ISSN 2181-4732
E-ISSN 2181-4015

УДК 622.279.5 https://doi.org/10.70769/218-4732.ITJ.2026-3.09

АНАЛИЗ ПРОБЛЕМ РАЗРАБОТКИ ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЮЖНАЯ ТАНДЫРЧИ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ

Асадова Хулкар Бойманoвна[1]- кандидат технических наук, профессор, E-mail: hulkarasadova 615@gmail.com, ORCID: 0009-0002-4568-5106, Science ID: DQD-0526-0020,
Султонов Нодир Нормуродович[2] – доктор философии по техническим наукам (PhD), E-mail: nodir.sultonov.90@mail.ru, ORCID: 0009-0005-1838-7439, Science ID: FQD-0626-0065
Бойкабилова Махлиё Махмудовна[2]-докторант (PhD), E-mail: mahliyoboyqobilova@gmail.com, ORCID: 0009-0008-7613-8547, Science ID: PQD-0226-0009
Муртазаева Севара Фармон кизи[2]– магистрант, E-mail: sevaramurtazayeva2003@gmail.com, ORCID: 0009-0005-1838-7439, Science ID: MQD-1026-0600

[1]АО «O‘ZLITINEFTGAZ», г. Ташкент, Узбекистан
[2]Каршинский государственный технический университет, г. Карши, Узбекистан

Аннотация. *В статье проведён комплексный анализ разработки газоконденсатного месторождения Южная Тандырча на поздней стадии. Исследована динамика добычи газа и конденсата, распределение пластового давления и степень неоднородности дренирования залежи за период 2020 –2025 годов.*

На основе проектных расчетов с использованием трехмерной гидродинамической модели выполнен прогноз ключевых показателей для трех вариантов доразработки, включая капитальный ремонт скважин и бурение нового фонда.

Предложены научно обоснованные мероприятия по восстановлению продуктивности призабойной зоны и совершенствованию геолого-гидродинамического контроля.

Ключевые слова: *газовая залежь, поздняя стадия разработки, пластовое давление, газоконденсатное месторождение, гидродинамическое моделирование, коэффициент извлечения газа, интенсификация притока, дебит скважины, остаточные запасы, капитальный ремонт скважин, геолого-промысловые данные, призабойная зона пласта.*

UO‘K 622.279.5

JANUBIY TANDIRCHI GAZKONDENSAT KONINI ISHLATISHNING YAKUNIY BOSQICHIDAGI MUAMMOLAR TAHLILI

Asadova Xulkar Boymanovna[1] - texnika fanlari nomzodi, professor;
Sultonov Nodir Normurodovich[2] - texnika fanlari bo‘yicha falsafa doktori (PhD);
Boyqobilova Mahliyo Mahmudovna[2]- doktorant (PhD)
Murtazayeva Sevara Farmon qizi[2]- magistrant

[1]“O‘ZLITINEFTGAZ” AJ, Toshkent, O‘zbekiston
[2]Qarshi davlat texnika universiteti, Qarshi, O‘zbekiston

Annotatsiya. *Maqolada Janubiy Tandirchi gazkondensat konini ishlatishning yakuniy bosqichi kompleks tahlil qilingan. 2020 –2025-yillar oralig‘ida gaz va kondensat qazib chiqarish dinamikasi, qatlam bosimining taqsimlanishi hamda zaxiralarni drenajlash jarayonining bir jinsli emasligi o‘rganilgan. Uch o‘lchamli gidrodinamik model asosidagi loyiha hisob-kitoblari yordamida quduqlarni mukammal ta’mirlash va yangi quduqlarni burg‘ilashni o‘z ichiga olgan uchta muqobil ishlatish varianti bo‘yicha asosiy ko‘rsatkichlar bashorat qilingan. Quduq atrofi zonasining mahsuldorligini tiklash hamda geologik-gidrodinamik nazoratni takomillashtirish bo‘yicha ilmiy asoslangan tavsiyalar berilgan.*

Kalit so‘zlar: *gaz koni, ishlatishning yakuniy bosqichi, qatlam bosimi, gazkondensat koni, gidrodinamik modellashtirish, gazni chiqarish koeffitsiyenti, qatlamga ta’sir ko‘rsatish, quduq debiti, qoldiq zaxiralar, quduqlarni mukammal ta’mirlash, geologik-konchilik ma’lumotlari, quduq atrofi zonasi.*

