықталды. Мұнайдың оңтайлы араласуы гидродинамикалық кедергіні төмендетуге және су глобулаларының бетіндегі фазааралық қабаттардың беріктігін өзгерту арқылы деэмульсация коэффициентін арттыруға ықпал ететіні

анықталды. Алынған нәтижелер араласқан әртүрлі құрамдағы мұнайдың реологиялық және химиялық қасиеттерін жақсарту тиімділігін арттыратын-дығын растайды.

Түйінді сөздер: Су-мұнай эмульсиясы, деэмульсация, мұнайды дайындау.

Информация об авторах

Оринбасаров Куанышбек Оринбасарович – эксперт управление технологии транспортировки и подготовки нефти, газа и воды, *K.Orinbassarov@kmge.kz*
ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Астана, Казахстан

ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ГЕЛИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ В МАНГИСТАУСКОЙ ОБЛАСТИ

**И.Т. Есполов, Г.С. Камариденова, А.Т. Бекмаганбетова, Ө.С. Төлебай,
Г.Е. Дабисов, Ғ.М. Махмутов, С.А. Жугинисова**

В статье представлены результаты комплексного исследования возможности извлечения гелия из природного и попутного нефтяного газа на месторождении в Мангистауской области. Работа выполнена на основе анализа геолого-промысловых данных, результатов лабораторных исследований и прогнозных показателей добычи газа, что позволило сформировать исходную базу для предварительной оценки проекта. Особое внимание уделено обоснованию выбора технологической схемы извлечения гелия при его низкой концентрации, а также оценке влияния параметров процесса на эффективность извлечения.

Разработана концепция интеграции установки в существующую инфраструктуру подготовки газа с учетом действующих технологических ограничений. Выполнены расчёты материального баланса, оценка производственных показателей и технико-экономический анализ, включая чувствительность к ключевым факторам. Показано, что применение мембранно-адсорбционной технологии позволяет обеспечить извлечение гелия до 80% с формированием малотоннажного производства. Отдельно рассмотрены вопросы ресурсной обеспеченности, стабильности сырьевой базы и влияния состава газа на показатели процесса. Определены ограничения и условия, при которых проект является технически и экономически целесообразным. Полученные результаты могут использоваться для дальнейшей детализации проектных решений и инвестиционной оценки.

Ключевые слова: гелий, природный газ, попутный газ, мембранная сепарация, адсорбционная очистка, материальный баланс, технико-экономическая оценка.

Введение

В условиях усложнения структуры ресурсной базы и роста требований к эффективности нефтегазовых проектов возрастает значение комплексной переработки сырья. Особую роль начинают играть компоненты, ранее не рассмат-

ривавшиеся как самостоятельные продукты, но обладающие высокой добавленной стоимостью.

Гелий является одним из таких компонентов. Его уникальные свойства – химическая инертность, низкая температура кипения и высокая теплопроводность – делают его незаменимым в ряде отраслей. При этом природные источники гелия ограничены, а его добыча напрямую связана с переработкой природного газа.

На современном этапе развития отрасли наблюдается переход от освоения месторождений с высоким содержанием гелия к переработке газов с низкой концентрацией данного компонента. Это требует пересмотра подходов к технологии извлечения и экономике проектов.

Настоящая работа направлена на оценку возможности извлечения гелия из газа исследуемого месторождения, включая анализ сырьевой базы, технологических решений и экономической эффективности.

Характеристика месторождения

Месторождение 1 расположено в Мангистауской области Республики Казахстан и относится к числу крупных объектов с длительной историей разработки.

С точки зрения организации добычи месторождение характеризуется:

- развитой сетью добывающих скважин;
- наличием системы сбора и подготовки продукции;
- функционирующей установкой предварительной подготовки газа (далее – УППГ);
- наличием газотранспортной инфраструктуры.

Отдельного внимания заслуживают условия эксплуатации. Резко континентальный климат, высокая запыленность и температурные перепады предъявляют повышенные требования к надежности оборудования и устойчивости технологических процессов.

Геология

Геологическое строение месторождения характеризуется сложной стратиграфией и многопластовостью. В разрезе выделяются отложения триасового, юрского и мелового возраста.

Состояние запасов и динамика их изменения представлены в табл. 1. Анализ показывает, что несмотря на длительную эксплуатацию, месторождение сохраняет значительный потенциал по добыче газа [1].

Таблица 1. Состояние запасов газа по м/р 1 на 01.01.2024 г.

Наименование	Начальные запасы газа, млн м³		Накопл. добыча газа	Остаточные запасы газа на 01.01.2023 г.		КИГ, д. ед.		Отбор от НИЗ, %
	НГЗ	НИЗ		геологические	извлекаемые	конечный	текущий	
Природный газ	31397	22014	9067	22330	12947	0,701	0,289	41,2%
Попутный газ	19002	6882	4468	14534	2414	0,362	0,235	64,9%
Газ газовых шапок	7831	7830	3	7828	7827		0,000	
ВСЕГО	58230	36726	13538	44691	23187	0,631	0,232	36,9%

*НГЗ – Начальные геологические запасы, НИЗ – начальные извлекаемые запасы
КИГ – Коэффициент извлечения газа*

Разработка месторождения

По состоянию на 2023 год добыча газа составляет 532,1 млн м³, что свидетельствует о стабильной работе месторождения.

Прогноз добычи (рис. 1) показывает типичную для зрелых месторождений динамику:

- удержание плато добычи в краткосрочной перспективе;
- постепенное снижение в долгосрочной перспективе.

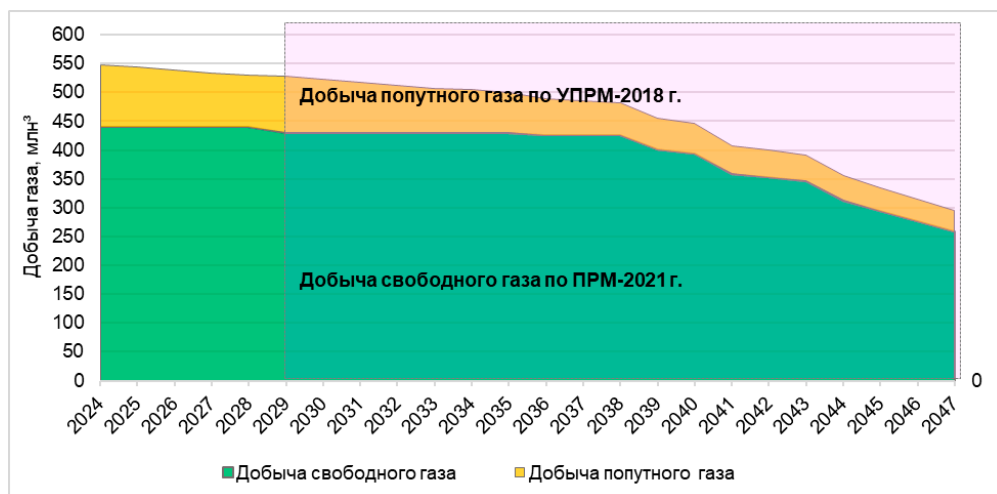


Рисунок 1. Прогнозный профиль добычи газа месторождения 1

УПРМ – уточненный проект разработки месторождения,

ПРМ – проект разработки месторождения

С точки зрения извлечения гелия это имеет двойственное значение:

- с одной стороны, наличие стабильного потока газа обеспечивает загрузку установки;
- с другой – снижение добычи требует гибкости технологической схемы.

Таким образом, проект должен быть рассчитан на работу в условиях переменной загрузки.

Физико-химические свойства газа

Компонентный состав газа приведен в табл. 2. Газ характеризуется высоким содержанием метана и низкой долей примесей.

Содержание гелия находится в диапазоне 0,031–0,051% мол., что соответствует категории низкоконцентрированных газов.

Таблица 2. Компонентный состав газа м/р 1

Тип газа	Природный		Попутный
Место отбора	Вход УППГ	Выход УППГ	Выход ГКС
Компонентный состав, % мол.			
Гелий	0,031	0,05	0,051
Углекислый газ	0,118	0,104	0,53
Азот	3,302	3,865	4,25

Метан	94,73	95,24	91,21
Этан	0,526	0,62	2,3
Пропан	1,27	0,67	1,01
i-Бутан	0,015	0,017	0,33
n-Бутан	0,007	0,011	0,17
Пентан	0,007	0,02	0,16
Плотность, ст. усл. г/см³	0,705	0,698	0,734

*ГКС – Газокомпрессорная станция

Важной особенностью является «чистота» газа:

- низкое содержание CO₂;
- отсутствие H₂S;
- низкое содержание тяжелых углеводородов.

Это существенно упрощает технологическую схему и снижает требования к предварительной очистке.

Технологические решения

В рамках работы были рассмотрены различные варианты извлечения гелия, включая криогенные, адсорбционные и мембранные технологии [2]. С учетом низкой концентрации гелия и ограниченных объемов газа оптимальным решением признана мембранно-адсорбционная схема.

Подготовка газа осуществляется на УППГ (рис. 2), после чего газ планирует- ся направить на установку извлечения гелия (рис. 3).

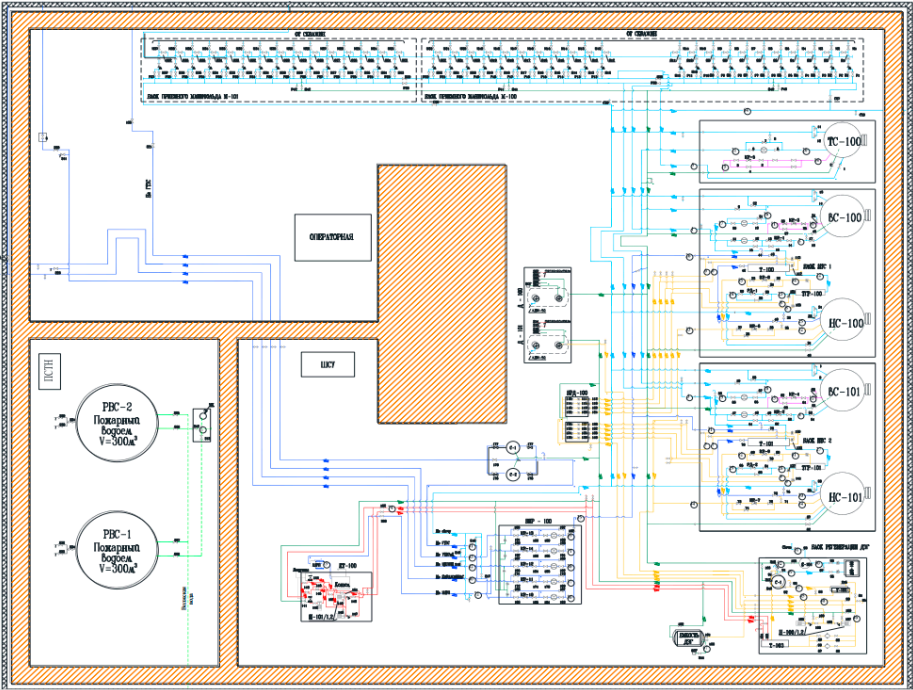


Рисунок 2. Технологическая схема УППГ ПУ «Х»

*ПУ – производственное управление

Структурная схема процесса приведена на рис. 4.

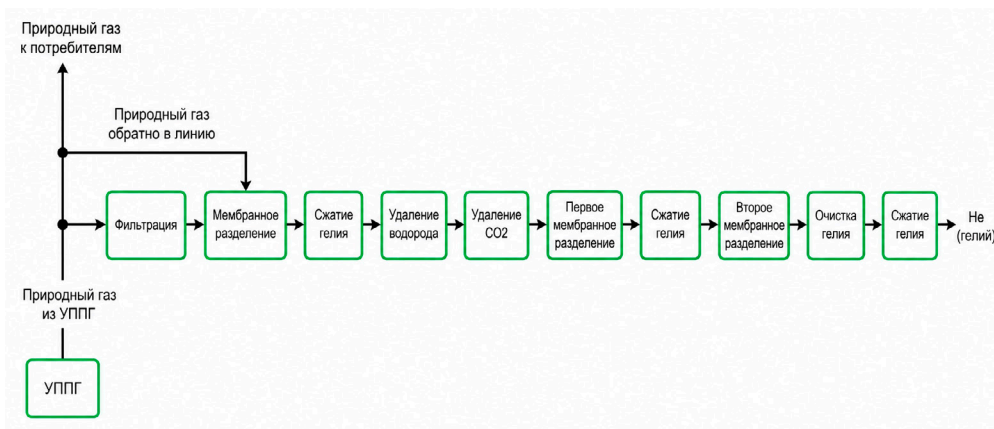


Рисунок 3. Структурная схема процесса извлечения гелия

Процесс извлечения гелия включает последовательные стадии:

- первичное мембранное разделение;
- многоступенчатое концентрирование;
- адсорбционную очистку (далее – PSA);
- компримирование.

Мембранное разделение (рис. 4) основано на различии скоростей диффузии компонентов [3].

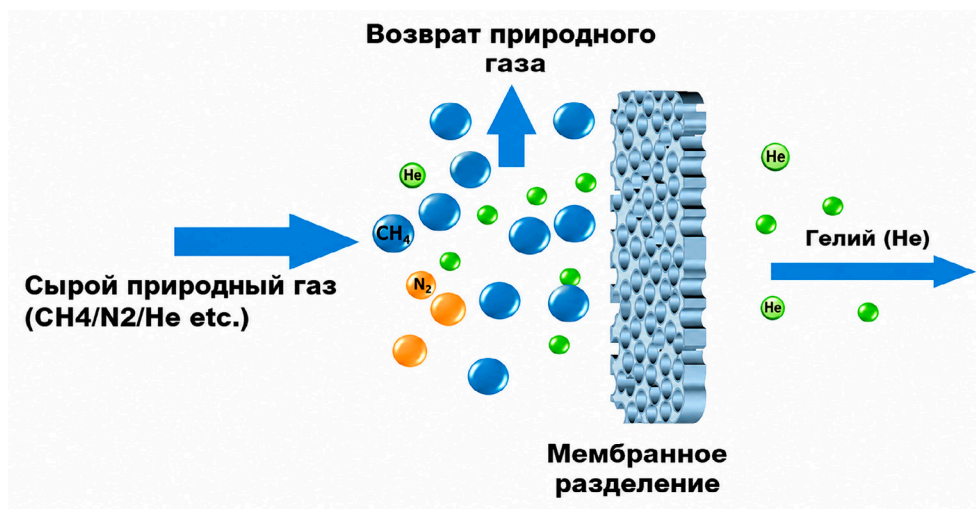


Рисунок 4. Мембранное разделение извлечения гелия

Гелий, обладая высокой проницаемостью, проходит через мембрану быстрее других газов (рис. 5.).

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ГАЗОВЫХ ПОТОКОВ В МЕМБРАННОМ КАРТРИДЖЕ

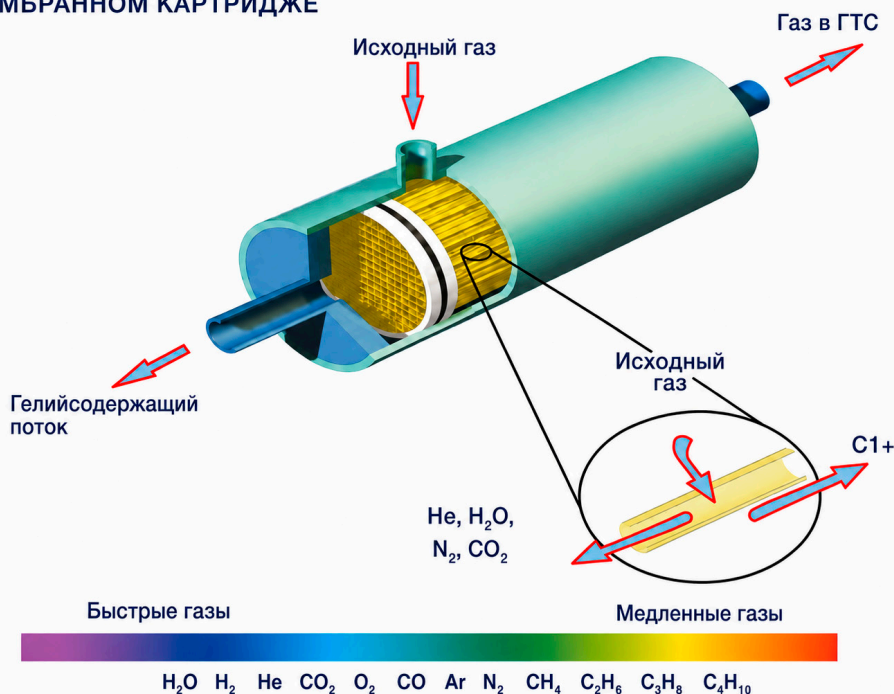


Рисунок 5. Скорость проникновения газа

Выполненные расчёты показали, что при переработке порядка 450 млн м³ газа в год возможно получение до 190 тыс. нм³ гелия.

Особое внимание уделено выбору режимов работы:

- давление подачи;
- степень рециркуляции;
- количество ступеней.

Каждый из этих параметров оказывает существенное влияние на эффективность процесса.

Прогнозный расчёт извлечения гелия на м/р 1 на период с 2027 по 2046 гг. приводит к следующим результатам:

- расход гелия в газе при 100% извлечении находится в пределах от ≈241,15 до 143,8 тыс. нм. м³;
- расход гелия в газе при 80% извлечений находится в пределах от ≈192,92 до 115,04 тыс. нм. м³;
- остаток гелия в газе составляет 20%.

Сырьевая база гелия в мире

Гелий является ограниченным ресурсом, добыча которого осуществляется исключительно как попутного компонента природного газа.

Содержание гелия в природных газах варьируется в широком диапазоне, однако экономически эффективное извлечение возможно лишь при достаточно высоких концентрациях.

Основные производители гелия:

- США;
- Россия;
- Катар;
- Алжир.

В последние годы наблюдается тенденция к вовлечению в переработку газов с низким содержанием гелия, что связано с развитием технологий и ростом спроса.

Маркетинг

Рынок гелия характеризуется устойчивым спросом и высокой зависимостью от ограниченного числа поставщиков.

Динамика цен (рис. 6) показывает значительную волатильность, обусловленную:

- запуском новых проектов;
- изменением логистических цепочек;
- геополитическими факторами.

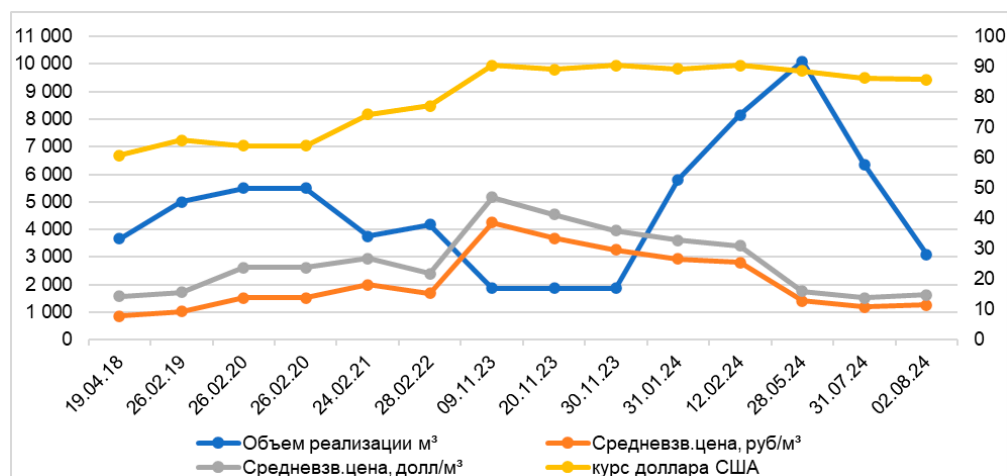


Рисунок 6. Средневзвешенная цена гелия

Себестоимость производства (табл. 3) напрямую зависит от концентрации гелия.

Таблица 3. Ориентировочная себестоимость производства гелия (без учёта процесса NGL)

Содержание гелия в газе-сырце, %	Себестоимость извлечения гелия, долл. США/м³) в ценах 1995 г.)	Примеры источников газового сырья с учетом стоимости попутного товарного продукта
0,005	>100	Атмосферный воздух на воздухоразделительных установках. Ar, Ne, Kr, Xe, жидкие азот и кислород
0,010–0,030	20–40	Газы Западной Сибири, Аляски, Баренцева моря: ШФЛУ, сера, сжиженные пропан-бутан и азот

Содержание гелия в газе- сырце, %	Себестоимость извлечения гелия, долл. США/м³ в ценах 1995 г.)	Примеры источников газового сырья с учетом стоимости попутного товарного продукта
0,050–0,060	10–15	Оренбургское месторождение: ШФЛУ, сера, сжиженные пропан-бутан. Гронинген: ШФЛУ, этан, сжиженные пропан-бутан, азот
0,10–0,30	0,8–2,0	Месторождения Хасси-р-Мель и провинции Ин-Салах (Алжир), а также Ковыткинское (Россия). ШФЛУ, этан, сжиженные пропан-бутан и азот
0,30–0,5	0,5–1,2	Месторождения Мидконтинента (США), Одоляново (Польша), и юга Восточной Сибири (России). ШФЛУ, этан, сжиженные пропан-бутан, азот
>0,5	0, –0,8	Месторождения Мидконтинента (США), а также Райли-Риж (шт. Вайоминг, США). Весь комплекс углеводородных продуктов, жидкий азот, а для последнего также сера и твердая углекислота

ШФЛУ- широкая фракция легких углеводородов

Для рассматриваемого проекта характерна повышенная себестоимость, что требует тщательной оптимизации затрат и выбора технологических решений.

Основные технико-экономические показатели

Основные показатели:

- добыча гелия – до 190 тыс. нм³/год;
- степень извлечения – до 80%.

Экономическая эффективность проекта (табл. 4) определяется балансом между высокой стоимостью продукта и относительно небольшими объемами производства.

Таблица 4. Техничко-экономические показатели

Наименование показателей	Ед. изм.	Вариант 1			Вариант 2		
		при цене PI = 1,3	при цене PI = 1,0	при цене 14 долл. США/м³	при цене PI = 1,3	при цене PI = 1,0	при цене 14 долл. США/м³
Период добычи	гг.	2027–2046	2027–2046	2027–2046	2027–2046	2027–2046	2027–2046
Объем добычи газа	млн м³	8402	8402	8402	8402	8402	8402
Объем реализации гелия	млн м³	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4
Цена реализации гелия на начало	долл. США/м³	24,7	22,4	14,0	25,4	22,9	14,0
Выручка	млн долл. США	99,6	90,5	56,5	102,5	92,5	56,5
OPEX	млн долл. США	71,4	71,4	71,4	71,4	71,4	71,4
CAPEX	млн долл. США	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7
Денежный поток (Cash Flow)	млн долл. США	12,6	5,0	-26,7	15,2	6,9	-26,5
NPV проекта@%	млн долл. США	2,5	0,0	-10,2	2,7	0,0	-11,1
IRR	%	18,33	10,68	не опр-ся	17,10	10,68	не опр-ся
DPP	г.	6,9	не окуп.	не окуп.	6,9	не окуп.	не окуп.
PI		1,30	1,00	-0,25	1,30	1,00	-0,23

Экономическая оценка проекта при принятых прогнозных технологических и текущих макроэкономических параметрах, допущениях по затратам, показывает положительные результаты в случае реализации гелия по цене:

- выше 22,4 долл. США/м³ без НДС для варианта 1,
- выше 22,9 долл. США/м³ без НДС для варианта 2.

Следует отметить, что в 2024 г. цена реализации гелия ООО «Газпром ГНП холдинг» на Санкт-Петербургской международной товарно-сырьевой бирже снижается, в июне 2024 г. составила ~14 долл. США/м³.

В случае применения цены 14 долл. США/м³ NPV проекта составит отрицательное значение -10,2 млн долл. США для варианта 1, и -11,1 млн долл. США для варианта 2.

По показателям эффективности наиболее предпочтительным для КМГ является вариант 1 за счёт рассрочки платежей за капитальные вложения на установку извлечения гелия.

Анализ чувствительности показывает, что ключевыми факторами являются:

- цена гелия;
- капитальные затраты;
- объем перерабатываемого газа.

Точка безубыточности (табл. 5) соответствует уровню цен порядка 15–20 долл./м³.

Таблица 5. Точка безубыточности по основным показателям проекта

Показатели	Ед.изм.	Период осуществления	Базовый вариант	Точка безубыточности	% изменения
CAPEX	млн тг.	2024–2030	5 364	6 988	30%
OPEX	млн тг.	2027–2046	32 843	36 743	12%
VOLUM	млн м ³	2027–2046	3,4	3,1	-9%
PRISE	долл. США/м ³	в 2024 г	24,7	22,4	-9%

В целом проект можно охарактеризовать как:

- технически реализуемый;
- экономически пограничный;
- чувствительный к рыночной конъюнктуре.

Заключение

Проведенное исследование показало, что извлечение гелия из газа исследуемого месторождения возможно при использовании современных технологических решений.

Несмотря на низкую концентрацию гелия, применение мембранно-адсорбционной технологии позволяет обеспечить его промышленное извлечение.

Проект может быть реализован как малотоннажное производство с высокой добавленной стоимостью при условии оптимизации капитальных затрат и учета рыночных факторов.

Список использованной литературы

1. Отчет по исследованию возможности извлечения гелия на месторождении 1 АО «Х», ТОО «КМГ Инжиниринг», 2024, г. Астана.

2. Золототрубова А.А., Кувыкина Н.А. Извлечение гелия из природного газа: классические и новые методы получения гелиевого концентрата и товарного гелия. – Газовая промышленность, Москва, 2018, № 9, с. 100–108.
3. Горбунов В.В., Голубева И.А., Бондаренко Г.Н., Мухаметзянов И.З. Мембранное выделение гелия из природного газа. – Газовая промышленность, Москва, 2021, № 5, с. 74–80.

МАҢҒЫСТАУ ОБЛЫСЫНДАҒЫ КЕН ОРНЫНДА ГЕЛИЙДІ АЛУ МҮМКІНДІГІН ЗЕРТТЕУ

И.Т. Есполов, Г.С. Камариденова, А.Т. Бекмаганбетова, Ө.С. Төлебай,
Г.Е. Дабисов, Г.М. Махмутов, С.А. Жугинисова

Бұл мақалада Маңғыстау облысындағы кен орнында табиғи және ілеспе мұнай газынан гелий алу мүмкіндігін кешенді зерттеу нәтижелері ұсынылған. Жұмыс геологиялық-кәсіпшілік деректерді талдау, зертханалық зерттеулердің нәтижелері және газ өндірудің болжамды көрсеткіштері негізінде орындалды. Оның төмен шоғырлануы кезінде гелийді алудың технологиялық схемасын таңдауды негіздеуге, сондай-ақ алудың тиімділігіне процесс параметрлерінің әсерін бағалауға ерекше көңіл бөлінеді.

Қондырғыны газ дайындаудың қолданыстағы инфрақұрылымына ықпалдастыру тұжырымдамасы әзірленді. Негізгі факторларға сезімталдықты қоса алғанда, материалдық балансты есептеу, өндірістік көрсеткіштерді бағалау және техникалық-экономикалық талдау орындалды. Мембраналық-адсорбциялық технологияны қолдану шағын өндірісті қалыптастыра отырып, 80% дейін гелий алуды қамтамасыз етуге мүмкіндік береді. Жоба техникалық және экономикалық жағынан орынды болып табылатын шектеулер мен шарттар айқындалған.

Түйінді сөздер: *гелий, табиғи газ, ілеспе газ, мембраналық сепарация, PSA, материалдық теңгерім, техникалық-экономикалық бағалау.*

Информация об авторах

Есполов Исагали Турсынбекович – начальник управления нефтегазохимии, i.yespolov@kmge.kz

Камариденова Гаухар Сериковна – эксперт управления геолого-промысловой оценки проектов, g.kamaridenova@kmge.kz

Бекмаганбетова Асемгуль Тлегеновна – ведущий инженер управления газоконденсатных месторождений, a.bekmaganbetova@kmge.kz

Төлебай Өміргүл Смағұлқызы – эксперт управления экономических исследований, o.tolebay@kmge.kz

Дабисов Гани Есенаманович – начальник управления экономических исследований, g.dabissov@kmge.kz

Жугинисова Сара Абиевна – эксперт управления газоконденсатных месторождений, s.zhuginissova@kmge.kz

ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Астана, Казахстан

Махмутов Ғали Мырзаханұлы – ведущий специалист управления соглашениями о разделе продукции и морских проектов, *ga.makhmutov@kmg.kz*
АО НК «КазМунайГаз», г. Астана, Казахстан

РАЗРАБОТКА МОДИФИЦИРОВАННОГО ДИЗАЙНА ВЫРАВНИВАНИЯ ПРОФИЛЯ ПРИЁМИСТОСТИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Е.М. Жауылбаев

Закачка полимерных растворов является эффективным методом выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин на зрелых месторождениях с выраженной неоднородностью коллекторов. Однако повторные обработки на одних и тех же участках, постепенное снижение подвижных запасов, рост цен на химические реагенты, а также волатильность мировых цен на нефть приводят к снижению технико-экономической эффективности мероприятий по выравниванию профиля приемистости (далее – ВПП), что подчеркивает актуальность оптимизации применяемых технологических решений.

В данной работе рассмотрен модифицированный вариант дизайна закачки ВПП, направленный на оценку возможности снижения расхода отдельных химических реагентов за счёт введения альтернативных компонентов при сохранении требуемого объёма и качества закачиваемого гелеобразующего агента, что позволяет обеспечить экономический эффект без ущерба технологической эффективности.

В рамках исследования проведены лабораторные испытания гелеобразующих систем, модифицированных добавлением осадкообразующих агентов. Оценена термостабильность полученных гелей в условиях, приближенных к пластовым параметрам месторождения Узень, а также выполнены фильтрационные эксперименты на керне для определения параметров фильтрации и остаточного сопротивления.

Полученные результаты и разработанные рекомендации обладают практической значимостью и могут быть использованы для повышения технико-экономической эффективности при дальнейшем проведении мероприятий по ВПП на зрелых нефтяных месторождениях.

Ключевые слова: выравнивание профиля приемистости, полимер, гель, гелант.

Введение

В современных условиях разработки нефтяных месторождений повышение эффективности заводнения является одной из приоритетных задач нефтегазовой промышленности. Нагнетательные скважины играют ключевую роль в поддержании пластового давления и обеспечении вытеснения нефти путем заводнения, что напрямую влияет на общий коэффициент извлечения нефти и экономическую эффективность разработки. Однако одним из существенных факторов, ограничивающих эффективность заводнения, является неравномер-

ность профиля приемистости нагнетательных скважин, обусловленная гетерогенностью коллектора и неоднородным распределением проницаемости. Неоднородность коллектора приводит к формированию зон с повышенной и/или пониженной приемистостью закачиваемой жидкости, что вызывает неравномерное вытеснение, преждевременное обводнение отдельных участков пласта, снижение общей эффективности вытеснения нефти, рост затрат на поддержание пластового давления и повышенный риск снижения продуктивности добывающих скважин.

В сложных геолого-физических условиях одна из эффективных мер по устранению неравномерной выработки пластов – применение технологий выравнивания профиля приемистости, основанных на закачке в пласт гелеобразующих полимерных составов, обеспечивающих перераспределение потоков закачиваемого агента.

В настоящее время в рамках одного из нефтегазодобывающих управлений на месторождении Узень применяется унифицированный подход к реализации мероприятий по ВПП, основанный на использовании стандартного дизайна закачки, действующего последние 5 лет. По мере длительной эксплуатации месторождения и естественной деградации гелеобразующих систем во времени возникает необходимость повторного проведения ВПП на ранее обработанных участках, обусловленное необходимостью обеспечения повторного заводнения низкопроницаемых пропластков, ранее слабо вовлечённых в разработку. Однако при повторном применении стандартных составов наблюдается тенденция к снижению технологической эффективности закачек, что обусловлено постепенным уменьшением остаточных подвижных запасов нефти в низкопроницаемых зонах. Кроме того, экономическая рентабельность проведения ВПП усложняется на фоне роста стоимости химических реагентов и волатильности цен на рынке углеводородов.

В связи с изложенным актуальной является задача адаптации действующего подхода путём разработки модифицированного дизайна ВПП, обеспечивающего достижение необходимых технологических параметров при снижении удельного расхода отдельных дорогостоящих компонентов за счёт введения более доступных химических реагентов. Такой подход направлен на повышение общей технико-экономической эффективности проводимых мероприятий, что и определяет актуальность настоящего исследования.

Цель работы: модифицировать текущий дизайн ВПП на месторождении Узень на основе лабораторных исследований с целью снижения расхода сухого полимера за счёт добавления более доступных осадкообразующих агентов при сохранении объёма и качества геля, обеспечив тем самым экономический эффект без ущерба технологической эффективности.

Задачи:

- 1) Приготовить стандартный раствор и растворы с добавлением осадкообразующего агента при разных вариациях;
- 2) Выдержка растворов в термощафе при пластовой температуре месторождения Узень (65°C). Оценить термостабильность гелей согласно установленным временным диапазонам. На основе полученных результатов выбрать подходящие варианты для дальнейших исследований;
- 3) Провести фильтрационные исследования на керне полученных растворов с целью сравнительного анализа;

Материалы

В ходе экспериментов использовалась альб-сеноманская вода, обладающая большей эффективностью по сравнению с другими типами вод, применяемыми на месторождении Узень [1]. В качестве полимеров использовались химические композиции марки «MPS REIS-H» и «MPS REIS-R», сшиватель – ацетат хрома (далее – АХ), а в качестве осадкообразующего агента применялась древесная мука, отобранная с месторождения Узень. Компонентный состав альб-сеноманской воды был получен на основе данных лаборатории промышленной химии и приведён в табл. 1.

Таблица 1. Химический состав альб-сеноманской воды

Наименование показателя	Результаты
рН среды	8,0
Плотность, г/см ³	1,008
Содержание, мг/л:	
–кальция (Ca ²⁺)	280,6
–магния (Mg ²⁺)	401,3
–калия и натрия (Na ⁺ +K ⁺)	3 140,0
–хлоридов (Cl ⁻)	4 497,7
–сульфатов (SO ₄ ²⁻)	2 538,7
–карбонатов (CO ₃ ²⁻)	не обн.
–гидрокарбонатов (HCO ₃ ⁻)	231,8
Суммарная минерализация, мг/л	11 090,1
Тип воды по Сулину	SO ₄ – Na
Общая жесткость воды, мг-экв/л	47,0

Физико-химические показатели используемых полимеров марки «MPS REIS-H» и «MPS REIS-R» также были взяты с данных лаборатории промышленной химии представлены в табл. 2.

Таблица 2. Физико-химические показатели полимеров «MPS REIS-H» и «MPS REIS-R»

№	Наименование показателя	Результаты	
		MPS REIS-R	MPS REIS-H
1.	Внешний вид	Кристаллический порошок белого цвета	Кристаллический порошок серого цвета
2.	Содержание основного вещества, %	91,5	92,1
3.	Характеристическая вязкость, дл/г	14,3	4,5
4.	Молекулярная масса, x10 ⁶ Дальтон	8,7	2,1
5.	Степень гидролиза, % (моль)	10,1	2,3
6.	Время растворения в альб-сеноманской воде м. Узень, мин.	120	120

7.	Нерастворимый осадок, %	0,3	0,3
8.	Насыпная плотность, кг/м ³	620	710,0
9.	Совместимость с альб-сеноманской водой м. Узень	совместим	совместим
10.	Фракционный состав, %		
	>0,5 мм	69,22	34,55
	<0,5 мм	26,92	39,15
	<0,25 мм	3,83	25,91

Полимеры «MPS-REIS-H» и «MPS-REIS-R» отличаются по молекулярной массе и концентрации, что определяет их функцию в закачке:

- MPS REIS-H – жёсткий, низкомолекулярный полимер с высокой концентрацией. Образует прочные гели, которые эффективно проникают глубоко в пласт и фиксируют фронт обработки. Используется на первом этапе для создания прочного барьера.
- MPS REIS-R – эластичный, высокомолекулярный полимер с низкой концентрацией. Применяется на втором этапе для мягкого заполняющего действия и выравнивания профиля приёмистости.

В работе также были использованы:

- ПАВ РУН-1 – поверхностно-активное вещество (нефтеотмывающий агент), применяемое для снижения межфазного натяжения между нефтью и водой, улучшения вытеснения остаточной нефти из порового пространства пласта и повышения коэффициента нефтеизвлечения.
- Древесная мука – мелкодисперсный осадкообразующий агент, применяемый в составе гелеобразующих систем для повышения закупоривающей способности, снижения проницаемости высокопроницаемых интервалов пласта и улучшения эффективности выравнивания профиля приёмистости.

Хронология работ

Литературный обзор и анализ текущего дизайна ВПП

Текущий дизайн ВПП в рамках исследуемого состава характеризуется схемой «голова – хвост», которая представляет собой двухэтапную гелевую обработку, направленную на эффективное перекрытие высокопроницаемых интервалов в слабоцементированных песчаниках. Эффективность данной технологии была подтверждена результатами промышленного применения на месторождениях Jaguel Casa de Piedra и El Corcobo Norte в Аргентине, схема реализации которой представлена на рис. 1 [2].

На первом этапе «голова» закачиваются малые объемы жестких гелей на основе полимеров с низкой молекулярной массой, обладающих высокой прочностью и способностью глубоко проникать в пласт. Эти гели формируют прочный барьер в глубинных зонах, препятствующий дальнейшему продвижению последующих фаз.

Второй этап «хвост» представляет собой закачку более мягких, эластичных гелей на основе полимеров с высокой молекулярной массой при увеличенном объеме.

Такая последовательность обеспечивает формирование надежного изолирующего экрана глубоко в пласте, минимизации эффекта размыва и более стабильное выравнивание профиля приемистости.

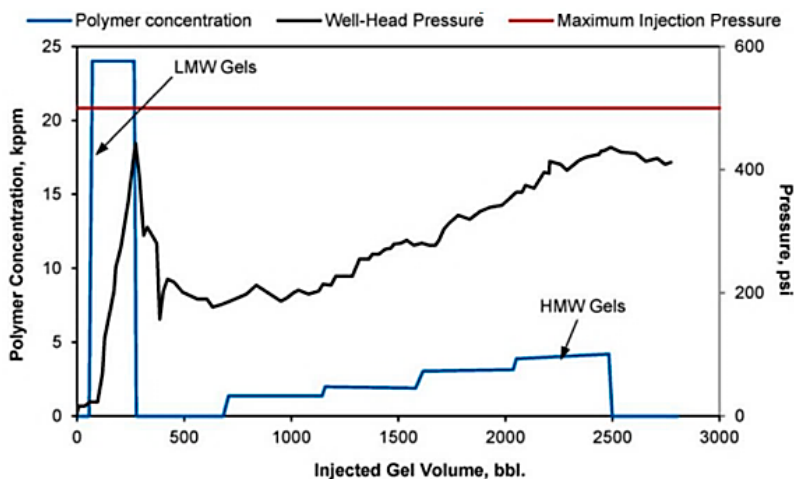


Рисунок 1. Схема закачки ВПП «Голова – хвост»

Далее, после гелеобразования, производится закачка поверхностно-активного вещества (нефтеотмывающий агент), дополнительно используемого с целью увеличения коэффициента вытеснения после перераспределения закачки в низкопроницаемые зоны. Исследуемые составы закачиваются по аналогичной схеме, представленной в табл. 3.

Таблица 3. Стандартный дизайн ВПП

Этап	Используемый хим. реагент	Объем закачки, м³	Концентрация, кг/м³	Расход, кг.
№1	Полимер MPS REIS-H	40	15	600
	Сшиватель Ацетат хрома		6	240
№2	Полимер MPS REIS-R	210	4	840
	Сшиватель Ацетат хрома		0,8	168
Продавка технической водой в объеме 15 м³				
Тех. отстой на 24 часа.				
№3	ПАВ РУН-1	100	2	200

Разработка вариантов модификации дизайна ВПП

Первым этапом данного раздела является модификация этапа №1 композиции ВПП на основе полимера «MPS-REIS-H».

Всего разработано 3 варианта модификации, дозировки которых указаны ниже в табл. 4.

Таблица 4. Варианты дозировки компонентов для композиции «MPS REIS-H»

Наименование компонента	Дозировка, кг/ м³			
	Вариант №1 H-01	Вариант №2 H-02	Вариант №3 H-03	Стандартный- H-S
MPS REIS-H	10	12	14	15
Ацетат хрома	3	4	5	6
Древесная мука	2	1,5	1	-

На основе представленной таблицы видно, что вариант №1 (проба с кодом **H-01**) предусматривает снижение концентрации полимера MPS REIS-H на 33% и ацетата хрома (AX) на 50% по сравнению со стандартной рецептурой, при добавлении 2 кг древесной муки на 1 м³ раствора. Дополнительно рассмотрены еще 2 варианта (пробы **H-02** и **H-03**), отличающиеся постепенным увеличением концентрации MPS REIS-H на 13%, AX – на 17%, а также увеличением содержания древесной муки на 0,5 кг/м³ по сравнению с вариантом №1, что является предупреждением потенциальных рисков получения геля неудовлетворительного качества при реализации варианта **H-01**. Расчёты изменения концентраций химических реагентов выполнены с округлением значений по каждому компоненту, исходя из допустимых технических ограничений по точности дозирования полимера MPS REIS-H на существующем технологическом оборудовании, что отражает практическую значимость данного исследования.

Вторым этапом данного раздела является модификация этапа №2 композиции ВПП на основе полимера «MPS-REIS-R». Ниже в табл. 5 представлены варианты модификации.

Таблица 5. Варианты дозирования компонентов для композиции «MPS REIS-R»

Наименование компонента	Дозировка, кг/ м³		
	Стандартный R-S	Вариант №1 R-01	Вариант №2 R-02
MPS REIS-R	4	3,8	3,6
Ацетат хрома 50%	0,8	0,76	0,72
Древесная мука	-	1,0	1,0

На основе представленной таблицы видно, что вариант №1 (проба **R-01**) предусматривает снижение концентрации MPS REIS-R и AX на 5% с добавлением древесной муки из расчета 1 кг на 1 м³ раствора. В варианте №2 (проба **R-02**) концентрации MPS REIS-R и AX снижена на 10% при аналогичном содержании древесной муки, как при предыдущем варианте.

В обоих вариантах решено добавить минимальный объем древесной муки, обоснованный тем, что закачка этапа №2 является основным по объему (60% от общего объема закачки ВПП на 1 скважину) и при добавлении большего объема древесной муки возможны увеличения давления закачки.

Приготовление гелей и результаты их термостабильности MPS REIS-H

Раствор полимера приготовлен в соответствии с рекомендованными практиками Американского нефтяного института [3].

Композиции «MPS-REIS-H» подготавливаются в четырёх вариантах согласно табл. 4. Навеску «MPS-REIS-H» переносим в альб-сеноманскую воду при включенной мешалке на высоких оборотах (700-800 об/мин), достаточных для создания «воронки» в емкости. На край «воронки» постепенно вводим расчетное количество сухого полимера. После добавления всего полимера скорость вращения вала снижаем для исключения механической деструкции полимера и перемешиваем на низких оборотах (100–150 об/мин) до полного растворения данного полимера в воде (~2 часа). После растворения полимера в раствор добавляем древесную муку в композиции согласно табл. 4 при включенной ме-

шалке на высоких оборотах, до полного размешивания муки в растворе. После в качестве структурообразователя добавляется сшиватель – ацетат хрома.

