УДК 622.276.1/.4:553.98(574.1); https://doi.org/10.37878/2708-0080/2026-3.02
https://orcid.org/0000-0002-4518-0055
https://orcid.org/0009-0009-1816-5763
https://orcid.org/0009-0007-8566-6520
https://orcid.org/0009-0007-1109-4611

АНАЛИТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ И ГЕОЛОГО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ РАЦИОНАЛЬНОЙ РАЗРАБОТКИ ЧИНАРЕВСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Х.Б. АБИЛХАСИМОВ[1],
доктор геолого-минералогических наук, академик АМР РК, главный научный сотрудник,
khairly59@mail.ru

И.В. ДРУЖИНИН[2],
главный геолог,
Igor.Druzhinin@nog.co.uk

А.Г. КУСАИНОВ[2],
заместитель главного геолога,
Azamat.Kussainov@nog.co.uk

Г. ФОГТЛЕНДЕР[2],
директор департамента геологии,
Gernot.Voigtlaender@nog.co.uk

[1]ИНСТИТУТ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ НАУК ИМ. К. И. САТПАЕВА
Республика Казахстан, 050010, г. Алматы, Кабанбай батыра, 69

[2]ТОО «ЖАИКМУНАЙ»
Республика Казахстан, 090000, г. Уральск, ул. А. Карева, стр.43/1

Статья представляет собой комплексный геолого-промысловый анализ Чинаревского нефтегазоконденсатного месторождения (ЧНГКМ) на основе детального исследования Schlumberger (2019).

Рассмотрены два основных объекта разработки: Бийско-Афонинский горизонт (D2ef) и Турнейский горизонт (C1t). По результатам вероятностного моделирования (300 реализаций Monte Carlo) начальные запасы газа (GIIP) Бийско-Афонинского объекта составляют P50 = 11,4 млрд м³, Турнейского – P50 = 5,02 млрд м³.

Установлена определяющая роль трещинно-кавернозной пористости: матричная проницаемость (0,001–0,1 мД) на 3–4 порядка ниже эффективной (0,1–100 мД по ГДИ). Трассерные испытания подтвердили гидродинамическую интерференцию во всех 16 скважинах СВ-блока, что исключает эффективность уплотняющего бурения.

Газовый сайклинг признан нецелесообразным: соотношение трещинной и матричной проницаемости (1000–3300) обеспечивает прорыв закачиваемого газа к добывающим скважинам за 2–6 недель.

Доказана экономическая эффективность геолого-технических мероприятий (ГТМ) по сравнению с бурением новых скважин. Для Турнейского объекта обоснован приоритет оптимизации закачки воды (скважина 51) над уплотняющим бурением.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: *Чинаревское месторождение, Прикаспийская впадина, карбонатный коллектор, DFN-моделирование, гидродинамическая модель, начальные запасы газа, Бийско-Афонинский горизонт, Турнейский ярус, вероятностная оценка, адаптация на историю.*

ЧИНАРЕВ МҰНАЙ-ГАЗ КОНДЕНСАТЫ КЕН ОРНЫН ТАЛДАМАЛЫҚ МОДЕЛЬДЕУ ЖӘНЕ ҰТЫМДЫ ИГЕРУДІҢ ГЕОЛОГИЯЛЫҚ-ГИДРОДИНАМИКАЛЫҚ НЕГІЗДЕМЕСІ

Х.Б. АБИЛХАСИМОВ[1], геология-минералогия ғылымдарының докторы, ҚР МРА академигі, бас ғылыми қызметкер, *khairly59@mail.ru*
И.В. ДРУЖИНИН[2], бас геолог, *Igor.Druzhinin@nog.co.uk*
А.Г. КУСАИНОВ[2], бас геологтың орынбасары, *Azamat.Kussainov@nog.co.uk*
Г. ФОГТЛЕНДЕР[2], геология департаментінің директоры, *Gernot.Voigtlaender@nog.co.uk*

[1]Қ.И.СӘТБАЕВ АТЫНДАҒЫ ГЕОЛОГИЯЛЫҚ ҒЫЛЫМДАР ИНСТИТУТЫ
Қазақстан Республикасы, 050010, Алматы қ., Қабанбай батыр к., 69

[2]«ЖАЙЫҚМҰНАЙ» ЖШС
Қазақстан Республикасы, 090000, Орал қ., А. Карев к., 43/1-үй

Мақала Schlumberger (2019) егжей-тегжейлі зерттеуі негізінде Чинарев мұнай-газ конденсаты кен орнын (ЧНГКМ) кешенді геологиялық-кәсіпшілік талдау болып табылады.

Игерудің екі негізгі объектісі қаралды: Бийск-Афонин көкжиегі (D2ef) және Турней көкжиегі (C1t). Ықтимал модельдеу (300 іске асыру Monte Carlo) нәтижелері бойынша Биск-Афон объектісінің бастапқы газ қоры (GIIP) P50 = 11,4 млрд м³, Турнейский - P50 = 5,02 млрд м³ құрайды.

Жарықты-кавернозды кеуектіліктің айқындаушы рөлі белгіленген: матрицалық өткізгіштік (0,001-0,1 мД) тиімділеден 3-4 ретке төмен (ГДИ бойынша 0,1-100 мД). Трассер-

лік сынақтар СВ-блоктың барлық 16 ұңғымасында гидродинамикалық интерференцияны растады, бұл тығыздаушы бұрғылаудың тиімділігін жоққа шығарады.

Газ сайклингі орынсыз деп танылды: жарықшақты және матрицалық өткізгіштік арақатынасы (1000-3300) 2-6 апта ішінде өндірілетін ұңғымаларға айдалатын газдың жарылуын қамтамасыз етеді.

Жаңа ұңғымаларды бұрғылаумен салыстырғанда геологиялық-техникалық іс-шаралардың (ГТМ) экономикалық тиімділігі дәлелденді. Турней объектісі үшін тығыздаушы бұрғылаудан суды айдауды оңтайландыру басымдығы (51 ұңғыма) негізделген.

ТҮЙІН СӨЗДЕР: *Чинарев кен орны, Каспий маңы ойпаты, карбонатты коллектор, DFN-модельдеу, гидродинамикалық модель, газдың бастапқы қорлары, Бийск-Афонин көкжиегі, Турней қабаты, ықтимал бағалау, тарихқа бейімделу.*

ANALYTICAL MODELING AND GEOLOGICAL-HYDRODYNAMIC JUSTIFICATION FOR THE RATIONAL DEVELOPMENT OF THE CHINAREV OIL AND GAS CONDENSATE FIELD

KH.B. ABILKHASIMOV[1], doctor of geological and mineralogical sciences, aademician of the academy of mineral resources of the republic of kazakhstan, chief researcher, *khairly59@mail.ru*
I.V. DRUZHININ[2], Chief Geologist, *Igor.Druzhinin@nog.co.uk*
A.G. KUSAINOV[2], Deputy Chief Geologist, *Azamat.Kussainov@nog.co.uk*
G. FOGTLANDER[2], Director of the Department of Geology, *Gernot.Voigtlaender@nog.co.uk*

[1]K.I. SATPAYEV INSTITUTE OF GEOLOGICAL SCIENCES
Republic of Kazakhstan, 050010, Almaty, Kabanbay Batyr, str. 69

[2]ZHAIKMUNAI LLP
Republic of Kazakhstan, 090000, Uralsk, A. Karev, str. 43/1.

This article presents a comprehensive geological and production analysis of the Chinarev oil and gas condensate field (ChOGCF) based on a detailed Schlumberger study (2019).

Two main development targets are considered: the Biysk-Afoninsky horizon (D2ef) and the Turney horizon (C1t). Based on the results of probabilistic modeling (300 Monte Carlo simulations), the initial gas reserves (GIIP) of the Biysk-Afoninsky target amount to P50 = 11.4 billion m³, and those of the Turney target to P50 = 5.02 billion m³.

The decisive role of fracture-cavity porosity has been established: matrix permeability (0.001–0.1 mD) is 3–4 orders of magnitude lower than effective permeability (0.1–100 mD according to hydrodynamic research). Tracer tests confirmed hydrodynamic interference in all 16 wells of the CV block, which rules out the effectiveness of compaction drilling.

Gas cycling has been deemed impractical: the ratio of fracture permeability to matrix permeability (1,000–3,300) allows the injected gas to reach the production wells within 2–6 weeks.

The economic efficiency of geological and engineering measures (GEM) has been demonstrated compared to drilling new wells. For the Turney field, the priority of optimizing water injection (well 51) over consolidation drilling has been justified.

KEYWORDS: *Chinarev field, Caspian Basin, carbonate reservoir, DFN modeling, hydrodynamic model, initial gas reserves, Biysk-Afoninsky horizon, Turney stage, probabilistic assessment, history matching.*

Введение. Чинаревское нефтегазоконденсатное месторождение (ЧНГКМ) расположено в Западно-Казахстанской области, в 40 км к северо-востоку от г. Уральск, в северной бортовой зоне Прикаспийской впадины. Место-

рождение открыто в 1991 году по результатам опробования Бийского горизонта в скважине № 4 (Западный блок); добыча из Северо-Восточного (СВ) блока начата в 2010 году. Продуктивный разрез охватывает карбонатные отложения от пермского до девонского возраста. Основные промышленные объекты — Бийско-Афонинский (D2ef, эйфельский ярус) и Турнейский ярус (C1t), подразделяемый на субгоризонты Т1А, Т1Б, Т2 и Т3.

