Код МРНТИ 52.47.19

*Д. С. Садуакасов, Р. У. Баямирова, А. Р. Тогашева, Р. Т. Асылбек
Университет Есенова (г. Актау, Казахстан)

КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ОПТИМИЗАЦИИ ЗАВОДНЕНИЯ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ МНОГОПЛАСТОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ (НА ПРИМЕРЕ 3-ГО БЛОКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ УЗЕНЬ)

Аннотация. В данной научной работе представлена комплексная методология повышения эффективности разработки юрских горизонтов XIII–XVIII 3-го блока месторождения Узень, находящегося на завершающей стадии эксплуатации. Исследование основано на интеграции седиментологического анализа, методов материального баланса, гидродинамического скрининга и подбора геолого-технических мероприятий. Установлено, что длительная закачка сточных вод при повышенных давлениях привела к формированию техногенной трещиноватости и неэффективной циркуляции агента вытеснения. Предложена стратегия реконфигурации системы ППД с дифференциацией давлений нагнетания. Реализация комплекса мероприятий позволит вовлечь остаточные запасы в разработку и обеспечить дополнительную добычу нефти.
Ключевые слова: *месторождение Узень, заводнение, остаточные запасы, геолого-технические мероприятия, система ППД, гидродинамический анализ.*

Көпқабатты кен орындарын игерудің соңғы сатысында су айдауды оңтайландырудың кешенді тәсілі (Өзен кен орнының 3-блогы мысалында)

Аңдатпа. Бұл ғылыми жұмыста пайдаланудың соңғы сатысындағы Өзен кен орнының 3-блогындағы XIII–XVIII юра горизонттарын игеру тиімділігін арттырудың кешенді әдістемесі ұсынылған. Зерттеу седиментологиялық талдау, материалдық баланс әдістері, гидродинамикалық скрининг және геологиялық-техникалық шараларды іріктеуді біріктіруге негізделген. Ұзақ уақыт бойы жоғары қысыммен ағынды суларды айдау техногендік жарықшақтардың қалыптасуына және ығыстыру агентінің тиімсіз айналымына әкелгені анықталды. Айдау қысымдарын саралау арқылы қабат қысымын ұстап тұру жүйесін қайта құру стратегиясы ұсынылды. Ұсынылған шараларды іске асыру қалдық мұнай қорларын игеруге тартуға және қосымша мұнай өндіруді қамтамасыз етуге мүмкіндік береді.
Түйінді сөздер: *Өзен кен орны, суландыру, қалдық қорлар, геологиялық-техникалық іс-шаралар, ҚҚҰ жүйесі, гидродинамикалық талдау.*

An integrated approach to waterflooding optimization at the late stage of multilayer reservoir development (case study of block 3 of the Uzen oil field)

Abstract. This scientific work presents an integrated methodology for improving the development efficiency of the Jurassic horizons XIII–XVIII of Block 3 at the Uzen field, which is at the final stage of operation. The study is based on the integration of sedimentological analysis, material balance methods, hydrodynamic screening, and selection of geological and technical measures. It was established that long-term wastewater injection at elevated pressures resulted in the formation of technogenic fracturing and inefficient circulation of the displacement agent. A strategy for reconfiguring the reservoir pressure maintenance system with differentiated injection pressures was proposed. Implementation of the proposed measures will allow residual oil reserves to be involved in development and provide additional oil production.
Keywords: *Uzen field, waterflooding, remaining reserves, well interventions, pressure maintenance system, hydrodynamic analysis.*

Введение

Месторождение Узень, открытое в 1961 году в Мангистауской области Казахстана, относится к категории уникальных по величине начальных геологических запасов. Однако на сегодняшний день объект находится на поздней стадии выработки, для которой характерны высокая степень истощения основных эксплуатационных объектов, падение пластового давления и повсеместное обводнение продукции, достигающее по отдельным элементам 3-го блока критических 90–94% [1–5].

Главная научно-практическая проблема текущего этапа эксплуатации 3-го блока (горизонты XIII–XVIII) заключается в глубоком противоречии между проектной однородной жесткой системой заводнения и фактическим сложным макронеоднородным строением продуктивных пластов. Сетка скважин исторически разбуривалась без учета пространственной геометрии песчаных тел различного генезиса. В результате нагнетаемая вода устремилась по кратчайшим путям наименьшего фильтрационного сопротивления — высокопроницаемым рукавообразным русловым каналам, вызвав преждевременное обводнение реагирующего фонда. При этом обширные линзовидные и застойные зоны пойменных отложений оказались гидродинамически изолированными. Ситуация усугубляется развитием процессов техногенного трещинообразования из-за превышения критических давлений закачки, что фактически превратило систему ППД в инструмент неэффективного круговорота попутно добываемой воды. Возникла необходимость пересмотра подходов к управлению заводнением на основе седиментологического и термогидродинамического мониторинга [6–10].

Геологическая и петрофизическая модель коллектора

Седиментологический анализ фаций

Основой для пересмотра геологического строения 3-го блока послужил детальный анализ керного материала скважины № 6602 и обобщение данных фундаментального отчета *Robertson Research International Limited*. Юрские продуктивные пласты месторождения Узень формировались в палеогеографических условиях динамичной прибрежно-морской аллювиально-дельтовой равнины. Нами выделены и закартированы две макрофации, оказывающие полярное влияние на процессы фильтрации.

