ПОВЫШЕНИЕ НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ И ИНТЕНСИФИКАЦИЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ОСНОВЕ ИННОВАЦИОННЫХ МЕТОДОВ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ

Авлаярова Наргиза Махмудовна
Каршинский государственный технический университет
город Карши, Узбекистан

Аннотация

В статье рассматривается проблема повышения коэффициента извлечения нефти и интенсификации разработки месторождений на основе интеграции цифрового моделирования, анализа промысловых данных и методов увеличения нефтеотдачи пластов. Актуальность исследования обусловлена необходимостью совершенствования управления зрелыми месторождениями, для которых характерны неоднородность коллектора, неравномерный охват заводнением, рост обводнённости и неопределённость распределения остаточных запасов. Цель работы заключается в разработке концептуальной методики согласованного выбора технологий воздействия на пласт и режимов эксплуатации скважин с использованием единого цикла цифровой поддержки решений.

Результатом исследования является авторская схема интегрированного управления разработкой и система показателей для сопоставления базового и альтернативных сценариев. Обоснована необходимость совместной оценки дополнительной добычи, коэффициента извлечения нефти, динамики обводнённости, технологических ограничений и экономической эффективности. Работа носит теоретико-аналитический характер; количественные эффекты не заявляются ввиду отсутствия данных конкретного месторождения. Практическая применимость методики должна быть подтверждена гидродинамическим моделированием и опытно-промысловой апробацией.

Ключевые слова: коэффициент извлечения нефти, цифровое моделирование, интеллектуальное управление разработкой, гидродинамическая модель, увеличение нефтеотдачи пластов, полимерное заводнение, оптимизация добычи, нефтяное месторождение.

ENHANCING OIL RECOVERY AND INTENSIFYING THE DEVELOPMENT OF OIL FIELDS THROUGH INNOVATIVE RESERVOIR STIMULATION METHODS

Avlayarova Nargiza Makhmudovna
Associate Professor, Karshi State Technical University,
Karshi, Uzbekistan

Abstract

The article examines the potential for improving oil recovery and accelerating field development through the integration of digital reservoir modelling, production-data analysis, and enhanced oil recovery (EOR) technologies. The research is motivated by the challenges associated with mature oil fields, including reservoir heterogeneity, uneven waterflood sweep, increasing water cut, and uncertainty in the distribution of remaining oil. The objective is to develop a conceptual methodology for jointly selecting reservoir interventions and well operating strategies within an integrated digital decision-support workflow.

The principal outcome is a conceptual framework for integrated reservoir management and a set of indicators for comparing the baseline development case with alternative intervention scenarios. The framework emphasises the joint assessment of incremental oil production, recovery factor, water-cut dynamics, operational constraints, and economic performance. The study is theoretical and analytical; no quantitative field improvement is claimed because field-specific production data and simulation results are unavailable. The proposed methodology requires validation through reservoir simulation and pilot field implementation.

Keywords: oil recovery factor, digital reservoir modelling, intelligent field management, hydrodynamic simulation, enhanced oil recovery, polymer flooding, production optimisation, oil field development.

Введение

Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений относится к числу значимых задач нефтегазовой отрасли, особенно в условиях увеличения доли зрелых объектов и усложнения структуры остаточных запасов. На поздних стадиях эксплуатации могут наблюдаться снижение продуктивности отдельных скважин, увеличение обводнённости продукции, неоднородное распределение пластового давления и ухудшение охвата залежи вытесняющим агентом. Совокупность этих факторов ограничивает возможности дальнейшего увеличения добычи за счёт традиционных мероприятий.

Одним из наиболее распространённых способов поддержания пластового давления является заводнение. Однако эффективность заводнения определяется не только объёмом закачиваемой воды, но и геологической неоднородностью, относительными фазовыми проницаемостями, соотношением вязкостей нефти и воды, системой размещения скважин и изменением фильтрационных характеристик пласта. При неблагоприятных условиях вода может преимущественно поступать в высокопроницаемые интервалы, вызывая раннее обводнение добывающих скважин и снижая эффективность вытеснения нефти из других зон.