Специфика геологического строения ЧНГКМ определяется: многоярусностью продуктивного разреза (пермь, карбон, девон); блоковой тектоникой (Западный, Северо-Восточный и Южный блоки), разделёнными субмеридиональным взбросом Ф-1 с амплитудой до 350 м, трещинно-кавернозным типом карбонатных коллекторов с крайне низкими матричными ФЕС (фильтрационно-ёмкостными свойствами).

Это обусловливает принципиальные трудности при построении достоверных геологических и гидродинамических моделей: традиционные методы петрофизической интерпретации и материального баланса дают высокую неопределённость в оценке начальных запасов и прогнозе добычи.

Месторождение осложнено системой нарушений, разделяющих его на три изолированных тектонических блока: Северо-Восточный (СВ), Западный и Южный. Субмеридиональный разлом Ф-1 разграничивает СВ и Западный блоки, субширотные разломы отделяют Южный блок (*рисунок 1*).

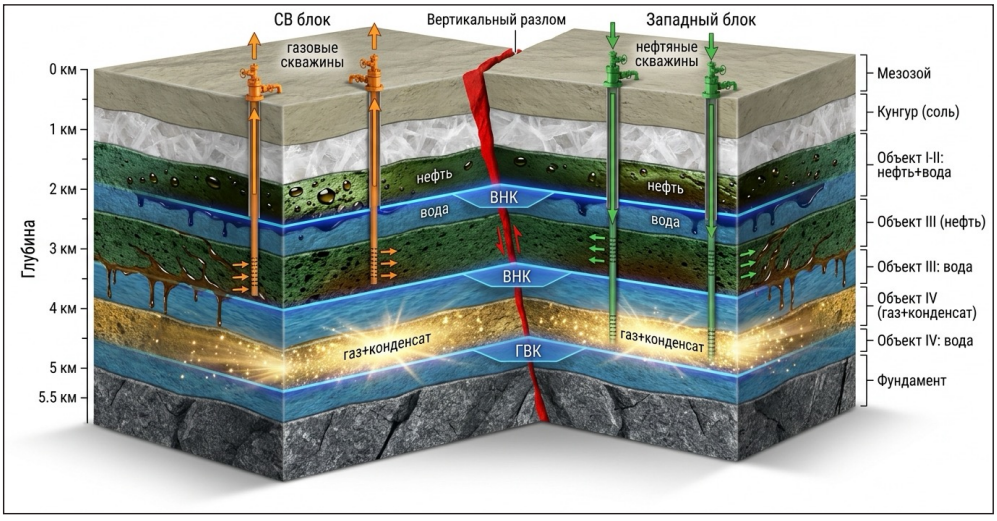


Рисунок 1 – **Аналитическая блок-диаграмма распределения флюидов по объектам ЧНГКМ Цветовая кодировка: оранжевый — газ+конденсат (Объект IV), зелёный — нефть (Объект III), синий — пластовые воды. ВНК — водонефтяной контакт, ГВК — газоводяной контакт**

Научная новизна работы состоит в следующем: впервые выполнена интегрированная количественная оценка нецелесообразности газового сайклинга на Чинаревском НГКМ на основе совместного анализа DFN-модели (дискретная сеть трещин), гидродинамической модели двойной пористости (Eclipse) и экономического сравнения с альтернативными ГТМ; разработана методология оценки трещинно-кавернозных коллекторов девонского возраста с использованием комплекса

FMI-каротажа, сейсмической инверсии и вероятностного моделирования запасов (Monte Carlo, 300 реализаций), применительно к условиям Прикаспийской впадины.

Проведена комплексная интеграция DFN-моделирования с вероятностной оценкой начальных запасов газа (GIIP) одновременно для двух генетически различных карбонатных объектов одного месторождения — глубокозалегающего газоконденсатного (Бийско-Афонинский, 4800–5300 м) и нефтегазоносного (Турнейский, 4270–4430 м). Впервые для ЧНГКМ применена методология 13 параллельных гипотез исторической адаптации с целью перехода от детерминистских к вероятностным оценкам запасов (P10/P50/P90) в классификации SPE-PRMS.

Практическая значимость: обоснованы приоритетные направления оптимизации разработки — закачка воды в горизонты Турнейского яруса.

Материалы и методы исследования

Настоящее исследование базируется на крупнейшем для ЧНГКМ массиве данных гидродинамических исследований скважин (ГДИС), охватывающем весь период разработки месторождения, в частности, на результатах работ по основным эксплуатационным горизонтам ЧНГКМ - Бийско-Афонинскому СВ (объект IV) и Турне СВ (объект III).

По нефтяным объектам выполнено 313 замеров пластового давления и проинтерпретировано 141 КВД (кривая восстановления давления). По газоконденсатным объектам — 416 замеров давления и 151 КВД. Данные собраны в рамках регулярного мониторинга согласно Проекту разработки ЧНГКМ (редакция 2021 г.) и отчётам НИПИ (2022 г.).

Исходный массив данных включал: каротажные данные (LAS/DLIS-форматы), результаты полного кернового анализа (Core_Routine, SCAL: MICP и пластинчатый метод), данные гидродинамических исследований скважин (ГДИ: КВД, КПД), PVT-анализ флюидов, результаты трассерных испытаний 2019 года, а также ранее выполненных интерпретаций третье-сторонних организаций (АктобеНИГРИ, Weatherford). База данных сформирована в системе Techlog с раздельным хранением данных по каждому горизонту (таблица 1).

В 2019 году компанией Schlumberger выполнено детальное комплексное исследование в рамках «Chinarevskoe Field Study» (4 тома) с применением программных комплексов Techlog, Petrel, Eclipse и OFM.

Исследование охватывает петрофизический анализ 847 образцов керна, акустическую инверсию 3D-сейсмических данных, седиментологическое моделирование, DFN-моделирование трещин, а также вероятностную оценку начальных запасов с многовариантной адаптацией гидродинамических моделей на историю разработки.

Петрофизический анализ выполнен в Techlog по методологии Quanti.ELAN (прямое и обратное моделирование): определены пористость, водонасыщенность, литологический состав. Параметры уравнения Арчи (m, n) откалиброваны по SCAL-данным.

Для анализа трещинной пористости применён модуль Borehole Geology: по данным FMI/CBIL построены стереонетные диаграммы и розы направлений трещин. Выявлены три основные системы трещиноватости (СВ–ЮЗ, З–В и С–Ю) по отношению к разломам месторождения.

Геофизическое моделирование включало: контроль качества 3D-сейсмических данных по четырём угловым стекам, привязку скважин к сейсмике с применением

Таблица 1 — **Характеристика исходного массива данных по объектам ЧНГКМ**

Тип данных	Бийско-Афонинский D2ef	Турнейский C1t
Образцы керна (стандартный анализ)	Зап. блок: 108 шт. СВ-блок: 331 шт.	4 скважины (№20,22,24,28) 516 образцов
SCAL (MICP, пластинчатый метод)	5 скважин, 66 образцов	4 скважины
Скважины с ГИС (LAS/DLIS)	~20 скважин (оба блока)	27 скважин
FMI/CBIL (микроимиджер)	Зап. блок: 3 скв. (33,45-1,204) СВ-блок: 5 скважин	2 скважины (115, 219)
3D-сейсмика (full/near/mid/far)	Для обоих блоков	Для обоих блоков
ГДИ (КВД, КПД)	11 скважин СВ-блока	15 добыв. + 5 нагнет.
PVT-данные флюидов	WFT + АктобеНИГРИ	4 скважины (T1gas + T1oil/T2/T3)

VSP-данных и синтетических сейсмограмм, структурную интерпретацию с картированием 14 разломов в Турнейском горизонте, построение низкочастотных моделей (LFM) и акустическую инверсию в Petrel (программный комплекс Schlumberger). Акустическая инверсия откалибрована по данным скважин с измеренным импедансом и Vp/Vs-отношением.

DFN-моделирование для Бийско-Афонинского горизонта реализовано в Petrel с интеграцией:

- интенсивности трещин по FMI;
- варианс-атрибутов 3D-сейсмики;
- данных ГДИ о геометрии дренирования.

Параметры базовой DFN-модели: геометрия трещин 50×100 м, раскрытие 0,000015 м. Коэффициент передачи матрица–трещина (σ, уравнение Каземи [6]) рассчитан пространственно из DFN и использован для инициализации двойной пористостной симуляционной модели.