Фация русловых каналов (Channel CA): аллювиальные отложения активных дельтовых проток, представленные массивными, хорошо отсортированными мелко- и среднезернистыми песчаниками. Обладают превосходными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС), абсолютная проницаемость нередко превышает 2000–3000 мД. Пространственно они образуют непрерывные, протяженные рукавообразные тела («шнурки»), по которым развивается опережающий фронт обводнения.

Фация пойменных и лагунных осадков (Floodplain CB): мелководные отложения временных разливов, прибреж-

ных маршей, болот и застойных лагун. Представлены сильноглинизированными алевролитами и тонкослоистыми пачками аргиллитов. Фация характеризуется высокой прерывистостью, изменчивостью геометрии и низкими коллекторскими свойствами (проницаемость менее 10–50 мД). Именно здесь локализованы основные тупиковые и застойные ОИЗ.

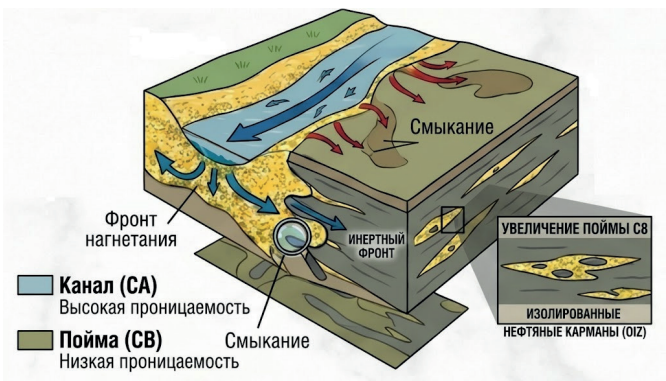


Рис. 1. Схема седиментологической архитектуры пластов 3-го блока месторождения Узень (составлено авторами на основе отчета Robertson Research, 2002 г.).
Сурет 1. Өзен кен орны 3-ші блогы қабаттарының седиментологиялық архитектурасының схемасы (авторлармен Robertson Research, 2002 ж. есебі негізінде құрастырылған).
Figure 1. Schematic of the sedimentological reservoir architecture within Block 3 of the Uzen field (compiled by the authors based on the Robertson Research report, 2002).

Уточнение дифференцированных петрофизических зависимостей

Классические детерминированные гидродинамические модели месторождения опирались на генеральную (усредненную) петрофизическую зависимость «пористость — проницаемость» ($K_p - K_r$), что приводило к систематической ошибке: искусственному завышению проводимости пойменных коллекторов и занижению потенциала русловых зон. Для устранения данного несоответствия на базе математической обработки керна скв. 6602 нами были выведены раздельные фациально-ориентированные уравнения регрессии:

Для русловых каналов (Фация СА):

$$log_{10}(K_{pr}) = +0.2071297 \cdot K_p - 2.748585 \ (R^2 = 0.61)$$

Для пойменных зон (Фация СВ):

$$log_{10}(K_{pr}) = +0.1531569 \cdot K_p - 2.510258 \ (R^2 = 0.66)$$

Интеграция этих уравнений в цифровую геологическую модель позволила локализовать новые зоны неколлекторов и уточнить фильтрационные потоки, что в корне изменило карту распределения гидродинамических сопротивлений пласта.

Оценка текущего состояния и структуры запасов

По состоянию на 01.07.2024 г. остаточные извлекаемые запасы нефти 3-го блока характеризовались значительным потенциалом дальнейшей разработки и превышали

Рисунок 2. График **дифференцированных** петрофизических зависимостей «пористость-проницаемость» по данным скважины №6602 для фаций СА и СВ

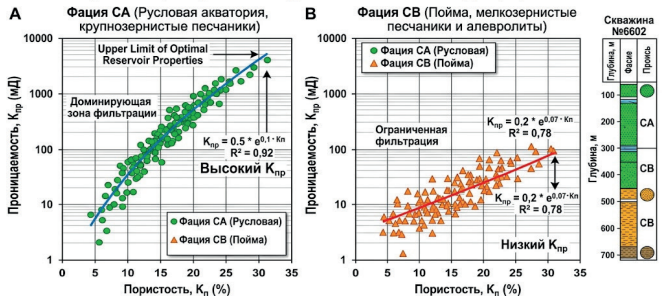


Рис. 2. График дифференцированных петрофизических зависимостей «пористость-проницаемость» по данным скважины № 6602 для фаций СА и СВ.
Сурет 2. СА және СВ фациялары үшін № 6602 ұңғымасының деректері бойынша сараланған «кеуектілік-өткізгіштік» петрофизикалық тәуелділіктерінің графигі.
Figure 2. Plot of differentiated «porosity-permeability» petrophysical relationships based on well No. 6602 data for CA and CB facies.

33 млн тонн. Данный объем запасов распределен по нескольким продуктивным горизонтам, отличающимся геолого-физическими характеристиками, степенью выработанности и уровнем обводненности. Анализ структуры остаточных запасов свидетельствует о наличии существенного объема трудноизвлекаемых углеводородов, локализованных преимущественно в зонах с неоднородным строением коллекторов и сниженной проницаемостью.