ISSN 2181-4732
E-ISSN 2181-4015

UDC 622.279.5

ANALYSIS OF DEVELOPMENT PROBLEMS AT THE FINAL STAGE OF DEVELOPMENT OF THE SOUTH TANDYRCHI GAS-CONDENSATE FIELD

Khulkar Asadova[1] - Candidate of Technical Sciences, Professor
Nodir Sultonov[2] – Doctor of Philosophy in Technical Sciences (PhD)
Makhliyo Boykobilova[2], Doctoral Student (PhD)
Sevara Murtazayeva[2]– master's student

[1]JSC UZLITINEFTGAZ, Tashkent, Uzbekistan
[2]Karshi State Technical University, Karshi, Uzbekistan

Abstract. *This article provides a comprehensive analysis of the development of the South Tandyrchi gas-condensate field at its final stage. The dynamics of gas and condensate production, reservoir pressure distribution, and drainage heterogeneity for the 2020–2025 period are investigated. Based on design calculations utilizing a 3D hydrodynamic model, key performance indicators are forecasted for three further development scenarios, including well workovers and new drilling. Scientifically grounded measures are proposed to restore bottomhole zone productivity and improve geological and hydrodynamic monitoring.*

Keywords: *gas reservoir, final stage of development, reservoir pressure, gas-condensate field, hydrodynamic modeling, gas recovery factor, inflow stimulation, well productivity, residual reserves, well workover, geological and field data, bottomhole formation zone.*

Введение

Поздняя стадия разработки Южной Тандырчи характеризуется существенным снижением добычи газа, уменьшением среднего дебита скважин и падением пластового давления. Для газоконденсатных систем дополнительное значение имеет фазовое поведение пластового флюида: при снижении давления ниже давления начала конденсации тяжёлые компоненты могут выпадать в жидкую фазу в поровом пространстве, изменяя подвижность флюида и продуктивность призабойной зоны [7, 8, 14]. Интенсивность этих процессов зависит от состава пластового флюида, свойств коллектора и текущего энергетического состояния залежи. В работах [17, 19] рассмотрены восстановление простаивающих скважин как инструмент доразработки, интенсификация извлечения остаточных запасов и комплексный анализ геолого-промысловых данных.

Для газоконденсатных месторождений со сложным геологическим строением и различными термобарическими параметрами в опубликованных исследованиях [9, 12] рассматриваются литофациальная неоднородность продуктивных отложений, интерпретация гидродинамических исследований скважин и построение PVT-моделей пластовых флюидов.

Для Южной Тандырчи основой анализа служат утверждённые материалы подсчёта запасов, проектные документы и фактические промысловые материалы [1, 6].

Комплексная оценка поздней стадии разработки требует совместного рассмотрения геологического строения, динамики добычи, распределения пластового давления, расчётных оценок дренируемого объёма газа и технических возможностей восстановления действующего фонда скважин. Такое объединение данных позволяет отделить непосредственно наблюдаемые изменения показателей от причинных интерпретаций, требующих дополнительной проверки.

Цель данной статьи – оценить текущее состояние разработки Южной Тандырчи, определить диапазон расчётных оценок дренируемого объёма газа и обосновать варианты дальнейшей разработки. Для достижения цели решались следующие задачи: анализ геологического строения и промысловых показателей месторождения, оценка динамики добычи газа и конденсата, среднего дебита скважин и пластового давления, расчёт дренируемого объёма газа разными методами, анализ вариантов доразработки на основе проектных расчётов, формирование рекомендаций по восстановлению продуктивности

ISSN 2181-4732
E-ISSN 2181-4015

скважин и организации контроля за разработкой. Практическая значимость заключается в объединении геологических, промысловых и расчётных данных для принятия решений по дальнейшей разработке Южной Тандырчи. Методический подход предусматривает сопоставление фактической динамики добычи с изменением пластового давления, анализ неоднородности дренирования и интерпретацию оценок дренируемого объёма газа с учётом ограничений исходной информации. Комплексный анализ результатов исследований скважин, пластового давления, дебитов и дренируемых запасов ранее применялся Х. Б. Асадовой и Н. Н. Султоновым при изучении газоконденсатного месторождения Шортак [19].

Материалы и методы

В качестве исходной информации использованы материалы Южной Тандырчи за 1991 год [1], проектные документы по разработке и доразработке месторождения за 1992, 2003, 2007, 2013, 2020 и 2026 годы [2, 4, 6], архивные промысловые данные за 2001-2025 годы [5], результаты 420 газогидродинамических исследований, выполненных в 2015-2025 годах, и результаты газоконденсатных исследований при различных режимах сепарации [5, 8].