Методы увеличения нефтеотдачи пластов позволяют воздействовать на различные механизмы извлечения остаточной нефти. К ним относятся полимерное заводнение, регулирование профиля приемистости, химические методы, газовое воздействие и термические технологии. При этом универсального метода, одинаково эффективного для всех месторождений, не существует. Выбор зависит от температуры и давления, свойств нефти, минерализации пластовой воды, характеристик коллектора, инфраструктурных ограничений и стоимости внедрения.

Дополнительные возможности связаны с цифровизацией управления разработкой. Современные подходы предусматривают объединение геологических данных, истории добычи, измерений давления, информации о закачке и результатов гидродинамического моделирования. Методы машинного обучения могут использоваться для выявления аномалий, прогнозирования производственных показателей и предварительного ранжирования мероприятий, но не должны подменять физическую интерпретацию фильтрационных процессов.

Исследования в области машинного обучения для увеличения нефтеотдачи демонстрируют возможность построения прогнозных моделей на основе расчётных и экспериментальных данных, одновременно указывая на зависимость результата от качества исходной информации и представительности обучающих выборок [1, 2]. Поэтому практическая ценность цифрового решения определяется не только точностью прогноза, но и его способностью улучшать обоснованность технологических решений.

Проблема, рассматриваемая в настоящей работе, заключается в отсутствии единой последовательности оценки, которая одновременно связывает выявленный механизм потери эффективности разработки, физический принцип выбранной технологии, прогноз по цифровой модели и критерии экономической целесообразности. Изолированное применение отдельных мероприятий может приводить к локальному улучшению показателей без достаточного прироста конечного нефтеизвлечения.

Анализ научных подходов и постановка проблемы

Физические основы повышения нефтеотдачи

Коэффициент извлечения нефти характеризует отношение извлечённой нефти к принятой базе начальных запасов. В рамках единой системы определения запасов показатель может быть выражен следующим образом:

$КИН(Т)= (N_{нак}(Т)/N_{нач})\cdot 100\%,$

где $N_{нак}(Т)$ — накопленная добыча нефти к моменту Т; $N_{нач}$ — начальные запасы нефти, определённые по принятой методике.

При анализе эффективности важно различать текущую интенсивность отбора и конечное нефтеизвлечение. Увеличение добычи в отдельном периоде может отражать ускорение извлечения уже доступных запасов, но не обязательно свидетельствует об увеличении

конечного коэффициента извлечения. Поэтому технологические решения следует сравнивать на одинаковом горизонте прогнозирования.

При заводнении существенное значение имеет соотношение подвижностей воды и нефти:

$M=(k_{гв}/\mu в)(k_{гн}/\mu_н)$,

где $k_{гв}$ и $k_{гн}$ — относительные фазовые проницаемости воды и нефти; $\mu_в$ и $\mu_н$ — динамические вязкости соответствующих флюидов.

Данный показатель является одним из индикаторов характера вытеснения, но не определяет его единолично. Фактическое распространение фронта воды зависит от неоднородности проницаемости, капиллярных эффектов, смачиваемости, геометрии залежи и распределения давления.

Полимерное заводнение направлено на увеличение вязкости закачиваемой воды и регулирование соотношения подвижностей. Результат зависит от свойств полимера, концентрации, температуры, минерализации воды, механической устойчивости раствора и фильтрационных ограничений. Эти обстоятельства требуют лабораторного исследования и моделирования перед внедрением.

Методы регулирования профиля приемистости предназначены для перераспределения потока закачиваемого агента между интервалами пласта. Их применение требует диагностики источников нежелательного водопритока и оценки совместимости используемого состава с пластовыми условиями.

Газовые методы, включая закачку углекислого газа, могут способствовать снижению вязкости нефти, её набуханию и извлечению отдельных компонентов. Возможность смешивающегося вытеснения определяется давлением, составом флюидов и другими термодинамическими параметрами. Дополнительно учитываются доступность газа, требования к компримированию и риск его преждевременного прорыва.

Таким образом, предварительный выбор технологии должен начинаться с определения доминирующего ограничения разработки, а не с предположения о безусловном преимуществе конкретного метода.