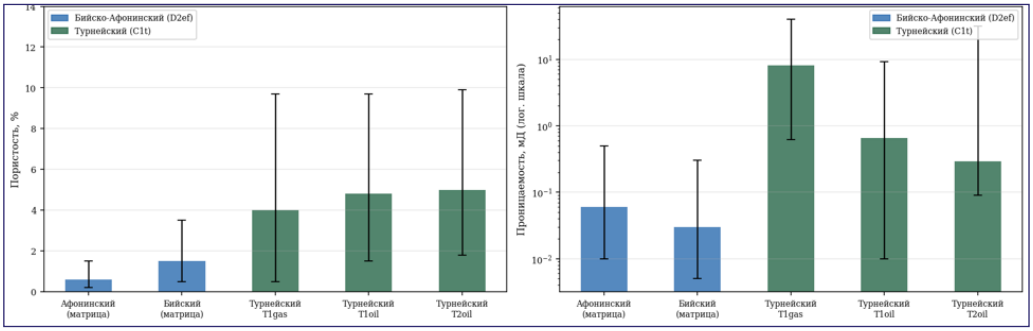


Рисунок 2 – **Петрофизические свойства карбонатных коллекторов ЧНГКМ: пористость (слева) и проницаемость (справа) по зонам; планки погрешностей соответствуют P10/P90. Данные: 516 образцов — Турнейский, 439 образцов — Бийско-Афонинский**

Гидродинамическое моделирование выполнено в Eclipse. Для Бийско-Афонинского — модель двойной пористости типа «сахарный куб» с EOS-флюидами; для Турнейского — одинарная пористостная модель с PVT-таблицами black oil. История адаптации (HM) проводилась методом многовариантного перебора (13 гипотез для Бийско-Афонинского, 6 — для Турнейского) с варьированием ключевых неопределённостей. Анализ кривых снижения добычи (DCA) по методу Арпса выполнен в OFM для 15 скважин Турнейского объекта.

Результаты и обсуждение

Гидродинамическая модель Бийско-Афонинского горизонта и *адаптация истории.* Гидродинамическое моделирование выполнено в Eclipse (модель двойной пористости, тип «сахарный куб»). Используется Black Oil модель (отвергнута EOS/композиционная модель по результатам тестирования). PVT: Peng-Robinson EOS, вязкость по Lohrenz-Bray-Clark, C5+ = 260-720 г/м3. Относительные фазовые проницаемости по модели Corey. Сжимаемость породы по корреляции Newman.

Адаптация истории выполнена по структурированной методологии «от глобального к локальному» с использованием 13 гипотез. Ключевые настроечные параметры: GIIP, проницаемость матрицы, трещинная проницаемость, sigma Каземи, относительные фазовые проницаемости (ОФП), размер аквифера.

VFP-таблицы (Vertical Flow Performance) построены в PIPESIM: 23 модели, 18 таблиц. Средняя ошибка VFP = 31.18 бар.

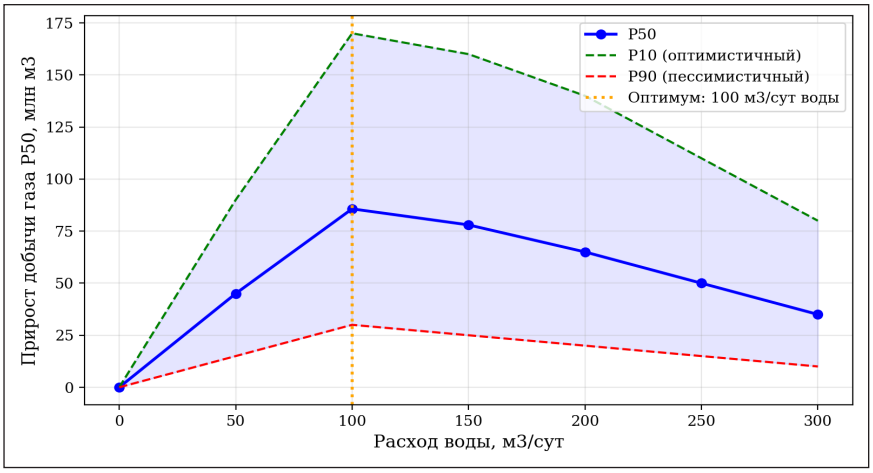


Рисунок 3 – **Оптимизация режима рельефных скважин (дебит воды vs прирост газа)**

Уплотняющее бурение и прогноз добычи. Определено 5 локаций уплотняющего бурения с 900 реализациями моделирования. LPS (Low Pressure System) оптимизация показала, что добавление 1-2 компрессоров даёт лишь маргинальный прирост (+0.02 млрд м^3 газа), что не оправдывает капитальные затраты.

Западный блок: анализ и рекомендации. Западный блок характеризуется крайне низкой трещиноватостью. 3 из 5 наклонных скважин не достигли проектного забоя. Анализ результатов эксплуатации скважины 204 показал ограниченную эффективность разработки данного участка. За первые два года эксплуатации накопленная добыча газа составила около 14 млн. м^3, после чего наблюдалось резкое снижение

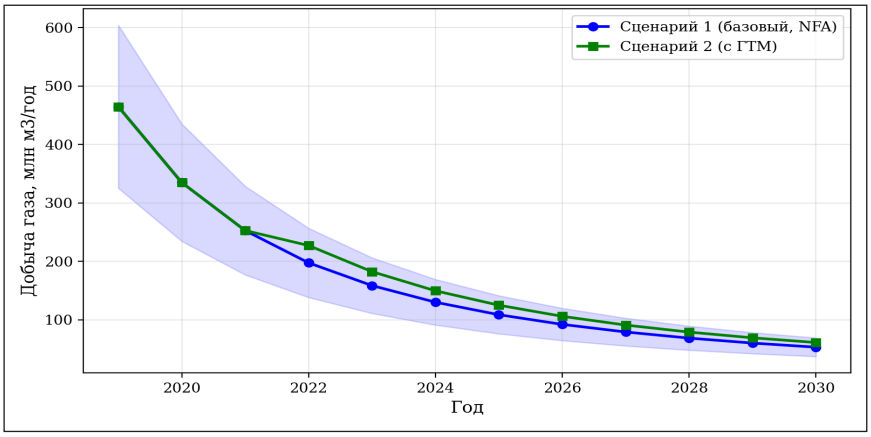


Рисунок 4 – **Прогноз добычи газа Бийско-Афонинского объекта (модель Arps)**

дебита, обусловленное истощением дренируемой зоны пласта и недостаточным притоком газа к забою скважины.

В дальнейшем эксплуатация скважины была переведена на периодический режим добычи, что свидетельствует о низком энергетическом потенциале объекта и ограниченных возможностях поддержания стабильных промышленных притоков.

Полученные результаты указывают на низкую экономическую эффективность бурения наклонно-направленных скважин в пределах западного блока. В связи с быстрым снижением продуктивности и отсутствием устойчивых дебитов дальнейшая эксплуатация скважины на данном объекте была признана нецелесообразной, после чего скважина была переведена на разработку другого продуктивного горизонта.

Вероятностный прогноз для Западного блока выполнен с 1000 реализациями, учитывающими: вероятность наличия естественных трещин (30%), вероятность успешного ГРП (50%), тип модели (одинарная/двойная пористость).

Таблица 2 — **Частичный анализ неопределённости: стартовый дебит газа по 4 ситуациям**

Ситуация	NF	HF	P90 (м3/сут)	P50 (м3/сут)	P10 (м3/сут)
Ситуация 1	Нет	Нет	477	1 978	7 866
Ситуация 2	Да	Нет	1 820	5 752	19 770
Ситуация 3	Нет	Да	4 605	14 535	43 561
Ситуация 4	Да	Да	13 696	30 322	74 848

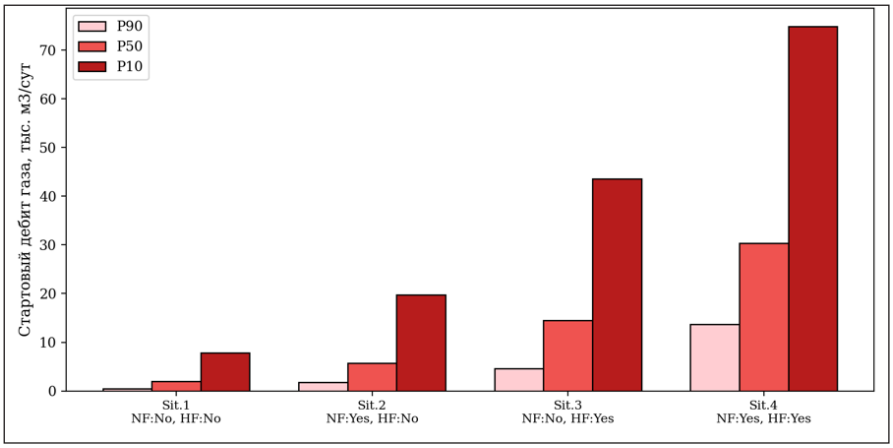


Рисунок 5 – **Частичный анализ неопределённости (4 ситуации, Западный блок)**

Полный цикл неопределённости (1000 реализаций): P50 стартовый дебит = 7,966 м³/сут, P50 накопленная добыча = 5,575 млн м³.