Для оценки прочности геля был применён метод «бутылочного теста» (Bottle test), поскольку он является наиболее простым и доступным способом в полевых условиях. Оценка проводилась согласно классификации прочности гелей по Sydansk (Sydansk Gel Strength Code), которая представляет собой качественный визуально-тактильный метод [4]. Данная методика широко используется в нефтегазовой отрасли, в частности при реализации технологий ВПП и ОВП (Ограничение водопритока). Прочность геля в этой системе классифицируется по шкале от А до J, как показано на рис. 2.

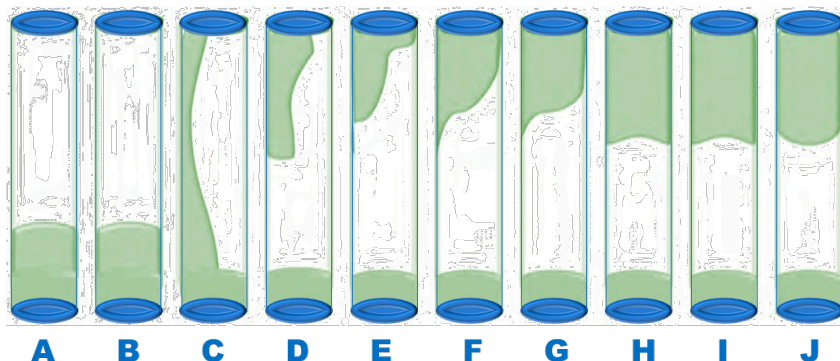


Рисунок 2. Классификация гелевой прочности по шкале Sydansk

Далее растворы со всеми вариантами дизайна (табл. 4) были разлиты по емкостям и помещены в термощкаф при пластовой температуре месторождения Узень (65°C). Термостабильность проб оценивалась с периодичностью 24 часа, 3, 7 и 14 дней.

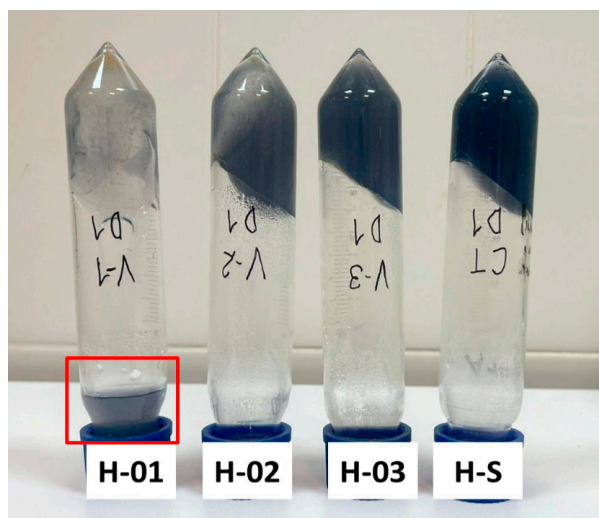


Рисунок 3. Композиции «MPS REIS-H» после 24 ч выдержки в термощкафе
H-01 – вариант композиции №1; H-02 – вариант композиции №2; H-03 – вариант композиции №3; H-S – стандартный вариант композиции

После 24 ч. выдержки композиция **H-01** оказалась непрочной, частицы провалились на дно (код прочности А по Sydansk). Остальные композиции показывают прочность: **H-03** и **H-S** – **H**, а **H-02** – **G** по Sydansk (рис. 3).

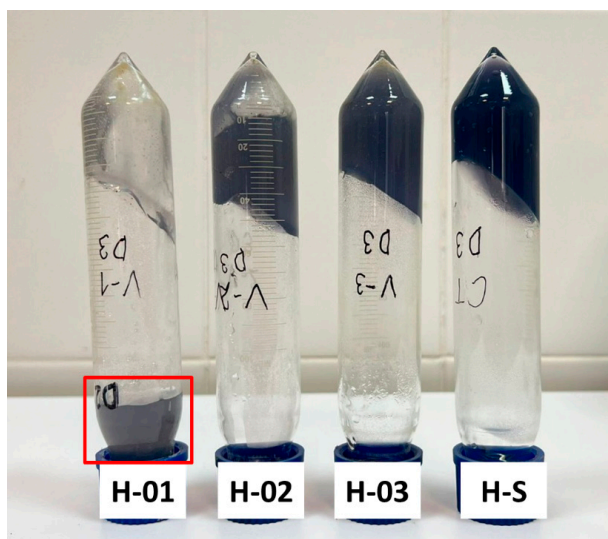


Рисунок 4. Композиции «MPS REIS-H» после 3 дней выдержки в термошкафе

После 3 дней выдержки в термошкафе композиция **H-01**, оказавшаяся непрочной после 24 ч. осталась без изменений, а прочность композиции **H-02** начала изменяться с **G** на **F** (потеря прочности). Композиции **H-03** и **H-S** без изменений (рис. 4).

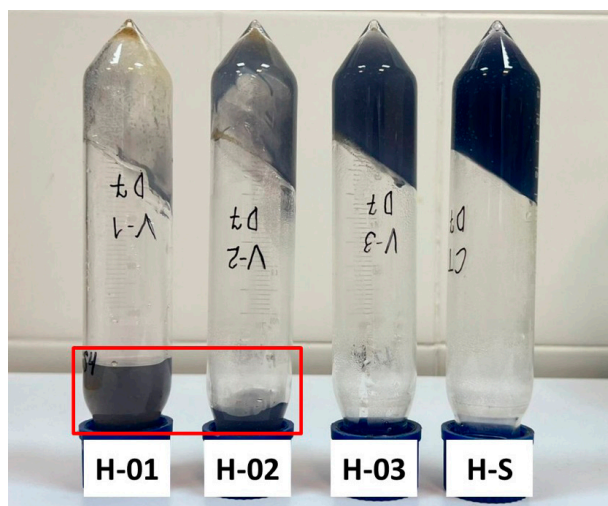


Рисунок 5. Композиции «MPS REIS-H» после 7 дней выдержки в термошкафе

После 7 дней выдержки в термошкафе композиция **H-02** начала деформироваться, и частицы провалились на дно, прочность изменилась с **F** на **B**. Композиции **H-03** и **H-S** без изменений (рис. 5).

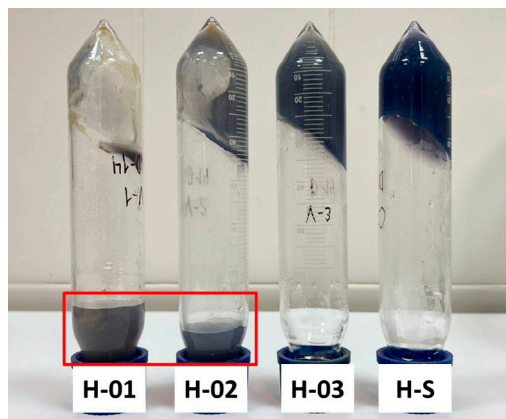


Рисунок 6. Композиции «MPS REIS-H» после 14 дней выдержки в термощафе

После 14 дней **H-01** без изменений (как при 7 дней), по **H-02** наблюдается еще большая деструкция. Композиции **H-03** и **H-S** остались без изменений, как и при начале исследования (рис. 6).

Спустя 14 дней композиции **H-03** и **H-S** характеризовались стабильной прочностью категории Н. Тогда как композиции **H-01** и **H-02** деформировались и оказались непрочными. В связи с чем, на основе полученных результатов, подходящим вариантом для внедрения в первую оторочку альтернативного дизайна заправки ВПП является рецептура геля **H-03** (табл. 4).

MPS REIS-R

Следующим этапом работ является приготовление трех вариантов геля на основе низкомолекулярного полимера «MPS-REIS-R» согласно табл. 5. Процесс приготовления растворов по данному этапу производится по аналогичной схеме по приготовлению «MPS-REIS-H».

Далее растворы с 3 вариантами композиций были помещены в термощаф при пластовой температуре месторождения Узень (65°C). Термостабильность оценивали через 24 часа, 3, 7 и 14 дней, аналогично с «MPS REIS-H».

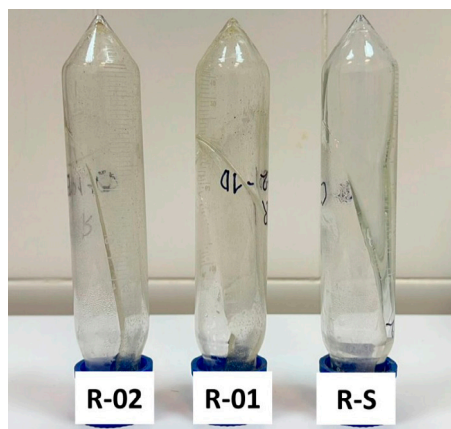


Рисунок 7. Композиции «MPS REIS-R» после 24 ч выдержки в термощафе

*R-02 – вариант композиции №2; R-01 – вариант композиции №1;
R-S – стандартный вариант композиции*

После 24 ч. выдержки в термощафе все три композиции показывают одинаковую прочность **D** по Sydansk.

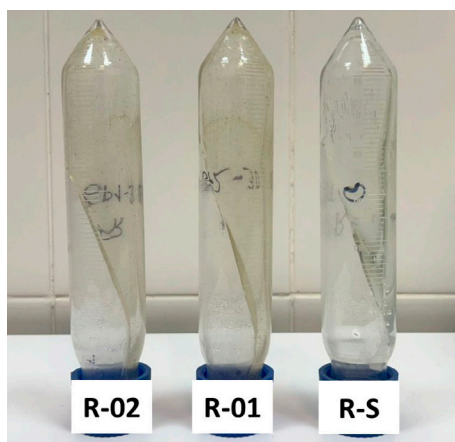


Рисунок 8. Композиции «MPS REIS-R» после 3 дней выдержки в термощафе

После 3 дней выдержки все три композиции остались без изменений и показывают прочность **D** (рис. 8).

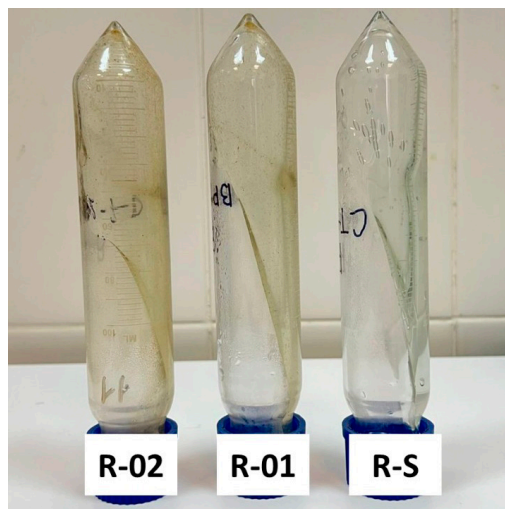


Рисунок 9. Композиции «MPS REIS-R» после 7 дней выдержки в термощафе

После 7 дней выдержки в термощафе композиция **R-02** начала изменять свою форму, прочность изменилась с **D** на **C**. Остальные композиции без изменений показывают прочность **D** (рис. 9).

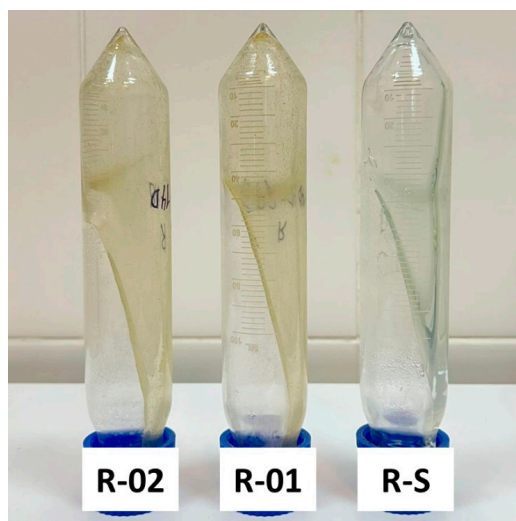


Рисунок 10. Композиции «MPS REIS-R» после 14 дней выдержки в термошкафе

Спустя 14 дней композиции **R-01** и **R-S** характеризовались стабильной прочностью категории **D**. Тогда как прочность композиции **R-02** изменилась в сторону ухудшения, наблюдается деструкция (рис. 10).

В связи с чем, на основе полученных результатов, подходящим вариантом для внедрения во вторую оторочку альтернативного дизайна закачки ВПП является рецептура геля **R-01** (табл. 5).

В результате проведённых экспериментов по оценке термостабильности композиций были определены оптимальные варианты модификации стандартного дизайна закачки ВПП с использованием полимеров «MPS REIS-H» и «MPS REIS-R». Общие рекомендуемые дозировки по двум хим. реагентам приведены в табл. 6.

Таблица 6. Общая информация по подобранной модификации

Этап	Используемый хим. реагент	Объём закачки, м³	Концентрация, кг/м³	Расход, кг.
№1	Полимер MPS REIS-H	40	14	560
	Сшиватель Ацетат хрома		5	200
	Древесная мука		1	40
№2	Полимер MPS REIS-R	210	3,8	798
	Сшиватель Ацетат хрома		0,76	159,6
	Древесная мука		1	40

Фильтрационные исследования

После подбора оптимальной модификации решено провести фильтрационные исследования с целью оценки эффективности обновленного подхода.

Принцип исследования заключается в фильтрации рабочих флюидов – закачиваемой воды месторождения Узень и подобранной композиции ВПП – че-

рез водонасыщенные образцы керна. Основная цель – определить способность композиции ВПП перекрывать водонасыщенные и промытые водой интервалы пласта.

Для исследований использовались керновые образцы с проницаемостью $500\text{--}700 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$ и открытой пористостью $0,232\text{--}0,246$ долей единицы.

Ключевые параметры, по которым оценивалась эффективность:

- Наибольшая степень снижения проницаемости керна после закачки полимерного состава;
- Значение фактора остаточного сопротивления, создаваемого композицией;
- Значение начального градиента давления сдвига;

Для проведения экспериментов применялась фильтрационная установка (рис. 11), предназначенная для оценки относительной проницаемости при фильтрации двухфазных потоков, определения коэффициента вытеснения нефти различными агентами и остаточной водонасыщенности в условиях, приближенных к пластовым.

Проведено 2 фильтрационных исследования для стандартного и модифицированного составов ВПП.

Для проведения фильтрационных работ были отобраны образцы керна с высокопроницаемого участка на месторождении Узень.



Рисунок 11. Фильтрационная установка

По результатам исследований определена проницаемость породы для воды до и после закачки композиций ВПП, определены градиенты давления, начальные градиенты давления сдвига, и факторы начального и остаточного сопротивления.

Приготовление композиции ВПП осуществлялось непосредственно перед началом её закачки в керн во избежание преждевременного гелеобразования, что позволило максимально приблизить условия эксперимента к полевым условиям. Закачка композиций ВПП осуществлялась в динамическом режиме при перемешивании композиции в течение проведения фильтрации, моделируя постоянное перемешивание, приготовление и порционную закачку композиции в пласт. После прокачки композиции в керн, произведена его выдержка в течении 24 ч. с целью его гелеобразования. После выдержки, с целью определения степени водоизоляции анализируемых гелей, произведена закачка альб-сеноманской воды. Результаты исследований приведены в табл. 7.

Таблица 7. Результаты фильтрационных исследований

Параметр	Единица измерения	Керн №1 (Стандарт)		Керн №2 (Модификация)	
		до	после	до	после
Градиент давления закачки воды	атм/м	0,226	617	0,186	632,9
Проницаемость по воде	$\times 10^{-3}$ мкм ²	144,36	0,03	175,07	0,07
Коэффициент снижения проницаемости ($K_{\text{после}}/K_{\text{до}}$)	%	100		100	
Начальный градиент давления сдвига	атм/м	607		643	
Максимальный градиент давления закачки композиции	атм/м	29		60,8	
Фактор начального сопротивления (ФНС)	ед.	128		328	
Фактор остаточного сопротивления (ФОС)	ед.	3430		3558	

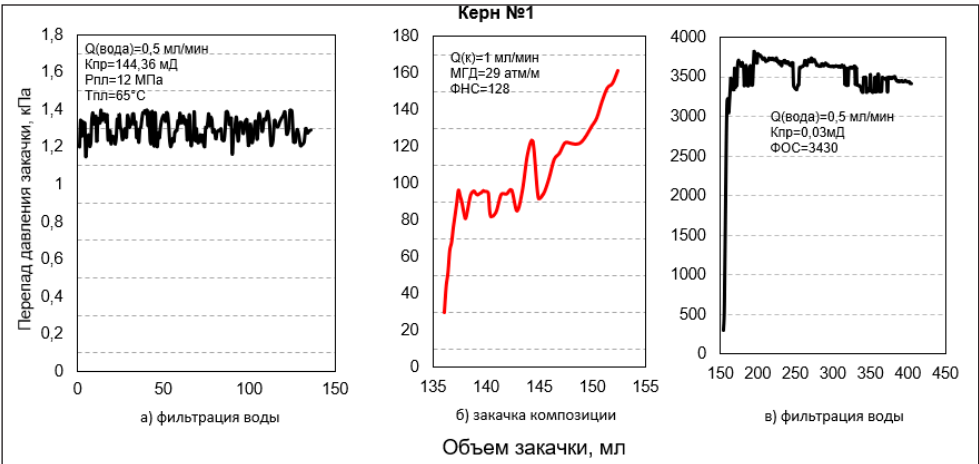


Рисунок 12. Результаты стандартного дизайна ВПП, прямая фильтрация альб-сеноманской воды через образец керна №1 до закачки композиции ВПП (а), обратная закачка композиции в образец (б), прямая фильтрация альб-сеноманской воды через образец после закачки композиции (в)

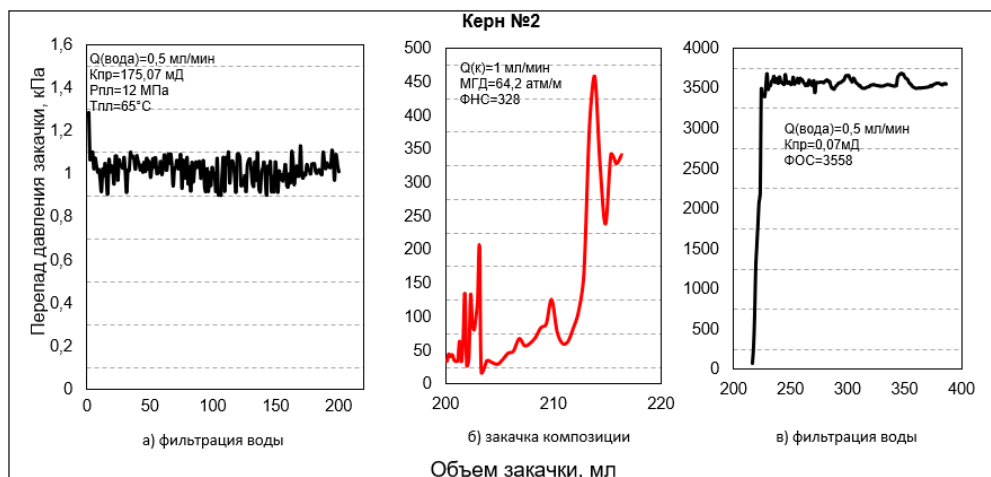


Рисунок 13. Результаты модифицированного дизайна ВПП

прямая фильтрация альб-сеноманской воды через образец керна №2 до закачки композиции ВПП (а), обратная закачка композиции в образец (б), прямая фильтрация альб-сеноманской воды через образец после закачки композиции (в)

По результатам фильтрационных испытаний модифицированная схема закачки ВПП продемонстрировала эффективность, сопоставимую с традиционным дизайном. Зафиксировано прогнозируемое повышение фактора начального сопротивления (ФНС), обусловленное введением осадкообразующего агента – древесной муки. При этом уровень фактора остаточного сопротивления (далее – ФОС) остался на сопоставимом уровне с базовым вариантом, что свидетельствует о сохранении изоляционных свойств системы и отсутствии негативного влияния модификации на селективность обработки.

Анализ экономического эффекта

Полимеры MPS REIS-H и MPS REIS-R относятся к среднеценовому сегменту полиакриламидных реагентов. Стоимость материала MPS REIS-H составляет 5 \$/кг, MPS REIS-R составляет 4 \$/кг согласно открытым источникам [5].

Проведённая модификация состава ВПП продемонстрировала не только технологические преимущества, но и существенную экономическую эффективность. За счёт оптимизации рецептур снизилось потребление полимеров и сшивателей, что в совокупности позволило достичь значительной годовой экономии, представленной в табл. 8.

В совокупности, общая экономия по химическим реагентам составит порядка 33,2 тыс. долларов США в год, при среднем объёме ВПП 80 скважин в год в пределах изучаемого нефтегазового управления на месторождении Узень.

Таблица 8. Анализ экономического эффекта

№	Хим. реагент	Расход полимера на 1 скв. (стандарт), кг	Расход полимера на 1 скв. (модификация), кг	Экономия, кг	Цена хим. реагента за кг, долл. США.	Экономия в год на 1 ВПП, долл. США	Кол-во ВПП в год, ед.	Экономия в год, долл. США
1	Полимер MPS REIS-H	600	560	40	5	200	80	16 000
2	Полимер MPS REIS-R	840	798	42	4	168		13 440
3	Сшиватель Ацетат хрома	408	359,6	48,4	1,5	72,6		5 808
4	Древесная мука	-	250	-250	0,10	-25		-2000
ИТОГО:						415,6		33 248

Выводы

В рамках проведённой работы выполнено исследование модификации существующего дизайна закачки ВПП, основанное на добавлении альтернативного осадкообразующего агента. Основной целью модификации являлось снижение совокупных затрат на дорогостоящие полимеры при сохранении требуемых технологических и эксплуатационных характеристик закачиваемого гелеобразующего состава.

В ходе исследования подобрана оптимальная рецептура модификации, обеспечивающая сохранение механической прочности геля при характерных пластовых температурах, тем самым была продемонстрирована термостабильность композиций для условий месторождения Узень.

Результаты фильтрационных исследований показали незначительное увеличение фактора начального сопротивления при сохранении аналогичного уровня фактора остаточного сопротивления, что указывает на формирование сопоставимого по прочности и стабильности изоляционного экрана, не уступающего по эффективности базовому варианту.

Ключевым аспектом исследования являлась оценка потенциальной экономической эффективности предложенной модификации. За счёт добавления осадкообразующего агента компонентов удалось снизить расход сухого полимера MPS REIS-H на 7%, MPS REIS-R – на 5%, а также расход сшивающего агента (ацетат хрома) – на 12%. Суммарная годовая экономия на химических реагентах при реализации модифицированного подхода составляет порядка 33,2 тыс. долларов США при среднем годовом объёме ВПП, равном 80 скважинам.

Таким образом, предложенный вариант модификации ВПП демонстрирует высокую эффективность с позиции снижения затрат, что делает его перспективным решением для дальнейшего тестового внедрения в условиях сложных месторождений.

Список использованной литературы

1. Alpysbay Z.M. Crosslinked polymer gels in marine and alb-cenomanian waters for eor applications at the Uzen field // Kazakhstan journal for oil & gas industry. – 2025. – Vol. 7. – N. 2. – P. 30-39. doi: 10.54859/kjogi108862

2. Lantz, M., and G. Muniz. "Conformance Improvement Using Polymer Gels: A Case Study Approach." Paper presented at the SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, USA, April 2014.
3. API RP 63 First Edition (1990) -Recommended Practices for Evaluation of Polymers Used in Enhanced Oil Recovery Operations.
4. Sydansk, R. (1988). A new conformance-improvement-treatment chromium (III) gel technology. Paper presented at the SPE enhanced oil recovery symposium.
5. IMARC Group. Polyacrylamide Pricing Report: Industry Trends, Price Analysis, Forecast 2024–2029 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.imarcgroup.com/polyacrylamide-pricing-report>

ЗЕРТХАНАЛЫҚ ЗЕРТТЕУЛЕР НЕГІЗІНДЕ ҚАБЫЛДАУ ПРОФИЛІН ТЕҢЕСТІРУ ТЕХНОЛОГИЯСЫНЫҢ МОДИФИКАЦИЯЛАНҒАН ДИЗАЙНЫН ӨЗІРЛЕУ

Е.М. Жауылбаев

Полимерлі ерітінділерді айдау коллекторлардың айқын гетерогенділігі бар жетілген кен орындарындағы су айдау ұңғымаларының қабылдау профилін туралау (әрі қарай ҚПТ) тиімді әдісі болып табылады. Алайда, сол учаскелерде қайта өңдеу, жылжымалы қорлардың біртіндеп төмендеуі, химиялық реагенттердің бағасының өсуі, сондай-ақ мұнайдың әлемдік бағасының құбылмалылығы ҚПТ іс-шараларының техникалық-экономикалық тиімділігінің төмендеуіне алып келеді, бұл қолданылатын технологиялық шешімдерді оңтайландырудың өзектілігін көрсетеді.

Бұл жұмыста технологиялық тиімділікке нұқсан келтірместен экономикалық тиімділікті қамтамасыз етуге мүмкіндік беретін, айдалатын гель түзуші агенттің қажетті көлемі мен сапасын сақтай отырып, баламалы компоненттерді енгізу есебінен қолданатын химиялық реагенттердің шығынын азайту мүмкіндігін бағалауға бағытталған ҚПТ айдау дизайнының модификацияланған нұсқасы қаралды.

Зерттеу аясында тұнба түзуші агенттерді қосу арқылы өзгертілген гель түзуші жүйелерге зертханалық сынақтар жүргізілді. Өзен кен орнының қабаттық параметрлеріне жақын жағдайларда алынған гелдердің термостабильділігі бағаланады, сондай-ақ сүзу және қалдық қарсылық параметрлерін анықтау үшін өзекте сүзу эксперименттері орындалады.

Алынған нәтижелер мен өзірленген ұсынымдар практикалық маңыздылыққа ие және жетілген мұнай кен орындарында ҚПТ бойынша іс-шараларды одан әрі жүргізу кезінде техникалық-экономикалық тиімділікті арттыру үшін пайдаланылуы мүмкін.

Түйінді сөздер: қабылдау профилін теңестіру, полимер, гель, гелант.

Информация об авторах

Жауылбаев Ермұрат Манасұлы – старший инженер управления повышения нефтеотдачи пластов, Y.zhauylbayev@kmge.kz
ТОО «КМГ Инжиниринг», филиал «КазНИПИмунайгаз», г. Актау, Казахстан

ЭКОЛОГИЯ И ЭКОНОМИКА

ЭКСПРЕСС-МЕТОД ОЦЕНКИ ПРОИЗВОДСТВА ВОДОРОДА, АММИАКА И МЕТАНОЛА ИЗ НЕФТЯНЫХ И ПРИРОДНЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ

Д.А. Даулетбаков, С.Е. Жолдаякова

В работе предложена упрощённая аналитическая методика оценки потенциала производства «низкоуглеродных»¹ водорода, аммиака и метанола из нефтяных и природных углеводородных газов различного компонентного состава. Методика основана на приведении состава углеводородного сырья к метановому эквиваленту и использовании эмпирико-аналитических коэффициентов, полученных в результате моделирования процессов парового, автотермического и двухстадийного риформинга в программной среде Aspen HYSYS V14 с учётом специфики промышленных данных.

Разработанный алгоритм позволяет оценить материальные потоки продуктов, потребление ресурсов и объёмы улавливания углекислого газа без детального технологического расчёта. Полученные зависимости могут быть реализованы в виде упрощённых вычислительных алгоритмов, например, HTML-калькулятор и применяться на ранних стадиях технико-экономической оценки проектов газохимии и водородной энергетики.

Ключевые слова: *декарбонизация, низкоуглеродный водород, аммиак, метанол, попутный нефтяной газ, природный газ, паровой риформинг, двухстадийный риформинг, улавливание, хранение и утилизация углекислого газа (CCUS), Aspen HYSYS*

Введение

Согласно данным Международного энергетического агентства за 2025 год [1], природный газ остаётся основным сырьём для производства водорода в мире, обеспечивая около 62% его глобального производства при общем объёме мирового спроса на водород порядка 100 млн т. Для производства водорода ежегодно используется 290 млрд м³ природного газа. Значительная часть получаемого водорода используется в химической промышленности, прежде всего для производства аммиака (70–75%) и метанола (около 65%) через конверсию природного газа в синтез-газ.

Вместе с тем, попутный нефтяной газ (далее – ПНГ) может рассматриваться как дополнительная ресурсная база для развития производств водорода и его производных, в т.ч. в контексте решения задач декарбонизации энергетики и промышленности. При этом их переработка в продукты с высокой добавленной стоимостью является перспективным направлением монетизации ресурса.

В современных газохимических проектах важным направлением декарбонизации является интеграция технологий улавливания, утилизации и геологического хранения углекислого газа (CCUS). Их применение позволяет снизить углеродный след производства водорода более чем на 80–90%. Актуальность

¹ «Низкоуглеродные» водород, аммиак и метанол – водород, аммиак и метанол, полученные с применением технологических процессов, обеспечивающих низкий уровень выбросов парниковых газов, включая технологии с улавливанием и хранением CO₂, использованием низкоуглеродной электрической энергии, а также иных процессов, при которых удельная эмиссия CO₂-эквивалента по полному жизненному циклу продукции ниже установленного порогового значения относительно традиционных технологий производства

внедрения таких решений обусловлена тем, что мировое производство водорода, в настоящее время преимущественно основанное на ископаемом сырье, сопровождается выбросами порядка 900 млн т CO_2 ежегодно, что составляет около 2–3% глобальных энергетических выбросов парниковых газов [1].

Рост интереса к водородной энергетике и низкоуглеродным химическим продуктам обуславливает необходимость разработки упрощённых методик экспресс-расчёта, позволяющих оценивать потенциал переработки углеводородного сырья без детального технологического моделирования.

Целью работы является разработка универсального алгоритма оценки выходов водорода, аммиака и метанола из природного и попутного нефтяного газа, пригодного для реализации в виде простых вычислительных инструментов.

Подготовка сырья

В качестве основного сырья для производства водорода, а также аммиака и метанола через синтез-газ (смесь водорода и оксида углерода II) в промышленной практике, как правило, используется товарный природный газ – сухой отбензиненный газ (далее – СОГ), основным компонентом которого является метан. Высокая доля метана в составе сырья обеспечивает максимальный выход водорода при процессах паровой или автотермической конверсии, поскольку метан обладает наиболее благоприятным соотношением водорода к углероду (H/C) среди углеводородных компонентов природного газа.

Использование газа с повышенным содержанием тяжёлых углеводородов (C_{2+}) снижает эффективность производства водорода, поскольку такие компоненты характеризуются более низким отношением H/C и требуют дополнительных стадий (предварительного риформинга) и подбора каталитических систем. Кроме того, так называемые «жирные газы», содержащие пропан-бутановые и более тяжёлые фракции C_{5+} , представляют собой ценное сырьё для нефтехимической переработки и производства сжиженных углеводородных газов. В связи с этим в большинстве промышленных схем тяжёлые углеводородные компоненты извлекаются на стадии подготовки газа, а в процессы производства водорода и производные вещества на основе водорода (метанол и аммиак) направляется преимущественно сухой отбензиненный газ с высокой долей метана.

Располагая данными о компонентном составе природных нефтяных и попутных углеводородных газов различных месторождений, включающих углеводороды до фракций C_6 , были выполнены расчёты их подготовки до состояния товарного газа, соответствующего физико-химическим характеристикам СОГ, применяемого в качестве горючего природного газа промышленного и коммунально-бытового назначения.

Процессы очистки газа от серосодержащих соединений (меркаптанов), а также от кислых компонентов (CO_2 и H_2S) в расчётной схеме не учитывались, поскольку исходные данные об их концентрациях в исследуемых газах отсутствовали.

В качестве базовой технологической схемы подготовки газа принята схема отбензинивания методом низкотемпературной конденсации, включающая три последовательные ступени сепарации. Для обеспечения требуемой глубины извлечения тяжёлых углеводородов предусматривалось дополнительное охлаждение газа до температуры порядка -30°C с использованием холодильной установки.

В результате расчётов получен состав сухого отбензиненного газа, соответствующий параметрам товарного газа. Данный состав был использован в дальнейшем в качестве исходного сырья при моделировании процессов газохимической переработки, включая производство водорода, аммиака и метанола.

В качестве расчётной базы принят условный поток исходного природного или попутного нефтяного газа с объёмной скоростью 100 м³/ч. По результатам расчётов определён выход СОГ, получаемый из заданного объёма исходного газа. Для обеспечения сопоставимости результатов полученные значения были приведены к единице исходного сырья, что позволило выразить выход подготовленного газа в относительных величинах.

Содержание метана в подготовленном газе, используемом в качестве сырья, обеспечено на уровне не ниже 93,5% мольн. для сценариев производства аммиака и метанола и не ниже 91,4% мольн. для варианта производства водорода. Указанные значения приняты исходя из требований к составу газа, обеспечивающих эффективное протекание процессов конверсии и получение синтез газа требуемого состава.

Технологические сценарии переработки газа

Для оценки технологических параметров и материальных потоков выполнено моделирование трёх сценариев конверсии сырья в программной среде Aspen HYSYS (V14):

- Паровой риформинг (Steam Methane Reforming, SMR);
- Автотермический риформинг (ATR);
- Двухстадийный риформинг, включающий основной паровой риформинг и вторичный автотермический риформинг.

Во всех разработанных моделях в качестве основного топливного газа печи риформинга используется отходящий газ блока короткоцикловой адсорбции (КЦА). Дополнительный отбор газа из потока сырья определяется расчётным путём с использованием оператора подбора, обеспечивающего выполнение теплового баланса печи по критерию равенства требуемой и доступной тепловой мощности печи.

Анализ результатов моделирования показал, что для производства аммиака и метанола наиболее технологически целесообразным является применение двухстадийного риформинга. В данном процессе формируется синтез-газ требуемого состава: для синтеза метанола обеспечивается значение стехиометрического функционала $f = 2,0-2,1$ (согласно выражению (1)), а для синтеза аммиака достигается необходимое соотношение $H_2/N_2 \approx 3$.

$$f = \frac{[H_2] - [CO_2]}{[CO] + [CO_2]} \quad (1)$$

где $[H_2]$, $[CO_2]$ и $[CO]$ – концентрации водорода, диоксида и оксида углерода в синтез-газе соответственно.

Для производства водорода в качестве базового принят сценарий парового риформинга, поскольку данный процесс обеспечивает максимальный выход водорода по сравнению с альтернативными схемами конверсии. При моделировании процесса парового риформинга мольное соотношение «водяной пар / углерод» (S/C) принято 2,0.

При моделировании процесса производства метанола по схеме двухстадийного риформинга получено значение синтез-газа $M = 2,1$, что соответствует оптимальным условиям синтеза метанола. Расчёты выполнены при мольном соотношении «водяной пар / углерод» $(S/C) = 1,8$, что соответствует промышленным рекомендациям [2, 3]. Температура выходных потоков из реакторов основного парового и вторичного автотермического риформинга принята не выше 700°C и 1040°C соответственно.

Образование углекислого газа в дымовых газах рассматривается как результат двух основных источников: сжигания части исходного газа в печи риформинга и переноса углекислого газа, образующегося в синтез-газе. Для упрощения материального баланса и получения верхней оценки выбросов принято допущение, что весь углекислый газ, образующийся в технологическом процессе, потенциально может быть отнесён к суммарному углеродному потоку системы.

При данном подходе максимальный выход углекислого газа определяется исключительно углеродным содержанием исходного газа. Количество образующегося CO_2 рассчитывается исходя из стехиометрии реакций горения углеводородов и суммарного содержания атомов углерода в газовой смеси, характеризующего метановым эквивалентом газа.

В варианте производства метанола улавливание углекислого газа осуществляется преимущественно из дымовых газов печи риформинга (post-combustion capture – PCC). Это обусловлено тем, что часть CO_2 , содержащегося в синтез-газе, участвует в реакциях синтеза метанола и в обратной реакции «водяного сдвига».

В сценарии производства аммиака улавливание CO_2 осуществляется как из потока синтез-газа, так и из дымовых газов печи риформинга. Уловленный диоксид углерода может быть использован в производстве карбамида либо направлен по трубопроводной системе на объекты захоронения или обратной закачки в пласт в целях повышения нефтеотдачи.

Представленные в табл. 1 значения получены по результатам детализированного моделирования технологических процессов парового, автотермического и двухстадийного риформинга, выполненного в среде Aspen HYSYS V14 и их калибровки по промышленным данным.

Таблица 1. Удельные показатели производства и ресурсопотребления, полученные по результатам детализированного технологического моделирования

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Водород	Аммиак	Метанол
Характеристики сырья					
1.	Минимальное содержание метана в сырье	% мольн.	91,4	93,5	93,5
Параметрические коэффициенты					
2.	Выход продукта из сырья	кг/кг	0,26	1,71	1,64
3.	Коэффициент расхода сырья на технологию	доля	0,90	0,77	0,87
4.	Коэффициент расхода сырья на топливо	доля	0,10	0,23	0,13
5.	Потребление газа на 1 т синтеза продукта	т	3,85	0,58	0,61
Расход вспомогательных потоков					
6.	Расход кислорода (99,5% об.)	кг/кг	-	-	0,82
7.	Расход воздуха	кг/кг	-	1,9	-

8.	Расход деминерализованной воды	кг/кг сырья	2,63	2,85	1,98
9.	Расход деминерализованной воды	кг/кг продукт	10,1	1,67	1,21
Образование и улавливание углекислого газа					
10.	Количество CO ₂ РСС в дымовых газах	кг/кг сырья	0,98	-	0,39
11.	Улавливание CO ₂ из синтез-газа при КПД блока аминной очистки 95%	кг/кг сырья	1,652	1,805	-
12.	Улавливание CO ₂ из дымовых газов при КПД блока аминной очистки 95%»	кг/кг сырья	0,93	0,658	0,375

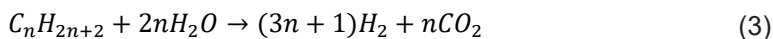
Упрощённый алгоритм расчёта

Для газов, содержащих углеводороды от метана до гексана, используется углеродный метановый эквивалент, который отражает потенциальное количество углерода, участвующего в реакциях риформинга (2):

$$C_{eq} = (C_1 + 2C_2 + 3C_3 + 4C_4 + 5C_5 + \dots) \cdot 100^{-1} \quad (2)$$

где мольные доли метана, этана, пропана и т.д.

Общая реакция парового риформинга алканов:



Следовательно, теоретический выход водорода в молях составит:

$$\vartheta H_{2(\text{теор.})} = 3n + 1 \quad (4)$$

$$\vartheta H_{2(\text{теор.})} = 4C_1 + 7C_2 + 10C_3 + 13C_4 + 16C_5 + \dots \quad (5)$$

т.е. из 1 моля алкана образуется молей водорода.

Пересчёт водорода, получаемого из 1 моля алкана по массе теоретически:

$$m H_{2(\text{теор.})} = (3n + 1) \cdot 2 \quad (6)$$

Для алканов молярная масса определяется суммой атомных масс углерода и водорода, следовательно, может быть представлена в виде выражения:

$$M(C_n H_{2n+2}) = 12n + (2n + 2) = 14n + 2 \quad (7)$$

Окончательное выражение теоретического выхода водорода по массе примет следующий вид:

$$Y_{H_2}^{\text{теор.}} = \frac{2 \cdot (3n + 1)}{14n + 2} = \frac{2 \cdot (3C_{eq} + 1)}{14C_{eq} + 2} \quad (8)$$

Поскольку процесс конверсии протекает не полностью, а также учитывая, что часть газа идёт на печь риформинга с учётом потерь, вводится коэффициент эффективности $\eta = 0,50 \div 0,60$, таким образом, выражение примет вид:

$$Y_{H_2}^{расч.} = \eta \sum C_i \frac{2 \cdot (3n + 1)}{14n + 2} \tag{9}$$

Расчётные формулы выхода аммиака и метанола через метановый эквивалент приведены в табл. 2.

Таблица 2. Алгоритм для оценки аммиака и метанола

Аммиак	Метанол
Реакция: $N_2 + 3H_2 \rightarrow 3NH_3 \tag{10}$	Реакции: $Y_{NH_3}^{теор.} = \eta \frac{17 \cdot (2C_{eq} + \frac{2}{3})}{14C_{eq} + 2} \tag{13}$
Потребление: $\vartheta NH_{3(макс)} = \frac{2}{3}(3n + 1) \tag{11}$	$CO_2 + 3H_2 \rightarrow CH_3OH + H_2O \tag{14}$
Молекулярная масса аммиака 17:	Потребление водорода: $\vartheta H_2 = 2\alpha C_{eq} + 3(1 - \alpha)C_{eq} \tag{15}$
Коэффициент эффективности $\eta = 0,5$	где α – доля углерода, присутствующего в синтез-газе в виде оксида углерода (II). Следовательно, $\vartheta H_2 = (3 - \alpha)C_{eq} \tag{16}$ Поскольку в синтез-газе присутствуют оба компонента, то потребление водорода не может быть больше $3C_{eq}$, то образование метанола соответствует C_{eq}. Молекулярная масса метанола 32: $Y_{CH_3OH}^{теор.} = \eta \frac{32C_{eq}}{14C_{eq} + 2} \tag{17}$ Коэффициент эффективности $\eta = 0,75$

Для углекислого газа зависимость может быть представлена как функция доли сырья, направляемого на топливо, и доли углекислого газа синтез-газа, вовлекаемого в топливный рецикл:

$$Y_{CO_2}^{общее} = \frac{k \cdot C_{eq} \cdot M_{CO_2}}{M_{ср}} \tag{18}$$

где M_{CO_2} – молярная масса углекислого газа;
 $M_{ср}$ – средняя молярная масса сырья;
 k – доля расхода сырья из табл. 1.

Расчётная зависимость позволяет учитывать влияние как состава исходного газа, так и тепловой нагрузки печи риформинга на образование углекислого газа,

что обеспечивает более корректную оценку углеродного баланса технологических схем производства водорода и его производных.

Обсуждение и практическая значимость

Основой разработанного подхода являются аналитические зависимости, полученные на базе серии детализированных технологических моделей, реализованных в программной среде Aspen HYSYS.

Проведённое на рис. 1 сопоставление показало, что расчётные значения, полученные с использованием разработанных зависимостей, хорошо согласуются с результатами моделирования в среде Aspen HYSYS V14. При этом отклонение не превышает более 5%, что подтверждает корректность и применимость предложенного подхода.

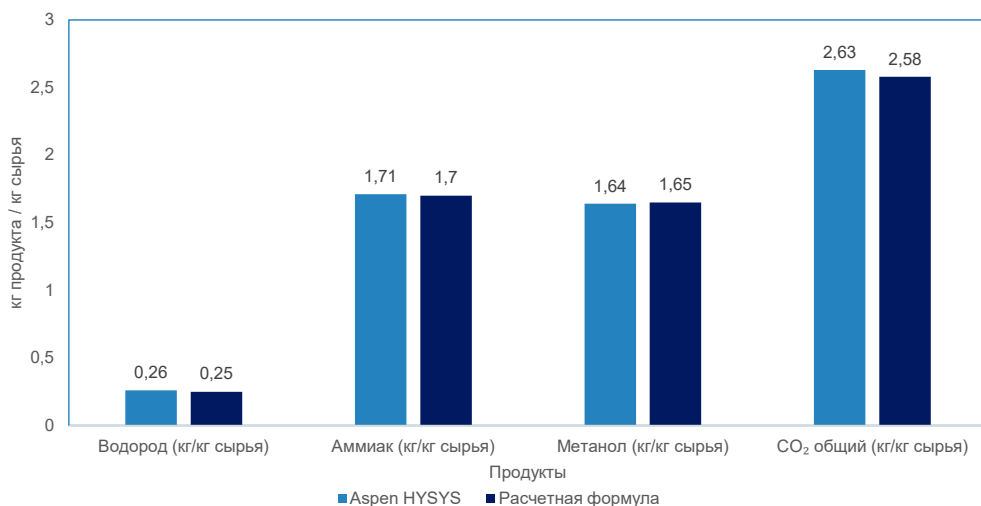


Рисунок 1. Сравнение аналитических зависимостей с результатами моделирования Aspen HYSYS V14

Преимуществом разработанного подхода является возможность его реализации в виде программных инструментов, например, веб-калькулятора на основе HTML-интерфейса.