Как видно из таблицы 1, наибольшие объемы начальных геологических и извлекаемых запасов сосредоточены в горизонтах XIV и XVII, что указывает на их ключевую роль в общей системе разработки месторождения. При этом остаточные извлекаемые запасы по отдельным горизонтам сохраняются на достаточно высоком уровне, несмотря на длительный период эксплуатации и высокую степень обводненности продукции. Текущие значения коэффициента извлечения нефти характеризуются значительной вариативностью, что обусловлено различиями в фильтрационно-емкостных свойствах пластов, неоднородностью строения коллекторов и эффективностью системы заводнения.

Высокая степень обводненности отдельных объектов, достигающая 90% и более, свидетельствует о неравномерном охвате пласта процессом вытеснения и преждевременном прорыве закачиваемой воды по наиболее проницаемым интервалам. В то же время наличие значительных остаточных запасов указывает на существование зон, недостаточно вовлеченных в разработку, что подтверждает необходимость внедрения современных методов регулирования фильтрационных потоков и повышения нефтеотдачи пластов.

Таким образом, представленные в таблице 1 данные демонстрируют значительный потенциал дальнейшей доразработки горизонтов XIII–XVIII и обосновывают необходимость применения комплексных технологий интенсификации добычи нефти, направленных на снижение обводненности продукции, увеличение коэффициента ох-

вата пластов воздействием и повышение конечного коэффициента извлечения нефти.

Таблица 1

Дифференцированная структура запасов горизонтов XIII–XVIII (на 01.07.2024 г.)

Кесте 1

XIII–XVIII горизонттары қорларының сараланған құрылымы (01.07.2024 ж. жағдай бойынша)

Table 1

Differentiated reserve structure of horizons XIII–XVIII (as of July 1, 2024)

Горизонт	НГЗ, млн т	НИЗ, млн т	ОИЗ, млн т	Текущий КИН, д. ед.	Текущая обводненность, %
XIII	28.03	14.0	7.0	0.16	76–86
XIV	55.50	24.7	14.0	0.16–0.24	87– 92
XV	27.40	10.9	4.8	0.09–0.32	80–89
XVI	24.30	10.4	3.9	0.22–0.32	87–94
XVII	29.90	12.5	5.7	0.22–0.23	82–86
XVIII	8.90	3.5	1.8	0.19	72
Итого	174.03	76.0	33.2	—	—

Анализ таблицы показывает, что несмотря на обводненность, превышающую 85–90%, средний текущий КИН колеблется в пределах 0.16–0.25. Это свидетельствует о преимущественно очаговом характере выработки запасов: русла полностью промыты, а поймы не затронуты разработкой.

Гидродинамический анализ эффективности системы заводнения

Инструменты скрининга и метод материального баланса

Для экспресс-диагностики качества заводнения были построены специализированные полулогарифмические графики зависимости текущего КИН от интегрального коэффициента охвата пласта заводнением по объему (E_{vol}). Расчет E_{vol} осуществлялся через оценку объема порового пространства, занятого подвижной нефтью (MOPV) по формуле 1:

$$E_{\vartheta} = \frac{MOPV}{W_i - W_p \cdot B_{\omega}}, \quad (1)$$

где W_i — накопленная закачка;

W_p — накопленная добыча воды,

B_w — объемный коэффициент воды.

Более детально расчет параметра MOPV (Mobile Oil Pore Volume — объем порового пространства, занятого подвижной нефтью) производился на основе геологических данных по формуле 2:

$$MOPV = V_p \cdot (S_{oi} + S_{or}), \quad (2)$$

где V_p — объем пор;

S_{oi} — начальная нефтенасыщенность;

S_{or} — остаточная нефтенасыщенность.

Для обеспечения высокой точности расчетов в данной работе значения MOPV определялись дифференцированно для каждой фации. Объем пор (V_p) и параметры насыщения для русловых каналов (СА) и пойменных отложений (СВ) рассчитывались раздельно, с использованием фациально-ориентированных уравнений регрессии, описанных в разделе 2.2. Это позволило учесть, что в низкопроницаемой фации СВ диапазон подвижной нефти значительно ниже, чем в высокопроницаемых руслах.

Знаменатель уравнения $(W_i - W_p \cdot B_w)$ характеризует объем нетто-закачки — то есть реальное количество воды, оставшееся в пласте и участвующее в процессе вытеснения. Сравнение накопленной нетто-закачки с величиной MOPV позволяет количественно оценить, какая доля потенциально подвижной нефти уже замещена водой. Расчет «неэффективной» циркуляции основывался на сопоставлении фактических кривых обводнения с теоретическими кривыми Баклея-Леверетта, построенными для различных фациальных условий.

Фактические траектории графиков для XV и XVI горизонтов демонстрируют резкое выполаживание и уход вправо от нормативных кривых Баклей-Леверетта. Это указывает на классический сквозной прорыв воды. Применение теории фракционного течения позволило рассчитать, что объем «неэффективной» циркуляции (когда нагнетаемая вода прорывается в добывающие скважины практически без совершения полезной работы по вытеснению нефти из матрицы пласта) варьируется от 40 до 80% в годовом разрезе [11–12].