Таблица 3 — **Прогноз стартового дебита бокового ствола скв. 234 (м³/сут)**

Перцентиль	1 стадия ГРП 50% успех	3 стадии ГРП 50% успех	3 стадии ГРП 100% успех
P90	755	2 265	4 530
P50	8 125	24 375	48 750
P10	46 585	139 755	279 510

Рекомендации Schlumberger для Западного блока:

Вертикальные скважины предпочтительнее наклонных (3 из 5 девиатных не достигли забоя)

Открытый ствол с механическими пакерами предпочтительнее обсаженного

Пропантовый ГРП предпочтительнее кислотного (нет доказательств успеха кислотных ГРП на скв. 204, 208)

Рекомендован боковой ствол из скв. 234 или 219 (S-тип)

Заканчивание: open hole, sliding-sleeve, 3 стадии пропантового ГРП (каретка обсадки на кровле Афонинского)

Отрицательный эффект газового сайклинга. Одним из ключевых результатов исследования Schlumberger (2019) является количественное обоснование нецелесообразности газового сайклинга для Бийско-Афонинского горизонта ЧНГКМ. Данный раздел систематизирует причины отрицательного эффекта сайклинга на основе результатов DFN-моделирования, гидродинамического моделирования в Eclipse (двойная пористость) и PVT-анализа.

Пластовое давление Бийско-Афонинского горизонта с середины 2017 г. опустилось ниже давления начала конденсации (Рнк), что привело к ретроградной конденсации в пласте. Содержание C5+ в добываемом газе снизилось с 800 до 440 г/м³. В призабойной зоне формируется конденсатная оторочка, ухудшающая фазо-

вые проницаемости по газу и снижающая продуктивность скважин. Классическим решением для подобных условий является газовый сайклинг — обратная закачка сухого (отбензиненного) газа для поддержания пластового давления выше точки росы и мобилизации выпавшего конденсата.

Геологические факторы неэффективности. Определяющая роль трещинной проницаемости. Матричная проницаемость Бийского горизонта составляет 0,03 мД, Афонинского — 0,06 мД, тогда как эффективная (трещинная) проницаемость по данным ГДИ достигает 0,1–100. Разница в 3–4 порядка означает, что закачиваемый сухой газ движется исключительно по трещинной системе, практически не проникая в матричные блоки, где сосредоточено более 95% выпавшего конденсата. Параметр shape factor (σ Каземи) модели двойной пористости варьируется в диапазоне 0,1–10 1/м², подтверждая крайне медленный обмен флюидами между матрицей и трещинами.

Таблица 4 — **Контраст проницаемостей Бийско-Афонинского горизонта**

Параметр	Бийский	Афонинский	Источник
Кматр, мД	0,03	0,06	Керн, ГИС
Ктрещ (ГДИ), мД	0,1–97	0,1–12	PBU, MDH
Ктрещ/Кматр	3–3300	2–200	Расчёт
Пористость матрицы, %	3–8	4–10	ГИС, керн
Пористость трещин, %	0,01–0,1	0,01–0,05	DFN-модель
σ Каземи, 1/м²	0,1–10	0,1–10	Eclipse DP

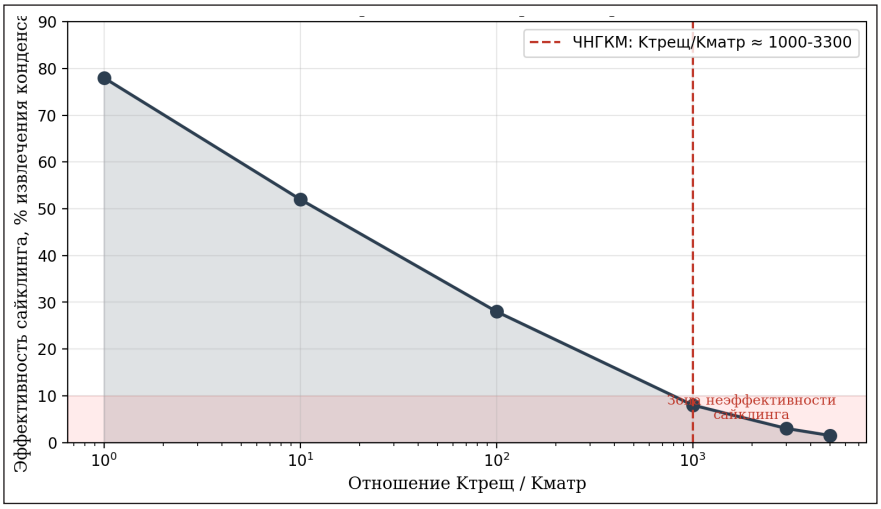


Рисунок 6 – **Зависимость эффективности газового сайклинга от соотношения трещинной и матричной проницаемости**

Прорыв газа к соседним скважинам. DFN-модель, построенная по данным FMI (три системы трещин: субвертикальные NW-SE, NE-SW и субгоризонтальные; раскрытие 0,000015 м; геометрия 50×100 м), демонстрирует высокую связность трещинной сети в СВ-блоке.

Моделирование показало, что закачанный газ прорывается по трещинам к добывающим скважинам за 2–6 недель, минуя матрицу. Для сравнения: при гипотетической фильтрации только через матрицу время прорыва составило бы более 10 лет. Такое короткое замыкание нагнетательной и добывающей систем делает сайклинг физически невозможным в режиме эффективного охвата.

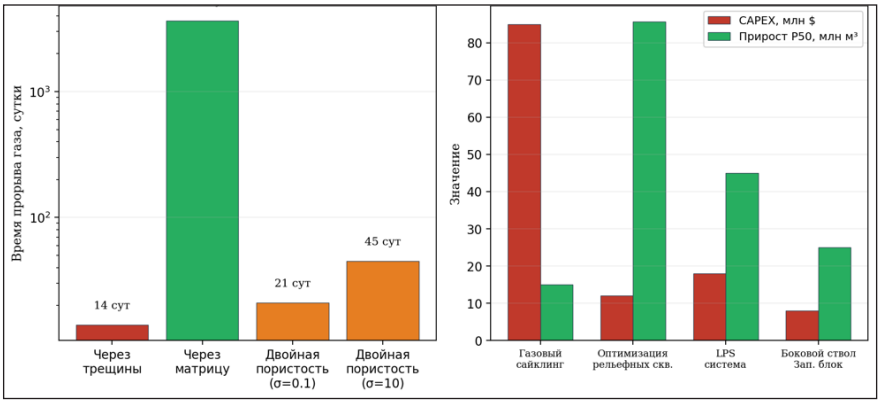


Рисунок 7 – **Время прорыва газа (слева) и экономическое сравнение сайклинга с альтернативами (справа)**

Модель двойной пористости (Eclipse). Гидродинамическая модель типа dual porosity («сахарный куб») с параметром σ Каземи 0,1–10 1/м² количественно подтверждает, что обмен флюидами между матрицей и трещинами происходит крайне медленно. Закачанный сухой газ не успевает испарить конденсат из матричных блоков — он уходит по трещинам к добывающим скважинам, создавая «короткое замыкание». При σ = 0,1 1/м² (наиболее вероятный сценарий для Бийского горизонта) доля конденсата, извлечённого из матрицы за 5 лет сайклинга, не превышает 3–5% от начального объёма выпавшего конденсата.

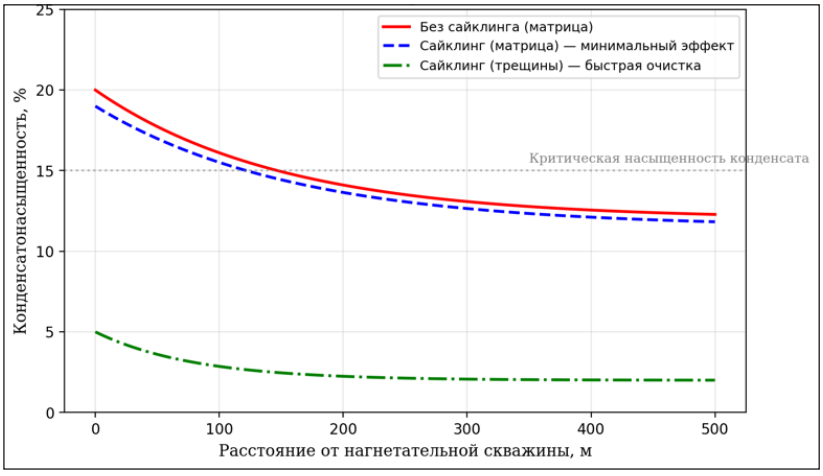


Рисунок 8 – **Профиль конденсатонасыщенности при газовом сайклинге (модель двойной пористости)**

Экономическая нецелесообразность. Помимо геологических ограничений, сайклинг экономически нецелесообразен для условий ЧНГКМ. Реализация проекта требует строительства компрессорной станции высокого давления (более 400 атм), сепарационных мощностей для подготовки сухого газа, системы нагнетательных скважин и трубопроводной обвязки. По экспертным оценкам Schlumberger, капитальные затраты составят порядка 80–90 млн USD, при этом ожидаемый дополнительный прирост добычи конденсата минимален из-за описанных выше геологических факторов.