Геологический анализ Южной Тандырчи включал рассмотрение литолого-стратиграфического строения продуктивного разреза, распределения рифовых и зарифовых отложений и основных тектонических ограничений [1, 3, 4, 6]. Текущее состояние разработки оценивалось по структуре фонда скважин, годовым объёмам добычи газа и конденсата, средним дебитам, замерам пластового давления и депрессии на пласт [2, 5, 6].

Дренируемый объём газа оценивался двумя способами: аналитическим расчётом по методике, использованной в проектных материалах, и графическим методом материального баланса по зависимости приведённого пластового давления от накопленной добычи [2, 5, 7, 8]. Полученные результаты рассматриваются как оценки, обусловленные выбранными исходными данными, расчётной областью и предпосылками соответствующего метода. Поскольку в кратком изложении не приводятся все расчётные зависимости и параметры, результаты не следует трактовать как независимое подтверждение одной точной величины остаточных извлекаемых запасов.

Варианты доразработки оценивались на трёхмерной гидродинамической модели Eclipse 100, использованной в проекте доразработки Южной Тандырчи [2]. В расчётах принято ограничение устьевого давления 5,0 кгс/см² и коэффициент эксплуатации 0,95, начальные дебиты действующих скважин заданы по их текущим значениям [2, 5]. Прогнозные показатели вариантов рассматриваются в рамках параметров и исходных допущений, принятых в проектной модели.

Ограничения исследования связаны с неполнотой данных о фильтрационно-ёмкостных свойствах по всему фонду скважин, ограниченным числом замеров пластового давления в слабодренируемых зонах и использованием осреднённых коэффициентов фильтрационных сопротивлений [5, 7, 8]. Дополнительная неопределённость обусловлена необходимостью уточнения PVT–характеристик пластовой смеси и проверки согласования параметров гидродинамической модели с фактической историей разработки. Эти ограничения учтены при интерпретации результатов, они не отменяют выявленных тенденций, непосредственно подтверждаемых промысловыми данными.

Результаты и обсуждение

Продуктивные отложения Южной Тандырчи представлены карбонатными породами верхней юры, расчленёнными на четыре горизонта: XVI, XV-ПР, XV-Р и XV-НР [1, 3]. Общая мощность карбонатной толщи составляет 368-560 м. Мощность рифовых отложений горизонта XV-Р достигает 104 м в гребневой части структуры и уменьшается до 20-50 м в зарифовой лагуне [3, 4]. Эти изменения указывают на геологическую неоднородность продуктивной толщи и должны учитываться при оценке распределения фильтрационно-ёмкостных свойств и условий дренирования.

ISSN 2181-4732
E-ISSN 2181-4015

С востока залежь ограничена субмеридиональным разломом с амплитудой смещения 300–700 м, а с севера – субширотным разломом с амплитудой 100–300 м [4, 6]. Размеры купольной структуры по изогипсе – 2750 м составляют около 9,0 × 7,0 км [5, 6]. В сочетании с литологической изменчивостью эти особенности могут влиять на гидродинамическую сообщаемость отдельных участков и на неравномерность выработки запасов.

По состоянию на начало 2026 года на месторождении пробурено 68 скважин: 40 действующих, 3 наблюдательные, 18 ликвидированных, 5 ожидающих ликвидации и 2 находящихся в капитальном ремонте [2, 5]. Из действующего фонда 22 скважины совместно эксплуатируют горизонты XV-ПР, XV-Р и XV-НР; 15 скважин работают на горизонтах XV-НР и XV-Р, ещё 3 скважины эксплуатируют горизонты XV-ПР и XV-Р [2, 3]. Следовательно, показатели добычи формируются фондом скважин, работающих на различных сочетаниях продуктивных горизонтов.

По проектно-промысловым данным, к концу рассматриваемого периода из залежи отобрано 86,6 % балансовых запасов газа и 64,3 % геологических запасов конденсата [2, 5]. Фактические годовые показатели за 2020-2025 годы представлены в таблице 1.