Феномен техногенной трещиноватости («авто-ГРП»)

Ключевым фактором деградации системы заводнения на 3 блоке стало повсеместное превышение критического давления нагнетания. Фактический забойный градиент давления раскрытия вертикальных трещин для глубин залегания юрского комплекса (в среднем 1262 м) равен 0.13 атм/м. Таким образом, критическое забойное давление, при котором начинается раскрытие трещин «авто-ГРП», составляет 164 атм.

На основе анализа графиков Холла (зависимости интегрального устьевого давления от накопленной закачки) установлено, что реальные забойные давления в нагнетательных скважинах блока (например, скв. № 1590, № 3433) годами поддерживались на уровне 220–235 атм.

В процессе долговременной закачки воды в нагнетательные скважины месторождения (на примере скважины № 6602) при давлениях нагнетания, превышающих критические значения, наблюдается развитие явления техногенного самопроизвольного гидроразрыва пласта (далее — авто-ГРП). Данный процесс оказывает двоякое влияние на эффективность системы поддержания пластового давления (ППД) в зависимости от геологической неоднородности и фациальной принадлежности пластов-коллекторов.

На рис. 3 (А) детально разукрупнен пошаговый механизм формирования техногенной трещины в условиях низкопроницаемой фации СВ (пойменные отложения). Постоянный рост забойного давления ($P_{заб}$) приводит к локальному превышению давления разрыва породы.

Жидкость нагнетания устремляется в образовавшийся дефект, инициируя развитие и раскрытие магистральной трещины авто-ГРП. Однако, в отличие от высокопроницаемых русловых песчаников (фация СА), в пластах фации СВ, характеризующихся повышенной глинистостью и микрослоистостью, отмечается высокая пластичность породы и развитая сеть естественных микротрещин. Это приводит к быстрому рассеиванию энергии потока и потенциальному смыканию (деградации) техногенной трещины при снижении устьевого давления.

Для идентификации и мониторинга динамики развития авто-ГРП был применен метод интегрального диагностического графика Холла в модификации зависимости интегрального коэффициента Холла ($K_{инт}$) от накопленного объема закачки в логарифмическом масштабе (рис. 3, Б).

Анализ диагностической кривой позволяет выделить следующие ключевые этапы:

1. Соответствует стабильной фильтрации жидкости в режиме радиального притока при постоянном значении приемистости и стабильной проницаемости удаленной зоны пласта.

2. Момент четкого отклонения фактической кривой закачки вниз от теоретического линейного тренда. Данный перелом указывает на скачкообразное снижение интегрального коэффициента Холла, что физически интерпретируется как резкое улучшение фильтрационных свойств призабойной зоны пласта (ПЗП) за счет раскрытия высокопроводящего канала.

3. Область, расположенная ниже теоретической линии. В высокопроницаемой фации СА (зеленый цвет на графике Холла) авто-ГРП протекает стабильно и эффективно, обеспечивая устойчивый прирост приемистости за счет высокой жесткости скелета русловых песчаников. Напротив, для фации СВ (как показано на графике) наблюдается нестабильный характер отклонения, свидетельствующий о периодическом затухании проводимости трещины, что требует строгого контроля давления закачки для предотвращения деградации фильтрационного канала.

Таким образом, совместный анализ фациального замещения и модифицированного графика Холла позволяет оперативно диагностировать геомеханические изменения в ПЗП нагнетательных скважин, оптимизировать устьевые давления и рассчитывать целевую приемистость для достижения нормативного уровня компенсации отборов (до 120%) без риска прорыва вод по высокопроводящим трещинам к добывающему фонду.

Техногенная трещина раскрывается в направлении максимального главного стресса и соединяет нагнетательную скважину с добывающей кратчайшим высокопроводящим каналом. Агент вытеснения сбрасывается по трещине напрямую, вымывая узкую зону и оставляя нетронутыми основные нефтенасыщенные блоки коллектора. Ярким примером служит нагнетательная скважина № 3433: проведение детальных исследований и последующий спуск пакера для ликвидации заколонного перетока позволили скорректировать объем эффективного воздействия, снизив паразитную уходящую закачку с 850 до 739 тыс. м³.

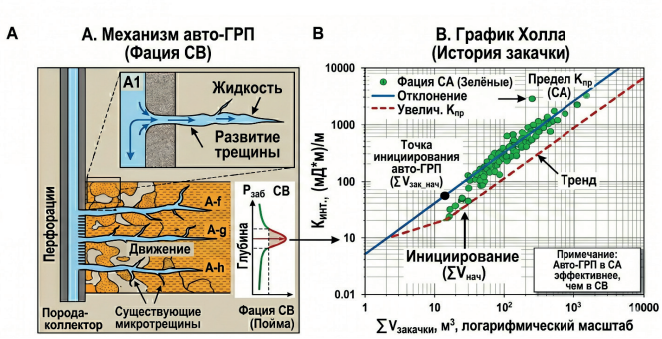


Рис. 3. Механизм техногенного авто-ГРП и диагностический график Холла.
Сурет 3. Техногендік авто-ГӨЖ (гидравликалық өнімділікті жару) механизмі және Холл диагностикалық графигі.
Figure 3. Mechanism of induced auto-hydraulic fracturing and Hall diagnostic plot.