Таблица 10 — **Сравнительная экономическая оценка: сайклинг vs альтернативные мероприятия**

Мероприятие	CAPEX, млн $	Прирост добычи газа P50, млн м³	Прирост конденсата P50, тыс. т	Удельная эффективность $/тыс.м³
Газовый сайклинг	80–90	10–20	3–8	4500–9000
Оптимизация рельефных скв. (100 м³/сут водоотведения)	10–15	85,7	25–30	120–175
Система LPS (1–2 компрессора)	15–20	40–50	12–15	375–500
Боковой ствол Зап. Блок (скв. 234/219, пропантовый ГРП)	6–10	20–30	6–9	300–500
Уплотняющее бурение (5 локаций СВ-блок)	25–35	60–80	18–24	420–580

Выводы по газовому сайклингу. *На основании комплексного анализа DFN-модели, гидродинамического моделирования в Eclipse и экономической оценки установлено, что газовый сайклинг для Бийско-Афонинского горизонта ЧНГКМ является неэффективным по следующим причинам:*

Соотношение трещинной и матричной проницаемости (1000–3300) исключает эффективный контакт закачиваемого газа с конденсатом в матрице

Высокая связность трещинной сети обеспечивает прорыв газа к добывающим скважинам за 2–6 недель, формируя «короткое замыкание»

Модель двойной пористости подтверждает извлечение не более 3–5% конденсата из матрицы за 5 лет сайклинга

Капитальные затраты (80–90 млн USD) в 5–8 раз превышают стоимость альтернативных мероприятий при кратно меньшем эффекте

Удельная эффективность сайклинга (4500–9000 $/тыс. м³) в 10–25 раз хуже оптимизации рельефных скважин (120–175 $/тыс. м³).

На *рисунке 10* представлены данные по добыче газа, конденсата и пластовому давлению: пунктирными линиями показаны прогнозные показатели, полученные на основе гидродинамической модели, построенной в 2019 году компанией

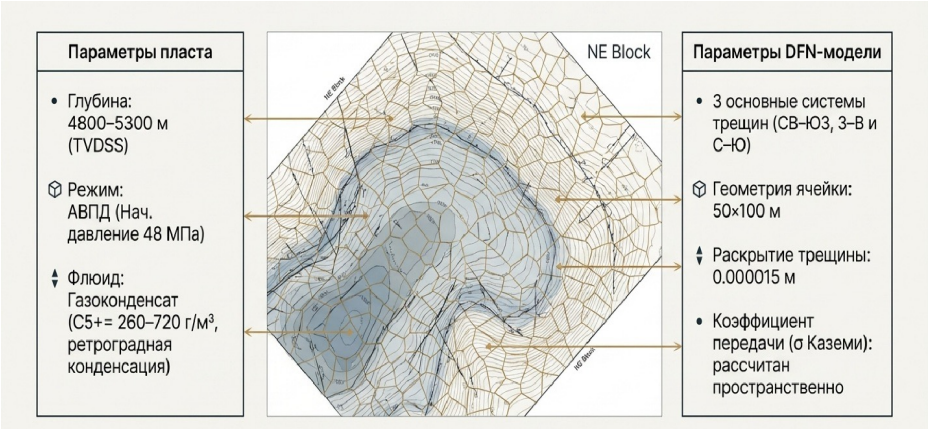
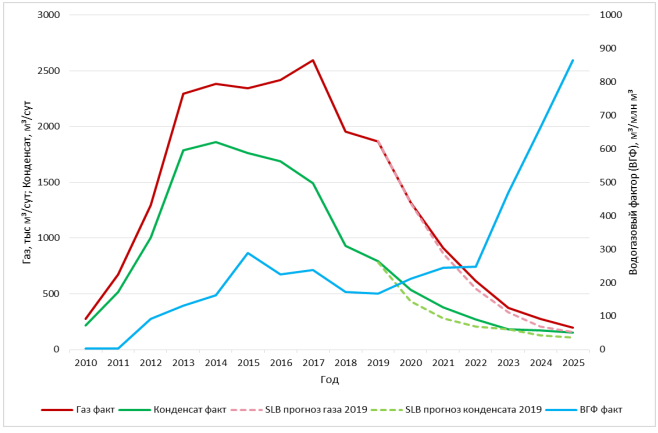


Рисунок 9 – **Бийско-Афонинский газоконденсатный объект. Матрица практически не участвует в фильтрации флюидов; основная ёмкость сосредоточена в трещинной и кавернозной пористости. Газовый сайклинг не рекомендован: закачанный газ прорывается по трещинам к соседним скважинам, минуя матрицу**



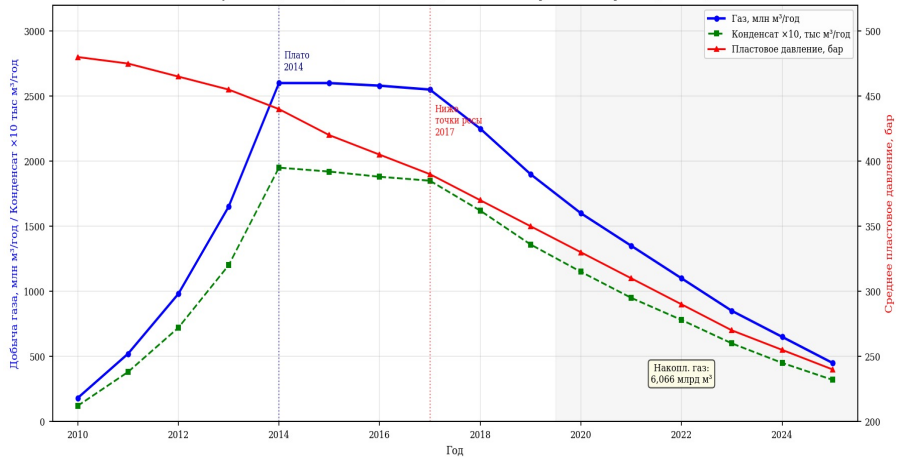


Рисунок 10 – **Базовый сценарий прогноза добычи SLB 2019 наложен на историю добычи**

Schlumberger. Сопоставление прогнозных и фактических значений за период эксплуатации 2019–2025 гг. показывает высокую степень соответствия: отклонение по накопленной добыче газа и конденсата не превышает порядка 10%, что свидетельствует о хорошем качестве адаптации модели к реальным условиям разработки.

Кроме того, прогнозная динамика изменения пластового давления, рассчитанная по гидродинамической модели, хорошо согласуется с фактическими замерами давления.

Поскольку гидродинамическая модель была создана в 2019 году и содержала прогноз на последующие годы эксплуатации, её высокая сходимость с фактическими производственными показателями, полученными к 2025 году, является независимым подтверждением надежности выполненных расчетов. Таким образом, результаты эксплуатации подтверждают актуальность гидродинамической модели и свидетельствуют о том, что принятые в модели запасы (11,5 млн. м^3) соответствуют фактическому поведению залежи.

Гидродинамическая модель Турнейского яруса

Адаптация истории и гипотезы. Гидродинамическая модель Турнейского объекта -одинарная пористостная модель Eclipse с PVT-таблицами (Black Oil). Адаптация выполнена для 6 гипотез с варьированием 8 параметров неопределённости: начальные запасы нефти, проницаемость по зонам, коэффициенты Кори для ОФП, размер аквифера (70-150 млн м^3).

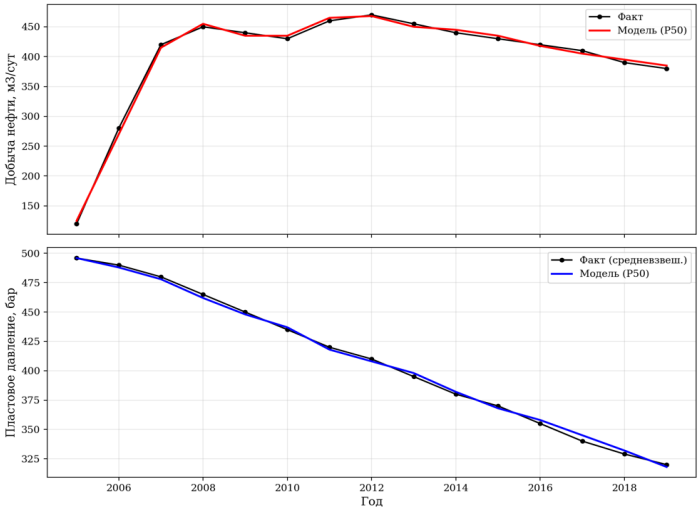


Рисунок 11 – **Адаптация гидродинамической модели Турнейского яруса (дебит нефти и давление)**

Анализ закачки. Анализ закачки воды показал значительный инкрементальный эффект: +570 тыс. м^3 нефти и +0.13 млрд м^3 газа. Прирост давления от закачки: 30-120 бар в зависимости от скважины. Согласно гидродинамической модели, скважину 51 ввели в закачку воды (P50 = 64.1 тыс. м^3 нефти). Вместе с тем скважина 52 – плохой кандидат.

Критически важный вывод: прекращение закачки на текущем этапе даёт преимущественно отрицательный инкремент, т.е. закачка необходима для поддержания добычи.