Использование предложенных зависимостей позволяет быстро оценить потенциал переработки сырья и определить ориентировочные значения расхода сырья, образования синтез-газа и сопутствующих потоков.

Заключение

В работе предложен метод экспресс-оценки потенциала производства водорода, аммиака и метанола на основе компонентного состава сырья. Методика базируется на эмпирических закономерностях, уточнённых с использованием результатов детализированного технологического моделирования процессов переработки природного газа через синтез-газ целевых продуктов в программной среде Aspen HYSYS V14.

Данная работа является частью комплекса исследований, выполняемых в рамках разработки цифровой платформы для моделирования, расчёта и визуализации сценариев производства низкоуглеродного водорода и его deriva-

тивов в регионах и на месторождениях РК – «Цифровой водородный Атлас» (далее – Проект). Целью Проекта является создание инновационного программного инструмента, представляющего собой цифровую платформу, предназначенную для анализа, моделирования и визуализации различных сценариев производства низкоуглеродного водорода, аммиака и метанола с учётом ресурсной базы, технологических параметров и региональных особенностей Казахстана. Платформа реализуется в веб-среде на основе технологий HTML, что обеспечивает её гибкость, масштабируемость и возможность интеграции интерактивных аналитических инструментов и визуализации данных, востребованных при разработке и анализе сценариев развития водородной энергетики в РК.

Список использованной литературы

1. IEA. Global Hydrogen Review 2025. – Paris: International Energy Agency, 2025. – <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2025>;
2. Aasberg-Petersen K., Dybkjær I., Christensen T.S. Natural gas to synthesis gas – Catalysts and catalytic processes. – Journal of Natural Gas Science and Engineering, Amsterdam, 2011, № 3, pp. 423–459. – DOI: 10.1016/j.jngse.2011.02.003.
3. Appl M. Ammonia: Principles and Industrial Practice. – Weinheim: Wiley-VCH, 1999. – 498 p.

МҰНАЙ ЖӘНЕ ТАБИҒИ КӨМІРСУТЕК ГАЗДАРЫНАН СУТЕГІ, АММИАК ЖӘНЕ МЕТАНОЛ ӨНДІРУДІ БАҒАЛАУДЫҢ ЭКСПРЕСС-ӘДІСІ

Д.Ә. Дәулетбақов, С.Е. Жолдаяқова

Берілген жұмыста әртүрлі компоненттік құрамдағы мұнай және табиғи көмірсутек газдарынан төмен көміртекті сутегі, аммиак және метанол өндіру әлеуетін жедел бағалауға арналған жеңілдетілген аналитикалық әдістеме ұсынылады. Ұсынылған әдістеме көмірсутек шикізатының компоненттік құрамын метандық (көміртектік) эквивалентке келтіруге, сондай-ақ Aspen HYSYS V14 бағдарламалық ортасында бу риформингі, автотермиялық риформинг және екі сатылы риформинг процестерін модельдеу нәтижесінде алынған эмпирикалық-аналитикалық коэффициенттерді пайдалануға негізделген.

Әзірленген есептік алгоритм технологиялық процестерді егжей-тегжейлі инженерлік есептеулерсіз өнімдердің материалдық ағындарын, ресурстарды тұтыну көрсеткіштерін және көмірқышқыл газын ұстау көлемдерін бағалауға мүмкіндік береді. Алынған тәуелділіктерді қарапайым есептеу алгоритмдері түрінде іске асыруға болады, мысалы, HTML негізіндегі интерактивті калькулятор форматында. Бұл құралды газхимиясы мен сутегі энергетикасы саласындағы жобалардың технико-экономикалық тиімділігін алдын ала бағалау кезеңдерінде қолдануға болады.

Ұсынылған әдістемені пайдалану табиғи және ілеспе мұнай газдарын кешенді өңдеу әлеуетін бағалауға, сондай-ақ төмен көміртекті энергетика

бағытындағы жобаларды жоспарлау кезінде бастапқы талдау жүргізуге мүмкіндік береді.

Түйінді сөздер: *декарбонизация, төмен көміртекті сутегі, аммиак, метанол, ілеспе мұнай газы, табиғи газ, бу риформингі, екі сатылы риформинг, көмірқышқыл газын ұстау, сақтау және кәдеге жарату (CCUS), Aspen HYSYS*

Информация об авторах

Даулетбаков Дидар Алибекович – эксперт департамента альтернативной энергетики, *d.dauletbakov@kmge.kz*

ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Астана, Казахстан

Жолдаякова Сауле Ерболовна – и.о. директора департамента по альтернативной энергетике, заведующая лабораторией по исследованию водородных технологий, *s.zholdayakova@kmge.kz*

ТОО «КМГ Инжиниринг», Атырауский филиал, г. Атырау, Казахстан

РАЗРАБОТКА НОРМАТИВОВ ВРЕМЕНИ НА ВЫПОЛНЕНИЕ ВЫШКОМОНТАЖНЫХ РАБОТ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН НА НЕФТЬ И ГАЗ

Г.Р. Мухамбеталиева

В статье представлены ключевые этапы разработки нормативов времени на вышкомонтажные работы при строительстве скважин на нефть и газ. Актуальность исследования обусловлена разнородностью действующих нормативных документов в дочерних организациях КМГ, необходимостью внедрения прозрачной системы планирования и ценообразования, а также отсутствием актуализированных норм, учитывающих современные требования промышленной безопасности и новые типы буровых установок.

На основе фотохронометражных наблюдений выявлена структура затрат рабочего времени, определены причины потерь и простоев. Предложена методика расчета сбалансированной нормы времени аналитическо-исследовательским методом с учетом возраста оборудования и режима работ (работы ведутся в светлое время суток). Разработанные нормы утверждены в составе Сборника норм времени на строительство эксплуатационных скважин ведомственным приказом.

Ключевые слова: *нормирование труда, вышкомонтажные работы, норма времени, фотохронометраж, аналитический метод, структура затрат, буровая установка, простой, сборник норм времени.*

Введение

Вышкомонтажные работы (далее – ВМР) являются одним из наиболее трудоемких этапов цикла строительства нефтяных и газовых скважин. Их продолжительность напрямую определяет сроки ввода месторождений в разработку и общие экономические показатели проекта. В современных условиях развития нефтегазовой отрасли Казахстана одним из ключевых факторов эффективности

строительства скважин является совершенствование системы нормирования труда.

В настоящее время в дочерних и зависимых организациях (далее – ДЗО) национальной компании используются различные, зачастую устаревшие и несопоставимые нормативы времени на ВМР, основанные на старом парке оборудования и не учитывающие современных технологий монтажа, региональных и климатических условий. Как отмечается в методических рекомендациях по организации нормирования труда, утвержденных ведомственным приказом, нормы труда подлежат обязательной замене по мере внедрения новой техники, технологии и организационно-технических мероприятий [1]. При отсутствии межотраслевых или отраслевых нормативных материалов работодатель вправе разрабатывать нормы труда на отдельные виды работ на основе анализа фактических затрат рабочего времени. Порядок разработки, утверждения, замены и пересмотра таких норм регламентируется соответствующими правилами [2].

Отсутствие единой актуализированной нормативной базы времени на выполнение ВМР ведет к существенному разбросу плановых показателей между ДЗО, сложностям в формировании инвестиционных программ и объективной оценке эффективности подрядных организаций.

За прошедшие десятилетия произошли существенные изменения: обновился парк буровых установок, изменилась организация работ, выросли требования к безопасности труда, внедрены новые технологии. Устаревшие нормативы перестали отражать реальные трудозатраты и организационные условия, что приводило к искажению сметной стоимости, неэффективному планированию и снижению объективности оценки труда.

Кроме того, разработка норм времени должна учитывать требования профессиональных стандартов «Буровая бригада» и «Вышкомонтажные работы», утвержденных ведомственным приказом [3, 4]. Данные стандарты устанавливают требования к квалификации, составу бригад и содержанию трудовых функций.

В качестве референтного объекта для разработки нормативной базы выступило одно из крупнейших добывающих предприятий в структуре КМГ. На базе предприятия был реализован проект по разработке и утверждению сборника норм времени на строительство эксплуатационных скважин, включая вышкомонтажные работы. Сборник прошёл экспертизу в уполномоченном органе и утверждён ведомственным приказом.

Исследование базировалось на данных фотохронометражных наблюдений (далее – ФХН), проведенных в течение нескольких лет на скважинах, строящихся на месторождениях Западного Казахстана. Наблюдениями было охвачено значительное количество циклов «демонтаж – транспортировка – монтаж» буровых установок нескольких основных типов.

Разработка нормативной базы времени на вышкомонтажные работы осуществлялась в соответствии с требованиями аналитическо-исследовательского метода нормирования труда, предусматривающего техническое обоснование величины затрат труда применительно к конкретным организационно-техническим условиям. Согласно разделу 2.1 Методических рекомендаций №310-п [1], процесс разработки нормативных материалов состоит из шести укрупненных этапов, представленных в табл. 1.

Таблица 1. Этапы разработки нормативной базы времени

№ п/п	Наименование этапа разработки	Состав работ по этапу разработки
ЭТАП 1	Установление перечня работ, изучение имеющихся нормативных материалов разработка технического задания и рабочей методики.	Определение перечня работ (вышкомонтажные работы); изучение ЕНВ 1987 г. (ВНИИОЭНГ, 2001), паспортов оборудования; разработка технического задания и рабочей методики.
ЭТАП 2	Проведение фотохронометражных наблюдений и первичная обработка ФХН на циклах демонтажа и монтажа основных типов буровых установок.	Фиксация всех элементов затрат рабочего времени; первичная обработка собранных материалов.
ЭТАП 3	Систематизация исходных данных уточнение факторов влияния.	Систематизация данных по типам буровых установок; уточнение факторов: возраст оборудования, режим работ.
ЭТАП 4	Разработка норм времени.	Вывод эмпирических формул; расчет норм времени по типам буровых установок, вывод зависимости на ремонтные работы от возраста буровой установки; подготовка проекта сборника; согласование.
ЭТАП 5	Апробация проекта сборника в производственных условиях.	Проверка норм на значительном количестве скважин; сравнительный анализ фактических и нормативных данных; сбор дополнительных материалов.
ЭТАП 6	Согласование проекта сборника с заказчиком и подрядчиком. Внесение изменений, подготовка окончательной редакции, утверждение сборника.	Корректировка норм по результатам апробации; подготовка пояснительной записки; утверждение в установленном порядке.

Обобщённые результаты фотохронометражных наблюдений, как правило, показывают, что фактическое производительное время (включающее оперативную работу, подготовительно-заключительные действия, обслуживание рабочего места, ремонт, отдых и личные надобности) часто составляет менее половины от общей продолжительности вышкомонтажных работ (например, 40-45% от 100%), тогда как рациональная организация труда позволяет довести его до 60-70%. Это свидетельствует о наличии значительного резерва времени, который может быть реализован за счёт сокращения простоев и улучшения организации труда.

За базу для расчёта нормативной продолжительности принимается фактическое оперативное время, зафиксированное в ходе наблюдений. Нормативы времени на подготовительно-заключительные работы и обслуживание рабочего места, а также на отдых и личные надобности устанавливаются в соответствии с действующими отраслевыми нормативами (например, рекомендациями ВНИИОЭНГ или аналогичными документами) [5].

В соответствии с отраслевыми нормативами (ВНИИОЭНГ, 1988 г.) установлены нормативы на ПЗР и обслуживание (6%) и на отдых и личные надобности (12%) (табл. 2) [5].

**Таблица 2. Расчет нормативной (сбалансированной) продолжительности
вышкомонтажных работ**

№ п/п	Элемент затрат	Методика расчета	Обоснование
1	Оперативное время	По данным ФХН	Фактическая трудоемкость основных операций
2	ПЗР и обслуживание	6% от оперативного времени	Отраслевой норматив (ВНИИОЭНГ, 1988) [5]
3	Ремонтные работы	10% от оперативного времени	Таблица 4 (возраст свыше 20 лет)
4	Отдых и личные надобности	12% от оперативного времени	Отраслевой норматив (ВНИИОЭНГ, 1988) [5]

Пересчет продолжительности в календарную продолжительность выполнен с учетом режима работ (12-часовая смена в светлое время суток) по формуле (1):

$$\Pi = \frac{T}{n \times t}$$

где:

Π – календарная продолжительность, сут;

T – нормативная трудоемкость, чел.-час;

n – численность бригады (принимается 1, так как работы выполняются последовательно);

t – продолжительность рабочей смены в сутки, час (12).

Анализ ремонтных работ при разработке нормативной базы

Учитывая возраст буровых установок (от нескольких лет до нескольких десятилетий), ремонтные работы занимают существенную долю в структуре затрат времени. В разработанную нормативную базу включено время на ремонтные работы в зависимости от возраста оборудования. Норматив увеличивается по мере старения установки, достигая максимального значения для наиболее изношенного оборудования (табл. 3).

Таблица 3. Норматив времени на ремонтные работы в зависимости от возраста буровой установки

№ п/п	Возраст буровой установки, лет	Норматив на ремонтные работы, % от оперативного времени
1	До 3	0
2	Свыше 3 до 5	2
3	Свыше 5 до 7	3
4	Свыше 7 до 10	4
5	Свыше 10 до 15	5
6	Свыше 15 до 20	7
7	Свыше 20	10

Как правило, наибольшие затраты при ремонте связаны с восстановлением наиболее нагруженных узлов (насосное оборудование, сварочные работы и

т.п.), что обусловлено физическим износом установок, работающих сверх нормативного срока эксплуатации.

Анализ потерь рабочего времени и простоев

При проведении фотохронометражных наблюдений важно выявлять не только состав производительных операций, но и причины простоев. Практика показывает, что зачастую основной причиной потерь рабочего времени является ожидание техники (транспорта, грузоподъемных механизмов и т.п.), которое может составлять значительную долю от общей продолжительности вышкомонтажных работ и подавляющую часть всех потерь. Устранение данного фактора позволяет существенно повысить производительность труда.

Анализ причин простоев, как правило, указывает на проблемы межцеховой логистики и несогласованности графиков работы различных подразделений. Также в структуре потерь могут присутствовать:

- сверхнормативное время на подготовительно-заключительные работы и обслуживание рабочего места;
- сверхнормативное время на ремонтные работы;
- сверхнормативное время на отдых и личные надобности;
- нерегламентированные (неучтенные) перерывы.

Все выявленные потери должны учитываться при разработке нормативной базы через систему организационно-технических мероприятий, направленных на их минимизацию.

Ожидаемое повышение производительности труда за счёт устранения потерь рабочего времени является существенным. Основной резерв сокращения продолжительности вышкомонтажных работ, как показывает опыт, заключается в улучшении организации материально-технического обеспечения и межцехового взаимодействия.

Разработанная нормативная база времени на ВМП

Разработанный Сборник включает нормы времени на основные виды вышкомонтажных работ для нескольких типов буровых установок.

В число таких работ, как правило, входят:

- разгрузка оборудования;
- монтаж опорной рамы (аппарели);
- заезд буровой установки на опорную раму;
- установка на домкраты и центровка;
- монтаж рабочей площадки;
- подъём и монтаж секций мачты;
- монтаж насосного блока;
- монтаж блока очистки промывочной жидкости;
- подготовительно-наладочные работы;
- погрузка оборудования и другие.

По результатам фотохронометражных наблюдений, как правило, устанавливается, что фактическое производительное время составляет почти или менее половины от общей продолжительности вышкомонтажных работ. Основные потери рабочего времени (более половины от всех затрат) связаны с ожиданием техники, нерегламентированными перерывами и сверхнормативным временем на отдых и личные надобности.

Устранение выявленных потерь позволяет существенно повысить производительность труда – в зависимости от конкретных условий, рост может составлять от нескольких десятков до сотен процентов.

Ожидаемое повышение производительности труда за счет устранения потерь рабочего времени можно рассчитать по нижеследующей формуле:

$$\Delta \text{Птр} = \frac{(T_{\text{общ}} - T_{\text{произв}})}{T_{\text{произв}}} \times 100\%$$

или

$$\Delta \text{Птр} = \frac{T_{\text{потерь}}}{T_{\text{произв}}} \times 100\%$$

где:

- $\Delta \text{Птр}$ – ожидаемый рост производительности труда (в %);
- $T_{\text{произв}}$ (или $T_{\text{оп}}$) – фактическое производительное время (оперативное + ПЗР + обслуживание + отдых + ремонт).
- $T_{\text{общ}}$ – общая продолжительность работ (включая простои);
- $T_{\text{потерь}}$ разность (**$T_{\text{общ}}$** – $T_{\text{произв}}$) представляет собой время потерь (простои, ожидание техники, нерегламентированные перерывы и т.д.).

Результаты и обсуждения

Успешный опыт, полученный в результате проведенной работы в нефтедобывающей компании, позволяет обнаружить элементы или работы, по которым идут существенные отклонения, определить факторы, влияющие на данные отклонения и, при необходимости, рекомендовать предприятию выработать мероприятия по устранению узких мест процесса строительства скважин.

На основе полученных эмпирических данных разработан и утверждён (ведомственным приказом) Сборник норм времени на строительство эксплуатационных скважин для нефтедобывающей компании, включающий:

- значительное количество норм на вышкомонтажные работы по нескольким типам буровых установок;
- систему поправочных коэффициентов (например, по состоянию дорог; по возрасту буровой установки – в диапазоне от незначительного до заметного процента от оперативного времени);
- карты трудовых процессов и численный состав исполнителей.

На этапе апробации проекта сборника в производственных условиях разработанные нормы времени проверяются на значительном количестве скважин. Сравнительный анализ фактической и нормативной продолжительности вышкомонтажных работ позволяет оценить выполнимость установленных нормативов. Как правило, фактическая продолжительность оказывается ниже ранее действовавших нормативов, что объясняется корректным учётом режима работ (12-часовая смена), реальной структуры затрат рабочего времени и дифференцированным подходом к нормированию ремонтных работ в зависимости от возраста оборудования.

По результатам апробации в проект сборника вносятся уточнения и корректировки. Подготавливается окончательная редакция сборника, включающая нормы времени на вышкомонтажные работы для основных типов буровых установок, систему поправочных коэффициентов, карты трудовых процессов и чис-

ленно-квалификационный состав бригад. Сборник проходит экспертизу в уполномоченном органе и утверждается ведомственным приказом.

Заключение и выводы

Разработанная методология (фотохронометраж, факторный анализ, поэтапная детализация) доказала свою эффективность и может служить научно-методической основой для формирования отраслевых типовых норм времени в нефтегазовом комплексе Казахстана, а также создания единой нормативной базы времени на выполнение вышкомонтажных работ во всех дочерних организациях КМГ.

Внедрение разработанной нормативной базы обеспечит:

- прозрачность стоимости строительства скважин для всех ДЗО;
- объективность оценки эффективности подрядных организаций;
- снижение потерь при строительстве скважин (потенциальный резерв составляет значительную долю от времени ВМР).

Список использованной литературы

1. Методические рекомендации по установлению норм и нормативов для нормирования труда рабочих, утверждены приказом Министра труда и социальной защиты населения Республики Казахстан от 22 декабря 2008 года № 310-п.
2. Правила разработки, утверждения, замены и пересмотра единых межотраслевых или межотраслевых типовых или типовых норм и нормативов по труду, утверждены приказом Министра здравоохранения и социального развития Республики Казахстан от 28 декабря 2015 года № 1036.
3. Профессиональный стандарт «Вышкомонтажные работы (Предоставление услуг, способствующие добыче нефти и природного газа)» (приложение 2), утвержден приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 27 декабря 2024 года № 494.
4. Профессиональный стандарт ««Буровая бригада (Предоставление услуг, способствующих добыче нефти и природного газа)» (приложение 1), утвержден приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 27 декабря 2024 года № 494.
5. Отраслевые нормативы времени на подготовительно-заключительные работы, обслуживание рабочего места, отдых и личные надобности. – М.: ВНИИОЭНГ, 1988.

МҰНАЙ МЕН ГАЗҒА ҰҢҒЫМАЛАРДЫ БҰРҒЫЛАУ КЕЗІНДЕГІ МҰНАРА МОНТАЖДАУ ЖҰМЫСТАРЫН ОРЫНДАУҒА АРНАЛҒАН УАҚЫТ НОРМАТИВТЕРІН ӘЗІРЛЕУ

Ғ.Р. Мұхамбеталиева

Мақалада мұнай және газ ұңғымаларын салу кезінде вышкомонтаждық жұмыстарға арналған уақыт нормативтерін әзірлеудің негізгі кезеңдері кел-

тірілген. Зерттеудің өзектілігі КМГ-ның еншілес ұйымдарында қолданыстағы нормативтік құжаттардың әртүрлілігіне, ашық жоспарлау және баға белгілеу жүйесін енгізу қажеттілігіне, сондай-ақ өнеркәсіптік қауіпсіздіктің заманауи талаптары мен бұрғылау қондырғыларының жаңа түрлерін ескеретін өзекті нормалардың болмауына байланысты.

Фотохронометраждық бақылаулар негізінде жұмыс уақыты шығындарының құрылымы анықталды, жоғалтулар мен тұрып қалулардың себептері белгіленді. Жабдықтың жасын және жұмыс режимін (жұмыс күндізгі уақытта жүргізіледі) ескере отырып, теңгерімді уақыт нормасын аналитикалық-зерттеу әдісімен есептеу әдістемесі ұсынылған. Әзірленген нормалар пайдалану ұңғымаларын салуға арналған уақыт нормалары жинағының құрамында ведомстволық бұйрықпен бекітілген.

Түйінді сөздер: еңбекті нормалау, вышкомонтаждық жұмыстар, уақыт нормасы, фотохронометраж, аналитикалық әдіс, шығындар құрылымы, бұрғылау қондырғысы, тұрып қалулар, уақыт нормалары жинағы.

Информация об авторах

Мухамбеталиева Гულიра Рамазановна – старший инженер управления нормирования трудовых ресурсов, g.mukhambetalieva@kmge.kz

ТОО «КМГ Инжиниринг», филиал «КазНИПИмунайгаз», г. Актау, Казахстан.

ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ ИНТЕГРАЦИИ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ (ВИЭ) В ПРОЦЕССЫ НЕФТЕГАЗОВОГО СЕКТОРА

С.А. Мусатов, А.М. Мырзагалина

В настоящей статье рассмотрены актуальные вопросы по интеграции возобновляемых источников энергии (далее – ВИЭ) в производственные процессы нефтегазового сектора, приведены примеры использования технологий ВИЭ за рубежом, проведен анализ существующего положения и тенденции мировой отрасли ВИЭ. В работе нефтегазового сектора используются энергоемкие технологии, внедрен высокий уровень автоматизации, вследствие чего электроэнергия в больших объемах используется во всех производственных процессах нефтегазового сектора.

По климатическим условиям Казахстана энергию солнца и ветра можно использовать в качестве ВИЭ для нефтегазового комплекса. Производственные процессы нефтегазового сектора осуществляются на отдаленных участках, требующих стабильного электроснабжения. Для электроснабжения производственных площадок без доступа к существующим энергосетям, можно использовать солнечные панели и ветровые турбины. Универсальность и гибкость указанных видов ВИЭ обеспечивают оптимизацию эксплуатационных расходов, бесперебойное энергоснабжение и автономность работы производственных объектов. Солнечные панели энергии эффективно работают в дневное время и устанавливаются на крышах зданий, сооружений и на передвижных транспортных средствах. Ветровые установки гене-

пируют энергию при ветреной погоде в круглосуточном режиме на суше и на море.

Перспективным направлением в решении энергодефицита в нефтегазовом секторе является интеграция ВИЭ, которая открывает широкие возможности для эффективной работы отрасли. Безусловно, при внедрении ВИЭ потребуются значительные финансовые инвестиции, однако в долгосрочной перспективе будут достигнуты стабильное энергоснабжение, оптимизация эксплуатационных расходов, а также решение экологических проблем, что делает целесообразным интеграцию ВИЭ в процессы нефтегазового сектора. Экономическая эффективность ВИЭ будет и в дальнейшем расти благодаря научно-техническому прогрессу, снижению стоимости технологического оборудования и активной государственной поддержке.

Ключевые слова: энергетика, возобновляемые источники энергии, солнечная энергия, ветровая энергия, углеродный след, парниковые газы, парниковый эффект, экономическая эффективность

Проблемы глобального ухудшения экологии способствовали развитию ВИЭ, в связи с чем большинство зарубежных стран нацелены на углеродную нейтральность. По всему миру наблюдается тенденция развития ВИЭ, связанная с обязательствами компаний по низкоуглеродному развитию. Экологические проблемы современности требуют пересмотра существующих подходов в деятельности нефтегазовой отрасли. Мировым сообществом было подписано «Парижское соглашение», основным условием которого является постепенный энергетический переход нефтегазовой отрасли в экологически чистые формы производства путем интеграции ВИЭ, которая позволит обеспечить более эффективную деятельность производства и сократить углеродный след. «Европейский зеленый курс» предполагает сокращение парникового эффекта и снижение объемов загрязняющих веществ в странах Европейского содружества (ЕС) до нуля к 2050 году за счет ВИЭ. Развитые страны планируют увеличить долю выработки энергии ВИЭ, полностью отказаться от использования нефти и угля, а также сократить потребление газа. В качестве государственной поддержки Правительства стран используют «зеленые» тарифы для поддержки инвестиций в энергетику на основе ВИЭ [1].

На сегодняшний день ВИЭ рассматриваются в качестве незаменимого инструмента системы энергообеспечения с положительным экономическим эффектом, но с длительной окупаемостью. По сравнению с энергией ВИЭ традиционная энергия имеет низкую стоимость, однако регулярное финансирование и развитие технологий ВИЭ ведет к снижению инвестиционных затрат, что позволит обеспечить окупаемость вложений в ближайшем будущем. Интеграция ВИЭ позволит ускорить трансформацию нефтегазового сектора в экологически чистую отрасль. Правительство Казахстана поддерживает развитие ВИЭ и ведет активные работы по диверсификации энергетического сектора [2].

Казахстан является одним из крупнейших производителей и потребителей энергии. На сегодняшний день энергообеспечение нефтегазового сектора зависит от объемов энергии, получаемых из ископаемых источников – более 70% электроэнергии в стране вырабатывается из угля, 14% – гидроресурсы, 11% – газ, 5% – нефть. Достижение бесперебойного энергоснабжения возможно благодаря научно-техническому прогрессу (далее – НТП) в области использования ВИЭ, в результате внедрения которого можно добиться значительного снижения

себестоимости производства электроэнергии ветровыми (далее–ВЭС) и солнечными (далее–СЭС) электростанциями. Если экономическая эффективность проектов ВИЭ по сравнению с традиционным методом генерации энергии будет выше, то технологии ВИЭ найдут широкое применение в процессах нефтегазовой отрасли. Казахстан имеет значительный потенциал для снижения парникового эффекта до нулевого уровня, который может быть достигнут путем повышения энергоэффективности и использования ресурсов ВИЭ, которыми богата страна [2].

В целях достижения углеродной нейтральности к 2060 году, Казахстан стремится к сокращению объемов парниковых газов на 15% к 2030 году. В стране ведутся работы по крупным проектам в рамках энергетического перехода на экологически чистые формы производств путем интеграции ВИЭ. Успешный энергетический переход станет основой экономического роста, так как в случае отставания от запланированных сроков перехода, Казахстан потеряет 2-2,5% ВВП.

Общеизвестно, что любая деятельность с использованием энергии влияет на климат, оставляя на Земле углеродный след, представляющий собой выбросы парниковых газов. Стремление к снижению углеродного следа является признаком ответственной деятельности. Ускоренный темп потребления электроэнергии по всему миру связан с устойчивым экономическим ростом, внедрением новейших технологий, функционирующих на электричестве, а также глобальным потеплением, следствием которого является активное применение охлаждающих установок. Источники выбросов парниковых газов (рис. 1).

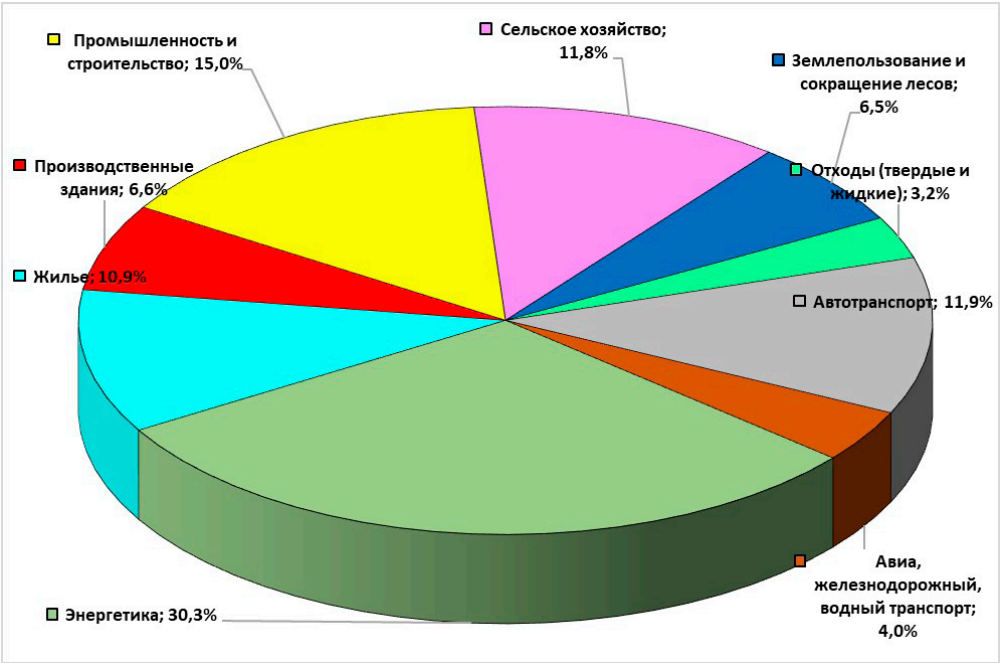


Рисунок 1. Источники выбросов парниковых газов

Развитие НТП влечет за собой рост парникового эффекта, удерживающего высокую температуру и способствующего изменению климата. В результате

увеличения выбросов парниковых газов температура на поверхности земли к 2030 году может увеличиться на 2-2,5°C. В составе парниковых газов можно выделить водяной пар – 62%, углекислый газ – 22%, метан – 8%, озон – 6% и оксид азота – 2%, каждый из которых наносит непоправимый урон природе и является основой экологических проблем.

Существует прямая зависимость между объемами вырабатываемой энергии и выбросами парниковых газов. При увеличении объемов энергии, вырабатываемых из традиционных невозобновляемых источников, таких как нефть, газ, уголь, в атмосферу производится больше выбросов. Для снижения углеродного следа и улучшения климата необходимо использовать низкоуглеродную энергию, выработанную технологиями ВИЭ против «углеродоёмкого» способа выработки энергии традиционными технологиями. При выработке энергии из ВИЭ парниковых выбросов в атмосферу практически не бывает. К тому же запасы ВИЭ быстро восстанавливаются и являются неисчерпаемыми. В качестве положительной стороны можно отметить, что для большинства развитых стран ВИЭ являются хорошей альтернативой для производства энергии, позволяют увеличить рабочие места в трехкратном размере, чем при производстве энергии традиционными источниками, формирование которых требует миллионы лет. Основные источники энергии представлены на (рис. 2).



Рисунок 2. Основные источники энергии

Главной целью энергетики является энергообеспечение всех отраслей экономики и населения страны. В эпоху НТП роль энергетики резко возросла, так как объемы производства и потребления электроэнергии увеличиваются быст-

рыми темпами, способствуя экономическому росту. Верно будет отметить, что дефицит энергии в стране удерживает экономический рост. Например, развитые страны сильно опережают развивающиеся страны по объемам выработки электроэнергии, включая технологии ВИЭ. Ведущие производители электроэнергии представлены на (рис.3)

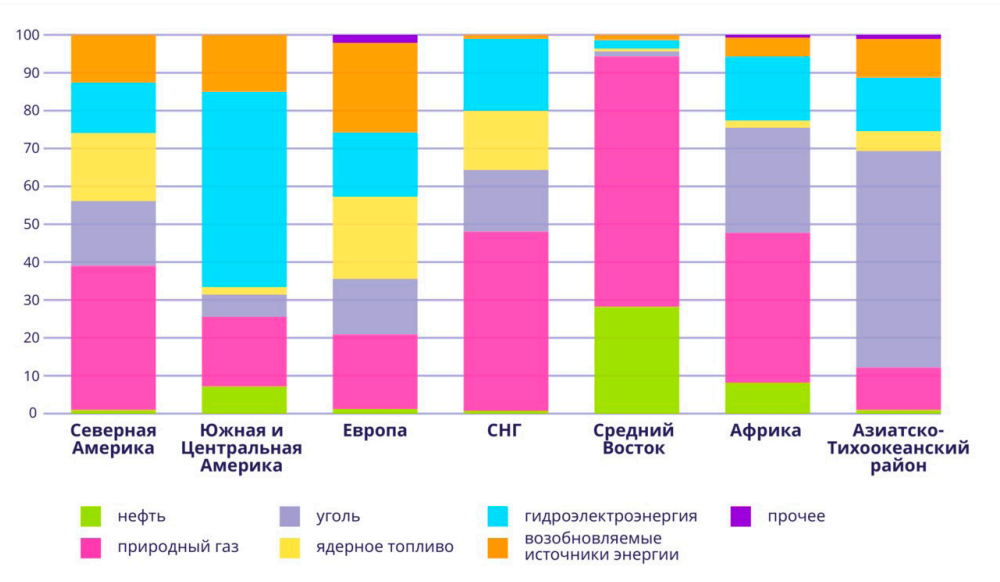


Рисунок 3. Структура производимой электроэнергии по странам

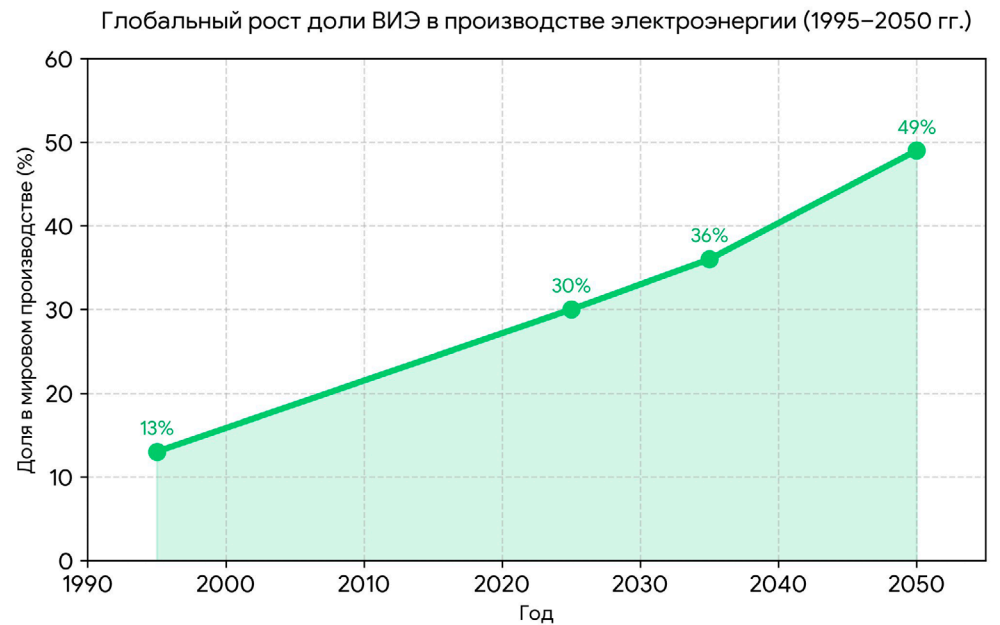


Рисунок 4. Доля ВИЭ в мировом производстве электроэнергии

Анализ по миру показывает, что доля ВИЭ в производстве электроэнергии за последние двадцать лет увеличивается с 13% в 1995 году до 30% в 2025 году. Ожидается, что доля ВИЭ в 2035 году составит 36% и достигнет 49% в 2050 году. Рост доли ВИЭ в мировом производстве электроэнергии представлен на (рис. 4). Стоит отметить, что лидирующие позиции по внедрению ВИЭ занимают страны, ограниченные в невозобновляемых природных ресурсах, которые ведут политику поддержки и развития данной отрасли для обеспечения энергетической безопасности.

Наибольший удельный вес среди источников выбросов парниковых газов занимает топливно-энергетический комплекс (ТЭК), величина которого составляет 30%. Для сокращения объемов парниковых газов необходимо сократить потребление энергии, переходить на энергосберегающие устройства, использовать энергоэффективные приборы, внедрять ВИЭ в процессы нефтегазового сектора.

Основными этапами производственного процесса нефтедобычи являются геологоразведочные работы, бурение, добыча и промысловая подготовка, хранение и транспортировка, переработка, а также распределение и сбыт продукции. Каждый из указанных этапов характеризуется своими особенностями и требованиями. Интеграция ВИЭ в процессы нефтегазового сектора может параллельно осуществляться на нескольких этапах, в результате которой будут достигнуты экологическая и экономическая эффективность.

Объекты нефтегазовой отрасли при процессах добычи нефти функционируют в отдаленных участках, в которых инфраструктура электроснабжения отсутствует или требует вложений в её организацию. Применение солнечной и ветровой энергии для электроснабжения подобных отдаленных производственных площадок позволяет повысить автономность объектов, существенно снижая их зависимость от централизованных энергосистем. ВИЭ технологии солнечной энергии могут работать в светлое время суток, тогда как ветровые установки в ветреную погоду будут вырабатывать энергию круглосуточно. Эффективная работа ветровых установок возможна, как в прибрежных зонах, так и на открытых равнинах с сильными ветрами.

Универсальность и гибкость данных видов ВИЭ заключается в том, что солнечные панели можно устанавливать на крышах зданий и сооружений, на отдаленных производственных объектах и даже на транспортных средствах, тогда как ветровые турбины могут эффективно работать при различных климатических условиях на суше и на море. Поскольку солнце и ветер могут генерировать энергию, но не могут ее накапливать, в целях надежного и бесперебойного электроснабжения требуется обеспечение резервных мощностей в виде аккумуляторов и иных накопителей энергии.

Например, компания «Total», стремясь к обеспечению энергетической устойчивости морских платформ, установила на просторах океана ветровые турбины, что обеспечивает не только стабильное электроснабжение, но и освобождение от зависимости от традиционных источников энергии.

При хранении и транспортировке углеводородов танкерами или автотранспортом используется огромное количество ископаемого топлива, что значительно усугубляет парниковый эффект. Электрификация транспортных средств, оснащение их солнечными панелями и зарядка аккумуляторов при помощи возобновляемых источников энергии способны существенно сократить этот негативный вклад. В качестве примера можно привести компанию «BP», которая

применяет солнечные панели на своих базах хранения и распределительных узлах, а также активно занимается электрификацией транспорта.

В работе перерабатывающих комплексов внедрение ВИЭ позволяет снизить углеродный след, повысить энергетическую независимость путем установки солнечных панелей и ветровых турбин для производства энергии. Ведущая компания нефтегазового сектора «Shell» установила на своих нефтеперерабатывающих заводах солнечные панели, обеспечивающие сокращение углеродного следа и снижение эксплуатационных расходов.

ТЭК Казахстана является комплексом нефтегазовых и смежных отраслей, деятельность которых влияет на экономический рост за счет экспорта энергоресурсов и на обеспечение населения различными видами энергии. Энергетический потенциал страны является комплексом по преобразованию, распределению и использованию энергетических ресурсов. В энергетической политике Казахстана ВИЭ играют важную роль, так как страна по своим климатическим особенностям и природным ресурсам имеет возможность активно развивать отрасль ВИЭ.

В Казахстане за 2024 год первичное потребление энергии достигло 74304,0 тысяч тонн нефтяного эквивалента (тнэ), что на 0,1% больше уровня 2023 года. Конечное потребление энергии в сравнении с предыдущим годом увеличилось на 2,9% и в 2024 году составило 44 647,3 тысяч тнэ. В 2024 году наибольшую долю в конечном потреблении энергии занимают нефть и нефтепродукты – 32,9% и природный газ – 21,1%, теплотехнологии – 16,9%, электроэнергия – 16,4 и угля – 12,7% от суммы конечного потребления энергии.

По данным «KEGOC» по итогам 2024 года электроэнергетическая система страны продемонстрировала устойчивый рост. Потребление электроэнергии увеличилось на 4,3% и составило 120 млрд кВт·ч, выработка выросла на 4,5% – до 117,9 млрд кВт·ч. Максимум потребления был зафиксирован 8 декабря и достиг 17 703 МВт, что на 3,5% больше результата 2023 года. Дефицит электроэнергии покрывался, в том числе за счет импорта электрической мощности из Российской Федерации [4].

Согласно прогнозам, представленным на заседании коллегии, баланс электрической мощности на 2025-2031 годы указывает на потенциальный дефицит до 4,8 ГВт к 2031 году, при этом необходимый резерв мощностей составляет 18,5%. В целях обеспечения энергетической безопасности и стабильности Министерством энергетики РК утверждена перспектива размещения электрических мощностей и план мероприятий по развитию электроэнергетического сектора до 2035 года. Их реализация позволит прогнозировать профицит в объеме 9,1 ГВт к указанному сроку.

Всего по Казахстану функционируют 18 энергоузлов, которые объединены в Северную, Западную и Южную зоны (рис. 5).

По уровню потребления Казахстан входит в топ-50 стран и занимает 36-е место по уровню потребления электроэнергии на душу населения. На сегодняшний день объем потребления электроэнергии на душу населения по стране составляет 5,1 – 6 тыс. кВт·ч, что в 1,5-1,8 раза больше среднего показателя по миру, который составляет 3– 3,8 кВт·ч на душу населения.

Необходимо отметить, что среднеотпускные тарифы на электроэнергию по Казахстану составляют 28-32 тенге/1кВт·ч для юридических лиц и 20-25 тенге/1кВт·ч для физических лиц, тогда как в Европе стоимость электроэнергии больше казахстанских тарифов в 5-6 раз.