Программа оптимизации и адресных ГТМ

Для изменения текущей негативной характеристики вытеснения и перераспределения фильтрационных потоков из промытых русловых фаций (СА) в слабодренируемые пойменные (СВ) была разработана комплексная программа адресных ГТМ. Главный технологический принцип программы — ограничение устьевых давлений нагнетания ниже точки закрытия трещин «авто-ГРП» в сочетании с физико-химическим выравниванием профиля приемистости (ВПП).

Дифференцированные технологические решения по горизонтам

XIII горизонт (25 операций). Выявлен жесткий дефицит пластовой энергии в первом подблоке. Запланирован массовый перевод скважин с нижележащих горизонтов (ПВЛГ) под добычу с обязательным проведением пропантного ГРП (скв. № 6933, № 4413, № 7042) для создания высокопроводящих каналов в низкопроницаемой пойме. Ожидаемый прирост — 13.1 тыс. тонн нефти в год.

XIV горизонт (29 операций). Проводится масштабная реконфигурация очагового заводнения. Запланирован ввод 6 простаивающих скважин под нагнетание (включая скв. № 6927, № 2075) для создания встречных фронтов вытеснения в обход промытых зон. Для вскрытия изолированных целиков нефти на скв. № 6990 проектируется зарезка бокового ствола (ЗБС). Ожидаемый эффект — 10.5 тыс. тонн в год.

XV горизонт (15 операций). Ввиду высокой расчлененности пласта предусмотрено проведение ремонтно-изоляционных работ (РИР) по ликвидации заколонных перетоков и приобщение неразрабатываемой пачки «А» (скв. № 4702), а также циклическое ВПП на скв. № 3435. Ожидаемый эффект — 12.2 тыс. тонн в год.

XVIII горизонт (9 операций). Гидродинамический каротаж скв. № 6147 показал, что текущий интервал перфорации дренирует лишь 12.5% эффективной нефтенасыщенной толщины. Предложен дострел нижнего интервала (1354–1356 м) с последующей закачкой вязкоупругих составов (ВУС) на реагирующих нагнетательных скважинах для перераспределения потоков.

Целевые показатели программы

Прогнозные показатели технологической эффективности программы геолого-технических мероприятий (ГТМ) свидетельствуют о значительном потенциале увеличения добычи нефти за счет комплексного воздействия на продуктивные горизонты XIII–XVIII. Планируемая реализация мероприятий направлена на вовлечение в разработку остаточных трудноизвлекаемых запасов, повышение коэффициента охвата пластов воздействием, а также снижение негативного влияния высокой обводненности продукции.

Как показано в таблице 2, суммарное количество запланированных операций по блоку составляет 96, при этом ожидаемая дополнительная добыча нефти за 12 месяцев оценивается на уровне 61,3 тыс. т. Наибольший вклад в общий технологический эффект прогнозируется по XIII и XV горизонтам, доля которых составляет 21 и 20% соответственно. Высокие показатели эффективности для данных объектов обусловлены значительным объемом остаточных извлекаемых запасов, а также наличием участков с недостаточным охватом пласта процессом заводнения.

Таблица 2

Прогнозные показатели технологической эффективности программы ГТМ

Кесте 2

ГТІ бағдарламасының технологиялық тиімділігінің болжамды көрсеткіштері

Table 2

Predicted indicators of technological efficiency of the well intervention program

Наименование объекта	Количество операций	Доп. добыча нефти (12 мес.), тыс. т	Доля в общем эффекте, %
13 горизонт	25	13.1	21%
14 горизонт	29	10.5	17%
15 горизонт	15	12.2	20%
16 горизонт	9	6.5	11%
17 горизонт	9	10.0	16%
18 горизонт	9	8.9	15%
Итого по блоку	96	61.3	100%

Для XIV горизонта предусматривается наибольшее количество операций — 29, что связано с крупными запасами нефти и высокой степенью неоднородности коллектора. Несмотря на значительную обводненность продукции, реализация комплекса ГТМ позволит обеспечить дополнительную добычу на уровне 10,5 тыс. т нефти. Существенный эффект также ожидается по XVII и XVIII горизонтам, где прогнозируемая дополнительная добыча составит 10,0 и 8,9 тыс. т соответственно.

Наименьший объем дополнительной добычи прогнозируется по XVI горизонту, что связано с более высокой степенью выработанности запасов и ограниченными возможностями вовлечения остаточной нефти в активную разработку. Тем не менее проведение мероприятий на данном объекте остается экономически и технологически целесообразным ввиду необходимости стабилизации текущих показателей добычи и поддержания пластового давления.

Таким образом, представленные в таблице 2 прогнозные показатели подтверждают высокую эффективность планируемой программы геолого-технических мероприятий и демонстрируют перспективность комплексного подхода к доразработке зрелых высокообводненных месторождений. Реализация намеченных мероприятий позволит обеспечить дополнительную добычу нефти, повысить степень извлечения остаточных запасов и увеличить общую эффективность эксплуатации объекта разработки.

Обсуждение результатов

Представленные расчеты доказывают, что без изменения текущей конфигурации заводнения утвержденный проектный КИН (0.38–0.50) на 3 блоке месторождения Узень достигнут не будет. Традиционное экстенсивное наращивание объемов закачки лишь усугубляет обводненность за счет циркуляции воды по трещинам «авто-ГРП».