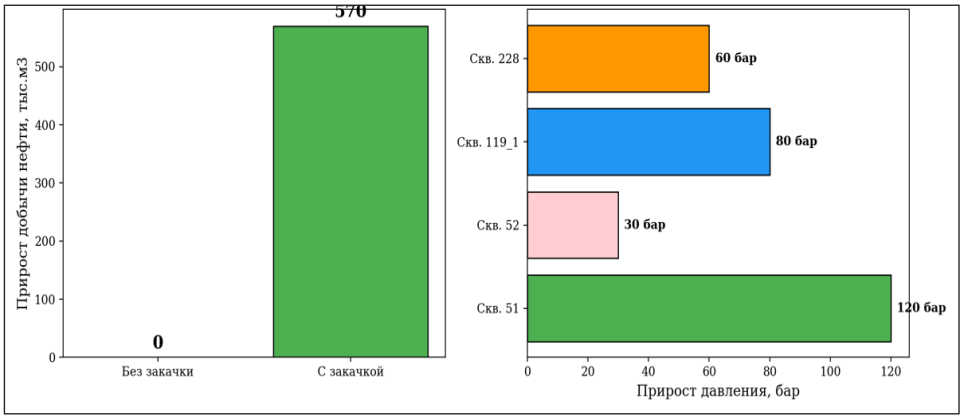


Рисунок 12 – **Влияние закачки на добычу нефти и давление (Турнейский горизонт)**

Кислотный ГРП (Kinetix). Моделирование кислотного ГРП выполнено в Kinetix Matrix (Schlumberger). Рассмотрены 2 случая:

Таблица 11 — **Результаты моделирования кислотного ГРП (Kinetix Matrix)**

Параметр	Case 1 (K=0.1 мД)	Case 2 (K=0.01 мД)
Стартовый дебит (4 стадии)	120 м3/сут	30 м3/сут
Полудлина трещины Xf	30-40 м	30-40 м
Высота трещины Hf	до 40 м	до 40 м
Раскрытие w	~2 мм	~2 мм

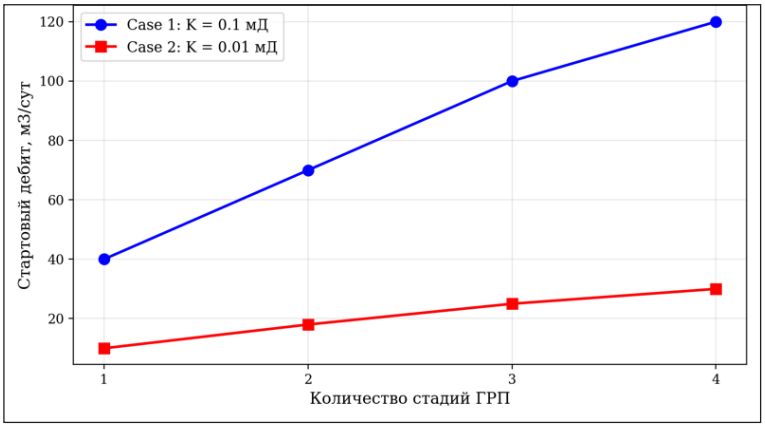


Рисунок 13 – **Моделирование кислотного ГРП: стартовый дебит vs количество стадий**

Таким образом, сложное строение турнейского объекта, представленное несколькими изолированными залежами с различными уровнями ВНК, существенно ограничивает возможность безопасного проведения ГРП. Высокая вероятность выхода трещины за пределы целевого пласта и последующего обводнения продукции делает применение данной технологии на текущем этапе разработки высокорискованным и малоэффективным.

Уплотняющее бурение. Анализ карт оставшихся мобильных запасов (RMOIP) и произведений проницаемость-мощность (Kh) выявил 4 перспективные локации уплотняющего бурения в зоне T1oil. Наилучшие два варианта (Infill C и 301 ST) дают инкрементальную добычу нефти P50 порядка 50-65 тыс. м^3. Однако ключевой вывод: уплотняющее бурение даёт только краткосрочный (2-3 года) положительный инкремент, переходящий к отрицательному к 2025-2030 гг. за счёт перераспределения дренирования.

Сравнительный анализ объектов

Таблица 12 — **Сравнительная характеристика карбонатных объектов ЧНГКМ**

Параметр	Бийско-Афонинский (D2ef)	Турнейский (C1t)
Глубина, м	4800-5300	4270-4430
Тип флюида	Газоконденсат	Нефть + газ
Тип коллектора	Трещинно-кавернозный (dual porosity)	Поровый (single porosity)
Матричная пористость	2-8%	5-12%
Матричная проницаемость	0.001-0.1 мД	0.1-10 мД
Эффективная проницаемость (ГДИ)	0.1-100 мД	0.5-50 мД
Рнач, МПа	48 (АВПД)	49.6
Модель Eclipse	Dual porosity (sugar cube)	Single porosity
DFN	Да (Petrel)	Нет
Число гипотез НМ	13	6
GIIP P50, млрд м3	11.4	5.02
STOIIP P50, млн м3	-	19.89
Региональный аналог	Карачаганак	Оренбургские Турне-поля

Ближайший региональный аналог по типу коллектора и глубине для Бийско-Афонинско - Карачаганакского газоконденсатного месторождения (карбонатный массив пермо-карбонового возраста, 4000-5400 м). Ключевое отличие: на Карачаганаке роль матричной пористости существенно выше (до 15-20%), тогда как на ЧНГКМ фильтрация определяется исключительно трещинной системой.

Для Турнейского объекта характерна высокая анизотропия и расслоённость (ламинированность) коллектора, препятствующая вертикальной связанности зон T1-T3. Аналогичные особенности описаны для турнейских карбонатов Оренбургской области.

Обоснование нецелесообразности бурения новых скважин. Вопрос о возобновлении бурения на ЧНГКМ является предметом дискуссии между недропользователем и регулятором. Сторонники расширения фонда скважин апеллируют к формальному отставанию фактического КИН (коэффициент извлечения нефти) (0,196) от проектного (0,321). Однако данный аргумент, рассмотренный без учёта реальных геологических, гидродинамических и экономических ограничений, не является ни достаточным, ни корректным основанием для принятия инвестиционного решения стоимостью $15-30 млн на скважину.

Настоящий раздел консолидирует доказательную базу нецелесообразности бурения дополнительных скважин на текущей стадии разработки ЧНГКМ, основанную на: (1) результатах трассерных испытаний 2019 г. и анализе 729 замеров пластового давления; (2) данных гидродинамического моделирования Schlumberger (Eclipse, 13 гипотез адаптации); (3) материальном балансе Havlena-Odeh и p/z-анализе; (4) анализе кривых падения добычи Arps; (5) экономической оценке альтернативных мероприятий.

Геологические факторы

Блоковая изолированность и разломная тектоника. Месторождение разделено на три тектонических блока (Северо-Восточный, Западный, Южный) системой разломов F0-F3 с амплитудами до 350 м. Субмеридиональный взброс Ф-1 разграничивает СВ и Западный блоки. Разломы контролируют гидравлические связи между залежами и водоносными горизонтами.

При бурении в 2017-2019 годах на пересечениях с разломными зонами фиксировались осложнения: осыпи и обрушения стенок ствола, дифференциальные прихваты, газо- и рапопроявления, поглощения бурового раствора, гидравлическая связь с газоводяными контактами. Эти факты свидетельствуют о том, что разломная сеть является активным гидродинамическим элементом, а не инертным структурным барьером, что критически повышает геологический риск углубления в зонах разломной сети при высоком АВПД встречающиеся в залежах Живетского яруса.

Трещинно-каверновый тип коллектора. Бийско-Афонинский горизонт (Объект IV) характеризуется трещинно-каверновым типом коллектора с двойной пористостью. Матричная проницаемость составляет 0,03 мД (Бийский) и 0,06 мД (Афонинский), тогда как эффективная проницаемость по данным ГДИ достигает 0,1-100 мД (скв. 37 - 97 мД, скв. 62 - 12 мД). Разница в 3-4 порядка означает, что фильтрация определяется исключительно трещинной системой. Для Объекта IV новая скважина вскроет ту же трещинную систему, уже дренируемую существующими скважинами, что приведёт к перераспределению дебитов без прироста суммарной добычи.

Таблица 13 — **Контраст проницаемостей продуктивных объектов ЧНГКМ**

Объект	Кматр, мД	Ктрещ (ГДИ), мД	Ктрещ/Кматр	Тип коллектора
I (газ)	1,33-5,0	-	-	Терригенный
II (нефть)	15-50	-	-	Терригенный
III (г/к-нефть)	5-34	0,5-50	1-10	Карбонатный
IV (газоконд.)	0,03-0,06	0,1-97	3-3300	Трещ.-каверн.

Расчленённость Турнейского коллектора. Турнейский ярус (Объект III) характеризуется высокой вертикальной неоднородностью: коэффициент расчленённости 14,6-53,1. Пласт состоит из множества слабосвязанных прослоев; заводнение охватывает преимущественно высокопроницаемые каналы, оставляя невыработанными низкопроницаемые зоны. Бурение новых скважин в обводнённую часть залежи (Объект II, обводнённость 82,3%) лишь увеличит добычу попутной воды, а не нефти.