Таблица 1. Фактические показатели разработки Южной Тандырчи в 2020-2025 годах

Год	Добыча газа, млн м³	Конденсат, тыс. т	Потен-ное сод-ние конд-та, г/м³	Газодобывающие скважины, ед.	Средний дебит, тыс. м³/сут	Пластовое давление, кгс/см²	Депрессия на пласт, кгс/см²
2020	1593,1	36,7	23,0	39	1122,4	45,3	14,0
2021	1150,9	24,6	21,4	42	746,7	41,0	8,0
2022	1155,4	21,1	18,3	43	75,7	32,1	11,0
2023	861,6	14,7	17,1	41	58,8	28,8	7,7
2024	755,0	18,8	24,9	42	51,1	25,5	7,4
2025	664,4	16,0	24,1	40	46,0	24,0	10,6

Примечание: показатели приведены по проектным и архивным промысловым материалам [2, 5, 6]. Единицы давления сохранены в исходном виде; 1 кгс/см² ≈ 0,0981 МПа.

За 2020-2025 годы годовая добыча газа снизилась с 1593,1 до 664,4 млн м³, то есть приблизительно на 58,3 %. Средний дебит уменьшился со 122,4 до 46,0 тыс. м³/сут (примерно на 62,4 %), тогда как число газодобывающих скважин изменилось незначительно - с 39 до 40. Следовательно, общую тенденцию снижения добычи нельзя объяснить только изменением числа действующих скважин; существенную роль играет уменьшение дебитов.

Пластовое давление по приведённым данным уменьшилось с 45,3 кгс/см² в 2020 году до 24,0 кгс/см² в 2025 году, то есть примерно на 47,0 %. В 2021-2025 годах наблюдалась общая тенденция снижения добычи, хотя в 2022 году зафиксировано небольшое увеличение относительно 2021 года. Извлечение конденсата также изменялось неравномерно: после снижения до 14,7 тыс. т в 2023 году его добыча увеличилась до 18,8 тыс. т в 2024 году, а в 2025 году составила 16,0 тыс. т. Поэтому имеющиеся данные не подтверждают монотонного снижения добычи конденсата за весь период. Потенциальное содержание конденсата снизилось с 23,0 г/м³ в 2020 году до 17,1 г/м³ в 2023 году, затем возросло до 24,9 г/м³ в 2024 году, а в 2025 году составило 24,1 г/м³. Динамика этого показателя требует интерпретации с учётом условий сепарации, состава добываемого флюида и методики лабораторного определения; отдельно от PVT-данных она не позволяет количественно определить объём ретроградного конденсата, выпавшего в пласте.

Анализ замеров пластового давления по 35 точкам и построение пьезограммы использованы для характеристики пространственной неоднородности энергетического состояния залежи [5]. В зоне активного отбора давление к 2025 году снизилось до 24,0 кгс/см², а в отдельных слабодренируемых частях залежи давление в 1,4 – 1,8 раза выше, чем в зоне

ISSN 2181-4732
E-ISSN 2181-4015

отбора [2], что соответствует приблизительно 33,6 – 43,2 кгс/см². Такое различие указывает на неодинаковую степень дренирования участков залежи. Согласно проектной интерпретации замеров, зона выраженного снижения пластового давления охватывает около 40 % площади залежи [2], это оценка по принятой схеме оконтуривания депрессионной зоны, её точность зависит от плотности измерений и критериев проведения границы зоны.

Аналитическая оценка дренируемого объёма газа составила 71 848 млн м³ в зоне скважин и 72 807 млн м³ для залежи в целом, графическая оценка методом материального баланса дала 75 720 млн м³ [2, 6, 7]. Сопоставление полной аналитической оценки и графической оценки с указанной величиной даёт разницу соответственно около 5,7 % и около 1,9 %. Оценку для зоны скважин – 71 848 млн м³ – нельзя напрямую приравнивать к запасам всей залежи, поскольку расчётные области различаются.

Различие между результатами методов само по себе не устанавливает единственную причину расхождения. На него могут влиять принятые расчётные предпосылки, представительность замеров давления, неоднородность дренирования и различие категорий запасов, сопоставляемых в расчётах. Преимущественный отбор газа в юго-восточной части залежи и наличие слабодренируемых зон рассматриваются проектными материалами как возможные факторы такой неоднородности [2, 5]. Для подтверждения количественного распределения остаточных запасов необходима привязка расчётных значений к картам давления и распределению фильтрационно-ёмкостных свойств.