Предложенный нами переход к интеллектуальному планированию ППД базируется на поддержании интегральной компенсации отборов жидкостей закачкой на уровне 120% строго при забойных давлениях нагнетания ниже 164 атм (для исключения раскрытия трещин). Математическое моделирование пятилетнего прогноза по XVIII горизонту показало, что точечный дострел нижних пачек в скв. № 6147 совместно с блокированием промытых русел с помощью ВУС на реагирующих участках скважин № 8767 и № 6363 приведет к изменению направления фильтрационных потоков и обеспечит кумулятивный прирост добычи нефти до 4.5 тыс. тонн только по данному элементу. Это подтверждает, что интеграция адресных ГТМ формирует мощный системный эффект оздоровления всего эксплуатационного блока.

Для верификации предложенной стратегии было выполнено трехмерное гидродинамическое моделирование в программном комплексе *tNavigator*. В основу модели легла цифровая геологическая сетка, учитывающая распределение фаций СА и СВ и соответствующие им петрофизические зависимости (формулы 1 и 2).

Процедура моделирования включала следующие этапы:

1. Инициализация модели: задание начальных условий по пластовому давлению и насыщенности на дату начала разработки.

2. Адаптация (History Matching): воспроизведение истории разработки 3-го блока за период с 2000 по 2024 гг. Основными параметрами адаптации служили динамика обводненности по скважинам-реагентам и забойные давления в нагнетательных скважинах с учетом динамического раскрытия трещин «авто-ГРП».

3. Прогнозный расчет: сопоставление двух сценариев — базового (продолжение текущей эксплуатации без ограничений по давлению) и целевого (реализация программы из 96 ГТМ с ограничением забойного давления на уровне 164 атм).

Заключение

Выполненное комплексное научно-исследовательское и прикладное исследование позволяет сформулировать следующие ключевые выводы:

− Традиционный подход с использованием усредненных петрофизических моделей неприменим на поздней стадии разработки многопластовых залежей. Использование раздельных уравнений регрессии для русловой (СА) и пойменной (СВ) макрофаций позволяет достоверно оценивать ФЕС и локализовать невыработанные ОИЗ.

− Эксплуатация нагнетательного фонда в режиме «авто-ГРП» наносит вред разработке, формируя каналы паразитной циркуляции воды. Ограничение давлений нагнетания точкой закрытия техногенных трещин является обязательным условием для вовлечения низкопроницаемой матрицы пласта в разработку.

− Обоснован целевой уровень компенсации отборов на уровне 120%, рассчитанный индивидуально для каждой ячейки с учетом коэффициентов взаимовлияния скважин.

− Внедрение разработанной адресной программы из 96 ГТМ обеспечивает прогнозируемое получение в год, улучшает структуру остаточных запасов и существенно продлевает рентабельный срок промышленной эксплуатации 3-го блока месторождения Узень.

Благодарность

Работа выполнена при поддержке Комитета науки Министерства науки и высшего образования Республики Казахстан (грант № AP26101849).

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. *Akhmetzhan S., Churikova L., Kalesheva G. Обзор интегрированного метода решения проблем, связанных с повторной разработкой обводненных месторождений // International Journal of GEOMATE. – 2023. – Т. 25. – № 109. – С. 85–92 (на английском языке)*
2. *Комплекс гидродинамических исследований скважин и пластов на месторождении Узень / Р. У. Баямирова [и др.] // Нефть и газ. – 2024. – № 2 (140). – С. 199–210 (на русском языке)*
3. *Интегрированные стратегии контроля обводненности на зрелых нефтяных месторождениях Казахстана / Z. Alisheva [и др.] // Polymers. – 2025. – Т. 17. – № 7. – С. 829 (на английском языке)*
4. *Imanbayev B., Kushekov R., Sagyndikov M., Shyrakbayev D. Технико-экономическое обоснование применения полимерного заводнения в условиях месторождения Узень // SPE Annual Caspian Technical Conference. – Нур-Султан, Казахстан, 15–17 ноября 2022 г. (на английском языке)*
5. *Оценка и научное обоснование применения полимерного заводнения на месторождении Узень / Б. А. Иманбаев [и др.] // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. – 2022. – Т. 4. – № 1. – С. 9–27 (на русском языке)*
6. *Королев М. С., Королев С. С. Оценка эффективности и оптимизация систем поддержания пластового давления // Территория Нефтегаз. – 2009. – № 8. – С. 74–78 (на русском языке)*
7. *Таджибаев М. О., Баямирова Р. У., Тогашева А. Р. Разработка интегрированного подхода по оценке локализации остаточных извлекаемых запасов нефти для повышения эффективности геолого-технических мероприятий на месторождении Узень // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. – 2025. – Т. 7. – № 1. – С. 42–53 (на русском языке)*
8. *Новый метод оптимизации стратегий заводнения в многопластовых песчаниковых коллекторах / J. Guo [и др.] // Energies. – 2024. – Т. 17. – № 8. – Ст. 1828 (на английском языке)*
9. *Быстрый метод оптимизации заводнения на основе модели INSIM-FPT и его применение к трехмерным коллекторам / W. Liu [и др.] // Fuel. – 2021. – Т. 292. – Ст. 120219 (на английском языке)*
10. *Ogbeiwi P., Aladeitan Y., Udebhulu D. Подход к оптимизации заводнения: пример месторождения X // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2018. – Т. 8. – № 1. – С. 271–289 (на английском языке)*
11. *Синергия геохимии и концептуальных технологий при оптимизации разработки многопластовых залежей купола Парсумурун месторождения Узень / Н. Д. Сарсенбеков [и др.] // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2025. – Т. 336. – № 6. – С. 59–66 (на русском языке)*
12. *Метод оптимизации добычи на основе линий тока для месторождений с заводнением / L. Zhang [и др.] // Scientific Reports. – 2025. – Т. 15. – Ст. 37569 (на английском языке)*