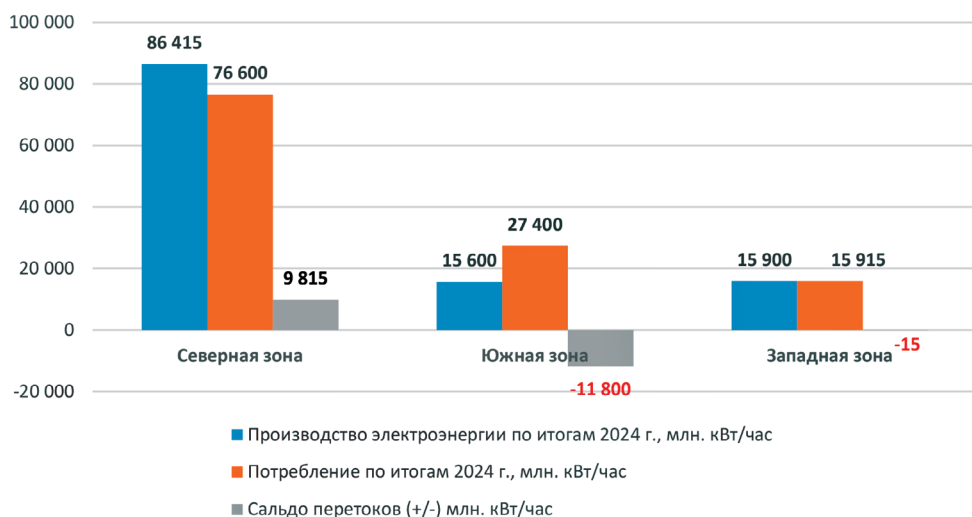


Рисунок 5. Показатели по территориальным зонам

По данным Министерства энергетики за 2024 год в общем объеме производства электроэнергии доля ВИЭ составила 6,2%, величина которой с 2026 года в соответствии с прогнозом будет неуклонно расти [3]. Данное обстоятельство указывает, что несмотря на необходимость значительных финансовых инвестиций в развитие ВИЭ и существующие риски, Казахстан должен вести активную работу в данном направлении, также, как и другие страны, для которых ВИЭ являются нормой для достижения энергообеспеченности страны. Доля электроэнергии, произведенной ВИЭ в РК за 2024 год представлена на рис. 6.

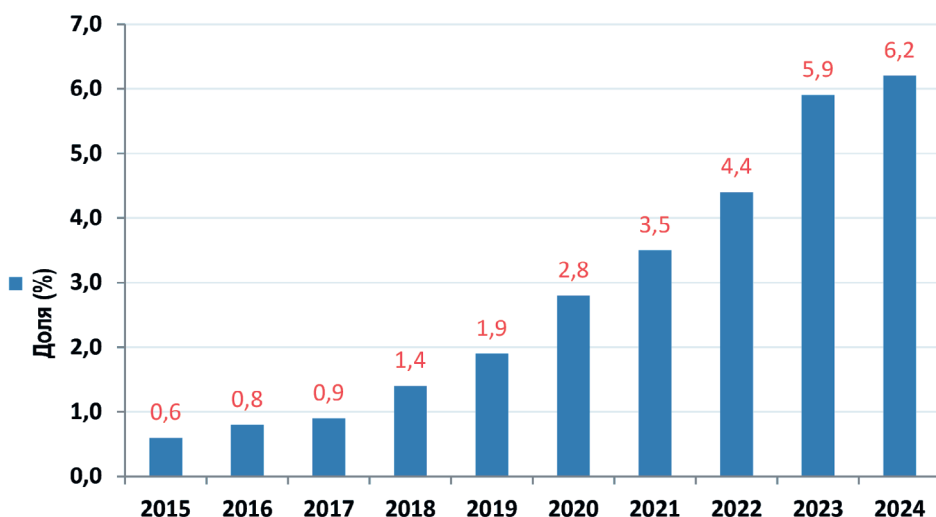


Рисунок 6. Доля электроэнергии в %, произведенной ВИЭ в РК за 2015-2024 годы

По итогам 2024 года всего по Казахстану было произведено 117,9 млрд кВт/час электроэнергии, а потребление достигло 119,9 млрд кВт/час электроэнергии или 98,3% [5]. За аналогичный период объем электроэнергии технологиями ВИЭ составил 6,2% от общего объема произведенной электроэнергии.

По итогам 2024 года (по данным НДЦ СО¹) в Республике Казахстан действовали 157 объектов ВИЭ суммарной установленной мощностью 3 038,6 МВт, в том числе:

- Ветровые электростанции (ВЭС): 57 объектов – 1 525,7 МВт.
- Солнечные электростанции (СЭС): 44 объектов – 1 216,6 МВт.
- Гидроэлектростанции (ГЭС): 55 объектов – 295,2 МВт.
- Биогазовые установки: 1 объект – 1,1 МВт.

В 2024 году было введено в эксплуатацию 8 объектов ВИЭ суммарной мощностью 154,6 МВт.

Ожидается, что в 2025 году дефицит электроэнергии составит 3 млрд кВт/ч, а в 2030 году дефицит достигнет рекордные 13,5 млрд кВт/ч. Увеличение потребности в электроэнергии, связанной с научно-техническим процессом, расширением различных отраслей промышленности и сфер деятельности, необходимо покрывать за счет развития и внедрения ВИЭ.

В соответствии с Приказом №11 от 11.01.2024 года «Об утверждении прогнозных балансов электрической энергии и мощности в единой электроэнергетической системе Республики Казахстан на период с 2024 по 2030 годы» утвержден прогнозный баланс, в соответствии с которым, начиная с 2026 года ожидается дефицит электроэнергии, восполняемый технологиями ВИЭ. Прогнозный баланс наглядно продемонстрирован на рис. 7.

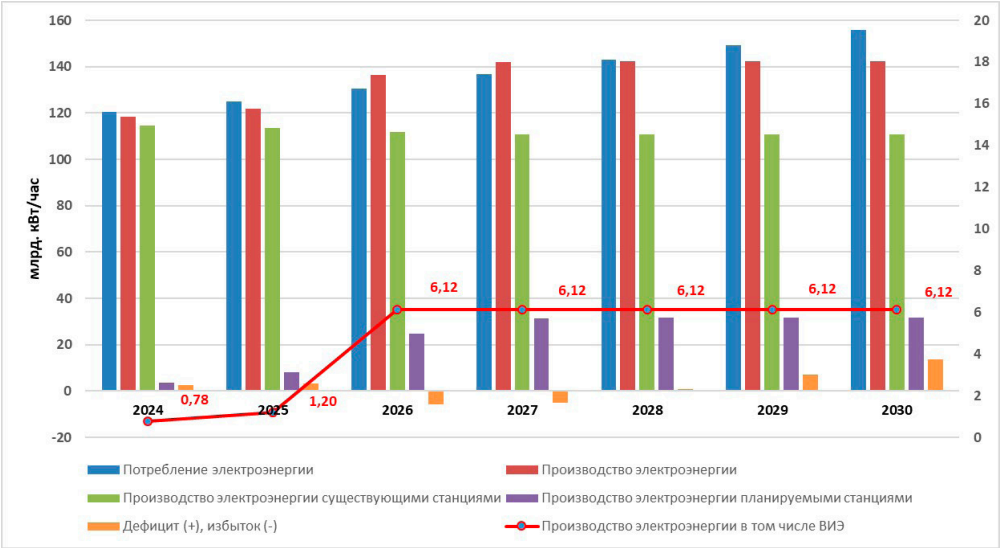


Рисунок 7. Прогнозный баланс электрической энергии РК на 2024-2030 гг.

Казахстан ведет работы по усиленному инвестированию электроэнергетики. В рамках существующих инвестиционных программ планируются реконструкция и модернизация электросетевой инфраструктуры Казахстана. За 2024-2029

¹ НДЦ СО – Национальный диспетчерский центр системного оператора.

годы ожидается финансирование инвестиционных проектов на 300 млрд тенге. В соответствии с программой «Тариф в обмен на инвестиции» на модернизацию энергетических объектов выделяются возвратные инвестиций на сумму в 428 млрд тенге.

На сегодняшний день по всему миру 58% электроэнергии генерируются электростанциями на угле, газе и нефтепродуктах. По данным Международного энергетического агентства (МЭА) дефицит по всему миру покрывают ВИЭ, из них 50% солнечные электростанции, 25% – ветровые и 25% прочие ВИЭ. Предполагается, что ежегодное мировое увеличение глобального потребления электроэнергии на 4%, способствует развитию и увеличению доли ВИЭ до 35% в 2025 году.

Согласно прогнозу МЭА к 2027 году доля объектов ВИЭ в глобальной выработке электроэнергии достигнет 38%, мощность ВИЭ вырастет на 75% или на 2400 ГВт. Доля объектов ВИЭ в глобальной выработке электроэнергии, по прогнозам агентства, увеличится с 25% в 2021-м до 38% в 2027 году.

По предположениям МЭА, солнечная энергетика будет основным источником электричества к 2050 году, в связи с чем все развитые страны мира ведут активную работу для массового использования ВИЭ. К тому же процесс производства энергии технологиями ВИЭ позволит сократить выбросы парниковых газов, значительный объем которых при традиционном подходе производства энергии путем сжигания угля, нефти и газа, ухудшает экологию и усугубляет экологический кризис. Стоит отметить, что развитие ВИЭ позволит снизить объем использования природных источников энергии, как газ, нефть и уголь.

По статистическим данным за 2023 год на первом месте по производству «зеленой энергии» находится Китай, США на втором месте и третье место занимает Бразилия. В развитых странах по величине финансирования ВИЭ является одной из самых быстрорастущих отраслей. По прогнозам МЭА к 2050 году в целях энергобезопасности доля инвестиции в технологии ВИЭ, генерирующих энергию, достигнут 73%. В числе основных направлений развития можно отметить развитие солнечной и ветровой энергетике, а также технологии накопления энергии. Структура производства электроэнергии по видам топлива представлена на рис. 8.

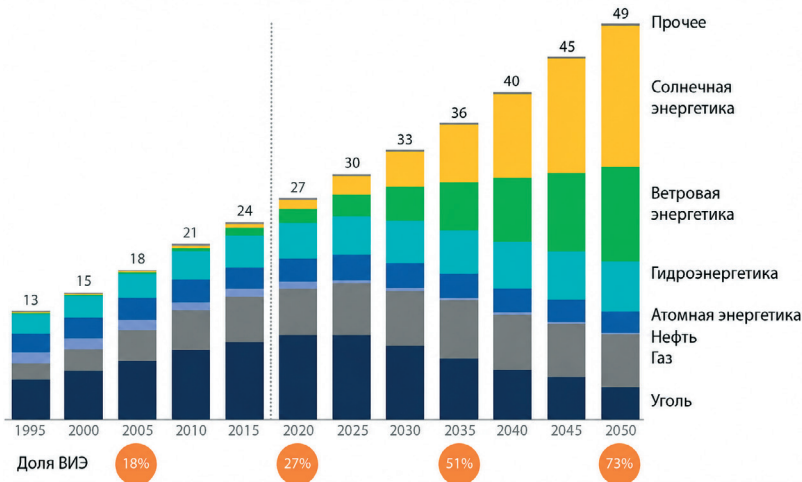


Рисунок 8. Структура производства электроэнергии по видам топлива (трлн кВт*ч)

За 2024 год общая мощность объектов ВИЭ по всему миру составляет более 585 ГВт, темп ввода новых мощностей достигает 64%, планируется к 2030 году увеличить общую мощность до 8 ТВт. Строительство ветровых и солнечных электростанций стало более доступным. Средняя стоимость строительства наземных ВЭС составила \$1041 за 1 кВт мощности и \$2800 за 1 кВт. за строительство морских ВЭС.

В энергетическую отрасль Казахстана вкладывается недостаточно инвестиций, а уровень обновления основных фондов составляет всего лишь 6%, тогда как более трети основных фондов энергетических предприятий нуждаются в модернизации или замене. В связи с чем в стране на государственном уровне планируют увеличить количество инвестиционных проектов в энергетике до 68 единиц, основными целями которых являются ввод новых энергомощностей, строительство объектов ВИЭ и ТЭЦ, запуск газовых и гидроэлектростанций, строительство газоперерабатывающих заводов, расширение отечественных НПЗ, проекты в области ВИЭ, развитие нефтегазохимии и другие проекты.

За 2023 год объем средств, инвестированных в ВИЭ, достиг 199,8 млрд тенге, который стал рекордным для отрасли в этот период, однако в общем объеме инвестиций составляет всего лишь 1%. Солнечные и ветровые парки составляют 90,6% от всей установленной мощности отечественных ВИЭ, 9,3% объекты гидроэнергетики и менее 1% составляет биотопливо.

Порядка 30% от общей стоимости ВИЭ в стране финансируется за счет собственных средств компаний, а остальные 70% привлекаются в виде долгосрочных кредитов у международных финансовых институтов – Европейский банк реконструкции и развития (ЕБРР), Зеленый климатический фонд и Фонд чистых технологий, Банк развития Казахстана (БРК), а также Евразийский банк развития (ЕАБР) и Азиатский банк развития (АБР).

Мировой рынок ВИЭ привлекает огромные инвестиции, включая компании нефтегазовой отрасли. Нефтяные компании Казахстана начали инвестировать в «зелёную» энергетику, так как нефтегазовая отрасль характеризуется энергоёмкими операциями и в среднем потребляет более 5, 5-6, 0% электроэнергии, вырабатываемой в стране, а в структуре производственных расходов доля затрат на электроэнергию составляет 30–35%.

Удельный расход электроэнергии на добычу и переработку нефти в среднем по отрасли составляет 170 кВт-ч/т. Из них 68% энергоресурсов в нефтепереработке потребляется в качестве топлива, 26% – теплоэнергии и 7% – электроэнергии.

В числе крупных инвестиционных проектов можно назвать гибридную электростанцию с комбинированной генерацией электроэнергии от солнца, ветра и газа, планируемую «КазМунайГаз» совместно с итальянской «Eni» на паритетной основе за 307 млн \$. Гибридный проект электростанции построят в городе Жанаозен мощностью 247 МВт, из них мощность солнечной энергии – 50 МВт, ветряной энергии – 77 МВт и газовой энергии – 120 МВт. Ожидается, что гибридный энергообъект обеспечит энергией предприятия нефтегазовой отрасли, в том числе АО «Озенмунайгаз» и газоперерабатывающий завод. Данный проект позволит восстановить энергосистему в западном регионе, так как проблемы с поставкой электроэнергии для АО «Озенмунайгаз» остаются все еще нерешенными из-за периодических перебоев с электричеством [6].

По предварительным расчетам при величине инвестиции 145,35 млрд тенге и минимальных эксплуатационных затратах в 7,27 млрд тенге, окупаемость гибридной электростанции наступит на шестнадцатый год.

Как видно из представленных выше данных, внедрение объектов ВИЭ в процесс нефтедобычи связано со значительными финансовыми вложениями и необходимостью внесения изменений в существующую инфраструктуру и операционные процессы. Наиболее актуальными для процессов нефтегазовой отрасли является энергия солнца и ветра, обеспечивающая низкий уровень выбросов углекислого газа, может быть использована на морских объектах и на суше, а также может применяться в труднодоступных участках, для которых недоступны традиционные источники энергии по техническим или экономическим причинам.

Заключение

Таким образом, Казахстан проявляет активный интерес к технологиям ВИЭ и намеревается к 2050 году перевести на ВИЭ 50% всего энергопотребления, в том числе электроснабжение нефтегазового сектора. Главной проблемой отрасли является создание парникового эффекта, следствием которого становятся загрязнение окружающей среды и глобальное потепление.

В связи с истощением запасов нефти, грядет эпоха низкорентабельной трудноизвлекаемой (ТРИЗ) нефти, доля которой на сегодня составляет 60% от всех запасов углеводородного сырья (УВС) и увеличится до 70% к 2030 году. Комплексное решение по разработке ТРИЗ включает наращивание темпов геологоразведки новых и доразведки старых месторождений, запуск инвестиционных проектов по внедрению технологий ВИЭ.

Поскольку основой экономики Казахстана является нефтегазовая отрасль, любые проблемы с энергообеспечением отрасли требуют своевременного вмешательства и срочного решения. Поэтому Правительство Казахстана ведет работы по реформированию своего энергетического профиля путем ускорения процессов интеграции ВИЭ, так как ставит своей целью снижение экологического воздействия путем сокращения выбросов углекислого газа, что соответствует международным стандартам и требованиям по охране окружающей среды.

Потенциал ВИЭ в процессах нефтегазового сектора безграничен, в результате внедрения которых можно снизить эксплуатационные затраты и повысить энергетическую независимость. Интеграция ВИЭ в процессы нефтегазового сектора является основой устойчивого развития и экологически ответственного отношения, а также обеспечивает экономическую эффективность работы на длительную перспективу.

Список использованной литературы:

1. «Европейский зеленый пакт» от 11.12.2019 года. Европейская комиссия Брюссель, 2019г.
2. Стратегии достижения углеродной нейтральности Республики Казахстан до 2060 года. Утверждена Указом Президента Республики Казахстан № 121 от 2.02.2023г.
3. Официальные статистические данные «Бюро национальной статистики Агентства по стратегическому планированию и реформам Республики Казахстан». <https://stat.gov.kz/>
4. Годовой отчет / 2024 энергия развития kegoc <https://ar2024.kegoc.kz/ru/electricity-balance.html>
5. Когда Казахстан сможет полностью обеспечивать себя собственной электроэнергией. petrocouncil.kz, 2025. <https://petrocouncil.kz/ru/novost/>

kogda-kazakhstan-smozhet-polnostyu-obespechivat-sebya-sobstvennoj-elektroenergiej

6. «КМГ и ENI приступили к строительству гибридной электростанции в жанаозене». kapital.kz, 2024г. <https://kapital.kz/economic/127733/kmg-i-eni-pristupili-k-stroitel-stvu-gibridnoy-elektrostantsii-v-zhanaozene.html>.

МҰНАЙ-ГАЗ СЕКТОРЫНДАҒЫ ПРОЦЕСТЕРГЕ ЖАҢАРТЫЛАТЫН ЭНЕРГИЯНЫ ИНТЕГРАЦИЯЛАУДЫҢ ЭКОНОМИКАЛЫҚ МӘСЕЛЕЛЕРІ

С.А. Мусатов, А.М. Мырзағалина

Бұл мақалада мұнай-газ секторының өндірістік процестеріне жаңартылатын энергия көздерін (ЖЭ) интеграциялауға қатысты өзекті мәселелер қарастырылған. Шетелдерде ЖЭ технологияларын сәтті қолданудың мысалдары келтірілген, ЖЭ әлемдік индустриясының қазіргі жағдайы мен тенденциялары талданған. Мұнай-газ секторында энергияны көп қажет ететін технологиялар қолданылады және автоматтандырудың жоғары деңгейі енгізілген, нәтижесінде мұнай-газ секторындағы барлық өндірістік процестерде электр энергиясы көп мөлшерде пайдаланылады.

Қазақстанның климаттық жағдайларын ескере отырып, мұнай-газ кешені үшін күн және жел энергиясы ең қолайлы ЖЭ болып табылады. Мұнай-газ секторының өндірістік процестері тұрақты электрмен жабдықтауды қажет ететін қашықтағы учаскелерде жүзеге асырылады. Іс жүзінде қолданыстағы энергетикалық желілерге қолжетімділігі жоқ өндірістік алаңдарды электрмен жабдықтау үшін күн панельдері мен жел турбиналарын қолдануға болады. Аталған ЖЭ түрлерінің әмбебаптығы мен икемділігі пайдалану шығындарын оңтайландыруды, үздіксіз электрмен жабдықтауды және өндірістік нысандардың автономды жұмысын қамтамасыз етеді. Күн панельдері күндізгі уақытта тиімді жұмыс істейді және ғимараттардың, құрылыстардың шатырларына және жылжымалы көлік құралдарына орнатылады. Жел қондырғылары құрылықта және теңізде желді ауа-райында тәулік бойы энергия өндіреді.

Мұнай-газ секторындағы энергия тапшылығын шешудегі перспективалы бағыт – ЖЭ интеграциясы, ол саланың тиімді жұмыс істеуі үшін кең мүмкіндіктер ашады. Әрине, ЖЭ енгізу үшін айтарлықтай қаржылық инвестициялар қажет болады, бірақ ұзақ мерзімді перспективада тұрақты электрмен жабдықтау, пайдалану шығындарын оңтайландыру және экологиялық мәселелерді шешу мақсатында ЖЭ-ны мұнай-газ секторының процестеріне интеграциялау орынды болады. ЖЭ-ның экономикалық тиімділігі ғылыми-техникалық прогрестің (ҒТП) арқасында, технологиялық жабдықтардың құнының төмендеуі және мемлекет тарапынан белсенді қолдаудың арқасында арта береді.

Түйінді сөздер: энергетика, жаңартылатын энергия көздері, күн энергиясы, жел энергиясы, көміртекті із, парниктік газдар, парниктік эффект, экономикалық тиімділік.

Информация об авторах

Мусатов Сергей Александрович – эксперт управления бюджетирования и экономических исследований, s.mussatov@kmge.kz

Мырзағалина Ақмейір Мырзағалиқызы – эксперт управления аналитических исследований, A.Myrzagalina@kmge.kz

ТОО «КМГ Инжиниринг», филиал «КазНИПИМунайгаз», г. Актау, Казахстан

АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОЙ ОЦЕНКИ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА ГАЗОХИМИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА НА МЕСТОРОЖДЕНИИ «Х»

**Р.Н. Утеев, А.М. Салимгереев, Д.М. Уркенбаев, М.М. Сабугалиев,
К.Г. Сатенов, Г.Б. Қалмахан, Б.Н. Мажит, М.С. Қыныртай**

Природный газ является одним из наиболее экономичных и экологически чистых источников энергии, играя ключевую роль в газовой отрасли Казахстана. Оптимизация технологий переработки газа направлена на максимальное извлечение ценных компонентов из сырья и получение продукции с высокой добавленной стоимостью (4-5 переделов), что позволяет значительно увеличить выручку по сравнению с продажей сырого газа. Глубокая переработка и газохимия включают трансформацию природного и попутного нефтяного газа (далее – ПНГ) в базовые нефтехимические продукты: этиленгликоль, поливинилхлорид, метанол и полистирол.

Данное исследование посвящено предварительной оценке целесообразности строительства газохимического комплекса на месторождении «Х» в Западном Казахстане. Для моделирования процессов получения продукции с высокой добавленной стоимостью использовались программные обеспечения Aspen HYSYS / Aspen Plus с применением уравнения состояния PR (Peng-Robinson) и SRK (Soave-Redlich-Kwong). В ходе исследования были рассмотрены различные конфигурации технологических процессов с учетом технологий сепарации, очистки и ректификации, а также изучена экономическая составляющая проекта.

Ключевые слова: газохимический комплекс, нефтехимия, метанол, этиленгликоль, полибутадиеновый каучук, Aspen HYSYS, Aspen Plus, технико-экономический анализ, CAPEX, OPEX.

Введение

Развитие газохимической промышленности является одним из ключевых направлений эффективного использования углеводородного сырья. Глубокая переработка природного газа позволяет получать продукцию с высокой добавленной стоимостью и снижать зависимость от экспорта сырья. В условиях роста мирового спроса на нефтехимическую продукцию актуальным является создание современных газохимических комплексов.

Месторождение «Х» – одно из крупнейших месторождений углеводородного сырья в Казахстане с крупными запасами природного газа и газового конденсата.

та. Проведенный анализ показал, что перспективными направлениями переработки углеводородного сырья месторождения «Х» являются получение продукции с высокой добавленной стоимостью.

Материалы и методы

Целью настоящего исследования является определение технической и экономической целесообразности производства метанола, этиленгликоля, поливинилхлорида, полистирола и каучука из газа месторождения «Х». В рамках исследования были выполнены следующие работы:

- проведение опроса потенциальных поставщиков технологий производства исследуемых продуктов;
- предварительное моделирование технологических процессов с целью оценки технической осуществимости предлагаемых решений;
- анализ, сравнение и выбор технологических решений для последующей экономической оценки;
- оценка экономической эффективности строительства производственных установок для каждого из исследуемых продуктов.

Расчет вариантов дальнейшего освоения месторождения «Х» с реализацией проекта строительства ГХК производился на ПО «Aspen HYSYS» и «Aspen Plus».

Обсуждение и результаты

Производство метанола

В ходе проведенных исследований проведена предварительная оценка возможности производства метанола на месторождении «Х» с учетом его использования в качестве ингибитора гидратообразования для обеспечения нормативных показателей товарного газа, а также в качестве сырья для получения высокооктановых компонентов моторных топлив (оксигенатов) [1].

На основе информации из открытых источников проведен анализ рынка технологий и оборудования для производства метанола, а также определены потенциальные поставщики новой установки производства метанола (далее – УПМ).

Из 24 компаний, получивших опросные листы, заинтересованность и релевантный опыт подтвердили только 4. При этом предложения 3 компаний предусматривали модульные установки с производительностью ниже требуемой (менее 122 500 т/год).

Текущий этап оценки не предполагает окончательный выбор поставщика, а направлен на анализ возможностей рынка по обеспечению проекта необходимым оборудованием и технологией для новой УПМ.

Целью моделирования являлось получение метанола с качеством не менее 99,5% масс. и производительностью ~14,6 т/ч, а также определение удельных расходов сырья и воды. В качестве сырья использована часть товарного газа в объеме 92 400 т/год, что соответствует проектной производительности установки по метанолу около 122 500 т/год.

В рамках моделирования синтез-газ получен методом парового риформинга метана (SMR), после чего синтез метанола осуществлён путём каталитической конверсии синтез-газа [1].

Для расчёта фазовых равновесий и термодинамических свойств компонентов в модели использовано уравнение состояния Soave-Redlich-Kwong (SRK). На входе в УПМ приняты следующие состав и свойства газа, представленные в табл.1 и 2.

Таблица 1. Свойства газа в УПМ

Описание	Товарный газ
Паровая фракция	1,00
Температура, °С	47,25
Давление бар изб.	77,2133
Общий молярный расход, кгмоль/ч	632,573
Общий массовый расход, т/сут	264

Таблица 2. Состав газа в УПМ

Компонент	Значение, % моль
H ₂ O	0,000000
H ₂ S	0,000004
CO ₂	0,005478
Азот	0,006096
Метан	0,919478
Этан	0,065475
Пропан	0,000138
изо-Бутан	0,000001
н-Бутан	0,000030
изо-Пентан	0,001326
н-Пентан	0,001292
C ₆	0,000511
Метилциклопентан	0,000038
Циклогексан	0,000027
C ₇	0,000069
Метилциклогексан	0,000012
Толуол	0,000000
C ₈	0,000017
C ₉	0,000005
C ₁₀	0,000003
C ₁₁	0,000001



Рисунок 1. Схема получения метанола

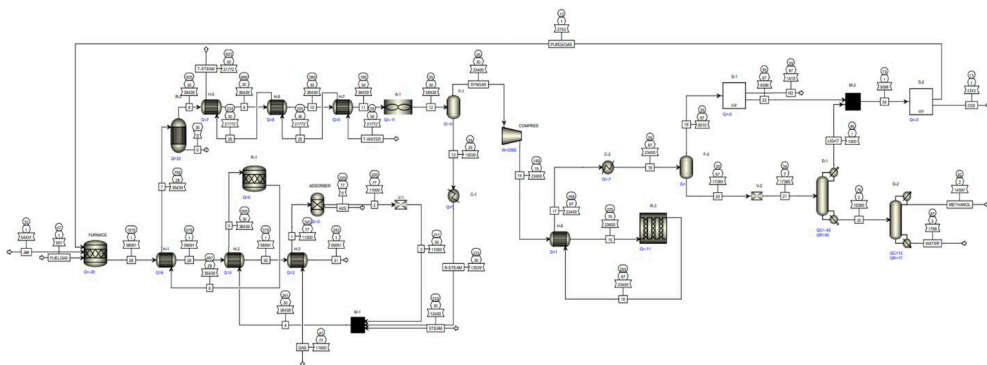


Рисунок 2. Технологическая схема УПМ

Основным процессом является получение синтез-газа методом парового риформинга метана. Реакции протекают в печи парового риформинга, состоящем из радиационной, реакционной и конвективной секций. В радиационной секции сжигаются топливный газ и воздух, а дымовые газы нагревают реакционные трубы. В конвективной секции остаточное тепло используется для подогрева сырья и технологических потоков. В реакционной части при высокой температуре метан и водяной пар превращаются в синтез-газ (рис. 2).

Подогретый газ очищается от серосодержащих соединений в адсорбере с сорбентом на основе оксида цинка, затем смешивается с водяным паром и направляется в реактор – предриформер. При 450–550°C тяжёлые углеводороды преобразуются в метан и оксид углерода. После нагрева до ~750°C газ поступает в основной реактор риформинга.

После реактора поток направляется в котёл-утилизатор, где тепло используется для выработки пара и подогрева воды. Затем газ охлаждается и поступает в сепаратор для отделения воды, возвращаемой в процесс.

Полученный синтез-газ сжимается и подаётся в реактор синтеза метанола [1].

После охлаждения продукты разделяются на газовую и жидкую фазы. Газовая фаза содержит непрореагировавшие углеводороды и водород, а жидкая смесь метанола и воды направляется на ректификацию.

В первой колонне удаляются лёгкие углеводороды, во второй разделяются метанол и вода. С верха колонны получают метанол чистотой 99,9%, а непрореагировавшие газы возвращаются в систему и используются как топливо, повышая энергоэффективность процесса.

Расчёт капитальных затрат

При расчёте общей стоимости реализации проекта с учётом средней сложности и уровня неопределённости, характерных для данного этапа проработки, была учтена надбавка на непредвиденные расходы в размере 40%. Оценка капитальных затрат (CAPEX) представлена в табл. 3.

Таблица 3. Капитальные затраты на метанольную установку

№	Наименование	Параметры
1	Страна производства оборудования	Европа
2	Мощность, т/г.	122500
3	CAPEX, млн долл. США	150,915
4	Contingency 40%, млн долл. США	60,366
Общий CAPEX, млн долл. США		211,281

Оценка экономической эффективности

Оценка экономической эффективности проведена на основе результатов расчётов финансово-экономической модели (далее – ФЭМ), разработанной по шаблону «Строительные проекты». Доходы ФЭМ формируются за счёт реализации метанола на внутреннем рынке. Валюта модели – доллар США.

В расчёте были использованы входные данные по капитальным затратам, операционным расходам и тарифам реализации продукции согласно расчётам КМГИ.

В экономическом расчёте использованы профили производства метанола согласно производительности установки по производству метанола. Производительность установки – 122500 т/г. метанола.

Период расчёта – 2025 – 2057 гг.

Период строительства – 2034 – 2037 гг.

Период эксплуатации – 2038 – 2057 гг.

В ФЭМ принята инфляция доллара США – 2,05%/г., инфляция тенге – 6-5 %/г.

Цена (нетбэк) метанола, использованная в расчёте – 913 долл. США/т – фактическая цена закупки метанола потребителем. По причине того, что планируется реализовать продукцию на внутреннем рынке, в расчёте цены с 2027 г. использована инфляция тенге.

Капитальные вложения включают стоимость приобретения, монтажа, транспортировки установки по производству метанола.

Операционные затраты включают затраты по обслуживанию установки и приобретению газа в качестве сырья для метанола.

Для расчёта выплат государству использован текущий налоговый режим:

- налог на имущество по ставке 1,5%;
- КПН по ставке 15%.

Таблица 4. Результаты экономической оценки

Показатели	Вариант с метанолом и без затрат на приобретение газа	Вариант с метанолом и с затратами на приобретение газа по следующим ценам		
		182 долл. США	105,5 долл. США	250 долл. США
Период расчёта, гг.		2025–2057		
Период строительства, гг.		2034–2037		
Период эксплуатации, гг.		2038–2057		
Нетбэк метанол, долл. США/т	913	913	913	913

Показатели	Вариант с метанолом и без затрат на приобретение газа	Вариант с метанолом и с затратами на приобретение газа по следующим ценам		
		182 долл. США	105,5 долл. США	250 долл. США
Накопленный объём производства метанола, тыс. т	2 389	2 389	2 389	2 389
Годовой объём производства метанола, т	123	123	123	123
Доходы от реализации, млн долл. США	6 933	6 933	6 933	6 933
OPEX MOD, млн долл. США	-133	-870	-696	-1 468
Корпоративный налог, млн долл. США	-1 360	-1 213	-1 247	-1 093
CAPEX MOD, млн долл. США	325	325	325	325
NPV @10, млн долл. США	453	366	387	295
WACC на год утверждения (доллар США)	10,09%	10,09%	10,09%	10,09%
IRR проекта, %	26,50%	24,04%	24,64%	21,87%
Индекс прибыльности	3,5	2,8	3,0	2,3

В ходе проведенных исследований проведён анализ чувствительности экономики проекта варианта по основным параметрам расчёта: капитальные вложения, себестоимость, цена реализации, объёмы. Шаг анализа – 10%. Согласно результатам проведенных исследований проект наиболее чувствителен к изменению цены реализации и объёмов метанола. При этом даже при снижении параметров на 50% проект рентабелен. При цене (нетбэк) метанола 522 долл. США/т IRR проекта равен 15%.

Таблица 5. Результаты анализа чувствительности (метанол)

CAPEX	NPV	IRR	DPP		Объёмы	NPV	IRR	DPP
Базовый вариант	366	24%	17		Базовый вариант	366	24%	17
50%	301	19%	19		50%	677	31%	16
40%	314	20%	19		40%	615	30%	16
30%	327	21%	18		30%	552	29%	16
20%	340	22%	18		20%	490	27%	16
10%	353	23%	18		10%	428	26%	17
0%	366	24%	17		0%	366	24%	17
-10%	379	25%	17		-10%	304	22%	18
-20%	392	27%	16		-20%	242	20%	19
-30%	405	28%	16		-30%	179	18%	20
-40%	418	30%	16		-40%	117	16%	22
-50%	431	33%	15		-50%	55	13%	26

Себестоимость	NPV	IRR	DPP		Цены	NPV	IRR	DPP
Базовый вариант	366	24%	17		Базовый вариант	366	24%	17
50%	314	22%	18		50%	677	31%	16

40%	325	23%	18		40%	615	30%	16
30%	335	23%	18		30%	552	29%	16
20%	345	23%	17		20%	490	27%	16
10%	356	24%	17		10%	428	26%	17
0%	366	24%	17		0%	366	24%	17
-10%	376	24%	17		-10%	304	22%	18
-20%	387	25%	17		-20%	242	20%	19
-30%	397	25%	17		-30%	179	18%	20
-40%	407	25%	17		-40%	117	16%	22
-50%	417	26%	17		-50%	55	13%	26

На основе проведённой экономической оценки проекта ГХК можно сделать вывод, что вариант с производством метанола даже с учётом затрат на приобретение газа экономически рентабелен и показывает высокие результаты по ключевым показателям эффективности – NPV от 295 до 387 млн долл. США, IRR – 21-24% в зависимости от цены на газ.

На основании результатов моделирования в Aspen Plus расчётный выход метанола составляет 122,5 тыс. т/г. При такой мощности CAPEX проекта составляет 211,281 млн долл. США. Экономическая оценка показала, что проект наиболее чувствителен к изменению цены реализации и объёмов выпуска метанола. Тем не менее, даже при снижении этих параметров на 50% проект остаётся рентабельным.

Производство этиленгликоля

Для проекта получения этиленгликоля (ЭГ) проведено моделирование технологического процесса с применением ПО Aspen Plus.

Исходным сырьём для получения ЭГ является этилен, который в свою очередь получают путем пиролиза этана. Производство этиленгликоля включает две стадии (установки):

Установка получения оксида этилена (ЭО): на этой стадии этилен окисляется кислородом воздуха;

Установка гидратации оксида этилена: полученный оксид этилена реагирует с водой, образуя этиленгликоль.



Рисунок 3. Блок-схема общего процесса по получению ЭГ

Блок-схема технологического процесса по производству ЭГ, включает вышеуказанные процессы, а также массовые расходы и выходы, рассчитанные с помощью ПО Aspen Plus (рис. 3).

Исходным сырьём для производства ЭГ будет являться этан с массовым объёмом в 250 тыс. т/г, который планируется получать путем рекуперации этана из природного газа.

Этилен получают из этана преимущественно методом парового крекинга – высокотемпературного процесса (650-950 С), при котором этан и пар подаются

в печь, разлагая этан на этилен. Производство этилена можно разделить на три основных блока: пиролиз и закалка; сжатие и осушка; и фракционирование [2].

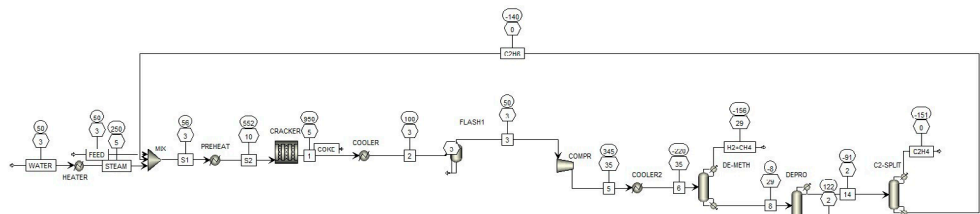


Рисунок 4. Модель по производству этилена

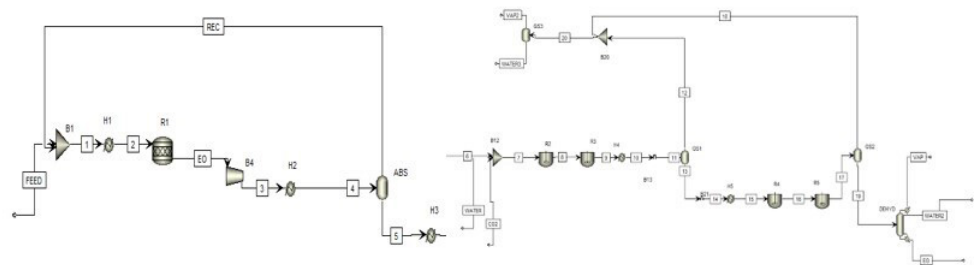
На первом этапе этан с разбавленным водяным паром подаётся в реактор, где при высокой температуре происходит пиролиз с образованием этилена и побочных продуктов. Затем пиролизный газ охлаждается в водяной колонне для остановки дальнейших реакций (рис. 4).

После заделки газ проходит пять ступеней компрессии и осушки. После третьей ступени из него удаляются углекислый газ и серосодержащие соединения путём промывки раствором каустической соды и водой в щелочном скруббере.

Далее поток поступает на четвёртую ступень компрессии и в колонну удаления УВ C_{3+} . Верхний продукт колонны, содержащий смесь этилена и этана, направляется на последнюю ступень компрессии, затем – в ацетиленовый конвертер и холодильную установку для удаления водорода и лёгких углеводородов при минимальных потерях этилена.

После холодильной установки поток поступает в две разделительные колонны. В первой сверху отбирается метан, используемый в холодильной установке, а нижний поток направляется в C2-сплиттер. В C2-сплиттере очищенный этилен отбирается боковым потоком, а этан с низа колонны возвращается на пиролиз для повторного использования.

Далее полученный этилен используется для производства ЭГ.



Полученный оксид этилена вместе с CO₂, водой и непрореагировавшими компонентами поступает в абсорбер. Пары этилена, кислорода и оксида этилена возвращаются в реактор, а CO₂ отделяется. Далее оксид этилена и диоксид углерода направляются в зону карбоксилирования, где при 100°C и 40 бар образуется этиленкарбонат.

Затем этиленкарбонат гидролизуются водой с образованием этиленгликоля при 150-180°C и 20 бар. Образующийся CO₂ рециркулируется обратно в процесс.

После охлаждения поток поступает в сепаратор и испарительную колонну, где CO₂ отделяется для повторного использования. Смесь этиленгликоля, воды и непрореагировавшего этиленкарбоната направляется на ректификацию для очистки ЭГ.

В результате проведенных исследований была смоделирована установка по производству этиленгликоля мощностью 338 тыс. т/год. На 1 т этилена производится около 1,7 т ЭГ, что соответствует промышленным показателям.

Расчёт капитальных затрат

Капитальные затраты были определены на основе данных анализа двух американских консалтинговых компаний: Compass International и Intratec Solutions LLC [3].

Расчёты капитальных затрат составили 2,539 и 0,63 млрд долл. США. Мощности по производству этилена и ЭГ, по которым производился анализ, составили 1500 и 750 тыс. т соответственно. Для перевода CAPEX для данного проекта использовалась следующая формула (1) [4]:

$$C_2 = C_1 \left(\frac{S_2}{S_1}\right)^n \tag{1}$$

где: C₂ - CAPEX завода с мощностью S₂, C₁ - CAPEX завода с мощностью S₁, Коэффициент n составляет 0,7 для проектов по производству нефтехимических продуктов.

Также для расчёта капитальных затрат закладывались непредвиденные расходы в 40% для покрытия расходов по логистике, электроэнергии и т.д. В итоге общий CAPEX проекта составил 1372 млн долл. США. Цена реализации ЭГ была определена на основе данных по цене импорта ЭГ в Казахстан за 2024 г.

Таблица 6. Расчёт капитальных затрат

Параметры		Этилен	ЭГ
Мощность, тыс. т/г. (аналог)		1500	750
CAPEX, млн долл. США (аналог)		2539	630
CAPEX согласно AACE International, млн долл. США	200000 т/г.	619	
	338000 т/г.		361
Contingency 40%, млн долл. США		248	144
Итого, млн долл. США		867	505
Общий CAPEX, млн долл. США		1372	

Оценка экономической эффективности

В экономическом расчёте использованы профили производства согласно производительности установки по производству ЭГ. Производительность установки: 388000 т/г.

Период расчёта – 2025 – 2057 гг.

Период строительства – 2033 – 2037 гг.

Период эксплуатации – 2038 – 2057 гг.

В ФЭМ принята инфляция доллара США – 2,05%/г., инфляция тенге – 6-5 %/г.

Цена (нетбэк) ЭГ, использованная в расчёте – 723 долл. США/т. По причине того, что планируется реализовать продукцию на внутреннем рынке, в расчёте цены с 2027 г. использована инфляция тенге.

Капитальные вложения включают стоимость приобретения, монтажа, транспортировки установки по производству ЭГ. Операционные затраты включают затраты по обслуживанию установки для получения катализаторов, используемых в производстве ЭГ.

Для расчёта выплат государству использован текущий налоговый режим:

- налог на имущество по ставке 1,5%;
- КППН по ставке 15%.

Таблица 7. Результаты экономической оценки (ЭГ)

Показатели	Значения
Период расчёта, гг.	2025-2057
Период строительства, гг.	2033-2037
Период эксплуатации, гг.	2038-2057
Нетбэк ЭГ, долл. США/т	723
Нетбэк этилена, долл. США/т	
Накопленный объём производства ЭГ, тыс. т	6 591
Годовой объём производства ЭГ, т	338
Доходы от реализации ЭГ, млн долл. США	15 149
ОРЕХ MOD, млн долл. США	-1 149
Корпоративный налог, млн долл. США	-2 800
CAPEX MOD, млн долл. США	2 048
NPV @10, млн долл. США	168
WACC на год утверждения (доллар США)	10,09%
IRR проекта	11,39%
Индекс прибыльности	0,2

В ходе исследования проведен анализ чувствительности экономики проекта по основным параметрам расчёта: капитальные вложения, себестоимость, цена реализации, объёмы. Шаг анализа – 10%. Согласно результатам расчёта, проект наиболее чувствителен к изменению цены реализации и объёмов производства. При снижении этих параметров на 20% проект нерентабелен.