С учётом текущего состояния фонда и проектных расчётов рассмотрены три сценария дальнейшей разработки [2]. Вариант 1 предусматривает эксплуатацию существующего фонда из 40 скважин. Вариант 2 предусматривает капитальный ремонт скважин № 3 и № 25 в 2027 году и скважины № 54 в 2028 году, что должно увеличить действующий фонд до 43 скважин. Вариант 3 предусматривает те же три капитальных ремонта и бурение четырёх новых скважин в 2029-2031 годах, максимальный действующий фонд в этом случае достигает 47 скважин. Прогнозные показатели приведены в таблице 2. Подход к использованию действующего и простаивающего фонда для повышения эффективности доразработки ранее рассматривался в работе [9], при этом конкретные мероприятия для Южной Тандырчи определяются её проектными расчётами и состоянием отдельных скважин.

Таблица 2. Прогнозные технологические показатели вариантов доразработки

Показатель	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
Максимальный действующий фонд, скв.	40	43	47
Скважины после капитального ремонта, ед.	0	3	3
Новые скважины, ед.	0	0	4
Добыча газа за прогнозный период, млн м³	5242,9	5258,3	5618,7
Пиковая годовая добыча газа, млн м³	596,7	596,7	596,7
Накопленная добыча газа на конец расчётного периода, млн м³	72 075,7	72 091,1	72 451,6
Срок разработки по расчету, лет	31	31	34
Проектный коэффициент извлечения газа (КИГ), %	93,4	93,4	93,8
Накопленная добыча конденсата, тыс. т	189,0	189,9	211,5

Примечание: показатели вариантов приведены по проекту доразработки [2].

Значения накопленной добычи газа на конец прогнозного периода согласуются с прогнозной добычей и базовым накопленным отбором около 66 832,8 млн м³. Число скважин

ISSN 2181-4732
E-ISSN 2181-4015

после капитального ремонта в варианте 3 принято равным трём в соответствии с описанием вариантов: четыре дополнительные скважины относятся к бурению, а не к капитальному ремонту. По прогнозу, вариант 3 обеспечивает наибольшую добычу газа за расчётный период 5618,7 млн м³ – и наиболее высокий проектный КИГ (93,8 %). Его преимущество достигается за счёт бурения четырёх новых скважин наряду с капитальным ремонтом трёх существующих. Однако реализация требует большего объёма работ и более длительного срока расчётной разработки – 34 года против 31 года для вариантов 1 и 2. Вариант 2 позволяет увеличить накопленную добычу газа относительно варианта 1 на 15,4 млн м³ и добычу конденсата на 0,9 тыс. т по приведённым проектным значениям. Основное отличие варианта – восстановление трёх скважин без нового бурения. Вариант 2 может рассматриваться как вариант ограниченного вмешательства в фонд при условии, что отказ от бурения является существенным проектным ограничением. При этом на основании одних технологических показателей нельзя утверждать, что он экономически оптимален: для такого вывода необходимы сопоставимые капитальные и эксплуатационные затраты, денежные потоки и расчёт экономических критериев.

Таким образом, по максимальным технологическим показателям предпочтителен вариант 3, а вариант 2 представляет собой альтернативу при ограничении на новое бурение. В окончательной проектной рекомендации выбор между ними следует подтверждать технико-экономическим сравнением, в рамках настоящей статьи вариант 2 характеризуется как ограниченный по объёму вмешательства варианта, но не как доказанно самый экономически эффективный вариант.

Для повышения продуктивности действующих скважин проектными материалами предусмотрен подбор мероприятий по восстановлению фильтрационных характеристик призабойной зоны, включая соляно-кислотные, пенокислотные и пеноэмульсионные обработки [2, 14, 15]. Конкретный вид обработки, состав реагента, объём и режим воздействия необходимо выбирать индивидуально с учётом минералогического состава карбонатного коллектора, результатов предыдущих обработок, совместимости кислоты с породой и пластовым флюидом, а также риска образования вторичных осадков. Указанные методы направлены на снижение дополнительного сопротивления притоку и восстановление продуктивности скважин; сами по себе они не восстанавливают пластовую энергию всей залежи. Предлагаемая программа геолого-гидродинамического контроля включает ежеквартальный отбор и анализ проб воды, ежегодные газогидродинамические и газоконденсатные исследования, контрольные геофизические исследования, а также дебитометрические исследования в трёх скважинах [5, 13]. Приоритет следует отдавать скважинам и участкам, по которым данные давления и динамика дебитов указывают на возможную слабую сообщаемость с остальной частью залежи.