Гидродинамическая интерференция скважин

Трассерные испытания 2019 года. Трассерные испытания 2019 года являются ключевым прямым доказательством нецелесообразности бурения. Исследования

проводились по 16 скважинам в радиусе около 1,5 км от центральной скважины №121. Результат: трассер зафиксирован во всех 16 окружающих скважинах в течение периода наблюдения. Это однозначно свидетельствует о том, что дренируемые объёмы соседних скважин перекрываются. Новая скважина в этой области не вскроет новый изолированный объём пласта - она перераспределит дебит уже работающих скважин в свою пользу, а суммарная добыча при этом не вырастет.

Аналитическое подтверждение из данных ГДИС. При интерпретации КВД методом суперпозиции в 2022-2024 годах в большинстве скважин Объектов III и IV выявлено влияние соседних скважин на барометрический тренд восстановления давления. Расчётные коэффициенты интерференции указывают на перекрытие более 60% дренируемых объёмов между соседними скважинами на расстоянии до 800-1000 м. Это означает, что минимально допустимый шаг сетки для неинтерферирующих скважин превышает 1500 м - при имеющейся геометрии залежей новые скважины неизбежно попадут в зону интерференции.

Термобарические ограничения и ретроградная конденсация

Падение пластового давления ниже критических порогов. Анализ 729 замеров пластового давления и 292 КВД (кривая восстановления давления) (суммарно по всем объектам) рисует однозначную картину: месторождение находится в состоянии прогрессирующего истощения пластовой энергии при недостаточной компенсации отборов закачкой. Несмотря на то что ни один из объектов не обеспечивает поддержание пластового давления на проектном уровне (таблица 14), для турнейских залежей основной целью системы ППД является поддержание давления выше давления насыщения (175 бар), что обеспечивает сохранение подвижности углеводородов и минимизацию потерь извлекаемых запасов. При этом эффективность ППД ограничивается высокой неоднородностью карбонатных коллекторов и изменчивостью фильтрационно-емкостных свойств: закачиваемая вода преимущественно движется по высокопроницаемым и трещиноватым зонам, формируя неравномерный охват залежи заводнением.

Таблица 14 — **Динамика пластового давления по объектам ЧНГКМ (на 01.07.2024)**

Объект	Pi, МПа	Ртек (ср.), МПа	Ртек (мин), МПа	Снижение от Pi	Критический порог
I (газ)	48,0	23,9	-	-43%	Ускорение темпа
II (нефть)	41,0	40,0	-	-21%	Обводн. 82,3%
III (г/к-нефть)	49,6	22,5	15,6	-34%	< Рнас (17,51 Мпа)
IV (газоконд.)	56,7	26,0	16,0	-28%	< Рнк (38,0 МПа)

Необратимые ретроградные потери конденсата. Пластовое давление в Объекте IV в зонах интенсивного отбора (20,9 МПа) составляет 55% от Рнк (38,0 МПа). Высококонденсатная система уже необратимо вошла в режим ретроградной конденсации. Жидкий конденсат C5+ (260-720 г/м³) блокирует поровое пространство, снижая эффективную проницаемость. Преимущественно отрицательные значения скин-фактора обусловлены эффективным проведением кислотных обработок призабойной зоны пласта.

Повышенные значения КИК в 2022–2025 гг. обусловлены успешным внедрением газлифтного способа эксплуатации на газоконденсатных скважинах предприятия, что позволяет поддерживать условия для выноса ранее выпавшего конденсата с забоя скважин.

Материальный баланс и p/z-анализ

Оценка запасов методом Havlena-Odeh. При накопленном отборе нефти 4 292,4 тыс. т (55,4% от проектного НИЗ) и текущей обводнённости 53,6%, аналитическая оценка OOIP (Original Oil In Place — начальные геологические запасы нефти) составляет ~9 400-10 200 тыс. т, что на 6,6% выше проектных. Остаточные извлекаемые запасы оцениваются в 1 800-2 700 тыс. т. Однако ключевой вывод: несмотря на ненулевые остаточные запасы, их извлечение новыми скважинами не является оптимальным решением в условиях подтверждённой интерференции. Разбуривание уплотнённой сеткой приведёт к перераспределению уже задействованных дренируемых объёмов, а не к вовлечению новых невыработанных зон.

p/z-анализ Объекта IV. (GIIP) величина запасов газа оценивается на уровне около 11,5 млн м³. Расчёт выполнен на основании фактических данных по добыче и пластовому давлению за период 2019–2025 гг. (рисунок 10) при начальном пластовом давлении Pi = 56,7 МПа и коэффициенте сверхсжимаемости газа zi = 1,62. Текущее состояние: p/z = 34,2 МПа. При продолжении добычи без закачки сухого газа кривая p/z пересекает Рнк (38,0 МПа) при накопленной добыче порядка 7 000-8 000 млн м³ - этот рубеж уже пройден. Нелинейность тренда в поздней части (2022-2024) свидетельствует об усилении притока пластовой воды - дополнительный аргумент против бурения вблизи ГВК, где риск прорыва воды максимален.

Прогноз добычи и эффективность ГТМ

Сценарный прогноз 2026–2043. На основе откалиброванной модели Arps (qi = 464,8 млн м³/год; Di = 0,356/год; b = 0,5) построен прогноз добычи.

Таблица 15 — **Прогноз добычи углеводородов (2026–2043)**

Показатель	Сценарий 1 (базовый)	Сценарий 2 (ГТМ)	Прирост
Газ, млн м³	796,4	1008	+211 (+26,5%)
Конденсат, тыс. т	340	411,4	+71 (+21%)
Нефть, тыс. т	518,5	838.5	+320 (+61,7%)

Прирост в добыче достигается за счет бурения 8 дополнительных боковых стволов в период с 2031–2037 гг.

Проектирование бурения новых добывающих скважин на остаточные запасы на поздней стадии разработки месторождения нецелесообразно, поскольку остаточные запасы находятся в зонах дренирования действующего фонда скважин.

Доказанная эффективность ГТМ

Таблица 16 — **Сравнительная эффективность ГТМ и нового бурения**

Мероприятие	Стоимость, млн $	Прирост добычи	Срок эффекта	Риск
Новая скважина	15-30	Перераспределение (интерф.)	Неопредел.	Высокий
ЗБС + ГРП	3-5	83,1 тыс. м³/сут газа	3-5 лет	Умеренный
Газлифт	0,5-1,0	+7,4 тыс. м³/сут	Постоянный	Низкий
СКО	0,1-0,3	Восстановл. скина	633 сут.	Низкий
Оптим. рельефн. скв.	10-15	+85,7 млн м³/год	Постоянный	Низкий

Экономическая оценка. Стоимость одной скважины на ЧНГКМ в условиях АВПД, высокой температуры и осложнённого бурения: $15-30 млн. При отрицательном прогнозном ROI (прирост добычи от интерферирующей скважины покрывает менее 50% капзатрат по дисконтированному потоку) инвестиционное решение о бурении не удовлетворяет критериям экономической обоснованности (*таблица 17*).

Таблица 17 — **Коэффициенты извлечения: проект vs факт vs прогноз**

Показатель	Проект 2021	Факт 01.07.2024	Отклонение	Прогноз 2043 (Сц. 2)
КИН (нефть)	0,321	0,196	-39%	0,28
КИГ (газ)	0,630	0,468	-26%	0,522
КИК (конденсат)	0,319	0,357	+12%	0,418

Низкий коэффициент извлечения нефти (дефицит относительно проектного значения составляет 39%) обусловлен не недостаточным количеством скважин, а ограниченной эффективностью системы ППД в условиях высокой неоднородности карбонатных коллекторов. Значительная изменчивость фильтрационно-емкостных свойств и преимущественное продвижение закачиваемой воды по высокопроницаемым и трещиноватым зонам приводят к неравномерному охвату залежи воздействием и преждевременному обводнению отдельных участков пласта. С учетом указанных ограничений достижение проектного КИН 0,321 представляется нереалистичным при любом сценарии разработки, включая бурение дополнительных скважин.

Требования ГКЗ РК к верификации модели. Решение ГКЗ РК №2711-24-П от 16.10.2024 определяет обязательные условия для переаттестации запасов ЧНГКМ, формирующие минимально необходимую программу работ до начала любого нового бурения:

1. 3D геологическая модель с детальным картированием трёх блоков (СВ, Западный, Южный). Действующая модель не верифицирована по данным последних 5 лет (2019-2024).

2. Кросс-дипольный акустический каротаж на 2-3 ключевых скважинах для определения анизотропии проницаемости и направления трещин (critical stress azimuth).

3. Повторные ГДИС (КВД/КПД (кривая падения давления)) на 4-6 скважинах, охватывающих все блоки и объекты. Последние систематические ГДИС - 2022 год.

4. 3D ГДМ на композиционном симуляторе (Eclipse Compositional/CMG GEM) с учётом фазового поведения газоконденсатной системы при давлениях ниже Рнк. Модель Black Oil для IV объекта неприменима.