Таблица 8. Результаты анализа чувствительности (ЭГ)

CAPEX	NPV	IRR	DPP		Объёмы	NPV	IRR	DPP
Базовый вариант	168	11%	29		Базовый вариант	168	11%	29
50%	-278	8%	-		50%	848	16%	22
40%	-189	9%	-		40%	712	15%	23
30%	-100	9%	-		30%	576	14%	24
20%	10	10%	-		20%	440	13%	25
10%	79	11%	31		10%	304	12%	26
0%	168	11%	29		0%	168	11%	29
-10%	258	12%	27		-10%	33	10%	32
-20%	347	13%	25		-20%	-103	9%	-
-30%	436	14%	23		-30%	-239	8%	-
-40%	526	15%	22		-40%	-375	7%	-
-50%	615	17%	21		-50%	-511	5%	-

Себестоимость	NPV	IRR	DPP		Цены	NPV	IRR	DPP
Базовый вариант	168	11%	29		Базовый вариант	168	11%	29
50%	100	11%	30		50%	848	16%	22
40%	114	11%	30		40%	712	15%	23
30%	128	11%	29		30%	576	14%	24
20%	141	11%	29		20%	440	13%	25
10%	155	11%	29		10%	304	12%	26
0%	168	11%	29		0%	168	11%	29
-10%	182	11%	28		-10%	33	10%	32
-20%	196	12%	28		-20%	-103	9%	-
-30%	209	12%	28		-30%	-239	8%	-
-40%	223	12%	28		-40%	-375	7%	-
-50%	236	12%	27		-50%	-511	5%	-

Исходя из результатов моделирования, расчётный выход ЭГ составил 338 тыс. т/г. CAPEX проекта составил 1372 млн долл. США. На основе проведённой экономической оценки можно сделать вывод, что производство и реализация ЭГ оказалось рентабельным при текущих условиях. При снижении цены и объёмов производства на 20% проект становится нерентабельным.

Производство поливинилхлорида

В ходе проведенных исследований проведена предварительная оценка возможности производства поливинилхлорида (ПВХ) на месторождении «Х». Моделирование технологического процесса осуществлено в ПО Aspen Plus.

Для моделирования установки по производству ПВХ в качестве основного сырья использовался этилен в количестве 130000 т/г. и хлор в объёме 156000 т/г., что соответствует производительности установки по ПВХ 250000 т/г.

Установка состоит из 2 основных блоков:

1. Производство винилхлорида (ВХМ) (рис. 6).
2. Полимеризация ВХМ. Производство поливинилхлорида (ПВХ) (рис. 7).



Рисунок 6. Технологическая схема получения ВХМ сбалансированным методом

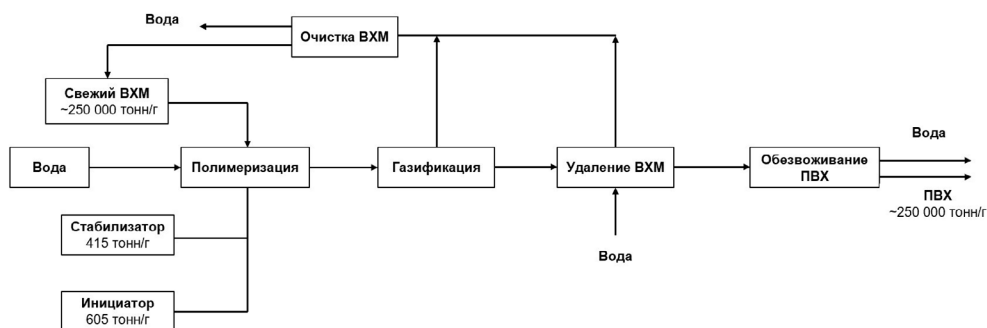


Рисунок 7. Технологическая схема получения ПВХ суспензионным методом

Для расчётов и моделирования применена термодинамическая модель, основанная на уравнении состояния POLY-NRTL-SRK. Данная термодинамическая модель используется для моделирования фазового равновесия жидкость – пар и жидкость – жидкость в сложных системах, содержащих полимеры, растворители и легкие углеводороды.

Таблица 9. Параметры основных потоков

Параметры	Входящие потоки					
	этилен	хлор	воздух	вода	инициатор	стабилизатор
Давление, бар	1,520	1,520	1,520	3,5	10	10
Температура, °C	25	25	25	85	32	32
Массовый расход, т/ч	15,476	18,57	18,66	37,5	0,072	0,36
Паровая фракция	1	1	1	0	0	0

Процесс получения винилхлорида основан на сбалансированном этилен-хлорном методе и включает прямое хлорирование, оксихлорирование этилена и термический крекинг дихлорэтана (рис. 8). Этот метод считается наиболее

экономически эффективным, так как позволяет использовать хлор практически полностью, превращая побочный продукт (HCl) обратно в сырье.

На стадии прямого хлорирования этилен реагирует с хлором в жидкой фазе с образованием 1,2-дихлорэтана. Из-за выделения тепла температура поддерживается системой отвода тепла. Полученный продукт смешивается с потоком дихлорэтана со стадии оксихлорирования [5].

В блоке оксихлорирования этилен взаимодействует с хлористым водородом и кислородом в присутствии катализатора с образованием дихлорэтана и воды. После охлаждения вода конденсируется и отделяется, а дихлорэтан направляется на очистку.

Сырой дихлорэтан очищается в ректификационном блоке от лёгких и тяжёлых примесей, после чего подаётся в реактор термического крекинга. При высокой температуре дихлорэтан разлагается с образованием винилхлорида и хлористого водорода.

После быстрого охлаждения продукты поступают в систему разделения, где хлористый водород возвращается в блок оксихлорирования, непрореагировавший дихлорэтан рециркулируется в крекинг, а очищенный винилхлорид выводится как сырьё для производства поливинилхлорида.

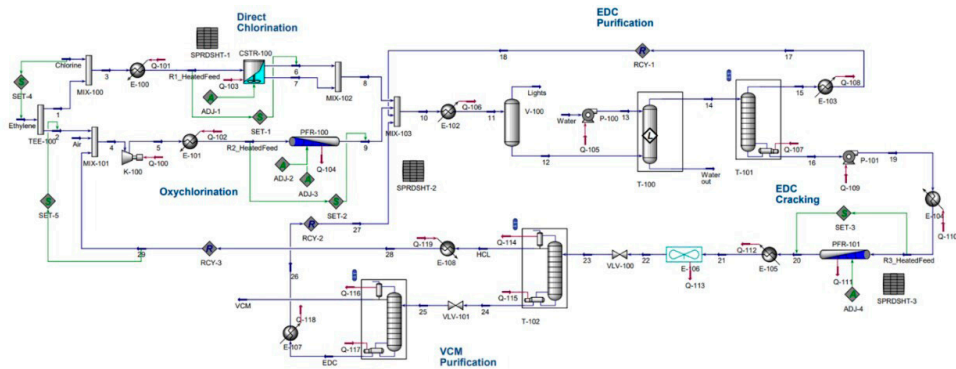


Рисунок 8. Модель по производству ВХМ в ПО Aspen HYSYS

Полученный винилхлорид используется как мономер для синтеза поливинилхлорида (ПВХ). В качестве базовой технологии выбран суспензионный метод полимеризации, обеспечивающий стабильные свойства продукта и применяемый примерно на 80% мировых производств ПВХ. Процесс включает полимеризацию винилхлорида, рекуперацию непрореагировавшего мономера, разделение и сушку полимера (рис. 9).

На стадии полимеризации винилхлорид, деминерализованная вода, инициатор и стабилизирующие добавки подаются в реактор, где при заданных температуре и давлении образуется водная суспензия ПВХ.

После реакции суспензия поступает в блок рекуперации, где удаляется непрореагировавший винилхлорид. Выделенный мономер конденсируется, очищается и возвращается в процесс, что снижает потери сырья и обеспечивает замкнутость цикла.

Далее суспензия направляется в блок разделения, где водная фаза отделяется от твёрдого полимера. Вода отводится на обработку или повторное использование, а влажный ПВХ поступает на сушку.

Сушка осуществляется горячим газом до достижения нормативной остаточной влажности, обеспечивая удаление влаги из полимерных частиц.

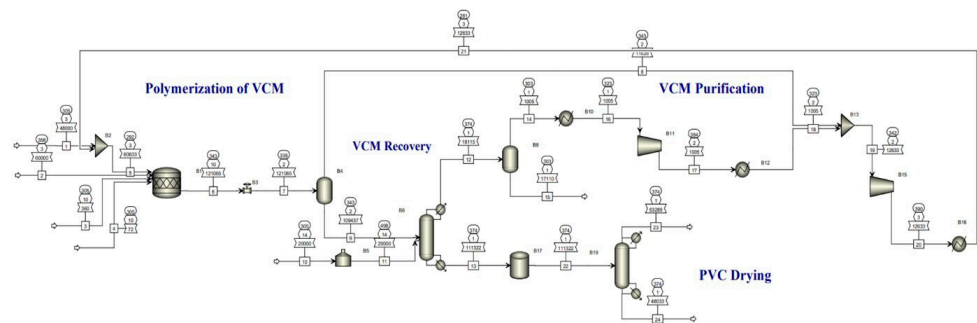


Рисунок 9. Модель по производству ПВХ в ПО Aspen Plus

Представленные технологические схемы обеспечивают последовательное превращение винилхлорида в ПВХ, эффективную рекуперацию мономера и получение товарного ПВХ, соответствующего установленным требованиям по качеству.

Расчёт капитальных затрат

Для оценки капитальных затрат проектируемого комплекса выбран аналоговый объект – интегрированный винилхлоридный комплекс RusVinyl, имеющий сопоставимую технологическую структуру и достоверно опубликованную стоимость проекта. CAPEX этиленового производства определён на основе отраслевых бенчмарков компании Compass International [3].

Для перевода CAPEX под необходимый объём (250 тыс. т/г.) для данного проекта использовалось уравнение (1). Также при расчёте общей стоимости была учтена надбавка на непредвиденные расходы в размере 40%.

Таблица 10. Определение CAPEX проектируемой установки на основе данных аналогового проекта

Параметры	Производство этилена		Производство ПВХ	
Мощность, тыс. т/г	1 500	130	330	250
CAPEX, млн долл. США	2539		1 800	
Мощность согласно AACE International, млн долл. США		458,309		1 482,076
Contingency 40%, млн долл. США		183,323		592,830
Итого, млн долл. США		641,633		2 074,907
Общий CAPEX, млн долл. США	2 716			

Оценка экономической эффективности

В экономическом расчёте использованы профили производства согласно производительности установки по производству ПВХ. Производительность установки: 250000 т/г.

Период расчёта – 2025 – 2057 гг.

Период строительства – 2033 – 2037 гг.

Период эксплуатации – 2038 – 2057 гг.

В ФЭМ принята инфляция доллара США – 2,05%/г., инфляция тенге – 6 – 5 %/г. По причине того, что планируется реализовать продукцию на экспорт в расчёте цены с 2027 г. использована инфляция доллара США.

Цена (нетбэк) ПВХ, использованная в расчёте – 640 долл. США/т.

Капитальные вложения включают стоимость приобретения, монтажа, транспортировки установки по производству ПВХ. Операционные затраты включают расходы на обслуживание установки и приобретение соли в качестве сырья для производства ПВХ.

Для расчёта выплат Государству использован текущий налоговый режим:

- налог на имущество по ставке 1,5%;
- КПН по ставке 15%.

Таблица 11. Результаты экономической оценки (ПВХ)

Показатели	Значения
Период расчёта, гг.	2025–2057
Период строительства, гг.	2033–2037
Период эксплуатации, гг.	2038–2057
Нетбэк ПВХ (азиатский рынок, экспорт), долл. США/т	640
Накопленный объём производства ПВХ, тыс. т	4 875
Годовой объём производства ПВХ, т	250
Доходы от реализации ПВХ, млн долл. США	4 926
OPEX MOD, млн долл. США	-2524
Корпоративный налог, млн долл. США	-42
CAPEX MOD, млн долл. США	-4 088
NPV @10, млн долл. США	-1 626
IRR проекта	-6%
Индекс прибыльности	-

Таблица 12. Результаты анализа чувствительности (ПВХ)

CAPEX	NPV	IRR	DPP		Объёмы	NPV	IRR	DPP
Базовый вариант	-1626	-6%	-		Базовый вариант	-1626	-6%	-
50%	-2 416	-9%	-		50%	-1 344	-1%	-
40%	-2 258	-8%	-		40%	-1 399	-2%	-
30%	-2 100	-8%	-		30%	-1 455	-3%	-
20%	-1 942	-7%	-		20%	-1 511	-4%	-
10%	-1 784	-7%	-		10%	-1 568	-5%	-
0%	-1 626	-6%	-		0%	-1 626	-6%	-
-10%	-1 467	-6%	-		-10%	-1 684	-8%	-
-20%	-1 309	-5%	-		-20%	-1 744	-10%	-
-30%	-1 151	-5%	-		-30%	-1 804	-14%	-
-40%	-993	-4%	-		-40%	-1 864	0%	-
-50%	-835	-3%	-		-50%	-1 925	0%	-

Себестоимость	NPV	IRR	DPP		Цены	NPV	IRR	DPP
Базовый вариант	-1626	-6%	-		Базовый вариант	-1626	-6%	-
50%	-1 803	-15%	-		50%	-1 344	-1%	-
40%	-1 767	-12%	-		40%	-1 399	-2%	-
30%	-1 731	-10%	-		30%	-1 455	-3%	-
20%	-1 696	-8%	-		20%	-1 511	-4%	-
10%	-1 661	-7%	-		10%	-1 568	-5%	-
0%	-1 626	-6%	-		0%	-1 626	-6%	-
-10%	-1 591	-6%	-		-10%	-1 684	-8%	-
-20%	-1 556	-5%	-		-20%	-1 744	-10%	-
-30%	-1 522	-4%	-		-30%	-1 804	-14%	-
-40%	-1 488	-3%	-		-40%	-1 864	0%	-
-50%	-1 454	-3%	-		-50%	-1 925	0%	-

По результатам оценки экономической эффективности установлено, что проект в базовом сценарии не достигает требуемых инвестиционных показателей. Чистая приведённая стоимость (NPV) имеет отрицательное значение, внутренняя норма доходности (IRR) ниже ставки дисконтирования, а дисконтированный срок окупаемости не достигается. Анализ чувствительности показал высокую зависимость показателей проекта от капитальных затрат, себестоимости продукции, уровня цен и объёмов производства. Даже при улучшении отдельных параметров проект не выходит на положительные значения NPV. Таким образом, реализация проекта в текущей конфигурации является экономически нецелесообразной.

Расчётный объём производства поливинилхлорида составляет 250 тыс. т/г, при этом капитальные затраты на реализацию проекта оцениваются на уровне 2 716 млн долл. США. По результатам проведённой экономической оценки установлено, что проект в базовом сценарии является экономически неэффективным и не окупается в расчётном периоде.

Производство полистирола

Блок-схема технологического процесса по производству полистирола (ПС), включает массовые расходы и выходы, рассчитанные с помощью ПО Aspen Plus. Комплекс по производству ПС состоит из четырех основных установок (рис. 10):

- 1. Пиролиз этана для получения этилена.
- 2. Алкилирование этилена и бензола для получения этилбензола (ЭБ).
- 3. Дегидратация ЭБ для получения стирола.
- 4. Полимеризация стирола.



Рисунок 10. Блок-схема общего процесса по получению ПС

Расчетные данные показали, что для производства 80 тыс. т/г. ПС необходимо 43 тыс. т/г. этилена и 100 тыс. т/г. бензола. Бензол будет приобретаться у третьей стороны; этилен будет производиться на базе сырья месторождения X из этана.

Процесс получения этилбензола базируется на каталитическом дегидрировании этана в этилен и дальнейшем алкилировании бензола. Процесс проводится преимущественно в жидкой фазе при 200-270°C и повышенном давлении, что обеспечивает эффективный отвод тепла и стабильный температурный режим (рис. 11).

Бензол подаётся в реакционную зону с избытком (3 – 6:1 относительно этилена) для снижения степени полиалкилирования и повышения селективности по этилбензолу. Этилен вводится дозированно для регулирования скорости реакции и предотвращения локального перегрева катализатора. В качестве реакторов используются аппараты с неподвижным слоем цеолитного катализатора.

После реактора смесь направляется на разделение: непрореагировавший бензол рециркулируется, этилбензол выделяется как товарный продукт, а побочные полиэтилбензолы направляются на стадию трансалкилирования.

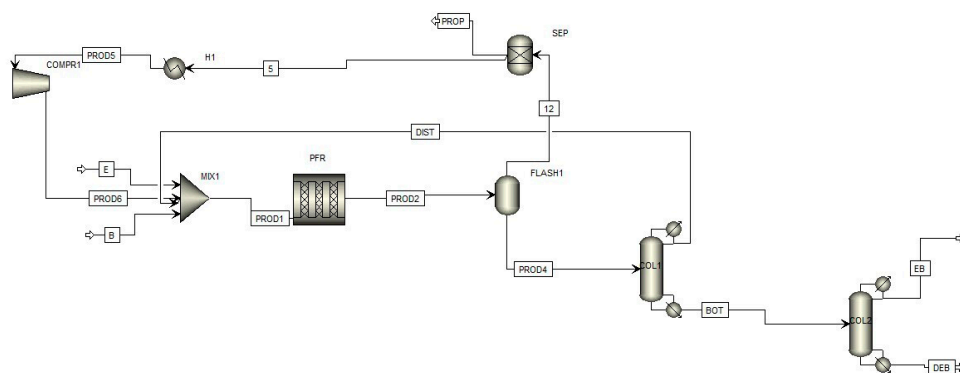


Рисунок 11. Модель установки по производству ЭБ ПО Aspen Plus

Стирол в промышленности получают из ЭБ методом каталитического дегидрирования (рис.12). Реакционная смесь свежего и рециркулируемого этилбензола, разбавленного водяным паром, проходит через катализатор на основе оксидов металлов при 600 – 650°C, где происходит образование стирола. После реакции конденсируемая часть отделяется, а водород извлекается и сжимается. Полученный сырой стирол содержит непрореагировавший этилбензол и другие примеси. Очистка осуществляется в трёх дистилляционных колоннах: в первой удаляются бензол и толуол, во второй отделяется и возвращается в реактор непрореагировавший этилбензол, а в третьей, работающей под вакуумом, стирол отделяется от полимеров и тяжёлых остатков [6].

Последней стадией производства полистирола (ПС) является полимеризация стирола. Процесс реализуется как непрерывная радикальная полимеризация с последующей дегазацией и разделением продуктов. Очищенный стирол с инициатором и, при необходимости, регулятором молекулярной массы подаётся в реактор идеального смешения CSTR-1. Здесь за счёт разложения инициатора образуются свободные радикалы, запускающие полимеризацию. Реактор работает при умеренной температуре и ограниченной степени превращения, что предотвращает резкий рост вязкости и перегрев.

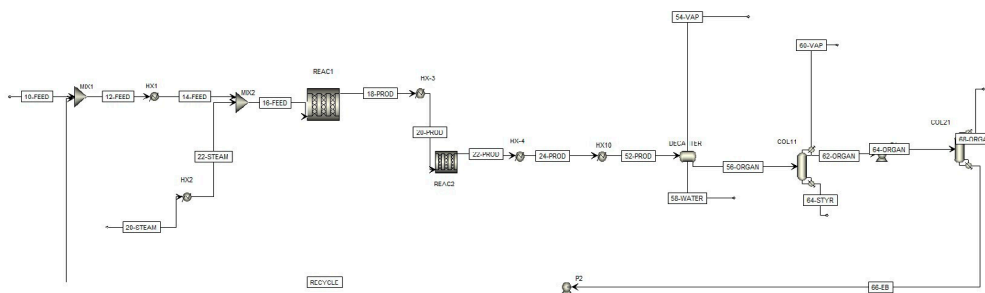


Рисунок 12. Модель установки по производству стирола ПО Aspen Plus

Поток из первого реактора поступает в CSTR-2, где продолжается рост полимерных цепей. Во втором реакторе повышаются степень полимеризации и вязкость среды, а температура поддерживается на более высоком уровне для ускорения реакции при сохранении требуемого молекулярно-массового распределения. Выходной поток содержит полистирол, непрореагировавший стирол и побочные продукты. Далее смесь поступает в трубчатый реактор, где полимеризация протекает в диффузионно-ограниченном режиме с высокой вязкостью реакционной массы. После этого поток охлаждается и направляется в дегазатор, где при пониженном давлении удаляются растворённый водород и лёгкие компоненты. На завершающей стадии полистирол отделяется от непрореагировавшего стирола и других лёгких примесей (рис. 13).

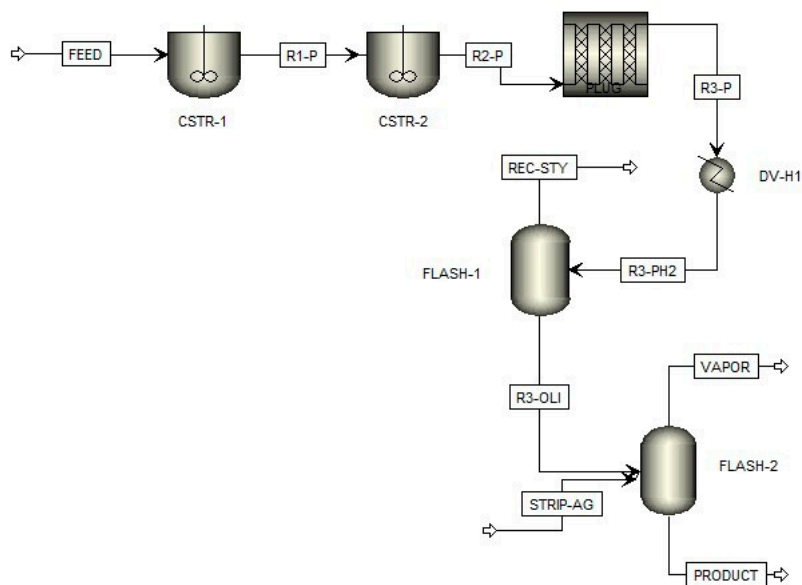


Рисунок 13. Модель установки полимеризации стирола для производства ПС в ПО Aspen Plus

Проведенные исследования показывают, что для производства ПС с годовой мощностью в 81 тыс. т. понадобится около 43 тыс. т этилена и 99 тыс. т бензола соответственно.

Расчёт капитальных затрат

Капитальные затраты для производства этилена были определены на основе данных анализа американской консалтинговой компании Compass International [3].

Капитальные затраты для производства ПС из этилбензола были определены на основе базы данных по проекту стирольной цепочки в России, реализуемой компанией СИБУР.

Как и для проекта ЭГ, для перевода CAPEX под необходимый объём для данного проекта использовалось уравнение (1).

Также для расчёта капитальных затрат закладывались непредвиденные расходы в 40% для покрытия расходов по логистике, электроэнергии и т.д. В итоге общий CAPEX проекта составил 1534 млн долл. США.

Цена реализации ПС и покупки бензола была определена на основе данных по цене импорта данных продуктов в Казахстан за 2024 г.

Таблица 13. Расчёт капитальных затрат

Параметры		Этилен	ПС
Мощность, тыс. т/г (аналог)		1500	250
CAPEX, млн долл. США (аналог)		2539	1946
CAPEX согласно AACE International, млн долл. США	43000 т/г.	619	
	81000 т/г.		884
Contingency 40%, млн долл. США		84	354
Итого, млн долл. США		297	1237
Общий CAPEX, млн долл. США		1534	

Оценка экономической эффективности

В экономическом расчёте использованы профили производства согласно производительности установки по производству ПС. Производительность установки: 81000 т/г.

Период расчёта – 2025 – 2057 гг.

Период строительства – 2033 – 2037 гг.

Период эксплуатации – 2038 – 2057 гг.

В ФЭМ принята инфляция доллара США -2,05%/г., инфляция тенге – 6 – 5%/г.

Цена (нетбэк) ЭГ, использованная в расчёте – 1370 долл. США/т. По причине того, что планируется реализовать продукцию на внутреннем рынке в расчёте цены с 2027 г. использована инфляция тенге.

Капитальные вложения включают стоимость приобретения, монтажа, транспортировки установки по производству ПС.

Операционные затраты включают затраты по обслуживанию установки и приобретению бензола в качестве сырья для ПС.

Для расчёта выплат государству использован текущий налоговый режим:

- налог на имущество по ставке 1,5% ПБК;
- КПН по ставке 15%.

Таблица 14. Результаты экономической оценки (полистирол)

Показатели	Значения
Период расчёта, гг.	2025-2057
Период строительства, гг.	2033-2037
Период эксплуатации, гг.	2038-2057
Нетбэк ПС, долл. США/т	1 370
Накопленный объём производства ПС, тыс. т	1 580
Годовой объём производства ПС, т	81
Доходы от реализации ПС, млн долл. США	6 879
OPEX MOD, млн долл. США	-4 700
Корпоративный налог, млн долл. США	-171
CAPEX MOD, млн долл. США	-2 165
NPV @10, млн долл. США	-991
WACC на год утверждения (доллар США)	10,09 %
IRR проекта, %	-4,52
Индекс прибыльности	-1,1

Проведён анализ чувствительности экономики проекта по основным параметрам расчёта: капитальные вложения, себестоимость, цена реализации, объёмы. Шаг анализа – 10%. Согласно результатам расчёта, проект нечувствителен к изменению данных показателей.

Таблица 15. Результаты анализа чувствительности (полистирол)

CAPEX	NPV	IRR	DPP		Объёмы	NPV	IRR	DPP
Базовый вариант	-991	-5	-		Базовый вариант	-991	-5	-
50%	-1 444	-6%	-		50%	-646	3%	-
40%	-1 354	-6%	-		40%	-711	2%	-
30%	-1 263	-6%	-		30%	-780	1%	-
20%	-1 172	-5%	-		20%	-850	-1%	-
10%	-1 082	-5%	-		10%	-920	-3%	-
0%	- 991	-5%	-		0%	-991	-5%	-
-10%	-900	-4%	-		-10%	-1 063	-7%	-
-20%	-810	-4%	-		-20%	-1 137	-11%	-
-30%	-719	-3%	-		-30%	-1 213	0%	-
-40%	-629	-2%	-		-40%	-1 290	0%	-
-50%	-538	-2%	-		-50%	-1 367	0%	-

Себестоимость	NPV	IRR	DPP		Цены	NPV	IRR	DPP
Базовый вариант	-991	-5	-		Базовый вариант	-991	-5	-
50%	-1 323	0%	-		50%	-646	3%	-
40%	-1 255	0%	-		40%	-711	2%	-

30%	-1 188	-12%	-		30%	-780	1%	-
20%	-1 122	-9%	-		20%	-850	-1%	-
10%	-1 056	-7%	-		10%	-920	-3%	-
0%	- 991	-5%	-		0%	-991	-5%	-
-10%	-927	-3%	-		-10%	-1 063	-7%	-
-20%	-863	-1%	-		-20%	-1 137	-11%	-
-30%	-799	0%	-		-30%	-1 213	0%	-
-40%	-736	1%	-		-40%	-1 290	0%	-
-50%	-673	2%	-		-50%	-1 367	0%	-

Проведенный анализ экономической оценки показывает, что проект является полностью нерентабельным (табл. 14)

Моделирование технологической цепочки производства бутадиена и полибутадиена выполнено в ПО Aspen Plus.

Исходным сырьём является сжиженный углеводородный газ (далее – СУГ), поступающий с месторождения X, с преобладанием пропан-бутановой фракции (рис. 14). В качестве термодинамических моделей использованы уравнения состояния PR (Peng-Robinson) и SRK (Soave-Redlich-Kwong).

Таблица 16. Свойства газа (СУГ)

Описание	Значение
Паровая фракция	0,00
Температура, °C	36,9
Давление бар. и.д.	12
Общий молярный расход, кгмоль/ч	834,18
Общий массовый расход, т/сут	965,5

Таблица 17. Состав газа (СУГ)

Компонент	Значение, %моль.
Этан	0,013199
Пропан	0,69252
изо-Бутан	0,097057
н-Бутан	0,184247
изо-Пентан	0,010564
н- Пентан	0,002382
Метилмеркаптан	0,000012
Этилмеркаптан	0,000009
COS	0,00001

Для получения целевого продукта была принята верхнеуровневая схема (рис. 14):



Рисунок 14. Верхнеуровневая схема получения полибутадиена из СУГ

Производство полибутадиенового каучука

Целью моделирования являлось получение полибутадиенового каучука (ПБК) с содержанием не менее 97% масс. и производительностью около 9 т/ч. На первом этапе из СУГ методом фракционирования получают бутановую фракцию, которая используется для производства бутенов путём каталитического дегидрирования бутана.

СУГ поступает на газотракционную установку, где в ректификационной колонне при 20 бар разделяется на пропановую и бутановую фракции. Пропановая фракция отбирается сверху колонны при $\sim 55,4^{\circ}\text{C}$, бутановая – снизу при $\sim 110^{\circ}\text{C}$ и направляется на дальнейшее получение бутена.

Перед подачей в реактор поток подогревается в теплообменнике за счёт рекуперации тепла реакторного газа. После нагрева до $\sim 550^{\circ}\text{C}$ н-бутан поступает в реактор каталитического дегидрирования, где при $\sim 600^{\circ}\text{C}$ происходит его превращение в н-бутен. Выходящий поток охлаждается до $\sim 197^{\circ}\text{C}$, передавая тепло входящему сырью, после чего поступает в сепаратор. В верхнем продукте отделяются водород, остатки пропана и небольшие количества пентановой фракции, а нижний поток представляет собой обогащённую бутеновую смесь для следующей стадии процесса (рис. 15)

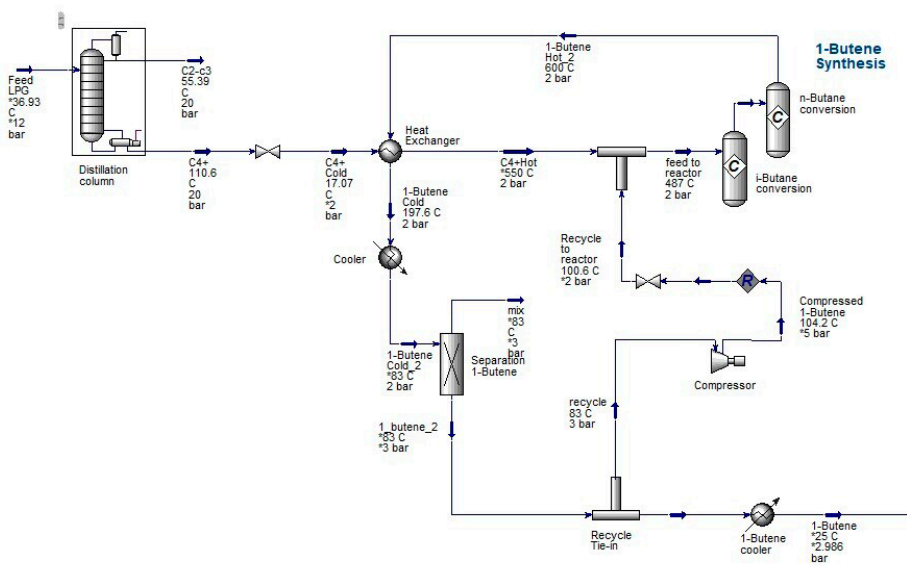


Рисунок 15. Технологическая схема получения бутена из бутана

На второй стадии бутадиен получают методом окислительного дегидрирования 1-бутена. Исходный 1-бутен при 25°C и 1 бар подаётся в реактор с избытком кислорода. Реакция протекает в кипящем слое катализатора при ~680°C, обеспечивая степень превращения около 85%. Высокая температура повышает эффективность процесса, а избыток кислорода предотвращает образование кокса [7]. После реактора газовая смесь охлаждается до ~160°C, сжимается до 4,6 бар и после дополнительного охлаждения до ~40°C поступает в сепараторы, где удаляются вода и лёгкие газы. Для выделения бутадиена применяется экстрактивная ректификация с фурфуролом. В первой колонне сверху удаляются бутены, направляемые на переработку. Нижний поток поступает во вторую колонну, где бутадиен выделяется верхним продуктом с чистотой около 97%, а фурфурол возвращается в процесс. Таким образом, процесс включает окислительное дегидрирование, охлаждение, сепарацию и двухступенчатую экстрактивную ректификацию (рис. 16).

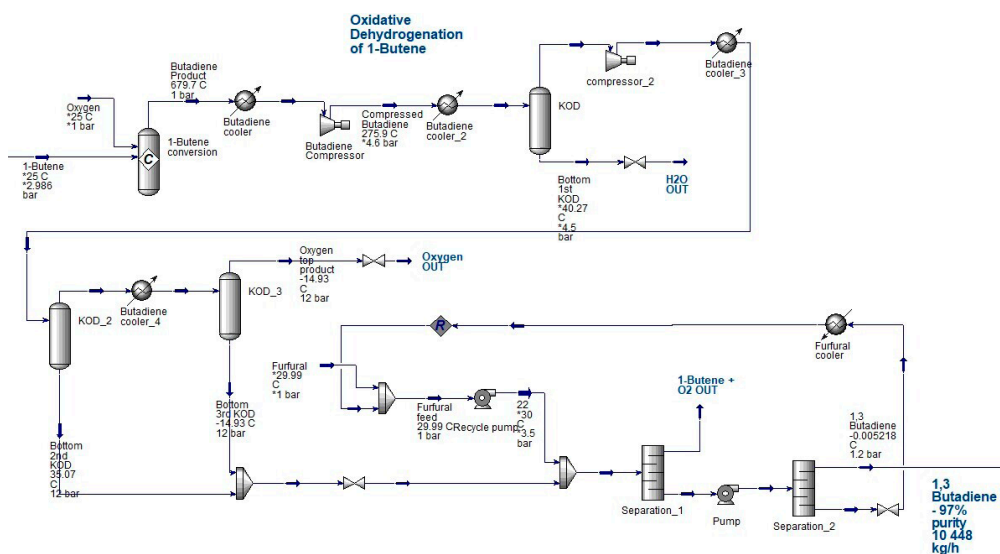


Рисунок 16. Технологическая схема получения бутадиена из бутена

Полибутадиен получают методом растворной полимеризации в среде н-гексана. В реактор подаются бутадиен, н-гексан и каталитическая смесь, предварительно нагретые до ~31°C. В реакторе происходит образование полибутадиена, а полимеризат выводится при 70°C и 1,2 бар.

Пары гексана и остатки бутадиена направляются на рекуперацию растворителя, а нижний поток поступает в колонну дегазации для удаления растворителя и примесей. На выходе получают полибутадиен чистотой около 98% с производительностью 9226 кг/ч. Для выделения бутадиена применяется экстрактивная ректификация с фурфуролом. В первой колонне удаляются бутены, а во второй бутадиен выделяется с чистотой около 97%, при этом фурфурол возвращается в процесс (рис. 17).

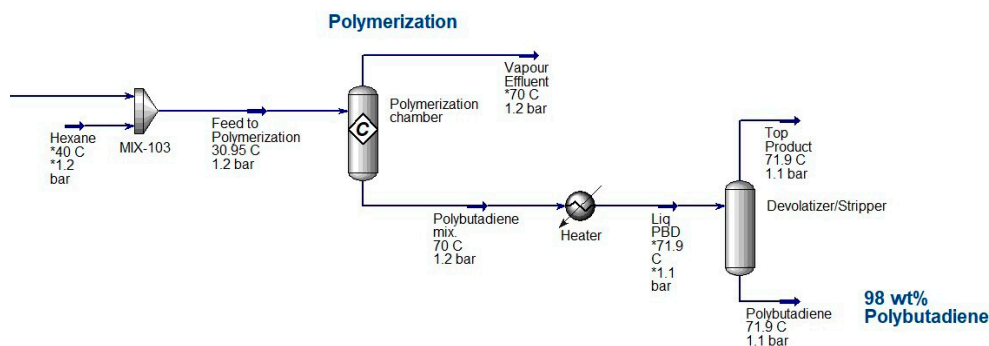


Рисунок 17. Технологическая схема получения полибутадиена из бутадиена

Расчёт капитальных затрат

Для оценки капитальных затрат проектируемого комплекса приняты данные действующего завода ТОО «БУТАДИЕН», сопоставимого по уровню капиталоемкости и масштабу производства.

Для перевода CAPEX под необходимый объём (80 тыс. т/г.) для данного проекта использовалось уравнение (1). Также при расчёте общей стоимости была учтена надбавка на непредвиденные расходы в размере 40%.

Таблица 18. Определение CAPEX проектируемой установки на основе данных аналогового проекта

Параметры	Производство полибутадиена	
Мощность, тыс. т/г.	120	80
CAPEX, млн долл. США	1000	
Мощность согласно AACE International, млн долл. США		752,897
Contingency 40%, млн долл. США		301,159
Общий CAPEX, млн долл. США	1 054	

Оценка экономической эффективности

В экономическом расчёте использованы профили производства согласно производительности установки по производству ПБК. Производительность установки: 80000 т/г.

Период расчёта – 2025-2057 гг.

Период строительства – 2033-2037 гг.

Период эксплуатации – 2038-2057 гг.

В ФЭМ принята инфляция доллара США – 2,05%/г., инфляция тенге – 6-5%/г.

Цена (нетбэк) ПБК, использованная в расчёте, – 1800 долл. США/т. По причине того, что планируется реализовать продукцию на внутреннем рынке, в расчёте цены с 2027 г. использована инфляция тенге.

Капитальные вложения включают стоимость приобретения, монтажа, транспортировки установки по производству ПБК.

Операционные затраты включают расходы на обслуживание установки ПБК.

Для расчёта выплат Государству использован текущий налоговый режим:

- налог на имущество по ставке 1,5%;
- КПН по ставке 15%.

Таблица 19. Результаты экономической оценки (полибутадиен)

Показатели	Значения
Период расчёта, гг.	2025-2057
Период строительства, гг.	2033-2037
Период эксплуатации, гг.	2038-2057
Нетбэк ПБК (внутренний рынок), долл. США/т	1 800
Накопленный объём производства ПБК, тыс. т	1 560
Годовой объём производства ПБК, т	80
Доходы от реализации БК, млн долл. США	8 927
OPEX MOD, млн долл. США	-676
Корпоративный налог, млн долл. США	-1 367
CAPEX MOD, млн долл. США	-1 567
NPV @10, млн долл. США	42
IRR проекта	10,64%
Индекс прибыльности	0,1

Таблица 20. Результаты анализа чувствительности (полибутадиен)

CAPEX	NPV	IRR	DPP		Объёмы	NPV	IRR	DPP
Базовый вариант	42	11%	31		Базовый вариант	42	11%	31
50%	-268	7%	–		50%	444	15%	23
40%	-206	8%	–		40%	364	14%	24
30%	-144	8%	–		30%	283	13%	25
20%	-82	9%	–		20%	203	13%	26
10%	-20	10%	–		10%	123	12%	28
0%	42	11%	31		0%	42	11%	31
-10%	105	12%	28		-10%	-38	10%	–
-20%	167	13%	26		-20%	-119	8%	–
-30%	229	14%	24		-30%	-200	7%	–
-40%	291	15%	23		-40%	-282	6%	–
-50%	353	17%	21		-50%	-364	4%	–

Себестоимость	NPV	IRR	DPP		Цены	NPV	IRR	DPP
Базовый вариант	42	11%	31		Базовый вариант	42	11%	31
50%	2	10%	32		50%	444	15%	23
40%	10	10%	32		40%	364	14%	24
30%	18	10%	32		30%	283	13%	25
20%	26	10%	31		20%	203	13%	26
10%	34	11%	31		10%	123	12%	28

0%	42	11%	31		0%	42	11%	31
-10%	51	11%	30		-10%	-38	10%	–
-20%	59	11%	30		-20%	-119	8%	–
-30%	67	11%	30		-30%	-200	7%	–
-40%	75	11%	30		-40%	-282	6%	–
-50%	83	11%	29		-50%	-364	4%	–

Анализ чувствительности выявил высокую зависимость показателей проекта от изменения ключевых параметров, что требует дополнительных мер по снижению рисков при реализации проекта.

Проект предусматривает производство каучука мощностью 80 тыс. т/год при ориентировочных капитальных затратах 1054 млн долл. США. Экономические расчёты показывают, что проект имеет граничные показатели эффективности и существенно зависит от CAPEX, OPEX, цен и объёмов производства. Реализация проекта требует стабильного сырьевого обеспечения и сбыта продукции. Полученные показатели являются предварительными и подлежат уточнению на следующих стадиях проектирования.

Выводы

На основе проведенных исследований были изучены варианты производства метанола, этиленгликоля, полистирола, поливинилхлорида и полибутадиенового каучука. Проведен анализ технологий потенциальных лицензиаров и коммерческих предложений поставщиков оборудования, а также моделирование установок в программных комплексах Aspen Plus и Aspen HYSYS с целью определения потребности в сырье. На основе полученных результатов были рассчитаны капитальные и эксплуатационные затраты и проведена оценка экономической эффективности проектов. Установлено, что наиболее рентабельными направлениями являются производство метанола, этиленгликоля и полибутадиенового каучука. Полученные результаты могут быть использованы при дальнейшем технико-экономическом обосновании развития газохимических производств.

Список использованной литературы

1. Советин Ф.С., Гартман Т.Н., Панкрушина А.В., Асеев К.М., Павлов А. С. Обзор промышленных технологий получения метанола из природного газа // Успехи в химии и химической технологии. 2021.Т.XXXV, № 8. С.143-146.
2. Dayton D. C. Preliminary Screening – Technical and Economic Assessment of Synthesis Gas to Fuels and Chemicals With Emphasis on the Potential for Biomass-Derived Syngas // Article. – 2003. – DOI: 10.2172/15006100.
3. US Ethylene construction cost data 2018-2020. URL: <https://www.scribd.com/document/370513410/Us-Ethylene-Construction-Cost-Data-2018-2020>
4. Towler G., Sinnott R. Chemical Engineering Design: Principles, Practice and Economics of Plant and Process Design. 3rd ed. Oxford: Butterworth-Heinemann (Elsevier), 2022. 1320 p.

5. Rossanese G. Modelling of an Industrial Plant for Vinyl Chloride Production: thesis / Università degli Studi di Padova, Dipartimento di Ingegneria Industriale. – Padova.
6. Meyers R. A. Handbook of Petrochemicals Production Processes. – New York: McGraw-Hill.
7. White W. C. Butadiene Production Process Overview // Chemico-Biological Interactions. – 2007. – Vol. 166. – P. 10–14.

Х» КЕН ОРНЫНДА ГАЗ-ХИМИЯ КЕШЕНІН САЛУДЫҢ ОРЫНДЫЛЫҒЫН АЛДЫН АЛА БАҒАЛАУ НӘТИЖЕЛЕРІН ТАЛДАУ

**Р.Н. Утеев, А.М. Салимгереев, Д.М. Уркенбаев, М.М. Сабугалиев,
К.Г. Сатенов, Г.Б. Қалмахан, Б.Н. Мажит, М.С. Қыныртай**

Табиғи газ Қазақстанның газ саласында маңызды рөл атқаратын, экономикалық тұрғыдан тиімді әрі экологиялық жағынан таза энергия көздерінің бірі болып табылады. Газды өңдеу технологияларын оңтайландыру шикізатты терең өңдеуге және жоғары қосылған құны бар өнімдер алуға (4–5 қайта өңдеу сатысы) бағытталған, бұл өз кезегінде шикі газды сатумен салыстырғанда табысты едәуір арттыруға мүмкіндік береді. Газ-химиядағы терең өңдеу табиғи және ілеспе мұнай газын (ІМГ) этиленгликоль, поливинилхлорид, метанол және полистирол сияқты базалық мұнай-химия өнімдеріне айналдыруды қамтиды.