Результаты контроля должны использоваться для обновления распределения пластового давления, уточнения работающих интервалов и корректировки программы капитального ремонта и интенсификации притока. Необходимость регулярных газогидродинамических исследований и полноты контроля параметров работы скважин подчёркнута также в исследовании газоконденсатного месторождения Учкыр [10] и Шортак [11], периодичность мероприятий для Южной Тандырчи принята по проектным и нормативным документам [2].

Дополнительно для повышения надёжности прогноза целесообразно уточнить PVT – характеристики газоконденсатной смеси и обеспечить согласование расчётных параметров модели Eclipse 100 с фактической историей разработки. Без такой проверки нельзя количественно оценить вклад ретроградной конденсации в падение дебитов или доказать эффективность конкретной технологии повышения конденсатоотдачи только на основании годовых показателей добычи.

ISSN 2181-4732
E-ISSN 2181-4015

Заключение

1. Отобрано 86,6 % балансовых запасов газа и 64,3 % геологических запасов конденсата, а пластовое давление в зоне отбора к 2025 году снизилось до 24,0 кгс/см². За 2020-2025 годы годовая добыча газа сократилась примерно на 58,3 %.

2. Неоднородность пластового давления указывает на различную степень дренирования залежи. По исходной проектной интерпретации зона значительного снижения давления охватывает около 40 % площади.

3. Снижение числа скважин не объясняет динамику добычи: в 2020–2025 гг. количество газодобывающих скважин изменилось с 39 до 40, тогда как средний дебит упал на 62,4 %. Поэтому следует анализировать причины падения продуктивности отдельных скважин и неоднородности дренирования, подтверждая решения газогидродинамическими исследованиями.

4. Из трёх вариантов доразработки наибольшие прогнозные технологические показатели даёт вариант 3.

5. Рекомендуется сосредоточиться на восстановлении продуктивности существующих скважин, адресных кислотных и пенокислотных обработках после технического обоснования, уточнении PVT-параметров и усилении контроля за пластовым давлением и распределением притока с обновлением гидродинамической модели и оценкой неопределённости прогноза.

Литература

[1] Пак С.А. и др. Подсчёт запасов газа и конденсата месторождения Южная Тандырча в Узбекской ССР за период 1981-1991 гг. Ташкент, 1991. 308 с.

[2] Шевцов В.М., Адилов Д.М. Проект доразработки газоконденсатного месторождения Южная Тандырча. Ташкент: АО «O‘ZLITINEFTGAZ», 2026. 311 с.

[3] Шевцов В.М., Шарапов Ж.М. Проект разработки газоконденсатного месторождения Южная Тандырча. Ташкент, 2003. 250 с.

[4] Шевцов В.М., Хаджимухамедов С.Д. Проект опытно-промышленной эксплуатации газоконденсатного месторождения Южная Тандырча. Ташкент, 1992. 240 с.

[5] Проектные документы по разработке Южной Тандырчи за 2007, 2013 и 2020 гг.

[6] Зотов Г.А., Алиев З.С. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. М.: Недра, 1980. 320 с.

[7] Закиров С.Н. Теория и проектирование разработки газоконденсатных месторождений. М.: Недра, 1989. 280 с.

[8] Sultonov N.N., Asadova H.B. Application of modern methods to intensify hydrocarbon production. International Engineering Journal for Research & Development. 2021;6(6):1–3. https://doi.org/10.17605/OSF.IO/JCS7V.

[9] Асадова Х.Б., Омонов С.П., Шаропов А.А. Особенности доразработки газоконденсатных месторождений путем возврата из простаивающих скважин в эксплуатацию // Sanoatda raqamli texnologiyalar. 2024. Т. 2, № 3. С. 55–62. DOI: https://doi.org/10.5281/zenodo.13329478.

[10] Асадова Х.Б., Шаропов А.А. Особенности интенсификации извлечения остаточных запасов газа из малосернистых месторождений // Innovatsion texnologiyalar. 2024. Т. 54, № 2. С. 22–28. URL: https://www.innotex-journal.uz/article.php?id=167&lang=ru.

[11] Асадова Х.Б., Султонов Н.Н., Бойкулов М.А. Анализ геолого-промысловых данных и текущего состояния разработки газоконденсатного месторождения Шортак // Инновационные технологии. 2025. Т. 60, № 4. С. 8–15. DOI: https://doi.org/10.70769/2181-4732.ITJ.2025-4.01.