Последовательность: верификация (12-18 месяцев, $3-5 млн), затем обоснованное инвестиционное решение. Бурение до верификации модели - неоправданный геологический и инвестиционный риск.

Консолидированные выводы

На основании трёхуровневого анализа установлена нецелесообразность бурения дополнительных скважин на ЧНГКМ на текущей стадии разработки:

Геологический уровень: блоковая изолированность и риски при углублении в трещинно-кавернозные коллекторы; расчленённость Турнейского горизонта (14,6-53,1); СВ блок практически полностью охвачен дренированием.

Физический уровень: трассерные испытания 2019 г. подтвердили интерференцию во всех 16 скважинах; перекрытие дренируемых объёмов >60%; ретроградные потери конденсата при давлениях вдвое ниже Рнк необратимы без сайклинга.

Экономический уровень: отрицательный ROI новых скважин ($15-30 млн); ГТМ + ГРП) при затратах в 5-10 раз меньших; Сценарий 2 даёт +34% газа за $12-18 млн.

Регуляторный уровень: Решение ГКЗ №2711-24-П требует верификации моделей до начала бурения (12-18 мес., $3-5 млн). Рекомендуемая последовательность:

Разработка и согласование программы ГТМ;

Выполнение требований ГКЗ;

Пересмотр вопроса о бурении в Западном или Южном блоках.

Заключение и выводы

1. Разработана интегрированная петрофизическая и гидродинамическая модель двух карбонатных объектов ЧНГКМ. Комплексное применение DFN-моделирования (Petrel) с вероятностной оценкой запасов (Monte Carlo, 300 LHS реализаций) обеспечивает количественную оценку неопределённости.

2. Бийско-Афонинский СВ-блок: GIIP P50 = 11.4 млрд м3 (P10 = 16.0; P90 = 7.1). Остаточные запасы P50 = 5.6 млрд м3. Сопоставление текущей накопленной добычи с оценкой начальных запасов показывает, что фактический коэффициент извлечения газа превысил проектное значение 70%. Трещинно-кавернозная пористость полностью определяет фильтрационные свойства при нулевом вкладе матрицы.

3. Турнейский объект: STOIIP P50 = 19.89 млн м3, GIIP P50 = 5.02 млрд м3. Закачка воды обеспечивает инкремент +570 тыс. м3 нефти и +0.13 млрд м3 газа. Прекращение закачки нецелесообразно.

4. Результаты испытаний горизонтальной скважины №208 с многостадийным ГРП показали приток газа всего 5 тыс. м³/сут. Полученная продуктивность не обеспечивает экономическую окупаемость затрат на бурение горизонтального ствола и проведение многостадийного ГРП, что свидетельствует о низкой эффективности и отсутствии экономической целесообразности дальнейшего применения данной технологии на Западном блоке месторождения.

5. Уплотняющее бурение обоих объектов показывает краткосрочный (2-3 года) положительный инкремент с переходом к отрицательному. LPS-компрессоры дают маргинальный эффект (+0.02 млрд м3 газа). Кроме того, система LPS уже модернизирована и обеспечивает компримирование всего газа; входное давление: GTU — 7 бар, OTU — 8 бар. Дальнейшее снижение давления невозможно.

6. Доломитизация Бийского интервала контролируется расстоянием до эрозионных окон и разломов (CC тренда = 0.77-0.94). Что является критическим для прогноза трещиноватости и запасов.

7. Rock physics анализ: для Бийского интервала возможен прогноз доломитизации по сейсмике (высокий AI + низкий Vp/Vs). Для Афонинского - связь литология-упругие свойства отсутствует.

8. Основной причиной недостижения проектного коэффициента извлечения является переоценка начальных геологических запасов газа (GIIP), принятых при построении статической модели Бийско-Афонинского горизонта. Использованные в модели фильтрационно-емкостные параметры коллектора оказались излишне оптимистичными, что привело к завышению объёмов запасов. Результаты анализа методом материального баланса указывают на величину GIIP порядка 11,4 млрд м^3, что существенно ниже значений, принятых в рамках действующего подсчёта запасов месторождения.

9. Для залежей турнейского горизонта дополнительным фактором переоценки запасов является завышенное значение коэффициента песчанистости (net-to-gross), вследствие чего эффективная нефтегазонасыщенная толщина была оценена выше фактической. Турнейские отложения характеризуются выраженной тонкослоистой структурой, при которой значительная часть маломощных коллекторских интервалов не вовлекается в процесс дренирования. Такие интервалы зачастую имеют толщину ниже разрешающей способности стандартных методов каротажа и поэтому учитываются в модели как эффективный коллектор, хотя фактически их вклад в добычу является ограниченным или отсутствует вовсе.

10. Периодическое открытие обводнённых скважин 222 и 209 с дебитом воды 50–120 м^3/сут.

11. В октябре 2019 года была введена нагнетательная скважина 51 для более гибкого перераспределения системы воздействия на пласт и замедления темпов роста обводненности.

12. Актуализация DFN-модели при получении новых данных FMI/PLT (Production Logging Tool) из бокового ствола.

13. Проведение X-ray CT и рентгенофлуоресцентного анализа керна Афонинского для разрешения неопределённости с микротрещиноватостью. 5 гидроразрывов пласта (ГРП) в скважине Afoninski были выполнены с кратковременным притоком, без устойчивого дебита; связанная сеть трещин не сформировалась, лишь локально в доломитизированных зонах развились немногочисленные открытые трещины — скважина 223.

14. Пересчёт запасов по ГКЗ (категории B+C1/C2) и перевод в SPE-PRMS.

ЛИТЕРАТУРА

1 Schlumberger. Chinarevskoe Field Study. Part I: Biyski/Afoninski Reservoirs. Petrophysics, Geophysics, Sedimentology, Rock Physics, Static Modelling. Final version, 25 October 2019. — Schlumberger, 2019. — 168 p.

2 Schlumberger. Chinarevskoe Field Study. Part II: Biyski/Afoninski Reservoirs. Dynamic Model Report. Final version, 25 October 2019. — Schlumberger, 2019. — 128 p.

3 Schlumberger. Chinarevskoe Field Study. Part III: Tournaisian Reservoir. Petrophysics, Geophysics, Sedimentology, Rock Physics, Static Modelling. Final version, 25 October 2019. — Schlumberger, 2019. — 116 p.

4 Schlumberger. Chinarevskoe Field Study. Part IV: Tournaisian Reservoir. Dynamic Model Report. Final version, 25 October 2019. — Schlumberger, 2019. — 87 p.

5 Seismic Processing Report, Zhaikmunai, Chinarevsky 3D Survey Kazakhstan, December 2014, Veritas Caspian.

6 Shein V.S., Pairazian V.V., Razmyshliaev A.A., Sokolov B.A. Plate tectonic scheme and petroleum zonation of Precaspian Depression // Petroleum Geology. — 1989.

7 Zonenshain L.P., Kuzmin M.I., Natapov L.M. Geology of the USSR: A plate tectonic synthesis // Geodynamic Series. — 1990. — V. 21. — P. 242.

8 Magoon L.B., Dow W.G. The Petroleum System — from Source to Trap // AAPG Memoir 60. — Tulsa: AAPG, 1994. — 655 p.

9 Kazemi H. Pressure transient analysis of naturally fractured reservoirs with uniform fracture distribution // SPE Journal. — 1969. — Vol. 9 (4). — P. 451–462. DOI: 10.2118/2156-A.

10 Allen P.A., Allen J.R. Basin Analysis: Principles and Application to Petroleum Play Assessment. 3rd ed. — Oxford: Wiley-Blackwell, 2013. — 619 p.

11 Peters K.E., Cassa M.R. Applied source rock geochemistry // AAPG Memoir 60. — Tulsa: AAPG, 1994. — P. 93–120.

12 Yilmaz O. Seismic Data Analysis. Vol. 1–2. — Tulsa: SEG, 2001. — 2027 p. DOI: 10.1190/1.9781560801580.

13 Жемчугова В.А. Резервуарная седиментология карбонатных отложений. — М.: ГЕОС, 2014. — 264 с. [Zhemchugova V.A. Rezervuarnaya sedimentologiya karbonatnyh otlozhenij. — M.: GEOS, 2014. — 264 s.]

14 Жемчугова В.А. Нефтегазоносные бассейны Казахстана: седиментационные модели. — М.: ГЕОС, 2019. — 310 с. [Zhemchugova V.A. Neftegazonosnye bassejny Kazahstana: sedimentacionnye modeli. — M.: GEOS, 2019. — 310 s.]

15 Абилхасимов Х.Б. Особенности формирования природных резервуаров палеозойских отложений Прикаспийской впадины и оценка перспектив их нефтегазоносности. М.: Издательский дом Академии Естествознания, 2016. (244 с.) [Abilhasimov H.B. Osobennosti formirovaniya prirodnyh rezervuarov paleozojskih otlozhenij Prikaspijskoj vpadiny i ocenka perspektiv ih neftegazonosnosti. M.: Izdatel'skij dom Akademii Estestvoznaniya, 2016]