Зерттеу Батыс Қазақстандағы «Х» кен орнында газ-химия кешенін салудың орындылығын алдын ала бағалауға арналған. Жоғары қосылған құны бар өнімдерді алу үдерістерін модельдеу үшін Aspen HYSYS және Aspen Plus бағдарламалық жасақтамалары қолданылды, онда PR (Peng–Robinson) және SRK (Soave–Redlich–Kwong) күй теңдеулері пайдаланылды. Зерттеу барысында бөлу, тазалау және ректификация технологияларын ескере отырып, технологиялық үдерістердің әртүрлі конфигурациялары қарастырылды, сондай-ақ жобаның экономикалық бөлігі зерттелді.

Түйінді сөздер: газ-химия кешені (ГХК), мұнай химиясы, метанол, этиленгликоль, полибутадиенді каучук, Aspen HYSYS, Aspen Plus, техникалық-экономикалық талдау, CAPEX, OPEX.

Информация об авторах

Утеев Рахим Нагангалиұлы – Генеральный директор (председатель Правления), R.Uteyev@kmge.kz

Салимгереев Асет Маликович – директор департамента сопровождения проектов СРП, A.Salimgereyev@kmge.kz

Уркенбаев Даулет Маликович – начальник управления сопровождения проектов КПО, d.urkenbayev@kmge.kz

Сабугалиев Махмут Максимович – эксперт управления сопровождения проектов КПО, M.Sabugaliyev@kmge.kz

Сатенов Курмет Гизатуллаевич – эксперт управления сопровождения проектов КПО, K.Satenov@kmge.kz

Қалмахан Гауһар Баймаханқызы – старший инженер управления сопровождения проектов КПО, g.kalmakhan@kmge.kz

Мажит Биржан Нурболатулы – старший инженер управления сопровождения проектов КПО, b.mazhit@kmge.kz

Қыныртай Мира Сабетханқызы – инженер управления сопровождения проектов КПО, M.Kynyrtai@kmge.kz

ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Астана, Казахстан.

ГИБРИДНАЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ ДЛЯ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ОБЪЕКТОВ НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

А.М. Касымбекова, М.Г. Кожахметов

Гибридная электростанция, использующая комбинацию ветровой, солнечной и газовой энергии, представляет собой инновационное решение для устойчивого и бесперебойного обеспечения электроэнергией нефтегазовых объектов. Система гибридной электростанции работает на принципе использования возобновляемых источников – ветра и солнца – в сочетании с газовыми генераторами, которые обладают высокой маневренностью и включаются в работу при недостаточном уровне возобновляемой энергии. Возобновляемые источники, такие как солнце и ветер, подвержены природным колебаниям и при изменяющихся погодных условиях газовые установки могут компенсировать нехватку энергии, обеспечивая стабильность и предотвращая возможные сбои. Благодаря этому достигается высокая надежность электроснабжения, что особенно важно для нефтяных предприятий, где простои могут повлечь значительные убытки.

Кроме того, комбинированное использование различных источников энергии снижает зависимость от углеводородов и уменьшает выбросы парниковых газов, что способствует выполнению экологических требований и снижению углеродного следа. Такая гибридная система позволяет оптимизировать эксплуатационные расходы, так как часть энергии поступает от природных источников, что снижает расходы на топливо и техническое обслуживание газовых генераторов.

Использование гибридных электростанций на основе ветра, солнца и газа для нефтяных месторождений – это перспективное направление, которое позволяет не только сократить издержки, но и повысить экологическую устойчивость производства.

Ключевые слова: гибридная электростанция, возобновляемые источники энергии (ВИЭ), газовая станция, аварийные отключения, надежное электроснабжение, зеленая энергетика, декарбонизация.

Введение

Нефтяная промышленность является одной из важнейших отраслей экономики Казахстана. Основные залежи нефти и газа расположены в западном регионе. На сегодняшний день около 85% добычи нефти на операционных активах КМГ приходится на семь основных месторождений: Узень и Карамандыбас (АО «Озенмунайгаз»), Каламкас и Жетыбай (АО «Мангистаумунайгаз»), С. Нуржанов и Восточный Молдабек (АО «Эмбаумунайгаз»), Каражанбас (АО «Каражанбасмунай») [1]. Среди них за последние три года по добыче нефти и газа на долю АО «Озенмунайгаз» приходится около 40-45% (табл. 1).

Таблица 1. Добыча нефти и газоконденсата, тыс. тонн

№	Дочерняя организация	2023 год	2024 год	2025 год
1	АО «Озенмунайгаз» (ОМГ)	4 877	5 098	5 079
2	АО «Эмбаумунайгаз» (ЭМГ)	2 722	2 790	2 850
3	АО «Мангистаумунайгаз» (ММГ)	3 075	3 085	3 083
4	АО «Каражанбасмунай» (КБМ)	1 027	1 077	1 053

Проблема электроснабжения нефтедобычи

Зрелость месторождений и систематические аварийные отключения электроэнергии энергопроизводящими и энергопередающими организациями в Мангистауской области приводят к снижению добычи на месторождениях АО «Озенмунайгаз» и ряде других месторождений.

Значительное негативное влияние на операционную деятельность КМГ в последние годы, в частности в 2023 году, оказали масштабные отключения в энергосистеме и ограничения мощности потребляемой электрической энергии сторонними организациями – ТОО «Мангистауский атомный энергетический комбинат» (далее – МАЭК) и АО «Мангистауская региональная электросетевая компания» (далее – МРЭК).

Вследствие аварийного отключения электроэнергии произошла остановка оборудования на месторождениях четырех нефтедобывающих компаний КМГ (ОМГ, ММГ, КБМ, ЭМГ). Наблюдается негативная тенденция к увеличению количества и масштаба отключений электроэнергии, что приводит к увеличению потерь в объеме добычи нефти (табл. 2).

Таблица 2. Количество отключений и общий недобор в добыче нефти

№	Дочерняя организация	2023 год		2024 год		2025 год	
		Общее кол-во откл.	Общий недобор в добыче нефти, тыс. т	Общее кол-во откл.	Общий недобор в добыче нефти, тыс. т	Общее кол-во откл.	Общий недобор в добыче нефти, тыс. т
1	АО «Озенмунайгаз»	86	294,1	10	0,547	18	31,149
2	АО «Эмбаумунайгаз»	93	14,4	122	1,133	88	1,625
3	АО «Мангистаумунайгаз»	87	97,1	7	0,453	16	6,869
4	АО «Каражанбасмунай»	81	105,9	5	1,267	18	8,050
Всего		347	511,5	144	3,4	256	47,693

За 2023 год произошло 347 отключений, потери нефти составили более 511 тыс. т [2].

В 2024 году произошло 144 отключений, потери нефти составили более 3,4 тыс. т [1].

В 2025 году произошло 256 отключений, отключений, потери нефти составили более 47,6 тыс. т [1].

Принимаемые меры

В целях обеспечения энергетической безопасности и бесперебойного электроснабжения нефтепромысловых объектов ДЗО КМГ осуществляет следующие мероприятия:

- КМГ ведется реализация проекта гибридной электростанции (далее – Гибридный проект) с возобновляемыми источниками энергии (далее – ВИЭ) (ветер и солнце) и газовой электростанции (далее – ГазЭС);
- ММГ введена в эксплуатацию резервная газотурбинная установка (далее – ГТУ) согласно плану по параллельной работе ГТУ-1 и ГТУ-2 (по 45 МВт) месторождения Каламкас, для обеспечения электроэнергией объектов месторождений Каламкас и Жетыбай при аварийных ситуациях;
- АО «KEGOC» реализован проект «Усиление электрической сети Западной зоны ЕЭС РК. Строительство электросетевых объектов» для гарантии надежности электроснабжения потребителей западной зоны;
- постановлением Правительства Республики Казахстан выделено 4,9 млрд тенге на 2023 год и 5,0 млрд тенге на 2024 год на проведение ремонтных работ и поддержку деятельности МАЭК.

Данные меры значительно улучшают ситуацию в регионе по энергообеспечению в аварийных ситуациях.

Гибридная электростанция

В рамках реализации Гибридного проекта был проанализирован климатический потенциал местности рядом с месторождениями ОМГ. Согласно атласам солнечных и ветровых ресурсов регион обладает хорошими энергетическими возможностями. В связи с этим было принято решение о реализации Гибридного проекта для развития «зеленой энергетики», следуя современным мировым тенденциям декарбонизации нефтегазодобывающих организаций и экономии углеводородных ресурсов.

Гибридный проект нацелен на обеспечение спроса на электроэнергию со стороны недропользователей (ДЗО КМГ) Мангистауского энергоузла и предполагает комбинированную генерацию электрической энергии от ветрового, солнечного и газового источников энергии суммарной мощностью 247 МВт в г. Жанаозен и позволяя обеспечить:

общее сокращение выбросов углекислого газа (CO_2) в атмосферу за счет потребления от ВИЭ;

стабильную поставку электроэнергии за счет балансирования нестабильной генерации ВИЭ маневренной мощностью ГазЭС.

На сегодняшний день ОМГ, КБМ, ММГ, ТОО «Казахский газоперерабатывающий завод» (далее – КазГПЗ) получают электроэнергию от МАЭК как от основного источника питания. После реализации проекта гибридная электростанция станет основным источником электроснабжения для объектов КМГ, в частности

для ОМГ и КазГПЗ. Это решение обеспечит стабильное и надежное энергоснабжение данных объектов. Наряду с этим, есть возможность электроснабжения и других потенциальных потребителей, таких как КБМ и ММГ, подключенных к Узеньскому энергоузлу. Это расширит зону покрытия новой энергосистемы, поддерживая стабильность энергоснабжения и для этих компаний, которые также зависят от непрерывной подачи электроэнергии.



Рисунок 1. Схема электрических сетей Узеньского энергоузла

Солнечная электростанция

Солнечные фотоэлектрические элементы непосредственно улавливают солнечный свет и преобразуют его в электрическую энергию, что называется фотоэлектрическим эффектом. Для этого используется полупроводник, например, кремний, в сочетании с металлом или другим полупроводником. Когда солнечный свет попадает на границу между ними, электроны получают достаточно энергии, чтобы активизироваться и высвободиться из полупроводника, что приводит к их перемещению в одном направлении на другую сторону, в результате чего в элементе возникает небольшое электрическое напряжение. Один фотоэлектрический элемент вырабатывает небольшое количество энергии, эти элементы можно комбинировать и соединять, чтобы создать единый модуль, широко известный как солнечная фотоэлектрическая панель [3].

Мощность солнечной электростанции (далее – СЭС) Гибридного проекта составляет 50 МВт. Для СЭС планируется установка около 75 тыс. солнечных фотоэлектрических панелей.

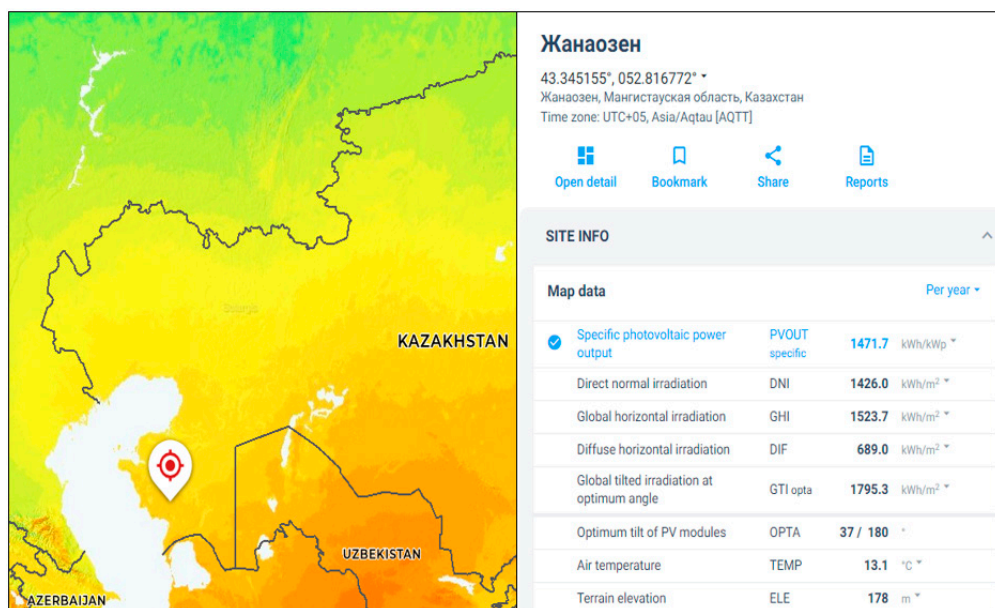


Рисунок 2. Потенциал солнечной энергии рядом с г. Жанаозен

Согласно данным Солнечного атласа [4], выходная мощность фотоэлектрической системы составляет более 1 400 кВтч/м² в год. При таком уровне радиации системы способны вырабатывать достаточно энергии, чтобы быть экономически эффективными.

Ветровая электростанция

Ветрогенераторы используют кинетическую энергию ветра для генерации электроэнергии. Согласно математической формуле, мощность определяется следующим образом:

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3$$

где, P = мощность ветрогенератора (Вт);

ρ = плотность воздуха (кг/м³);

A = площадь вращения лопастей ветрогенератора (м²);

v = скорость ветра (м/с).

Из формулы видно, что мощность ветрового потока пропорциональна кубу скорости ветра и площади вращения лопастей ветрогенератора. Это означает, что при увеличении скорости ветра вдвое, мощность потока возрастет в 8 раз, а при увеличении длины лопастей вдвое, мощность ветрогенератора возрастет в 4 раза. Кроме этого, имеется прямая зависимость от плотности атмосферного воздуха [5].

Мощность ветровой электростанции Гибридного проекта составляет 77 МВт. Для проекта рассматриваются ветрогенераторы мощностью от 5 МВт, у которых высота оси более 100 м. На такой высоте скорость ветра значительно выше, что позволяет более эффективно использовать ветрогенераторы для производства электроэнергии.

К тому же, для оценки ветрового потенциала местности были установлены метеорологическая мачта и устройство дистанционного зондирования (Лидар). Мачта была оснащена анемометрами на разных высотах и запитана кабелем от источника бесперебойного питания в закрытом исполнении. Передача данных осуществляется по средствам GSM связи. В свою очередь, Лидар использует лазерный импульс для измерения скорости ветра, определяя скорость частиц пыли (аэрозоля) на разных отметках, расположенных выше установки. Во время ветровой кампании проводились измерения средней скорости и направления ветра, влажности, давления, температуры воздуха и другие параметры на разных высотных отметках с шагом каждые 10 минут [6].

Кампания по измерению скорости ветра проводилась компанией ENI, которая в конце предоставила все данные, где были указаны параметры ветра за каждые 10 минут. Расчеты показывают, что средняя скорость ветра за рассматриваемые периоды колеблется в диапазоне от 6-7 м/с, что является хорошим показателем оценки ветрового ресурса. Согласно ветровому атласу [7], регион обладает хорошим климатическим ресурсом.

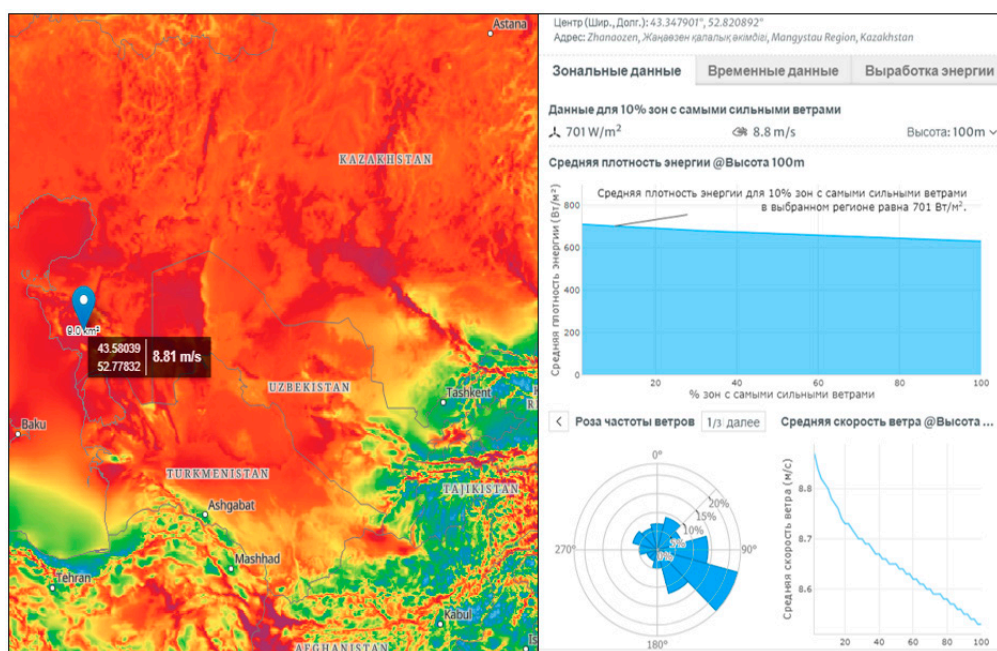


Рисунок 3. Потенциал ветровой энергии рядом с г. Жанаозен на высоте 100 м

Газовая электростанция

В реализации Гибридного проекта рассматривается строительство газовой электростанции на базе газопоршневых агрегатов (ГПА) мощностью 120 МВт в качестве маневрирующей мощности для объектов ВИЭ, в целях обеспечения постоянной нагрузки ДЗО КМГ в 120 МВт/час.

Наличие маневренной генерации позволит оперативно компенсировать изменения нагрузки и колебания выработки ВИЭ, обеспечивая более стабильную работу сети.

В качестве основного вида топлива для газовой станции принимается сухой товарный газ КазГПЗ. По расчетам в часовом и суточном разрезах будет дефицит газа от КазГПЗ. В этой связи, для восполнения дефицита мощности и для резерва будет использоваться газ из газотранспортной системы национального оператора АО НК «QazaqGaz».



Рисунок 4. Генерация электроэнергии с учетом доступного газа

Дополнительно проектом предусматривается участие газопоршневой электростанции (далее – ГПЭС) в регулировании режимов энергосистемы. Системный оператор посредством автоматического регулирования частоты и мощности (АРЧМ) сможет использовать свободный резерв мощности ГПЭС для поддержания баланса активной мощности и повышения устойчивости работы энергосистемы западного региона Казахстана.

Расчеты режимов ввода Гибридной электростанции

В рамках данного проекта на программном обеспечении RastrWin была разработана модель электрической сети Узеньского энергоузла и были проведены расчёты установившихся электрических режимов работы энергосистемы с учётом перспективных нагрузок Узеньского энергоузла.

Результаты выполненных расчётов показали техническую реализуемость и положительное влияние Гибридного проекта на режимы работы электрической сети региона (рис. 5).

Кроме того, были выполнены дополнительные расчёты послеаварийных режимов, предусматривающие отключение одного (рис. 6) и двух (рис. 7) блоков генераторов МАЭК с учётом ввода гибридной электростанции в Узеньском энергоузле.

Результаты расчётов показали, что наличие Гибридной электростанции оказывает положительное влияние на устойчивость режимов энергосистемы: значения напряжения и частоты в рассматриваемых режимах сохраняются в допустимых пределах, обеспечивается более стабильная работа сети и снижается влияние аварийных возмущений на электроснабжение потребителей региона.

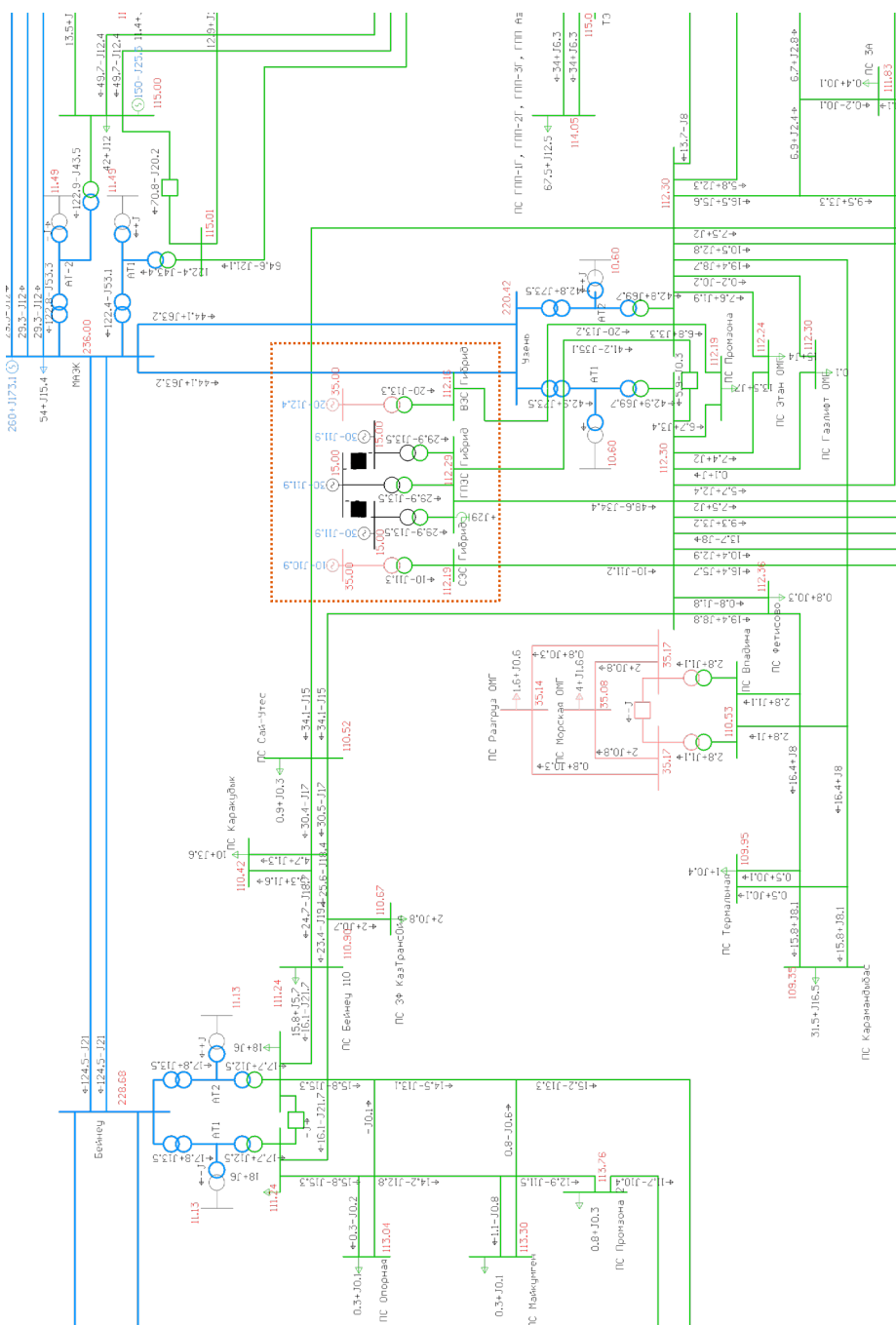


Рисунок 5. Расчет режима ввода Гибридной электростанции (СЭС, ВЭС и ГПЭС) в Западной зоне

В ходе анализа также рассмотрен наиболее тяжёлый режим, связанный с полным отключением ТЭС-3 МАЭК. Расчёты показали, что при полном выводе ТЭС-3, являющейся одним из основных регулирующих источников частоты и напряжения западного региона, наблюдается снижение уровня напряжения и частоты в энергосистеме. Данный результат подтверждает значимость ТЭС-3 для обеспечения системного регулирования и устойчивости режимов работы западной зоны ЕЭС Казахстана.

В целом результаты выполненных расчётов подтверждают, что ввод Гибридной электростанции в Узеньском энергоузле позволит снизить существующий дефицит электрической мощности в регионе, уменьшить зависимость от внешних перетоков электроэнергии, повысить надёжность электроснабжения потребителей и улучшить устойчивость режимов электрической сети.

Реализация проекта создаст дополнительные условия для дальнейшего развития энергетической инфраструктуры Западного Казахстана и повышения эффективности интеграции возобновляемых источников энергии в энергосистему страны.

Выводы

Гибридный проект включает комбинированную генерацию электроэнергии с использованием возобновляемых источников – ветра и солнца, а также газовой электростанции для поддержания баланса и стабильности в производстве электроэнергии. Эта гибридная электростанция обеспечит надежное и непрерывное электроснабжение дочерних компаний КМГ в регионе, включая АО «Озенмунайгаз» и ТОО «КазГПЗ», что позволит избежать рисков аварийных простоев из-за частых перебоев в энергоснабжении. Подобный проект будет реализован в Казахстане впервые и станет первым гибридным объектом, подключенным к национальной электрической сети Казахстана для стабильного обеспечения энергией производственных объектов региона.

Проект также поддерживает стратегию декарбонизации КМГ и снижение углеродного следа в соответствии с долгосрочными целями компании. Около 40% вырабатываемой электроэнергии будет полностью «зеленой», что позволит существенно сократить выбросы углекислого газа.

Список использованной литературы

1. Годовой отчет КМГ за 2025 год, https://www.kmg.kz/upload/iblock/3e8/q0j4f2nfjpb4lja0941h1f5v2q16mcng/KazMunayGas_AR2025_RUS.pdf
2. Годовой отчет КМГ за 2023 год, [https://www.kmg.kz/upload/iblock/6a2/h45ni22sw3yfn8bkf7hnnkwl55uf2nbx/KMG_AR23_RUS%20\(2\).pdf](https://www.kmg.kz/upload/iblock/6a2/h45ni22sw3yfn8bkf7hnnkwl55uf2nbx/KMG_AR23_RUS%20(2).pdf)
3. Solar Energy: Applications, Trends Analysis, Bibliometric Analysis and Research Contribution to Sustainable Development Goals, 2023
4. Global Solar Atlas, <https://globalsolaratlas.info/map>
5. Introduction to wind energy systems, 2016.
6. Отчет ENI по итогам ветровой кампании в 2023 году.
7. Global Wind Atlas, <https://globalwindatlas.info/en/>

МҰНАЙ ӨНЕРКӘСІБІ ОБЪЕКТІЛЕРІН ЭЛЕКТРМЕН ЖАБДЫҚТАУҒА АРНАЛҒАН ГИБРИДТІ ЭЛЕКТР СТАНЦИЯСЫ

А.М. Касымбекова, М.Г. Кожухметов

*Жел, күн және газ энергиясының комбинациясын пайдаланатын гибри-
дті электр станциясы мұнай-газ объектілерін тұрақты және үздіксіз электр
энергиясымен қамтамасыз ету үшін инновациялық шешім болып табылады.
Гибридті электр станциясының жүйесі жаңартылатын көздерді – жел мен
күнді – жоғары маневрлік қабілеті бар және жаңартылатын энергия деңгейі
жеткіліксіз болған кезде жұмысқа қосылатын газ генераторларымен бірге
пайдалану принципімен жұмыс істейді. Күн мен жел сияқты жаңартылатын
көздер табиғи ауытқуларға ұшырайды және ауа-райының өзгеруі кезінде газ
қондырғылары тұрақтылықты қамтамасыз ету және ықтимал бұзылулар-
дың алдын алу арқылы энергия тапшылығын өтей алады. Осының арқасында
Электрмен жабдықтаудың жоғары сенімділігіне қол жеткізіледі, бұл әсіресе
тоқтап қалу айтарлықтай шығынға ұшырауы мүмкін мұнай кәсіпорындары
үшін өте маңызды.*

*Сонымен қатар, әртүрлі энергия көздерін біріктіріп пайдалану көмірсу-
тектерге тәуелділікті азайтады және парниктік газдар шығарындыларын
төмендетеді, бұл экологиялық талаптарды орындауға және көміртегі ізін
азайтуға көмектеседі. Мұндай гибриді жүйе пайдалану шығындарын оңтай-
ландыруға мүмкіндік береді, өйткені энергияның бір бөлігі табиғи көздерден
келе отырып, бұл отын мен газ генераторларына техникалық қызмет көрсе-
ту шығындарын азайтады.*

*Мұнай кен орындары үшін жел, күн және газ негізіндегі гибриді электр
станцияларын пайдалану шығындарды азайтып қана қоймай, өндірістің эко-
логиялық тұрақтылығын арттыруға мүмкіндік беретін перспективалы бағыт
болып табылады.*

Түйінді сөздер: *гибриді электр станциясы, жаңартылатын энергия
көздері (ЖЭК), газ станциясы, авариялық сәндірулер, сенімді электрмен жаб-
дықтау, жасыл энергетика, декарбонизация.*

Информация об авторах

Касымбекова Айжан Муратовна – руководитель управления энергоэффек-
тивности и ВИЭ, a.kassymbekova@kmge.kz

Кожухметов Мейрам Габдуллаевич – эксперт управления энергоэффек-
тивности и ВИЭ, m.kozhakhmetov@kmge.kz

ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Астана, Казахстан

ПОДХОДЫ К МОДЕРНИЗАЦИИ И ПЕРЕОРИЕНТАЦИИ ТОО «КАЗГПЗ» В УСЛОВИЯХ ИЗМЕНЕНИЯ РЕСУРСНОЙ БАЗЫ

И.Т. Есполов, Г.С. Камариденова, Р.О. Булекбаев, Ә.Ә. Жубанов

В статье представлены результаты исследования вариантов модернизации и переориентации, действующего ТОО «Казахский газоперерабатывающий завод» (далее – КазГПЗ) с учетом изменения ресурсной базы после ввода нового газоперерабатывающего завода. Актуальность работы обусловлена необходимостью определения дальнейшей роли предприятия в региональной системе газопереработки, сохранения производственного потенциала площадки и повышения эффективности использования имеющейся инфраструктуры. На основе анализа текущего технического состояния оборудования, существующей технологической схемы, структуры поступающего сырья и возможных направлений глубокой переработки газа рассмотрены три сценария развития предприятия: 1) снижение проектной мощности с выпуском товарного газа; 2) производство товарного газа с организацией выпусков сжиженного природного газа и компримированного природного газа; 3) производство товарного газа и продукции газохимии – метанола либо высокооктанового бензинового компонента из пентан-гексановой фракции (далее – ПГФ). В работе показано, что модернизация действующего КазГПЗ может рассматриваться не только как мера сохранения промышленной площадки, но и как инструмент повышения гибкости региональной системы газопереработки, диверсификации продуктовой линейки и создания дополнительной добавленной стоимости. Наиболее существенными факторами выбора окончательной конфигурации являются обеспеченность бессернистым газом, техническое состояние действующих установок, необходимый объем капитальных вложений, технологическая реализуемость предлагаемых решений, а также рыночная привлекательность конечной продукции. Отдельное внимание уделено возможности использования существующей инфраструктуры завода и поэтапной реализации проекта с учетом снижения инвестиционных и операционных рисков.

Ключевые слова: газоперерабатывающий завод, модернизация, природный газ, метанол, изомеризация, газохимия, товарный газ.

Введение

Газоперерабатывающие заводы играют ключевую роль в формировании цепочки добавленной стоимости в нефтегазовой отрасли, обеспечивая подготовку газа к транспортировке, выделение ценных углеводородных компонентов и выпуск товарной продукции [1, 2]. В современных условиях задачи газопереработки выходят за рамки простого осушения и стабилизации сырья: все большее значение приобретают гибкие схемы монетизации газа, ориентированные на выпуск сжиженного природного газа (далее – СПГ), компримированного природного газа (далее – КППГ) и продукции газохимии, что особенно актуально для удаленных регионов и для рынков с растущим спросом на моторное и химическое топливо [3].

Для КазГПЗ проблема модернизации имеет двойственную природу. С одной стороны, предприятие располагает сложившейся производственной инфраструктурой, инженерными сетями и подготовленным персоналом. С другой стороны, значительная часть технологического оборудования эксплуатируется длительное время, а перспективная загрузка завода меняется в связи с вводом нового газоперерабатывающего завода и перераспределением сырьевых потоков. В таких условиях модернизация должна предусматривать не только замену отдельных узлов, но и изменение производственной функции площадки с учетом новой структуры сырьевых потоков.

Цель исследования – определить технически реализуемые направления модернизации действующего КазГПЗ и оценить их применимость в условиях сокращения ресурсной базы. Для достижения цели были поставлены следующие задачи: проанализировать текущее состояние производственных мощностей, сформировать сценарии загрузки действующего завода, сопоставить варианты выпуска продукции с различной добавленной стоимостью, а также определить, какие технологические блоки целесообразно сохранять, модернизировать либо выводить из схемы.

Настоящая статья подготовлена на основе результатов концептуального исследования вариантов развития КазГПЗ, выполненного ТОО «КМГ Инжиниринг» с учетом анализа действующей технологической схемы, ресурсной базы и возможных направлений модернизации предприятия.

Основная часть

Материалы и методы исследования

Методологической основой работы послужил технико-технологический анализ действующей схемы КазГПЗ с учетом прогнозируемого изменения ресурсной базы. В исследовании использованы: сведения о конфигурации действующих установок, укрупненные материально-тепловые балансы, сценарный подход к оценке сырьевой загрузки, а также сравнительный анализ технологий глубокой переработки природного газа и газового конденсата. В качестве расчетных сценариев рассмотрены два уровня загрузки действующего завода – 350 и 450 млн м³ газа в год.

Исходным допущением являлось, что после ввода нового ГПЗ часть объема сырого газа будет перенаправлена на новую площадку. Поэтому перспективы действующего КазГПЗ связаны прежде всего с переработкой бессернистого газа и более глубокой переработкой товарного газа и выделяемых фракций. При сравнении вариантов развития учитывались: технологическая сложность, уровень использования имеющейся инфраструктуры, состав конечной продукции, ориентировочная численность персонала, а также рыночная привлекательность выпускаемых продуктов.

Ресурсная база для загрузки мощностей КазГПЗ

Дополнительно к технологическому анализу проведена оценка ресурсной базы, способной обеспечить загрузку действующего КазГПЗ после перераспределения сырьевых потоков на новый ГПЗ. Ресурсная база имеет смешанную структуру: попутно-нефтяной газ зрелых нефтяных месторождений, свободный природный газ газовых шапок и потенциальные дополнительные объемы по близлежащим участкам. Такое сочетание определяет необходимость не только оценки суммарного объема газа, но и разделения потоков по сернистости, давлению, компонентному составу и транспортной доступности.

Ключевыми действующими поставщиками для КазГПЗ являются Жетыбайская группа месторождений АО «Мангистаумунайгаз», активы АО «Озенмунайгаз», ТОО «Тасбулат Ойл Корпорэйшн» и ТОО «Tenge Oil & Gas» [4]. В качестве потенциального дополнительного направления рассмотрена группа месторождений, где имеются существенные объемы газовых шапок, что важно для сценариев, где действующий КазГПЗ сохраняет работу преимущественно на бессернистом свободном газе.

По существующей транспортной инфраструктуре подтверждается наличие газотранспортной связи Жетыбайской группы месторождений с КазГПЗ [5].

На новый ГПЗ предполагается направлять преимущественно более жирный газ, включая попутно-нефтяной газ и часть свободного природного газа, тогда как оставшаяся часть бессернистого свободного газа может быть сохранена для загрузки действующего КазГПЗ.

Сценарное сопоставление двух вариантов подачи газа на новый ГПЗ подтверждает выбранный в статье диапазон загрузки действующего КазГПЗ. При направлении на новый ГПЗ 900 млн м³/год имеется потенциал для действующего КазГПЗ до 366 млн м³/год [6]. При снижении подачи на новый ГПЗ до 800 млн м³/год потенциал для действующего КазГПЗ возрастает примерно до 466 млн м³/год. Следовательно, расчетные сценарии 350 и 450 млн м³/год соответствуют диапазону остаточной ресурсной базы после приоритетного обеспечения нового ГПЗ.

Анализ ситуационной карты ресурсной базы и прогнозного профиля добычи показывает, что для каждого участка требуется уточнение балансовых запасов, состава газа, сернистости, режима добычи, инвестиционных затрат на подключение и коммерческих условий поставки. Тем не менее наличие потенциальных ресурсов в радиусе 200 км повышает стратегическую ценность сохранения действующей площадки КазГПЗ как гибкого узла переработки свободного газа, широкой фракции лёгких углеводородов (далее – ШФЛУ) или газохимического сырья.

Таким образом, ресурсная база подтверждает применимость трех рассмотренных в статье сценариев модернизации. Вариант 1 может опираться на минимальный остаточный поток бессернистого газа, вариант 2 требует более стабильного отбора товарного газа для СПГ/КПГ, а вариант 3 становится целесообразным при долгосрочном подтверждении ресурсной базы и гарантированной поставке газохимического сырья.

Текущее состояние и исходные ограничения

КазГПЗ введен в эксплуатацию в 1973 г. [7]. Проектная мощность предприятия составляет 1,5 млрд м³/год по газовому сырью и 600 тыс. т/год по жидкому углеводородному сырью [8, 9]. Фактическая загрузка составляет около 55% проектной мощности. В 2024 г. на переработку поступило 837 млн м³ сырого газа [8]. Технологическая схема завода включает блоки сероочистки, компримирования, низкотемпературной конденсации, низкотемпературного фракционирования и газофракционирования [10, 11]. В состав основных производственных объектов входят цех переработки газа № 1, цех переработки газа № 2, компрессорный цех, товарно-сырьевой цех и цех паро-водоснабжения и канализации [12].

Важной особенностью текущего состояния (рис. 1) является сочетание сохранившейся технологической целостности завода и существенной степени физического и морального износа части оборудования [13]. При этом отдельные

элементы инфраструктуры уже подвергались обновлению: в 2022 г. вместо устаревших газомотокомпрессоров введены в эксплуатацию пять компрессорных установок Ariel KBK4 производительностью 7 500 $\text{м}^3/\text{ч}$ каждая [11, 13]. Однако долгосрочная эффективность завода определяется не только состоянием компрессорного парка, но и целесообразностью сохранения всей исторически сложившейся схемы переработки в новых рыночных условиях.

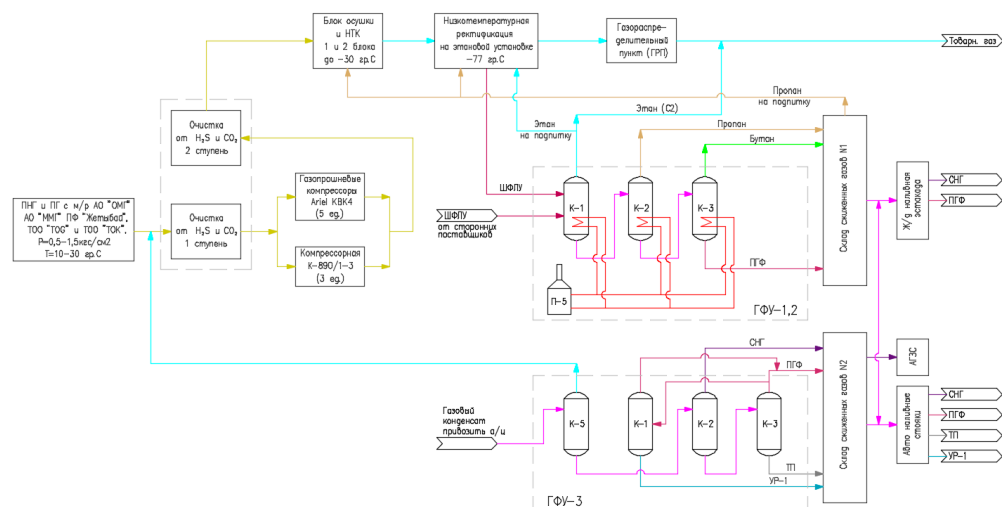


Рисунок 1. Принципиальная схема существующего производства КазГПЗ

ПНГ – попутный нефтяной газ; ПГ – природный газ; ПГФ – пентан-гексановая фракция;
 P – давление; T – температура; $С$ – градус Цельсия, H_2S – сероводород; CO_2 – диоксид углерода;
 НТК – низкотемпературная конденсация; ГРП – газораспределительный пункт;
 ГФУ – газифракционирующая установка; К – колонна; П – печь/подогреватель;
 СНГ – сжиженный нефтяной газ; ТП – технический пропан; УР-1 – углеводородный
 растворитель марки УР-1; ж/д – железнодорожная, АГЗС – автомобильная
 газозаправочная станция.

Для целей модернизации принципиально важным является наличие потоков бессернистого газа. Именно они позволяют упростить схему переработки, исключить часть сероочистных мощностей и снизить капитальные затраты. В работе рассмотрены сценарии, при которых действующий завод после перераспределения потоков продолжает функционировать на уровне 350–450 млн $\text{м}^3/\text{год}$ с переориентацией на выпуск более маржинальной продукции.

Сценарии развития предприятия

Сценарный анализ показал, что дальнейшее развитие действующего КазГПЗ может происходить по трем основным направлениям. Базовый сценарий предполагает полный перевод сырьевого газа на новый ГПЗ и последующий вывод действующей площадки из эксплуатации. Альтернативные сценарии предусматривают сохранение КазГПЗ в работе, но в иной конфигурации – от упрощенной схемы получения товарного газа до вариантов выпуска СПГ, КПГ и газохимической продукции. Матрица сценариев представлена на рис. 2.

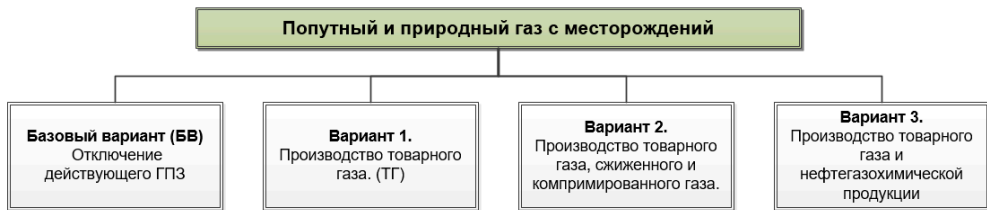


Рисунок 2. Матрица рассматриваемых вариантов модернизации КазГПЗ

Вариант 1 – снижение мощности и выпуск товарного газа

Первый вариант, представленный на рис. 3 представляет собой наименее капиталоемкий путь модернизации. Он предусматривает переработку бессернистого сухого газа в объеме до 450 млн м³/год с сохранением логики действующей схемы, но с исключением из нее ряда технологических блоков, необходимость в которых отпадает при переходе на новый тип сырья. В частности, из схемы могут быть выведены установки сероочистки, электрические компрессоры, установка низкотемпературной ректификации вместе с этановым холодильным циклом, а также газофракционирующие установки и склады хранения ряда промежуточных продуктов.

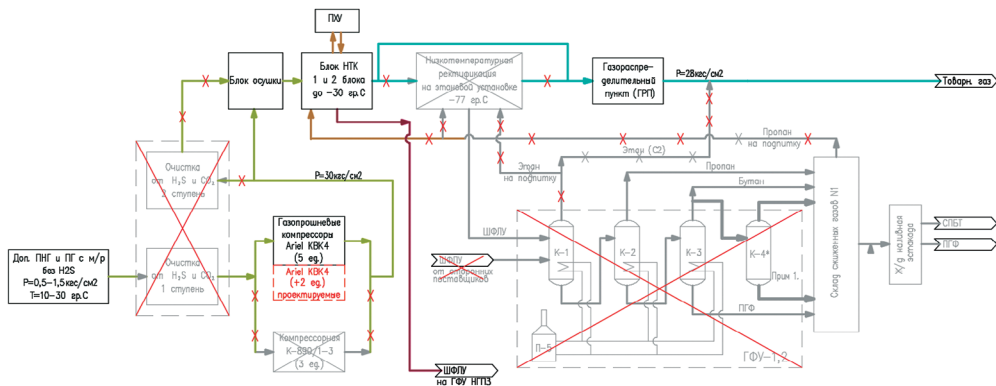


Рисунок 3. Принципиальная технологическая схема КазГПЗ после модернизации по варианту 1

Основной результат данного сценария – сохранение функционирования площадки в упрощенной конфигурации с выпуском товарного газа и выделением ШФЛУ, которая далее может направляться на новый ГПЗ либо на внешнюю переработку. По укрупненному материальному балансу при подаче 350 млн м³/год газа возможно получение порядка 327 млн м³/год товарного газа и около 32 тыс. т/год ШФЛУ; при подаче 450 млн м³/год – порядка 421 млн м³/год товарного газа и 41 тыс. т/год ШФЛУ. Как показано на рис. 4, основные технологические установки, подлежащие модернизации не требует больших капитальных затрат. Преимуществом варианта является максимальное использование существующей инфраструктуры. Ограничением – сравнительно низкая добавленная стоимость получаемой продукции.