ПАЙДАЛАНЫЛҒАН ӘДЕБИЕТТЕР ТІЗІМІ

1. *Akhmetzhan S., Churikova L., Kalesheva G. Қайта игерілетін суланған кен орындарын әзірлеумен байланысты мәселелерді шешудің интеграцияланған әдісіне шолу // International Journal of GEOMATE. – 2023. – Т. 25. – № 109. – Б. 85–92 (ағылшын тілінде)*
2. *Өзен кен орнындағы ұңғымалар мен қабаттарды гидродинамикалық зерттеу кешені / Р. У. Баямирова [және т. б.] // Мұнай және газ. – 2024. – № 2 (140). – Б. 199–210 (орыс тілінде)*
3. *Қазақстанның игерудің соңғы сатысындағы мұнай кен орындарындағы сулану деңгейін бақылаудың интеграцияланған стратегиялары / Z. Alisheva [және т. б.] // Polymers. – 2025. – Т. 17. – № 7. – Б. 829 (ағылшын тілінде)*
4. *Imanbayev B., Kushekov R., Sagyndikov M., Shyrakbayev D. Өзен кен орны жағдайында полимерлік суландыруды қолданудың техникалық-экономикалық негіздемесі // SPE Annual Caspian Technical Conference. – Нұр-Сұлтан, Қазақстан, 2022 жылғы 15–17 қараша (ағылшын тілінде)*
5. *Өзен кен орнында полимерлік суландыруды қолдануды бағалау және ғылыми негіздеу / Б. Иманбаев [және т. б.] // Қазақстан мұнай-газ саласының хабаршысы. – 2022. – Т. 4. – № 1. – Б. 9–27 (орыс тілінде)*
6. *Королев М. С., Королев С. С. Пласт қысымын ұстап тұру жүйелерінің тиімділігін бағалау және оңтайландыру // «Территория Нефтегаз» журналы. – 2009. – № 8. – Б. 74–78 (орыс тілінде)*
7. *Таджибаев М. О., Баямирова Р. У., Тогашева А. Р. Өзен кен орнында геологиялық-техникалық іс-шаралардың тиімділігін арттыру үшін мұнайдың қалдық алынатын қорларының орналасуын бағалаудың интеграцияланған тәсілін әзірлеу // Қазақстан мұнай-газ саласының хабаршысы. – 2025. – Т. 7. – № 1. – Б. 42–53 (орыс тілінде)*
8. *Көпқабатты құмтас коллекторларындағы суландыру стратегияларын оңтайландырудың жаңа әдісі / J. Guo [және т. б.] // Energies. – 2024. – Т. 17. – № 8. – 1828 (ағылшын тілінде)*

9. *INSIM-FPT деректерге негізделген моделі арқылы суландыруды оңтайландырудың жедел әдісі және оның үшөлшемді коллекторларға қолданылуы / W. Liu [және т. б.] // Fuel. – 2021. – Т. 292. – 120219 (ағылшын тілінде)*
10. *Ogbeiwi P., Aladeitan Y., Udebhulu D. Суландыруды оңтайландыру тәсілі: X кен орны мысалында // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2018. –Т. 8. – № 1. – Б. 271–289 (ағылшын тілінде)*
11. *Өзен кен орнының Парсумұрын күмбезіндегі көпқабатты кеніштерді игеруді оңтайландырудағы геохимия мен концептуалдық технологиялардың синергиясы / Н. Д. Сарсенбеков [және т. б.] // Томск политехникалық университетінің хабаршысы. Георесурстар инжинирингі. – 2025. – Т. 336. – № 6. – Б. 59–66 (орыс тілінде)*
12. *Суландырылатын кен орындары үшін ағын сызықтарына негізделген өндіруді оңтайландыру әдісі / L. Zhang [және т. б.] // Scientific Reports. – 2025. – Т. 15. – 37569 (ағылшын тілінде)*