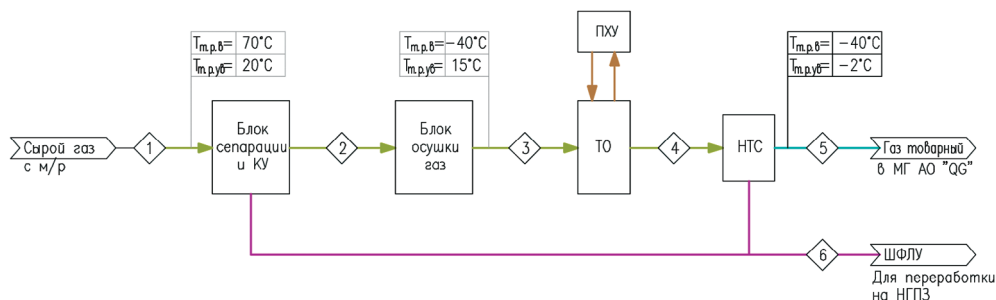


Рисунок 4. Основные технологические установки, подлежащие модернизации

м/р – месторождение; КУ – компрессорная установка; ТО – теплообменник; НТС – низкотемпературная сепарация; МГ – магистральный газопровод; QG – QazaqGaz; НГПЗ – новый газоперерабатывающий завод; Tм.р.в – температура точки росы по воде; Tм.р.ув – температура точки росы по углеводородам.

Вариант 2 – производство товарного газа, СПГ и КПГ

Второй вариант, представленный на рис. 5, базируется на сохранении производственной схемы выпуска товарного газа с дополнительной организацией блоков СПГ и КПГ. Такой подход позволяет повысить гибкость монетизации газа: часть товарного газа может направляться потребителям по существующим каналам, а часть – перерабатываться в моторные виды топлива. Интерес к СПГ и КПГ обусловлен тем, что эти продукты удобны для регионов с ограниченной трубопроводной инфраструктурой и для сегмента газомоторного топлива. Согласно отраслевым данным, при охлаждении природного газа до -162°C его объем уменьшается примерно в 600 раз, что делает транспортировку на дальние расстояния более эффективной [3, 14].

Технологически процесс СПГ включает глубокую осушку товарного газа, поэтапное охлаждение в криогенных теплообменниках и хранение продукта в низкотемпературных резервуарах. Производство КПГ основано на многоступенчатом компримировании товарного газа до давления порядка 200–250 бар с последующим аккумулированием в баллонах или в мобильных модулях. Дополнительным преимуществом СПГ является потенциальная возможность выделения гелия из остаточного газа криогенного разделения. Хотя данная стадия требует отдельной проработки, сама технологическая предпосылка заслуживает внимания как источник дополнительной добавленной стоимости.

Укрупненный баланс показывает, что при переработке 350 млн $\text{м}^3/\text{год}$ газа и выделении части товарного газа на СПГ/КПГ возможно получение порядка 51,2 тыс. т/год СПГ и 57,6 тыс. т/год КПГ. Для сценария 450 млн $\text{м}^3/\text{год}$ соответствующие значения составляют около 65,8 и 74,1 тыс. т/год. Одновременно сохраняется выпуск товарного газа и ШФЛУ. Таким образом, данный вариант сочетает сравнительно умеренную технологическую сложность с заметным ростом добавленной стоимости.

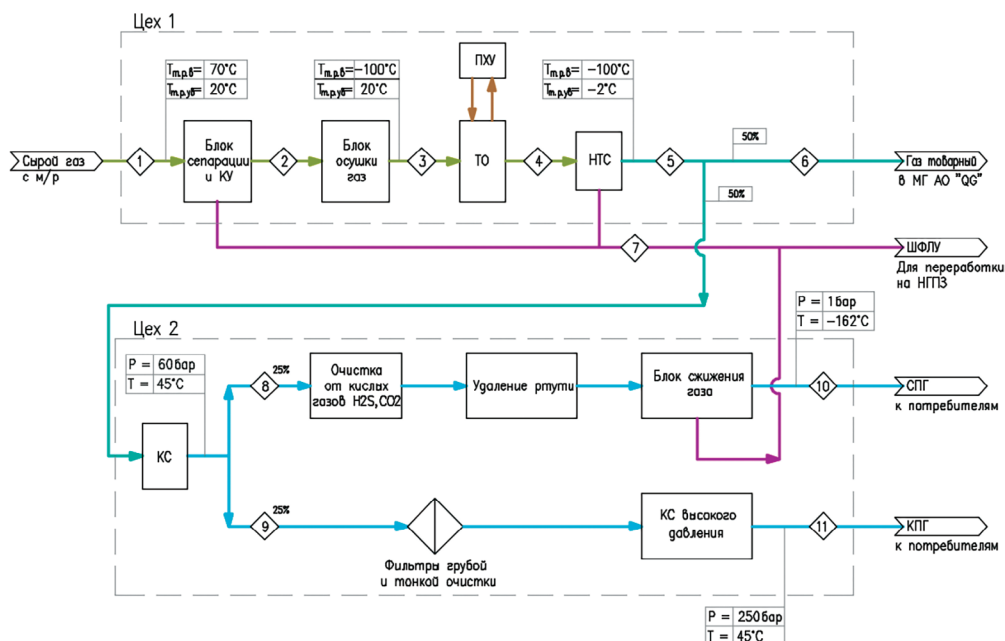


Рисунок 5. Блок-схема производства товарного газа, СПГ и КПГ на площадке КазГПЗ

СПГ – сжиженный природный газ; КПГ – компримированный природный газ;
25% и 50% – доля распределения потока газа.

Вариант 3 – производство товарного газа и газохимической продукции

Третий вариант, представленный на рис. 6, ориентирован на максимизацию добавленной стоимости за счет включения в схему одного из блоков глубокой переработки: производства метанола, бензинового компонента из ПГФ методом изомеризации либо бензина методом компаундирования. Принципиально важно, что эти направления рассматриваются как альтернативные, а не как параллельно реализуемые. Каждое из них требует различной номенклатуры оборудования, разных требований к энергетике, логистике и рынкам сбыта.

Метанольное направление основано на получении синтез-газа из товарного газа, главным образом посредством парового риформинга метана. Для синтеза метанола также могут рассматриваться комбинированные схемы с участием CO₂, что позволяет повысить степень использования углерода [15, 16]. В классической схеме синтез-газ после риформинга и коррекции состава направляется в реактор синтеза метанола, а затем продукт очищается ректификацией. Для рассматриваемой площадки ориентировочная производительность метанольного блока может составить порядка 89 тыс. т/год при фиксированном отборе части товарного газа.

Бензиновое направление связано с переработкой ПГФ и стабильного газового конденсата. Вариант изомеризации позволяет получить высокооктановый компонент бензина за счет превращения нормальных парафинов в изопарафины. Промышленные решения этого класса широко представлены на рынке, в том числе технологиями UOP Repex™ и аналогичными процессами [17, 18]. Вариант компаундирования предполагает смешение ПГФ с высокооктановыми компонентами и присадками для получения товарного бензина, однако является

сложнореализуемым, так как требует транспортировку на территорию КазГПЗ высокооктанового компонента. По сравнению с изомеризацией этот путь менее сложен технологически, но сложен логистически и хуже по операционным расходам.

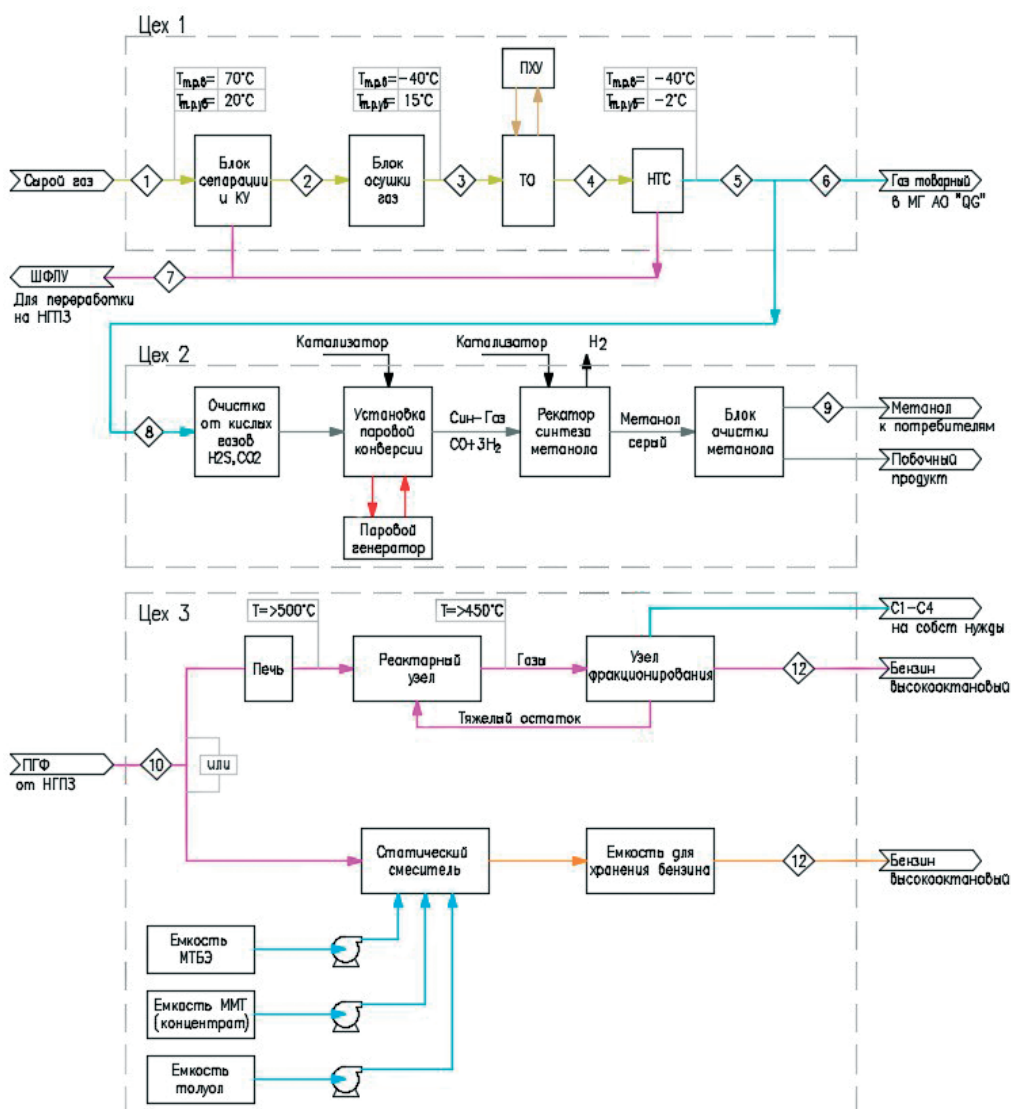


Рисунок 6. Блок-схема варианта 3: производство товарного газа и газохимической продукции

H_2 – водород; CO – оксид углерода; Син-газ – синтез-газ; C_1-C_4 – углеводороды фракции C_1-C_4 ; МТБЭ – метил-трет-бутиловый эфир; ММТ – метилциклопентадиенилтрикарбонил марганца.

Результаты и обсуждение

Сравнительная оценка вариантов

Для сопоставления рассматриваемых направлений модернизации КазГПЗ выполнено объединение расчетных показателей материального баланса по

трем вариантам развития предприятия в табл.1. В качестве базовых расчетных условий приняты два сценария поступления сырьевого газа на действующую площадку: 350 млн м³/год и 450 млн м³/год. Такой диапазон отражает возможный уровень остаточной загрузки КазГПЗ после перераспределения части сырьевых потоков на новый газоперерабатывающий завод.

Таблица 1. Сводный материальный баланс рассматриваемых вариантов модернизации КазГПЗ

№	Поток / продукт	Ед. изм.	Вариант 1		Вариант 2		Вариант 3	
			350 млн м³/год	450 млн м³/год	350 млн м³/год	450 млн м³/год	350 млн м³/год	450 млн м³/год
1	Сырьевой газ на вход КазГПЗ	млн м³/год	350	450	350	450	350	450
2	Газ после компримирования	млн м³/год	332	427	332	427	332	427
3	Газ после подготовки / осушки	млн м³/год	332	427	332	427	332	427
4	Газ после низкотемпературного охлаждения	млн м³/год	332	427	332	427	332	427
5	Подготовленный товарный газ до распределения	млн м³/год	327	421	327	421	327	421
6	Товарный газ к отпуску потребителям	млн м³/год	327	421	164	211	227	321
7	Газ, направляемый на производство СПГ	млн м³/год	–	–	82	105	–	–
8	СПГ	тыс. т/год	–	–	51,2	65,8	–	–
9	Газ, направляемый на производство КПГ	млн м³/год	–	–	82	105	–	–
10	КПГ	тыс. т/год	–	–	57,6	74,1	–	–
11	Газ, направляемый на производство метанола	млн м³/год	–	–	–	–	100	100
12	Метанол	тыс. т/год	–	–	–	–	89	89
13	ШФЛУ / жидкая углеводородная фракция	тыс. т/год	32	41	77,4	114,4	77,4	114,4
14	СУГ	тыс. т/год	–	–	–	–	22,8	29,3
15	Синтетический бензин / бензиновый компонент	тыс. т/год	–	–	–	–	122,1	110,9

Как видно из сводного материального баланса, при одинаковой исходной загрузке завода варианты модернизации формируют различную структуру конечной продукции. В варианте 1 практически весь подготовленный газ сохраняется в виде товарного газа: при подаче 350 млн м³/год его выпуск составляет порядка 327 млн м³/год, а при подаче 450 млн м³/год – порядка 421 млн м³/год. Одновременно образуется ШФЛУ в объеме около 32–41 тыс. т/год. Данный вариант характеризуется наименьшей технологической сложностью, однако ограничен по уровню добавленной стоимости.

Вариант 2 предусматривает перераспределение части подготовленного товарного газа на производство СПГ и КПГ. При этом объем товарного газа,

направляемого непосредственно потребителям, снижается до 164–211 млн м³/год, тогда как на производство СПГ и КПГ направляется по 82–105 млн м³/год газа соответственно. В результате возможно получение 51,2–65,8 тыс. т/год СПГ и 57,6–74,1 тыс. т/год КПГ. Данный вариант обеспечивает более гибкую продуктовую структуру и позволяет использовать товарный газ не только как трубопроводный продукт, но и как сырье для моторного и транспортабельного газового топлива.

Вариант 3 отличается наибольшей глубиной переработки. При сохранении части товарного газа в объеме 227–321 млн м³/год предусматривается направление фиксированного объема газа – 100 млн м³/год – на производство метанола с расчетным выпуском около 89 тыс. т/год. Дополнительно рассматривается переработка жидких углеводородных фракций с получением сжиженного углеводородного газа (далее – СУГ) и бензинового компонента. При этом данный вариант требует наиболее глубокой инженерной проработки, поскольку метанольное направление, изомеризация и компаундирование являются не параллельными, а альтернативными технологическими решениями.

Сопоставление сценариев показывает, что выбор окончательной конфигурации модернизации определяется компромиссом между капиталоемкостью, технологической сложностью и добавленной стоимостью продукции. Вариант 1 является наиболее консервативным и может быть реализован при высокой неопределенности по ресурсной базе. Вариант 2 обеспечивает более гибкую модель монетизации газа за счет диверсификации продуктового портфеля. Вариант 3 потенциально дает наибольшую добавленную стоимость, однако требует наибольшей инженерной проработки, более сложной схемы интеграции и устойчивого рынка сбыта.

Таблица 2. Сравнение рассматриваемых вариантов модернизации КазГПЗ

№	Показатель	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
1.	Целевой продукт	Товарный газ, ШФЛУ	Товарный газ, СПГ, КПГ, ШФЛУ	Товарный газ и газохимическая продукция: метанол или бензиновый компонент
2.	Ориентировочная загрузка	350–450 млн м ³ /год	350–450 млн м ³ /год	350–450 млн м ³ /год
3.	Ориентировочный выпуск продукции	327–421 млн м ³ /год товарного газа; 32–41 тыс. т/год ШФЛУ	51,2–65,8 тыс. т/год СПГ; 57,6–74,1 тыс. т/год КПГ; сохранение товарного газа	До ~89 тыс. т/год метанола либо получение бензинового компонента из ПГФ
4.	Технологическая сложность	Низкая	Средняя	Высокая
5.	Использование существующей инфраструктуры	Максимальное	Высокое	Среднее
6.	Ориентировочная численность персонала	117 чел.	184 чел.	251 чел.
7.	Ключевое преимущество	Минимальные затраты и быстрый запуск	Гибкая монетизация газа и моторное топливо	Максимизация добавленной стоимости
8.	Ключевое ограничение	Ограниченная маржинальность	Потребность в криогенном и компрессорном оборудовании	Высокая капиталоемкость и сложность интеграции

Отдельным фактором выбора является кадровая составляющая представленная в табл. 2. По укрупненной оценке, для реализации варианта 1 требуется порядка 117 человек, для варианта 2 – 184 человека, для варианта 3 – 251 человек. Следовательно, модернизация площадки способна сыграть заметную социально-экономическую роль, обеспечив сохранение и создание рабочих мест в регионе. Вместе с тем увеличение численности персонала должно сопровождаться ростом уровня автоматизации и повышением требований к квалификации персонала, особенно при выборе вариантов СПГ и газохимии.

Технологические ориентиры и лицензиары

Для СПГ/КПГ-сегмента на мировом рынке широко представлены решения ConocoPhillips, Linde, Galileo Technologies, Houdry Clean Energy, Kunlun Energy и других компаний. Для метанольного направления технологический интерес представляют решения Johnson Matthey, Casale, Air Liquide, Uhde и других лицензиаров, использующих SMR-, ATR- или комбинированные схемы реформинга [15, 16]. Для переработки ПГФ в бензиновый компонент актуальны технологии изомеризации, в том числе UOP Penex™ и другие процессы аналогичного класса [17, 18]. Окончательный выбор лицензиара должен осуществляться на последующих стадиях проектирования с учетом масштаба производства, состава сырья, экологических требований и локализации сервиса.

Заключение

Проведенный анализ показывает, что сохранение действующей площадки КазГПЗ возможно при подтверждении стабильной ресурсной базы бессернистого газа в диапазоне не менее 350 млн м³/год с потенциалом увеличения до 450 млн м³/год. Наименее рискованным является вариант упрощенной схемы выпуска товарного газа и ШФЛУ, однако он характеризуется ограниченной добавленной стоимостью. Наиболее сбалансированным предварительно может рассматриваться вариант организации выпуска СПГ и КПГ, поскольку он обеспечивает диверсификацию продуктовой линейки при умеренной технологической сложности. Газохимический вариант, включая производство метанола или бензинового компонента, обладает наибольшим потенциалом добавленной стоимости, но требует отдельного подтверждения сырьевой базы, энергетической инфраструктуры, рынка сбыта и капитальных затрат.

Список использованной литературы

1. Mokhtab S. Handbook of Natural Gas Transmission and Processing: Principles and Practices / S. Mokhtab, W. A. Poe, J. Y. Mak. – 4th ed. – Oxford: Gulf Professional Publishing, 2018. – 1330 p.
2. Kidnay A. J. Fundamentals of Natural Gas Processing / A. J. Kidnay, W. R. Parrish, D. G. McCartney. – 3rd ed. – Boca Raton: CRC Press, 2020. – 498 p.
3. International Gas Union. 2024 World LNG Report. – London: IGU, 2024. – 116 p.
4. Годовой отчет АО НК «КазМунайГаз» за 2023 год. Добыча – Обзор операционной деятельности – Стратегический отчет [Электронный ресурс] // АО НК «КазМунайГаз». – URL: <https://ar2023.kmg.kz/ru/strategic-report/operating-review/upstream> (дата обращения: 12.06.2026).
5. На месторождении «Восточный Жетыбай» введена в эксплуатацию модульная компрессорная станция [Электронный ресурс] // АО «Мангистау-

- мунайгаз»: официальный сайт. – 2025. – 10 декабря. – URL: <https://www.kmg.kz/ru/media/1133/na-mestorozhdenii-vostochnyj-zhetybaj-vvedena-v-ekspluatatsiyu-modulnaya-kompressorная-stanciya> (дата обращения: 12.06.2026).
6. Строительство нового газоперерабатывающего завода в г. Жанаозен [Электронный ресурс] // АО НК «КазМунайГаз»: официальный сайт. – URL: <https://www.kmg.kz/ru/company/projects/all/stroitelstvo-novogo-gazopererabatyvayushchego-zavoda-v-g-zhanaozen/> (дата обращения: 12.06.2026).
 7. Строительство нового газоперерабатывающего завода в г. Жанаозен // АО НК «КазМунайГаз». – URL: <https://www.kmg.kz/ru/company/projects/all/stroitelstvo-novogo-gazopererabatyvayushchego-zavoda-v-g-zhanaozen/> (дата обращения: 12.06.2026).
 8. Годовой отчет АО НК «КазМунайГаз» за 2024 год. Мегaproекты // АО НК «КазМунайГаз». – URL: <https://ar2024.kmg.kz/ru/strategic-report/operating-review/megaprojects> (дата обращения: 12.06.2026).
 9. Программа производственного экологического контроля для ТОО «КазГПЗ» // Портал общественных слушаний Республики Казахстан. – URL: <https://hearings.ndbecology.gov.kz/Public/PubHearings/LoadFile/250640> (дата обращения: 12.06.2026).
 10. Материалы общественных слушаний по объектам ТОО «КазГПЗ» // Экологический портал Республики Казахстан. – URL: <https://ecoportal.kz/Public/PubHearings/LoadFile/160870> (дата обращения: 12.06.2026).
 11. Материалы экологической оценки по строительству компрессорной установки ТОО «КазГПЗ» // Экологический портал Республики Казахстан. – URL: <https://ecoportal.kz/Public/PubHearings/LoadFile/26453> (дата обращения: 12.06.2026).
 12. Программа производственного экологического контроля ТОО «КазГПЗ» // Экологический портал Республики Казахстан. – URL: <https://ecoportal.kz/Public/PubHearings/LoadFile/160703> (дата обращения: 12.06.2026).
 13. На КазГПЗ запущены в эксплуатацию новые компрессорные установки // АО НК «КазМунайГаз». – URL: <https://www.kmg.kz/ru/press-center/press-releases/na-kazgprz-zapuscsheny-v-ekspluatatsiyu-novye-kompressorные-ustanovki/> (дата обращения: 12.06.2026).
 14. U.S. Department of Energy. Liquefied Natural Gas (LNG): A Bright Present and a Bright Future [Электронный ресурс]. – Washington, DC: U.S. Department of Energy, 2020. – URL: <https://www.energy.gov/documents/lng-fact-sheet-final-62320pdf> (дата обращения: 04.05.2026).
 15. Dybkjaer I. Tubular reforming and autothermal reforming of natural gas – an overview of available processes // Fuel Processing Technology. – 1995. – Vol. 42, № 2–3. – P. 85–107.
 16. Olah G. A. Beyond Oil and Gas: The Methanol Economy / G. A. Olah, A. Goeppert, G. K. S. Prakash. – 3rd ed. – Weinheim: Wiley-VCH, 2018. – 496 p.
 17. Honeywell UOP. Isomerization [Электронный ресурс]. – URL: <https://uop.honeywell.com/en/equipment-and-aftermarket-services/modular-solutions/refining/isomerization> (дата обращения: 04.05.2026).
 18. Axens. C₅/C₆ Isomerization [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.axens.net/expertise/oil-refining/c5c6-isomerization> (дата обращения: 04.05.2026).

РЕСУРСТЫҚ БАЗАНЫҢ ӨЗГЕРУІ ЖАҒДАЙЫНДА «ҚАЗГПЗ» ЖШС МОДЕРНИЗАЦИЯЛАУ ЖӘНЕ ҚАЙТА БАҒДАРЛАУ ТӘСІЛДЕРІ

И.Т. Есполов, Г.С. Камариденова, Р.О. Булекбаев, Ә.Ә. Жубанов

Мақалада жаңа газ өңдеу зауыты іске қосылғаннан кейін ресурстық базаның өзгеруін ескере отырып, қолданыстағы «ҚазГПЗ» ЖШС-ні жаңғырту және қайта бағдарлау нұсқаларын зерттеу нәтижелері ұсынылған. Жұмыстың өзектілігі кәсіпорынның өңірлік газ өңдеу жүйесіндегі одан әрі рөлін айқындау, өндірістік алаңның әлеуетін сақтау және қолда бар инфрақұрылымды пайдалану тиімділігін арттыру қажеттілігімен негізделеді. Жабдықтың қазіргі техникалық жай-күйін, қолданыстағы технологиялық схеманы, келіп түсетін шикізат құрылымын және газды терең өңдеудің ықтимал бағыттарын талдау негізінде кәсіпорынды дамытудың үш сценарийі қарастырылды: 1) тауарлық газ шығаруды сақтай отырып, жобалық қуатты төмендету; 2) тауарлық газ өндірумен қатар сұйытылған және компримирленген табиғи газ шығаруды ұйымдастыру; 3) тауарлық газ және газ химиясы өнімдерін – метанолды немесе пентан-гексан фракциясынан (ПГФ) жоғары октанды бензин компонентін өндіру. Жұмыста қолданыстағы ҚазГПЗ-ні жаңғырту өнеркәсіптік алаңды сақтап қалу шарасы ғана емес, сонымен қатар өңірлік газ өңдеу жүйесінің икемділігін арттыру, өнім желісін әртараптандыру және қосымша қосылған құн қалыптастыру құралы ретінде де қарастырылуы мүмкін екені көрсетілген. Соңғы конфигурацияны таңдаудағы ең маңызды факторлар – күкіртсіз газбен қамтамасыз етілуі, қолданыстағы қондырғылардың техникалық жай-күйі, қажетті күрделі салымдар көлемі, ұсынылатын шешімдердің технологиялық іске асырылуы, сондай-ақ соңғы өнімнің нарықтық тартымдылығы. Зауыттың қолданыстағы инфрақұрылымын пайдалану және инвестициялық әрі операциялық тәуекелдерді төмендетуді ескере отырып, жобаны кезең-кезеңімен іске асыру мүмкіндігіне жеке назар аударылды.

Түйінді сөздер: газ өңдеу зауыты, табиғи газ, сұйытылған табиғи газ, компримирленген табиғи газ, метанол, изомерлеу, газ химиясы, тауарлық газ.

Информация об авторах

Есполов Исагали Турсынбекович – начальник управления нефтегазохимии, i.yespolov@kmge.kz

Булекбаев Рустем Олжабаевич – эксперт управления нефтегазохимии, r.bulekbayev@kmge.kz

Камариденова Гаухар Сериковна – эксперт геолого-промысловой оценки проектов, g.kamaridenova@kmge.kz

Жубанов Әмин Әбдірасулұлы – эксперт управления нефтегазохимии, a.zhubanov@kmge.kz

ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Астана, Казахстан.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ С ПРЕДЕЛЬНЫМИ УРОВНЯМИ НАИЛУЧШИХ ДОСТУПНЫХ ТЕХНИК

Э.К. Идрисова, Д.Н. Кеңесова, А.С. Аукунов

В статье рассматривается соответствие показателей выбросов загрязняющих веществ (далее – ЗВ) от источников экологическим требованиям в нефтегазовом секторе согласно отраслевым справочникам наилучших доступных технологий (далее – НДТ). Основное внимание уделено сравнительному анализу фактических и проектно-нормативных показателей загрязняющих веществ (оксидов азота, диоксида серы, оксида углерода, летучих органических соединений и твердых частиц) с предельными уровнями маркерных загрязняющих веществ, установленных в Заключениях справочников НДТ.

Исследование направлено на выявление источников выбросов ЗВ, потенциально не соответствующих требованиям, предъявляемым при получении комплексного экологического разрешения, а также определение направлений повышения экологической эффективности предприятий. Методологический подход исследования основан на сопоставлении показателей, представленных в Заключениях отраслевых справочников НДТ, проектной документации и результатов производственного экологического контроля. В качестве инструмента оценки использован показатель кратности превышения, позволяющий определить степень соответствия выбросов ЗВ установленным экологическим требованиям.

Результаты анализа показали, что для нефтегазодобывающего сектора наибольшие превышения характерны для технологических печей и котельного оборудования, преимущественно по оксиду углерода и оксидам азота. В нефтегазоперерабатывающем секторе ключевыми источниками превышений являются печные агрегаты и компрессоры, для которых характерны отклонения по оксидам азота и оксиду углерода.

Полученные результаты могут быть использованы при подготовке предприятий к получению комплексного экологического разрешения, разработке программ повышения экологической эффективности, а также для определения приоритетных направлений технологической модернизации и совершенствования системы экологического нормирования в нефтегазовой отрасли.

Ключевые слова: выбросы загрязняющих веществ, маркерные загрязняющие вещества, сравнительный анализ выбросов, предельные значения эмиссий, технологические печи.

В условиях ужесточения экологических требований и перехода промышленности к принципам устойчивого развития особую актуальность приобретает снижение негативного воздействия на окружающую среду. Одним из ключевых направлений в данной области является внедрение НДТ, обеспечивающих минимизацию выбросов ЗВ при сохранении эффективности производственных процессов [1].

В рамках реализации подходов, указанных в Справочниках НДТ, устанавливаются предельные значения эмиссий, которые отражают уровни выбросов ЗВ,

достигаемые при использовании современных технологических решений и эффективных систем очистки [2, 3]. Предельные значения эмиссий ориентированы не только на экологическую безопасность, но и на технологическую достижимость, что делает их важным инструментом оценки соответствия экологическим требованиям источников выбросов ЗВ согласно Справочникам НДТ.

В условиях получения комплексного экологического разрешения (далее – КЭР), соответствие уровней выбросов ЗВ требованиям справочников НДТ приобретает особое практическое значение. Достижение предельных уровней эмиссий, связанных с применением НДТ, является одним из ключевых условий получения комплексного экологического разрешения (далее – КЭР) для объектов I категории [4]. В случаях несоответствия установленным уровням эмиссий предприятиям требуется разработка и реализация программы повышения экологической эффективности (далее – ППЭЭ), направленной на поэтапное достижение нормативов НДТ.

Особое значение в экологическом анализе имеют маркерные загрязняющие вещества (далее – МЗВ), такие как оксиды азота, диоксид серы, оксид углерода, летучие органические соединения и твердые частицы. Данные компоненты выступают индикаторами соответствия технологических процессов и работы газоочистного оборудования экологическим требованиям, а также позволяют проводить сопоставление фактических выбросов ЗВ с нормативными значениями, установленными в рамках НДТ.

Проведение сравнительного анализа концентраций выбросов МЗВ с предельными значениями эмиссий позволяет выявить степень соответствия источников современным экологическим требованиям, определить направления для технологической модернизации и повышения эффективности природоохранных мероприятий.

Целью работы является проведение сравнительного анализа фактических и проектно-нормативных показателей выбросов ЗВ с предельными значениями эмиссий МЗВ, установленными на основе НДТ, для выявления источников, потенциально не соответствующих требованиям, предъявляемым при получении КЭР.

Для достижения поставленной цели решаются следующие задачи:

- выбор и обоснование перечня МЗВ;
- сопоставление проектно-нормативных и фактических уровней выбросов ЗВ с установленными предельными уровнями МЗВ, связанных с применением НДТ;
- оценка степени соответствия рассматриваемых источников требованиям Справочников НДТ.

Объектом исследования являются выбросы ЗВ от промышленных источников, функционирующих в нефтегазовом секторе по направлениям: добыча и переработка.

Предметом исследования выступает соотношение проектно-нормативных, фактических концентраций ЗВ и предельных значений эмиссий, установленных на основе принципов НДТ.

Методологический подход

Методика исследования основана на сопоставлении проектно-нормативных и фактических показателей выбросов ЗВ с предельными уровнями эмиссий, связанных с применением НДТ.

На первом этапе был проведён анализ отраслевых справочников по НДТ:

- справочник НДТ «Добыча нефти и газа» [2],
- справочник НДТ «Переработка нефти и газа» [3].

В рамках данного этапа определён перечень технологических установок и источников выбросов ЗВ, для которых в справочниках установлены предельные уровни выбросов МЗВ, соответствующие НДТ. Указанные уровни рассматривались в качестве целевых показателей, отражающих соответствие функционирующего оборудования экологическому уровню Справочников НДТ.

На втором этапе сформирован перечень источников выбросов ЗВ, подлежащих анализу. Отбор источников осуществлялся на основе сопоставления технологических характеристик объектов с областью применения, определенной в справочниках НДТ.

На третьем этапе выполнены сбор и систематизация проектно-нормативных показателей выбросов ЗВ. В качестве исходной информации использовались данные проектной документации (в том числе расчётные показатели в рамках проекта нормативов допустимых выбросов), отражающие концентрации ЗВ при штатной эксплуатации оборудования.

На четвёртом этапе проведён анализ фактических концентраций выбросов ЗВ по выбранным источникам. В качестве информационной базы использованы данные производственного экологического мониторинга за отчетные периоды. При этом обеспечено обобщение и обезличивание исходной информации.

На заключительном этапе выполнено сопоставление трёх групп показателей:

- предельный уровень выбросов МЗВ, установленных в справочниках НДТ;
- проектно-нормативных концентраций выбросов ЗВ;
- фактических концентраций ЗВ.

Для обеспечения сопоставимости результатов использовался относительный показатель – кратность превышения, определяемая как отношение фактических и проектно-нормативных значений к предельным уровням МЗВ, связанным с применением НДТ. Выявленные превышения рассматривались как индикаторы потенциального несоответствия уровням выбросов ЗВ, связанным с применением НДТ, при получении КЭР, а также как основание для необходимости разработки мероприятий в рамках ППЭЭ.

Следовательно, сравнительный анализ уровней выбросов ЗВ с показателями НДТ может рассматриваться как инструмент предварительной оценки технологических нормативов в рамках получения КЭР для объектов нефтегазового сектора.

Выбор маркерных загрязняющих веществ

В рамках проведения сравнительного анализа особое внимание уделено выбору МЗВ, перечень которых определяется отраслевыми справочниками по наилучшим доступным технологиям и зависит от специфики технологических процессов.

Учитывая различия между процессами добычи и переработки нефти и газа, перечни МЗВ и соответствующих источников выбросов ЗВ формировались отдельно для каждого направления.

Для процессов добычи нефти и газа в качестве МЗВ рассматриваются оксид углерода (далее – CO), оксиды азота (далее – NO_x) и диоксид серы (далее – SO₂). Указанные вещества характеризуют процессы сжигания топлива и терми-

ческого окисления и являются основными индикаторами эффективности работы технического оборудования и установок утилизации газов.

Анализ проводился по следующим типам источников выбросов ЗВ:

технологические печи, включая печи подогрева, котлы (в том числе водогрейные) и устьевые подогреватели;

инсинераторы (термоокислители);

инсинераторы установок извлечения серы, включая термические окислители, печи дожигания газообразных остатков, а также установки, функционирующие в рамках процессов Клауса, SCOT, Lo-Cat и Sulfreen;

дизельные двигатели;

газовые двигатели.

Выбор указанных источников обусловлен их значительным вкладом в суммарные выбросы ЗВ и наличием установленных уровней эмиссий в справочниках НДТ, что обеспечивает корректность сравнительного анализа.

Для процессов переработки нефти и газа перечень МЗВ расширяется и включает NO_x , SO_x , CO, бензол, неметановые летучие органические соединения (далее – НМЛОС), а также твердые частицы (пыль). Данный набор ЗВ отражает более сложный характер технологических процессов переработки, включая каталитические, термические и операции с летучими углеводородами.

Сравнительный анализ выполнялся для следующих ключевых установок:

- регенераторы в процессах каталитического крекинга;
- операции загрузки и разгрузки летучих жидких углеводородов;
- технологические печи и котлы.

Таким образом, выбор МЗВ и соответствующих источников выбросов ЗВ основан на заключениях справочников НДТ и обеспечивает репрезентативность оценки экологического соответствия предельным уровням выбросов МЗВ, связанным с применением НДТ, процессов добычи и переработки нефти и газа.

Анализ концентраций выбросов предприятий от нефтегазодобывающего сектора

Проведенный анализ показал, что для объектов добычи нефти и газа наибольший вклад в формирование выбросов МЗВ вносят технологические печи и котельные оборудования. К числу основных источников относятся печи подогрева различных типов, а также котлы малой, средней и высокой мощности.

Установлено, что превышения уровней эмиссий, соответствующих НДТ, наблюдаются как по проектно-нормативным, так и по фактическим показателям. При этом характер превышений существенно варьируется в зависимости от типа оборудования и режимов его эксплуатации.

Анализ показал, что:

- наиболее часто превышения фиксируются по CO;
- в ряде случаев отмечаются превышения по диоксиду азота (далее – NO_2) и оксиду азота (далее – NO) (рис. 1);
- превышения по SO_2 носят индивидуальный характер.

По отдельным источникам проектно-нормативные показатели концентраций значительно превышают уровни НДТ (в десятки и более раз), что свидетельствует о завышении нормативов на стадии проектирования. При этом фактические выбросы ЗВ в большинстве случаев ниже проектных значений, однако для части источников также фиксируются значительные превышения, преимущественно по CO.

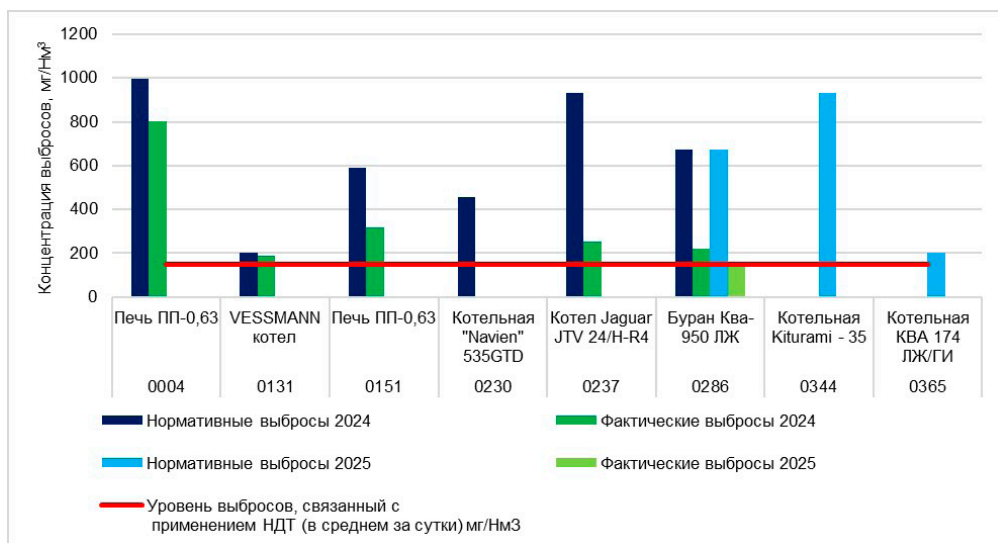


Рисунок 1. Технологические печи нефтегазодобывающего сектора, имеющие максимальное превышение предельных значений проектно-нормативных и фактических выбросов NO над выбросами МЗВ, связанных с применением НДТ

Полученные результаты свидетельствуют о том, что на технологических печах и котельных оборудованностях установлены несоответствия показателей выбросов ЗВ для нефтегазодобывающего сектора в части достижения уровней эмиссий НДТ. Учитывая широкое использование печного оборудования на объектах добычи и переработки нефти и газа, указанные источники могут формировать основные риски несоответствия требованиям, предъявляемым при получении КЭР.

Анализ выбросов ЗВ от дизельных электростанций и генераторов показал, что превышения уровней НДТ фиксируются преимущественно по проектно-нормативным показателям, тогда как по фактическим данным превышения, как правило, отсутствуют. При этом установлено, что данные установки функционируют нерегулярно и используются преимущественно в качестве резервных или аварийных источников энергоснабжения. Это объясняет отсутствие фактических превышений при наличии высоких проектных значений. Несмотря на отсутствие значительных фактических превышений, наличие высоких проектно-нормативных показателей у дизельных установок может создавать регуляторные ограничения при оценке соответствия объектов требованиям НДТ и подготовки материалов для получения КЭР.

Таким образом, дизельные установки не оказывают существенного влияния на фактический уровень выбросов ЗВ, однако их проектно-нормативные показатели требуют корректировки с учётом реальных условий эксплуатации и уровней выбросов ЗВ, связанных с применением НДТ.

Анализ концентраций выбросов загрязняющих веществ предприятий от нефтегазоперерабатывающего сектора

Проведённый анализ показал, что для объектов переработки нефти и газа наибольший вклад в формирование выбросов МЗВ вносят печные агрегаты и компрессорное оборудование. К числу основных источников относятся тех-

нологические печи различного назначения, а также компрессоры, обеспечивающие транспорт и сжатие газа.

Установлено, что превышения уровней эмиссий, соответствующих НДТ, наблюдаются как по проектно-нормативным, так и по фактическим показателям. При этом характер и масштаб превышений существенно различаются в зависимости от типа оборудования и условий его эксплуатации.

Анализ показал, что:

- наиболее значительные и устойчивые превышения фиксируются по оксидам азота (NO_2 , NO) [5];
- по оксиду углерода (CO) превышения также носят системный характер, преимущественно для печных агрегатов;
- максимальные отклонения от уровней НДТ характерны для отдельных печей с высокими нагрузками (рис. 2).

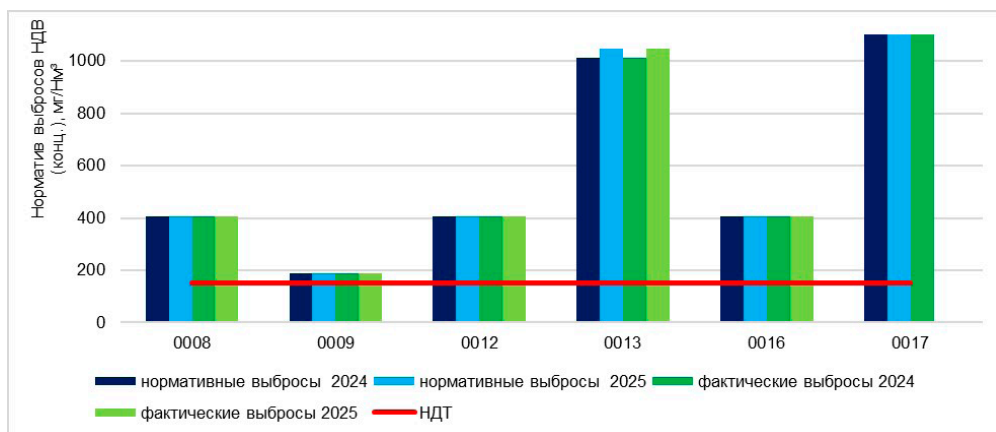


Рисунок 2. Технологические печи от нефтегазоперерабатывающего сектора, имеющие максимальное превышение предельных значений проектно-нормативных и фактических выбросов NO над выбросами МЗВ, связанных с применением НДТ

По ряду печных установок установлены значительные превышения проектно-нормативных показателей концентраций ЗВ, достигающие десятков раз относительно уровней НДТ. Это может свидетельствовать о некорректном установлении нормативов на стадии проектирования. При этом фактические выбросы ЗВ по отдельным источникам также демонстрируют существенные превышения, что указывает на недостаточную эффективность процессов горения и необходимость их оптимизации.

Анализ работы компрессорного оборудования показал, что для данного типа источников характерны превышения уровней НДТ как по NO_2 , NO , так и по CO . В отличие от части печных агрегатов, где в отдельных случаях наблюдается расхождение между проектными и фактическими значениями, для компрессоров превышения носят устойчивый характер и подтверждаются фактическими данными. Это может быть связано с особенностями конструкции оборудования, режимами его эксплуатации, а также отсутствием современных систем очистки выбросов ЗВ.

В то же время по котельному оборудованию превышений уровней эмиссий, соответствующих НДТ, не выявлено, что свидетельствует о более эффективной

настройке процессов сжигания топлива и, вероятно, использовании более современных или корректно эксплуатируемых технологических решений.

Результаты анализа позволяют отнести печные агрегаты и компрессорное оборудование к числу наиболее несоответствующих источников нефтегазоперерабатывающего сектора с точки зрения достижения уровней эмиссий НДТ. Системный характер превышений по NOx и CO указывает на необходимость приоритетной модернизации указанных установок в рамках подготовки предприятий к получению КЭР.

Таким образом, для объектов добычи нефти и газа основными источниками превышений являются технологические печи, котельное оборудование и отдельные установки термического окисления. Вместе с тем фактические выбросы ЗВ по отдельным источникам превышают уровни МЗВ, преимущественно по CO, что может свидетельствовать о недостаточной эффективности процессов сжигания топлива.

Для объектов переработки нефти и газа наибольшие отклонения от уровней НДТ характерны для печных агрегатов и компрессорного оборудования. По данным источникам зафиксированы превышения как по проектным, так и по фактическим концентрациям NOx и CO.

Полученные результаты могут быть использованы при подготовке предприятий к процедуре получения КЭР, в том числе для выявления источников, не соответствующих уровням эмиссий НДТ, определения приоритетных направлений модернизации и разработки ППЭЭ.

Таким образом, проведённый сравнительный анализ позволяет не только оценить экологическую эффективность действующих источников выбросов, но и определить степень готовности предприятий нефтегазового сектора к переходу на регулирование на основе НДТ и получению КЭР.

Список использованной литературы

1. Бобылев С.Н., Соловьева С.В. Наилучшие доступные технологии как инструмент экологической модернизации промышленности // *Экология и промышленность России*. – 2018. – № 22(5). – С. 4-9;
2. Постановление Правительства Республики Казахстан от 27 декабря 2023 года № 1202. Об утверждении справочника по наилучшим доступным техникам «Добыча нефти и газа»;
3. Постановление Правительства Республики Казахстан от 23 ноября 2023 года № 1024. Об утверждении справочника по наилучшим доступным техникам «Переработка нефти и газа»;
4. Гусева Т.В., Макаров И.А. Переход к технологическому нормированию на основе НДТ: проблемы и перспективы // *Экология производства*. – 2019. – № 7. – С. 12–18;
5. Абдрахманов Е.А., Жумагалиев Н.Т. Анализ выбросов загрязняющих веществ от технологических установок нефтегазового сектора Казахстана // *Вестник КазННТУ*. – 2021. – № 4. – С. 115-122.

МҰНАЙ-ГАЗ САЛАСЫНДАҒЫ ЛАСТАУШЫ ЗАТТАР ШЫҒАРЫНДЫЛАРЫН ЕҢ ҮЗДІК ҚОЛЖЕТІМДІ ТЕХНИКАЛАРДЫҢ ШЕКТІ ДЕҢГЕЙЛЕРІМЕН САЛЫСТЫРМАЛЫ ТАЛДАУ

Э.К. Идрисова, Д.Н. Кеңесова, А.С. Ауқенов

Мақалада мұнай-газ секторындағы ластаушы заттар (бұдан әрі – ЛЗ) шығарындылары көрсеткіштерінің ең үздік қолжетімді технологиялардың (бұдан әрі – ЕҰҚТ) салалық анықтамалықтарына сәйкес экологиялық талаптарға сай келуі қарастырылады. Негізгі назар ластаушы заттардың (азот оксидтері, күкірт диоксиді, көміртек оксиді, ұшпа органикалық қосылыстар және қатты бөлшектер) нақты және жобалық-нормативтік көрсеткіштерін ЕҰҚТ анықтамалықтарының қорытындыларында белгіленген маркерлік ластаушы заттардың (бұдан әрі – МЛЗ) шекті деңгейлерімен салыстырмалы талдауға аударылған.

Зерттеу кешенді экологиялық рұқсатты (бұдан әрі – КЭР) алу кезінде қойылатын талаптарға әлеуетті түрде сәйкес келмейтін ЛЗ шығарындыларының көздерін анықтауға, сондай-ақ кәсіпорындардың экологиялық тиімділігін арттыру бағыттарын айқындауға бағытталған. Зерттеудің әдіснамалық тәсілі ЕҰҚТ салалық анықтамалықтарының қорытындыларында, жобалық құжаттамада ұсынылған көрсеткіштерді және өндірістік экологиялық бақылау нәтижелерін өзара салыстыруға негізделген. Бағалау құралы ретінде ЛЗ шығарындыларының белгіленген экологиялық талаптарға сәйкестік дәрежесін анықтауға мүмкіндік беретін асып кету еселігінің көрсеткіші пайдаланылды.

Талдау нәтижелері көрсеткендей, мұнай-газ өндіру секторы үшін ең көп асып кету еселігі технологиялық пештер мен қазандық жабдықтарына тән, бұл ретте негізінен көміртек оксиді мен азот оксидтері бойынша ауытқулар байқалады. Мұнай-газ өңдеу секторында асып кетудің негізгі көздері пеш агрегаттары мен компрессорлар болып табылады, олар үшін азот оксидтері мен көміртек оксиді бойынша ауытқулар тән.

Алынған нәтижелер кәсіпорындарды КЭР алуға дайындау, экологиялық тиімділікті арттыру бағдарламаларын (бұдан әрі – ЭТАБ) әзірлеу, сондай-ақ технологиялық жаңғыртудың және мұнай-газ саласындағы экологиялық нормалау жүйесін жетілдірудің басым бағыттарын айқындау үшін пайдаланылуы мүмкін.

Түйінді сөздер: ластаушы заттардың шығарындылары, маркерлік ластаушы заттар, шығарындыларды салыстырмалы талдау, эмиссиялардың шекті мәндері, технологиялық пештер.

Информация об авторах

Идрисова Эльмира Каировна – начальник управления экологической экспертизы, [e.Idrissova@kmge.kz](mailto:Idrissova@kmge.kz);

Ауқенов Акан Сағынаевич – старший инженер управления экологической экспертизы, a.aukenov@kmge.kz;

Кеңесова Дана Нұрланқызы – старший инженер управления экологической экспертизы, d.kengessova@kmge.kz;
ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Астана, Казахстан.

МЕТОД АВТОМАТИЗИРОВАННОГО КОНТРОЛЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СРЕДСТВ ИНДИВИДУАЛЬНОЙ ЗАЩИТЫ НА ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТАХ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КОМПЬЮТЕРНОГО ЗРЕНИЯ

**Ғ.С. Әбдіманап, А.Н. Алимова, К.А. Бостанбеков, Р.Е. Абдрахманов,
Д. Өренқызы, Д.Б. Нурсейтов**

В статье представлен метод автоматизированного контроля использования средств индивидуальной защиты (далее – СИЗ) на производственных объектах с применением технологий компьютерного зрения и искусственного интеллекта. Разработанное решение предназначено для выявления нарушений требований производственной безопасности в режиме реального времени и реализовано в составе автоматизированной интеллектуальной системы по производственной безопасности «TUMAR». Предлагаемый метод объединяет детекцию объектов на основе модели YOLOv8, оценку позы человека с использованием HRNet и двухэтапный пространственно-анатомический матчинг, обеспечивающий проверку корректности расположения элементов СИЗ относительно частей тела работника. Для обучения моделей был сформирован датасет из производственных видеоматериалов, расширенный методами аугментации до 16 352 изображений с 13 классами объектов. Результаты оценки модели детекции показали значение $mAP@0,5 = 0,964$ и максимальную F1-меру 0,94. Тестирование разработанного модуля на 16 видеофайлах, полученных в реальных производственных условиях нефтегазового месторождения, продемонстрировало F1-меру 0,8014 при precision 96,58% и recall 68,48%. Разработанный модуль внедрён в промышленную эксплуатацию на объектах ТОО «Oil Service Company» и используется для автоматизированного контроля соблюдения требований охраны труда на 60 бригадах капитального и подземного ремонта скважин.

Ключевые слова: компьютерное зрение, средства индивидуальной защиты, производственная безопасность, YOLOv8, HRNet, оценка позы человека, обнаружение объектов, видеоаналитика, искусственный интеллект, TUMAR.

Введение

В условиях современного промышленного производства обеспечение безопасности работников является одной из приоритетных задач. Нарушение требований по использованию средств индивидуальной защиты создает риск возникновения производственного травматизма и требует внедрения автоматизированных средств контроля. Традиционные методы мониторинга, основанные на визуальных проверках, характеризуются высокой трудоемкостью и зависимостью от человеческого фактора.

В последние годы для решения данной задачи активно применяются методы компьютерного зрения и глубокого обучения. Наиболее распространенными являются модели семейства YOLO, обеспечивающие обнаружение элементов СИЗ в режиме реального времени. Однако большинство существующих решений ограничиваются контролем наличия отдельных видов СИЗ и не учитывают корректность их ношения.

Современные исследования в области автоматизированного контроля использования СИЗ можно условно разделить на два направления: методы обнаружения объектов на основе глубокого обучения и подходы, использующие анализ позы человека.

Одним из первых подходов к контролю СИЗ с использованием оценки позы человека является работа Xiong R. и Tang P. [1], в которой предложен метод определения корректности использования касок и жилетов на основе анализа ключевых точек скелета человека. Авторы показали высокие значения F1-меры, подтвердив перспективность использования методов pose estimation для задач производственной безопасности.

Наиболее распространенным направлением являются методы обнаружения объектов на основе архитектур семейства YOLO. S. Chen и K. Demachi [2] использовали модель YOLOv3 для контроля касок и защитных масок, достигнув точности 97,64%. Аналогичные результаты были получены V.S.K. Delhi и соавторами [3], которые применили YOLOv3 для мониторинга использования СИЗ на строительных площадках. В дальнейшем Z. Wang и соавторы [4] выполнили сравнительный анализ моделей YOLOv3, YOLOv4 и YOLOv5, показав преимущества YOLOv5x по точности обнаружения объектов.

Развитие методов обнаружения СИЗ связано также с повышением вычислительной эффективности моделей. Так, L. Ma и соавторы [5] предложили облегченную модификацию YOLOv4, позволившую сократить количество параметров модели более чем на 98% при незначительном снижении точности. J.H. Lo, L.K. Lin, и C.C. Hung [6] продемонстрировали эффективность YOLOv7, достигнув значения mAP 97,29% при обработке видеопотока в режиме реального времени.

Современные исследования ориентированы на применение архитектуры YOLOv8, использующей безъякорный механизм детекции объектов. Согласно результатам H. Wang [7], модель YOLOv8 превзошла YOLOv5s, Faster R-CNN и SSD по показателям качества обнаружения СИЗ.

Несмотря на достигнутые результаты, большинство существующих решений ориентированы преимущественно на обнаружение наличия СИЗ и не учитывают корректность их ношения. Кроме того, оценка моделей часто выполняется на статических изображениях и ограниченном количестве классов объектов. В связи с этим актуальной задачей остается разработка методов, объединяющих детекцию СИЗ, анализ позы человека и механизмы верификации правильности использования защитного оборудования в условиях реального видеопотока.

Сбор и обработка данных

В ходе работы были собраны данные в виде изображений, охватывающий различные сценарии и ситуации на производственных площадках. Для его формирования использовались видеоматериалы, полученные непосредственно на производственном объекте. Первоначальная выборка включала 300 видеофайлов, каждый из которых был проанализирован вручную. По результатам анализа были отобраны наиболее качественные видеозаписи в количестве 91

видео, удовлетворяющие требованиям к обучающим данным. При отборе учитывались отсутствие черного экрана, достаточное освещение, корректный ракурс камеры, наличие активности на кадре и минимальный уровень шумов в кадре.

На основе отобранных видеоматериалов был создан датасет, включающий 2877 изображений, содержащих 13 классов объектов: человек, каска, очки, жакет, перчатки, штаны, ботинки, а также негативные классы для каждого элемента СИЗ (каска-негатив, очки-негатив, жакет-негатив, перчатки-негатив, штаны-негатив, ботинки-негатив). Использование негативных классов позволяет снизить количество ложных срабатываний в случаях, когда элементы повседневной одежды визуально схожи с СИЗ.

Аугментация данных. Для увеличения объема и разнообразия датасета были применены методы аугментации, что является важным этапом подготовки данных в задачах компьютерного зрения.

В процессе аугментации использовались геометрические преобразования, включая вращение, масштабирование и сдвиг изображений, которые имитируют изменения положения и ориентации объектов, характерные для производственных условий. Дополнительно применялись горизонтальное и вертикальное отражение изображений, позволяющие модели лучше обобщать примеры СИЗ, отображенные с разных сторон. Для моделирования разнообразных условий эксплуатации выполнялась коррекция цветовых характеристик изображений, включая изменение яркости и контрастности. Также были применены методы размывания и добавления шума, позволяющие моделировать реальные производственные условия, в которых СИЗ могут частично скрываться или подвергаться внешним воздействиям.

В результате аугментации объем датасета увеличился с 2877 до 16 352 изображений. Это позволило существенно повысить вариативность обучающей выборки и улучшить устойчивость модели к изменениям внешней среды и условиям съемки.

Обучение модели сегментации объектов

Для обучения модели сегментации объектов сформированный датасет был разделен на подмножества, чтобы эффективно использовать его потенциал. Общий объем в датасете составляло 16 352 изображения, из которых 13 081 изображение было использовано для обучения модели, а оставшиеся 3271 изображение – для тестирования и валидации. Распределение объектов по классам представлено на рис. 1, что позволяет наглядно увидеть структуру датасета и его соответствие реальным данным.

Обучение модели выполнялось 300 эпох (полных проходов) по обучающему набору данных, что обеспечило модели достаточное количество итераций для обучения на различных данных и адаптации модели к разнообразным условиям.

Для оценки качества модели YOLOv8 использовались стандартные метрики обнаружения объектов: точность (Precision), полнота (Recall), F1-мера и средняя точность (mAP). Данные показатели позволяют комплексно оценить способность модели обнаруживать и корректно локализовать элементы СИЗ на изображениях.

Контроль качества обучения осуществлялся с использованием валидационной выборки, включающей различные производственные сценарии, ракурсы съемки и условия освещения. После завершения обучения модель тестировалась на независимом наборе данных, не использовавшемся ранее. В процессе

обучения выполнялась настройка гиперпараметров, включая скорость обучения, размер пакета и параметры аугментации данных. Использование репрезентативных выборок обеспечило объективную оценку модели и её устойчивость к различным условиям эксплуатации (рис. 1).

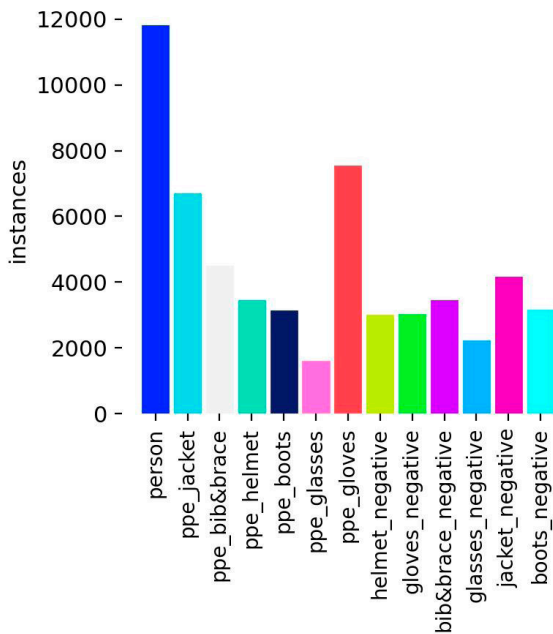


Рисунок 1. Распределение классов в датасете

Для дополнительной оценки качества модели были проанализированы кривые Precision–Confidence и Recall–Confidence. На рис. 2 представлена зависимость точности обнаружения (Precision) от порога уверенности модели для всех классов объектов. Как видно из графика, при оптимальных значениях порога точность достигает 0,98, что свидетельствует о высокой достоверности предсказаний и низком количестве ложных срабатываний.

На рис. 3 представлена зависимость полноты обнаружения (Recall) от порога уверенности модели для всех классов объектов. График показывает, какая доля реальных объектов СИЗ корректно обнаруживается моделью при различных значениях порога уверенности. Максимальное значение полноты достигает 0,97, что свидетельствует о высокой способности модели выявлять большинство объектов и минимизировать количество пропусков.

Анализ кривых полноты по отдельным классам выявляет неоднородность поведения модели. Наибольший интерес представляет класс «человек», у которого полнота начинает резко снижаться уже при пороге уверенности около 0,4, тогда как для большинства классов СИЗ устойчивое падение наблюдается лишь при значениях выше 0,7. Такое поведение объясняется высокой внутриклассовой вариативностью объектов класса «человек», обусловленной разнообразием поз, ракурсов наблюдения, масштабов объектов и наличием частичных перекрытий работников в кадре. В результате модель присваивает корректным детекциям людей более низкие значения уверенности. Поскольку именно

объект «человек» служит опорным объектом для последующего пространственного и анатомического матчинга, снижение его полноты при высоких порогах является одним из факторов потери потенциальных нарушений в этапах обработки данных.

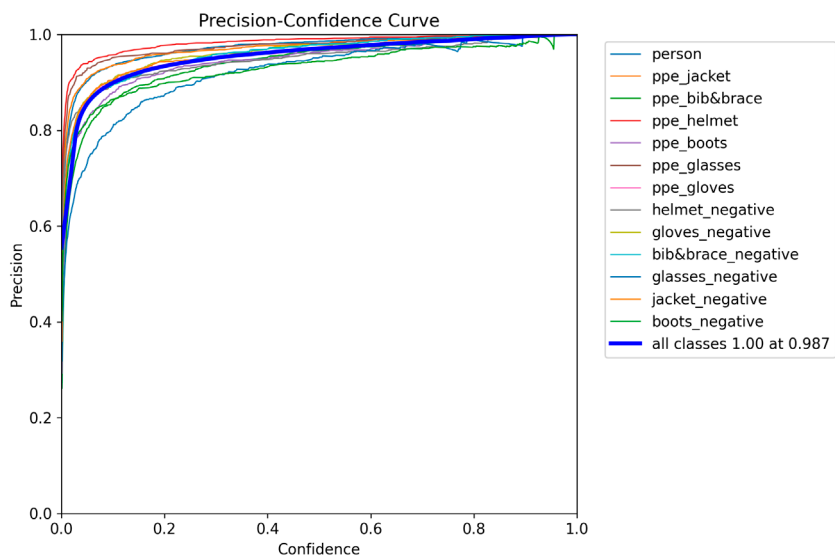


Рисунок 2. Кривая точности (Precision-Confidence Curve) по ограничивающим прямоугольникам

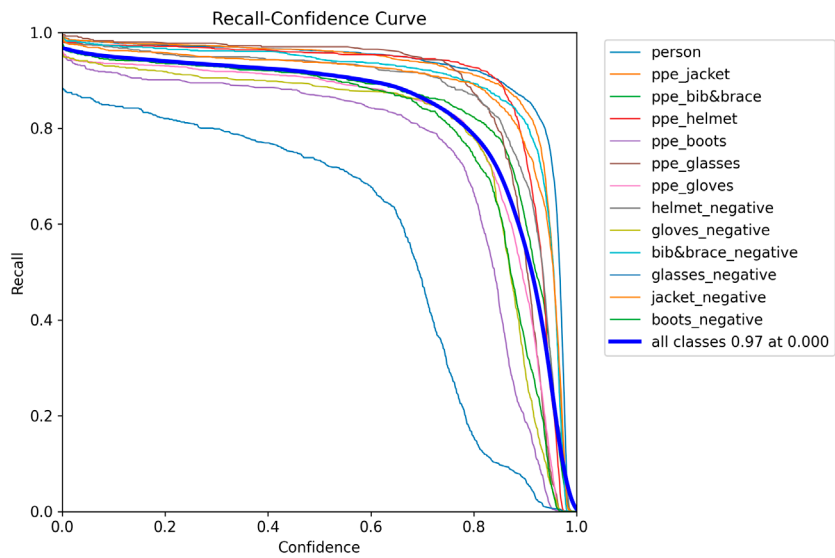


Рисунок 3. Кривая полноты (Recall-Confidence Curve) по ограничивающим прямоугольникам

Для комплексной оценки качества модели была проанализирована кривая Precision–Recall (рис. 4), отражающая соотношение между точностью и полнотой обнаружения объектов. Модель YOLOv8 продемонстрировала среднюю точность $mAP@0,5 = 0,964$ по всем классам, что свидетельствует о высокой эффективности обнаружения СИЗ и низкой вероятности пропуска объектов.

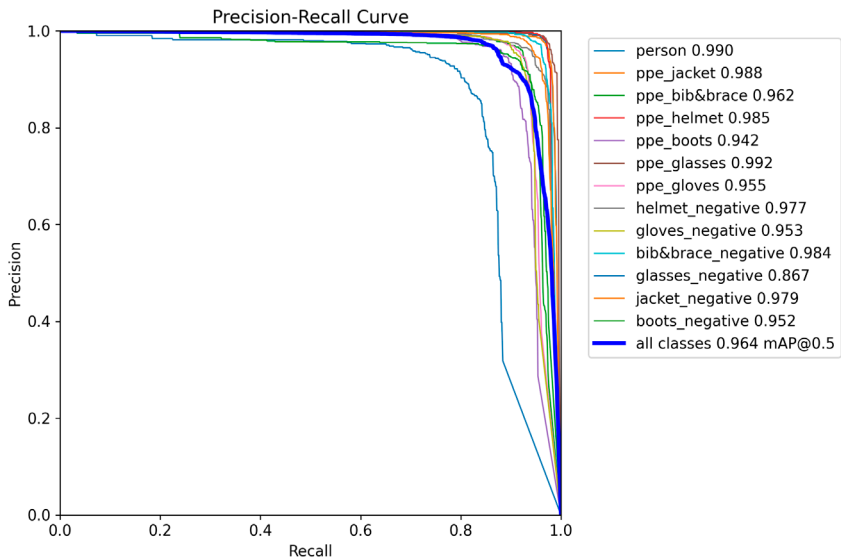


Рисунок 4. Кривая точности-полноты (Precision-Recall curve) по ограничивающим прямоугольникам

Анализ поклассовых значений средней точности $mAP@0,5$ показал разброс от 0,992 для класса «защитные очки» и 0,990 для класса «человек» до 0,867 для класса «незащитные очки» и 0,942 для класса «ботинки». Низкие показатели объясняются визуальной схожестью обычных и защитных очков, а также небольшим размером и частичным перекрытием обуви в кадре. Полученные результаты указывают на необходимость расширения обучающей выборки для визуально сложных и недостаточно представленных классов.

Для дополнительной оценки качества модели была проанализирована кривая F1–Confidence (рис. 5), отражающая зависимость F1-меры от порога уверенности. Модель YOLOv8 достигает максимального значения $F1 = 0,94$ при пороге уверенности около 0,425, что соответствует оптимальному балансу между точностью и полнотой.

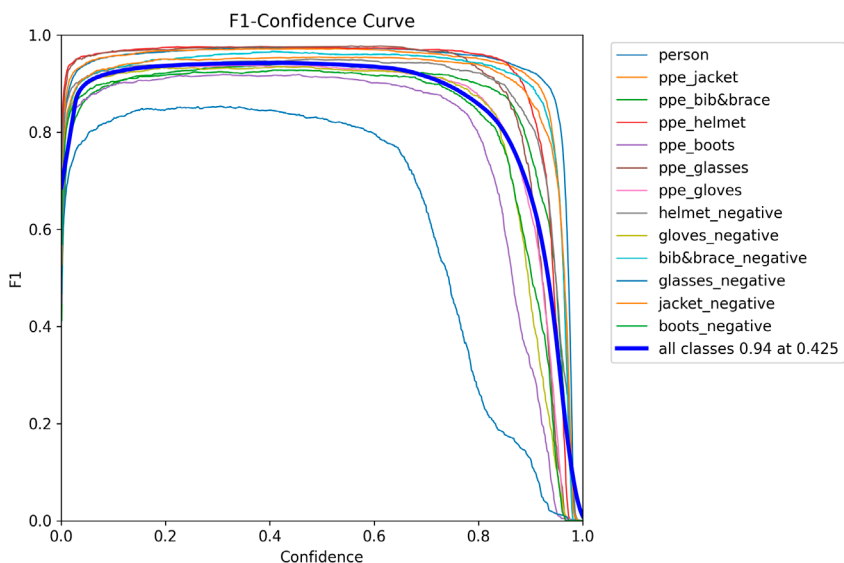


Рисунок 5. Кривая F1 Уверенность по ограничивающим прямоугольникам

Результаты работы модели представлены на рис. 6.

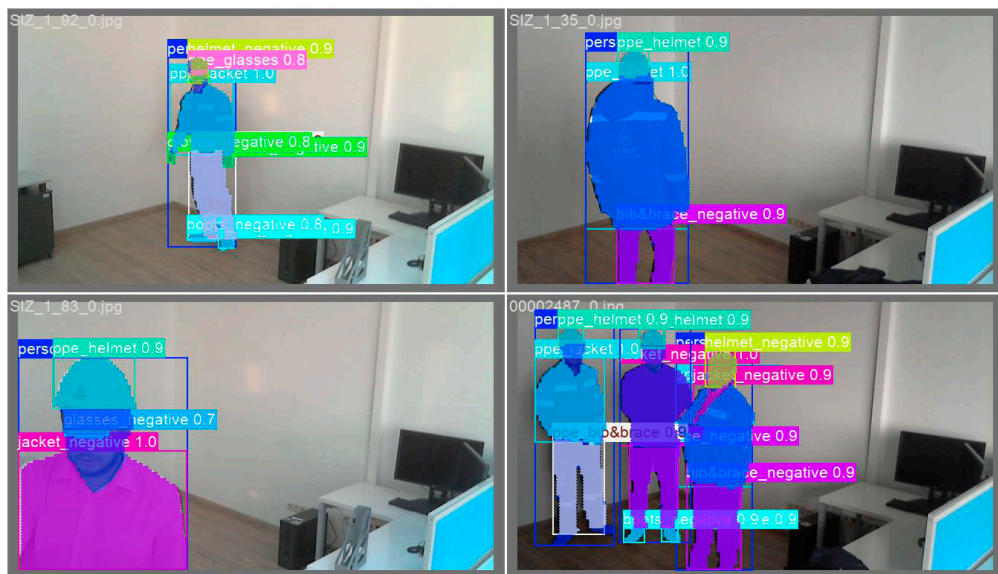


Рисунок 6. Результат модели на тестовых данных

Модуль контроля СИЗ

Для обеспечения непрерывного анализа видеопотока в реальном времени в модуле реализована двухпоточная архитектура обработки данных.

Первый поток (Capture Thread) выполняет асинхронное считывание кадров с видеопотока и их сохранение в буфер для последующей обработки. Второй поток (Processing Thread) отвечает за детекцию объектов и их последующий

семантический анализ. Он извлекает кадры из первого потока и выполняет их обработку независимо от процесса захвата. Разделение функций на два потока позволяет снижать задержки обработки и гарантирует актуальность анализируемых кадров даже в случаях, когда время вычислений превышает интервал поступления новых изображений.

На первом этапе обработки видеопотока используется модель для обнаружения людей, основанная на YOLOv8, и трекер BOTSORT. Эти модели эффективно идентифицируют людей на кадре и отслеживают их перемещения. Далее для каждого обнаруженного человека осуществляется оценка позы с использованием модели HRNet. Модель позволяет определить 17 ключевых точек скелета человека с высокой точностью, что особенно важно при одновременном присутствии нескольких человек на кадре.

После оценки позы ограничивающий прямоугольник человека расширяется на N пикселей, а затем обрезанный участок передается в модель обнаружения объектов. Модель обучена распознаванию 13 классов объектов: из которых 1 класс соответствует человеку, а оставшиеся 12 классов – элементам СИЗ и их негативным классам (касок, очков, перчаток и т.д.). Проведенные эксперименты показали, что использование обрезанных изображений существенно повышает качество обнаружения мелких объектов. Например, для класса «перчатки» количество детекций на обрезанных кадрах составило 58, тогда как на полных кадрах было зафиксировано только 25 обнаружений. Эти результаты свидетельствуют о том, что обрезка изображений повышает точность обнаружения мелких объектов, улучшая общую эффективность модуля.

Для снижения количества ложных срабатываний реализован двухэтапный механизм сопоставления СИЗ с работником. На первом этапе выполняется пространственный матчинг по пересечению ограничивающих прямоугольников, на втором – анатомический матчинг на основе ключевых точек позы, позволяющий проверить корректность расположения элементов СИЗ относительно частей тела работника.

Результаты анализа сохраняются в объекте класса «человек», который содержит следующую информацию: кадры, список обнаруженных СИЗ с уровнями достоверности, вектор ключевых точек позы, идентификатор трека.

Для повышения устойчивости принятия решений модуль анализирует последовательность из 24 кадров (3 секунды видео). Если более 50% кадров содержат негативный класс, фиксируется нарушение. Дополнительно для негативных классов используется порог уверенности выше 0,85, что снижает влияние случайных ошибок детекции.

Для исключения повторной регистрации одного и того же нарушения применяется временной фильтр с временем жизни события 5 минут. Идентификация события выполняется по комбинации идентификатора трека и типа СИЗ.

При обнаружении нарушения в асинхронном режиме формируется GIF-анимация из 24 последовательных кадров, которая сохраняется в базу данных через отдельный поток записи. Такой подход позволяет избежать задержек в основном потоке обработки.

Для обеспечения высокой производительности используются квантизация моделей TensorRT, асинхронная предзагрузка кадров и механизмы очистки неактуальных данных, что позволяет эффективно использовать вычислительные ресурсы при длительном анализе видеопотока.

Результаты

В данном разделе представлены результаты тестирования модуля соблюдения требований по использованию СИЗ на 16 видеосайлах, полученных в реальных производственных условиях. Модуль использует две модели: модель сегментации и детекции СИЗ на основе YOLOv8, и модель оценки позы человека с помощью HRNet, что значительно улучшает точность определения корректности ношения СИЗ.

Для оценки эффективности работы модели были использованы следующие метрики: True Positives (TP) – 113, True Negatives (TN) – 0, False Positives (FP) – 4, False Negatives (FN) – 52.

На основе этих значений были рассчитаны ключевые метрики:

- Recall (полнота) составила 0,6848. Данная метрика характеризует способность модуля обнаруживать фактические случаи нарушений, что составляет 68,48%. Это свидетельствует о том, что модель не всегда может идентифицировать все нарушения.

- Precision (точность) составила 0,9658. Высокое значение данного показателя указывает на то, что 96,58% зафиксированных нарушений являются корректными.

- F1-score (F1-мера) составила 0,8014. Данная метрика является интегральным показателем качества модуля, так как учитывает одновременно значения точности и полноты.

- Ассигасу (Точность классификации) составила 0,6686, что соответствует корректной классификации 66,86% анализируемых случаев. Однако данная метрика имеет ограниченную информативность, поскольку в тестовой выборке отсутствовали истинно отрицательные случаи (TN = 0). Это связано с тем, что при разметке учитывались только нарушения, а ситуации без нарушений не включались в набор данных.

Модуль продемонстрировал F1-меру равную 0,8014, отражающую сбалансированное соотношение между высокой точностью (96,58%) и полнотой (68,48%), что подтверждается низким уровнем ложных положительных срабатываний (FP = 4). Это указывает на хорошую способность модели обнаруживать нарушения. Однако полнота (0,6848) указывает на наличие пропущенных событий (FN = 52).

Следует подчеркнуть различие между условиями оценки модели на этапе обучения и в процессе реальной эксплуатации модуля. Метрики обучения (precision = 0,98, recall = 0,97) были получены на статическом тестовом датасете, включающем 3 271 изображение с аннотированными объектами, где оценивалось исключительно качество детекции в контролируемых условиях. Метрики эксплуатации (precision = 0,9658, recall = 0,6848) отражают работу модуля, включающую не только модель детекции, но и дополнительные этапы обработки данных: трекинг объектов (BOTSORT), временную агрегацию (24 кадра – 3 секунды), пороговую фильтрацию (confidence > 0,85), анатомический матчинг и временной фильтр повторных событий (TTL = 5 минут). Каждый из этих компонентов может являться источником пропуска нарушения. Таким образом, полнота 68,48% характеризует не изолированную модель детекции, а полный конвейер от видеопотока до генерации события нарушения.

Внедрение

Разработанный модуль является частью «Автоматизированной интеллектуальной системы по производственной безопасности TUMAR», предназначенной

для автоматизированного контроля соблюдения требований производственной безопасности на нефтегазовых объектах. Система интегрируется в существующую инфраструктуру видеонаблюдения нефтегазового месторождения, что исключает необходимость установки дополнительных камер видеонаблюдения. Видеопотоки с IP-камер по протоколу RTSP поступают на промышленный сервер с графическим ускорителем, где выполняются детекция объектов, оценка позы человека и двухэтапный матчинг. В зонах с повышенной взрыво- и пожароопасностью используются камеры во взрывозащищённом исполнении, отвечающие требованиям производственной безопасности нефтегазовых объектов.

Программные компоненты развёрнуты в контейнерах Docker, обеспечивающих воспроизводимость среды и масштабирование решения на несколько производственных объектов. Использование квантизации TensorRT и асинхронной многопоточной обработки позволяет обеспечить производительность до 8 кадров/с на одном видеопотоке, что достаточно для мониторинга соблюдения требований по использованию СИЗ в режиме реального времени.

При выявлении нарушения типа «Отсутствие каски» автоматически активируется модуль светозвуковой сигнализации, формирующий предупреждающий сигнал о нарушении техники безопасности. Все выявленные нарушения, включая отсутствие каски, регистрируются в журнале событий с приложением GIF-анимации из 24 последовательных кадров. Для остальных типов нарушений осуществляется только регистрация события без активации светозвуковой сигнализации. Временной фильтр (TTL = 5 мин) предотвращает повторную регистрацию событий и дублирование сигналов по одному и тому же событию, а использование повышенного порога уверенности снижает количество ложных тревог. Накопленные события формируют статистику соблюдения требований по использованию СИЗ по участкам и сменам, которая может использоваться службами охраны труда для анализа и профилактики нарушений.

Разработанный модуль в составе системы был внедрён в промышленную эксплуатацию на объектах ТОО «Oil Service Company», выполняющих работы по капитальному и подземному ремонту скважин на месторождениях Жетыбай и Каламкас, и тиражирован на 60 бригад КРС и ПРС.

Внедрение комплекса на производственных объектах подтверждает работоспособность в реальных условиях эксплуатации и его совместимость с существующими системами видеонаблюдения. Дальнейшее тиражирование предполагает дообучение моделей на данных конкретных площадок, расширение перечня контролируемых зон и интеграцию с корпоративными системами учёта нарушений и управления охраной труда.

Заключение

В данной работе представлен модуль контроля использования СИЗ в режиме реального времени. Модуль основан на двухуровневой архитектуре обработки видеопотока и объединяет детекцию 13 классов объектов на основе модели YOLOv8, оценку позы человека с использованием HRNet и двухэтапный механизм пространственно-анатомического матчинга для верификации корректности ношения СИЗ.

Результаты тестирования на 16 видеофайлах, полученных с реального месторождения, показали значения F1-меры 0,8014 при precision=96,58% и recall=68,48%. Высокая точность модуля при низком уровне ложных срабатываний (FP=4) подтверждает её практическую применимость для задач производ-

ственной безопасности, где ложные срабатывания снижают доверие сотрудников к модулю и игнорированию предупреждений, создавая больший операционный ущерб, чем отдельные пропуски модуля.

Ключевым научным и практическим результатом работы является интеграция анатомического матчинга на основе оценки позы человека, позволяющего сопоставлять элементы СИЗ с соответствующими частям тела работника. В отличие от традиционных подходов, основанных исключительно на пространственном пересечении ограничивающих рамок, предложенное решение снижает количество ложных ассоциаций и повышает достоверность контроля соблюдения требований безопасности.

Полученные результаты подтверждают перспективность совместного использования методов глубокого обучения, трекинга объектов и анализа позы человека для автоматизированного контроля соблюдения требований по использованию СИЗ.

Список использованной литературы

1. R. Xiong and P. Tang, "Pose guided anchoring for detecting proper use of personal protective equipment," *Autom. Constr.*, vol. 130, p. 103828, 2021.
2. S. Chen and K. Demachi, "A vision-based approach for ensuring proper use of personal protective equipment (PPE) in decommissioning of Fukushima Daiichi nuclear power station," *Appl. Sci.*, vol. 10, p. 5129, 2020.
3. V. S. K. Delhi, R. Sankarlal, and A. Thomas, "Detection of Personal Protective Equipment (PPE) Compliance on Construction Site Using Computer Vision Based Deep Learning Techniques," *Front. Built Environ.*, vol. 6, p. 136, 2020.
4. Z. Wang, Y. Wu, L. Yang, A. Thirunavukarasu, C. Evison, and Y. Zhao, "Fast Personal Protective Equipment Detection for Real Construction Sites Using Deep Learning Approaches," *Sensors*, vol. 21, p. 3478, 2021.
5. L. Ma, X. Li, X. Dai, Z. Guan, and Y. Lu, "A Combined Detection Algorithm for Personal Protective Equipment Based on Lightweight YOLOv4 Model," *Wirel. Commun. Mob. Comput.*, vol. 2022, p. 3574588, 2022.
6. J.-H. Lo, L.-K. Lin, and C.-C. Hung, "Real-Time Personal Protective Equipment Compliance Detection Based on Deep Learning Algorithm," *Sustainability*, vol. 15, p. 391, 2022.
7. H. Wang, "Detection of Personal Protective Equipment (PPE) using an Anchor Free-Convolutional Neural Network," *Int. J. Adv. Comput. Sci. Appl. (IJACSA)*, vol. 15, no. 2, 2024.

ӨНДІРІСТІК ОБЪЕКТІЛЕРДЕ КОМПЬЮТЕРЛІК КӨРУ ТЕХНОЛОГИЯЛАРЫН ПАЙДАЛАНУ АРҚЫЛЫ ЖЕКЕ ҚОРҒАНЫС ҚҰРАЛДАРЫН ҚОЛДАНУДЫ АВТОМАТТАНДЫРЫЛҒАН БАҚЫЛАУ ӘДІСІ

Ғ.С. Әбдіманап, А.Н. Алимова, К.А. Бостанбеков, Р.Е. Абдрахманов,
Д. Өренқызы, Д.Б. Нурсейтов

Мақалада компьютерлік көру және жасанды интеллект технологияларын қолдану арқылы өндірістік объектілерде жеке қорғаныс құралдарын (ЖҚҚ) пайдалануды автоматтандырылған бақылау әдісі ұсынылған. Әзірленген шешім нақты уақыт режимінде өндірістік қауіпсіздік талаптарының бұзылуын анықтауға арналған және «TUMAR» өндірістік қауіпсіздік жөніндегі автоматтандырылған зияткерлік жүйесінің құрамында іске асырылған. Ұсынылған әдіс YOLOv8 моделі негізіндегі объектілерді детекциялауды, HRNet көмегімен адамның позасын бағалауды және ЖҚҚ элементтерінің қызметкердің дене бөліктеріне қатысты дұрыс орналасуын тексеруді қамтамасыз ететін екі кезеңді кеңістіктік-анатомиялық сәйкестендіруді біріктіреді. Модельдерді оқыту үшін өндірістік бейнематериалдардан деректер жиынтығы қалыптастырылып, аугментация әдістері арқылы 13 объект класы бар 16 352 кескінге дейін кеңейтілді. Детекция моделін бағалау нәтижелері $mAP@0,5 = 0,964$ мәнін және ең жоғары F1-өлшемін $0,94$ көрсетті. Мұнай-газ кен орнының нақты өндірістік жағдайларында алынған 16 бейнефайлда әзірленген модульді тестілеу $precision$ $96,58\%$ және $recall$ $68,48\%$ кезінде F1-өлшемінің $0,8014$ мәнін көрсетті. Әзірленген модуль «Oil Service Company» ЖШС объектілерінде өнеркәсіптік пайдалануға енгізілді және ұңғымаларды күрделі және жерасты жөндеудің 60 бригадасында еңбекті қорғау талаптарының сақталуын автоматтандырылған бақылау үшін қолданылады.

Түйінді сөздер: компьютерлік көру, жеке қорғаныс құралдары, өндірістік қауіпсіздік, YOLOv8, HRNet, адамның позасын бағалау, объектілерді анықтау, бейнеаналитика, жасанды интеллект, TUMAR.

Информация об авторах

Әбдіманап Ғалымжан Сейтахметғалиұлы – эксперт управления компьютерного зрения, g.abdimanap@kmge.kz

Алимова Анель Нурданбековна – начальник управления машинного обучения, PhD, a.alimova@kmge.kz

Бостанбеков Кайрат Аратович – начальник управления компьютерного зрения, PhD, k.bostanbekov@kmge.kz

Абдрахманов Ренат Ермеқұлы – старший инженер управления компьютерного зрения, r.abdrakhmanov@kmge.kz

Өренқызы Дана – инженер управления компьютерного зрения, d.orenkyzy@kmge.kz

Нурсейтов Данияр Борисович – эксперт (дисциплинарный) группы экспертов, d.nurseitov@kmge.kz

ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Астана, Казахстан.

ДЛЯ ЗАМЕТОК

This image shows a single sheet of white paper with horizontal ruling lines. The lines are evenly spaced and run across the width of the page. There are no margins, text, or other markings on the paper.

ДЛЯ ЗАМЕТОК

This image shows a single sheet of white paper with horizontal ruling lines. The lines are evenly spaced and run across the width of the page. There are no margins, text, or other markings on the paper.

[illegible]

ДЛЯ ЗАМЕТОК

This image shows a single sheet of white paper with horizontal ruling lines. The lines are evenly spaced and run across the width of the page. There are no margins, text, or other markings on the paper.

**Сборник научных трудов
ТОО «КМГ Инжиниринг»,
№ 6(24), 2025**

Ответственные за выпуск Сборника трудов
Нуртаева Г.К., Туркпенбаева Б.Ж.

Подписано в печать 23.07.2026 г.
Гарнитура «Arial». Формат 72*104 1/16. Печать офсетная.
Отпечатано в типографии ТОО «Пчела-PV»
140000, г. Аксу, ул. Пушкина д.4.
Тел.: +7 708 001 84 06. p4ela_pvl@mail.ru.
Тираж 500 экз.