REFERENCES

1. *Akhmetzhan S., Churikova L., Kalesheva G. A review study on an integrated method for solving problems associated with the re-development of waterflooded fields // International Journal of GEOMATE. – 2023. – Vol. 25. – No. 109. – P. 85–92 (in English)*
2. *Kompleks gidrodinamicheskikh issledovanii skvazhin i plastov na mestorozhdenii Uzen' [Complex of hydrodynamic studies of wells and formations at the Uzen field] R. U. Bayamirova et al. Neft' i gaz [Oil and Gas]. – 2024. – No. 2 (140). – P. 199–210 (in Russian)*
3. *Integrated strategies for controlling water cut in mature oil fields in Kazakhstan / Z. Alisheva et al. // Polymers. – 2025. – Vol. 17. – No. 7. – P. 829 (in English)*
4. *Imanbayev B., Kushekov R., Sagyndikov M., Shyrakbayev D. Technical and Economic Feasibility of Polymer Flooding under the Conditions of the Uzen Field // SPE Annual Caspian Technical Conference. – Nur-Sultan, Kazakhstan, November 15–17, 2022 (in English)*
5. *Otsenka i nauchnoe obosnovanie primeneniya polimernogo zavodneniya na mestorozhdenii Uzen' [Evaluation and scientific justification of polymer flooding application in the Uzen oilfield] B. Imanbayev et al. Vestnik neftegazovoi otrasli Kazakhstana [Kazakhstan Journal for Oil & Gas Industry]. – 2022. – Vol. 4. – No. 1. – P. 9–27 (in Russian)*
6. *Korolev M. S., Korolev S. S. Otsenka effektivnosti i optimizatsiya sistem podderzhaniya plastovogo davleniya [Evaluation of efficiency and optimization of reservoir pressure maintenance systems]. Territoriya Neftegaz [Territory of Oil and Gas]. – 2009. – No. 8. – P. 74–78 (in Russian)*
7. *Tadzhibayev M. O., Bayamirova R. U., Togasheva A. R. Razrabotka integrirovannogo podkhoda po otsenke lokalizatsii ostatochnykh izvlekaemykh zapasov nefti dlya povysheniya effektivnosti geologo-tekhnicheskikh meropriyatii na mestorozhdenii Uzen' [Development of an integrated approach to assessing the localization of the residual recoverable oil reserves to enhance the effectiveness of geological and technical measures at the Uzen field]. Vestnik neftegazovoi otrasli Kazakhstana [Kazakhstan Journal for Oil & Gas Industry]. – 2025. – Vol. 7. – No. 1. – P. 42–53 (in Russian)*
8. *A new method for optimizing water-flooding strategies in multi-layer sandstone reservoirs / J. Guo et al. // Energies. – 2024. – Vol. 17. – No. 8. – Article 1828 (in English)*
9. *A rapid waterflooding optimization method based on INSIM-FPT data-driven model and its application to three-dimensional reservoirs / W. Liu et al. // Fuel. – 2021. – Vol. 292. – Article 120219 (in English)*
10. *Ogbeiwi P., Aladeitan Y., Udebhulu D. An approach to waterflood optimization: case study of the reservoir X // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2018. – Vol. 8. – No. 1. – P. 271–289 (in English)*
11. *Sinergiya geokhimii i kontseptual'nykh tekhnologii pri optimizatsii razrabotki mnogoplastovykh zalezhei kupola Parsumurun mestorozhdeniya Uzen' [Synergy of geochemistry and concept technology in optimising the development of multi-layer reservoirs in the Parsumurun dome of the Uzen field] N. D. Sarsenbekov et al. Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov [Bulletin of the Tomsk Polytechnic University Geo Assets Engineering]. – 2025. – Vol. 336. – No. 6. – P. 59–66 (in Russian)*
12. *A streamline-based production optimization method for waterflooding reservoirs / L. Zhang et al. // Scientific Reports. – 2025. – Vol. 15. – Article 37569 (in English)*

Сведения об авторах:
Садуакасов Д. С., канд. техн. наук, ассоц. профессор, Университет Есенова (г. Актау, Казахстан), *danabek.saduakassov@yu.edu.kz;* https://orcid.org/0000-0003-1248-8747
Баямирова Р. У., канд. техн. наук, ассоц. профессор, Университет Есенова (г. Актау, Казахстан), *ryskol.bayamirova@yu.edu.kz;* https://orcid.org/0000-0003-1588-3144
Тогашева А. Р., канд. техн. наук, ассоц. профессор, Университет Есенова (г. Актау, Казахстан), *aliya.togasheva@yu.edu.kz;* https://orcid.org/0000-0002-5615-2711
Асылбек Р. Т., магистрант, Университет Есенова (г. Актау, Казахстан), *renat.assylbek@yu.edu.kz;* https://orcid.org/0009-0008-5783-6761

Авторлар туралы мәліметтер:
Садуакасов Д. С., техника ғылымдарының кандидаты, қауымдастырылған профессор, Есенов университеті (Ақтау қ., Қазақстан)
Баямирова Р. Ұ., техника ғылымдарының кандидаты, қауымдастырылған профессор, Есенов университеті (Ақтау қ., Қазақстан)
Тогашева Ә. Р., техника ғылымдарының кандидаты, қауымдастырылған профессор, Есенов университеті (Ақтау қ., Қазақстан)
Асылбек Р. Т., магистрант, Есенов университеті (Ақтау қ., Қазақстан)

Information about the authors:
Saduakassov D. S., Candidate of Technical Sciences, Associate Professor, Yessenov University (Aktau, Kazakhstan)
Bayamirova R. U., Candidate of Technical Sciences, Associate Professor, Yessenov University (Aktau, Kazakhstan)
Togasheva A. R., Candidate of Technical Sciences, Associate Professor, Yessenov University (Aktau, Kazakhstan)
Asylbek R. T., Master's student, Yessenov University (Aktau, Kazakhstan)