Цифровое моделирование и интеллектуальная аналитика

Гидродинамическая модель позволяет рассчитывать изменение давления, насыщенности и распределения фильтрационных потоков при различных вариантах эксплуатации. Для использования модели в прогнозировании необходима адаптация к фактической истории разработки, включая добычу нефти и жидкости, обводнённость, давление и показатели закачки.

Машинное обучение может дополнять физическое моделирование при решении задач прогноза дебита, обнаружения аномалий и предварительного ранжирования скважин. В частности, публикации по прогнозированию нефтеизвлечения с использованием синтетических наборов данных показывают возможность построения моделей для сравнения сценариев, сформированных на основе математического описания процесса [1]. Однако точность на синтетических данных не гарантирует такой же точности на реальном месторождении.

Для повышения надёжности цифрового контура предлагается разделить его на два уровня:

- **Физический уровень:** геологическая модель, свойства флюидов, фильтрационные зависимости и гидродинамические расчёты.
- **Аналитический уровень:** проверка данных, выявление отклонений, прогнозирование показателей, оценка неопределённости и формирование вариантов управления.

Результаты аналитического уровня должны проходить проверку на физическом уровне перед принятием технологического решения.

Материалы и методология исследования

Работа имеет теоретико-аналитический характер. Исходные промысловые данные, геологическая модель конкретного месторождения и результаты новых численных экспериментов отсутствуют. Поэтому исследование не позиционируется как полевой эксперимент или завершённая численная оптимизация.

Методологическая основа включает:

1. Анализ научной литературы по цифровому моделированию и методам увеличения нефтеотдачи.
2. Сравнительный анализ физических механизмов технологий воздействия на пласт.
3. Структурно-функциональное моделирование последовательности принятия решений.
4. Формализацию критериев выбора и оптимизации вариантов разработки.
5. Определение требований к проверке устойчивости и практической применимости методики.

Информационная модель

Для практической реализации подхода необходимо сформировать согласованный набор данных по пяти группам:

- **Геологические данные:** эффективная толщина, пористость, проницаемость, насыщенность, неоднородность и строение коллектора.
- **Свойства флюидов:** вязкость и плотность нефти, свойства пластовой воды, состав флюидов и температурно-барические условия.
- **Промысловые показатели:** дебиты нефти и жидкости, обводнённость, давление, приёмистость и история работы скважин.
- **История воздействия:** объёмы и режимы закачки, ранее проведённые мероприятия и их документированные результаты.
- **Экономические данные:** капитальные и эксплуатационные затраты, стоимость реагентов и энергии, расходы на подготовку продукции и принятые экономические ограничения.

Перед моделированием необходимо проверить полноту временных рядов, единицы измерения, согласованность данных по скважинам и наличие пропусков. Неоднозначные или ненадёжные показатели должны быть отмечены, а не заменены неподтверждёнными значениями.

Алгоритм выбора технологии

Предлагаемая методика состоит из шести последовательных этапов.

Этап 1. Диагностика. Определяются причины ухудшения разработки: неравномерность охвата заводнением, рост обводнённости, ограничение продуктивности, снижение давления либо сочетание этих факторов.

Этап 2. Формирование гипотезы. Для каждого выявленного ограничения устанавливается предполагаемый физический механизм и формируется перечень мероприятий, способных на него воздействовать.

Этап 3. Проверка применимости. Каждая технология оценивается по температуре, давлению, свойствам нефти, минерализации воды, проницаемости, совместимости реагентов, возможностям инфраструктуры и требованиям безопасности.

Этап 4. Моделирование сценариев. Формируются базовый вариант и альтернативные варианты разработки. Гидродинамическая модель адаптируется к истории эксплуатации, после чего рассчитываются прогнозные показатели при согласованных предпосылках.

Этап 5. Многокритериальная оценка. Варианты сопоставляются по дополнительной добыче, коэффициенту извлечения, обводнённости, затратам, ограничениям оборудования и экономическому результату.

Этап 6. Проверка и обновление. Выбранное решение испытывается на ограниченном участке, а фактические результаты используются для уточнения модели и последующего масштабирования.

Отличительная особенность алгоритма — обязательная проверка причинно-следственной связи между выявленной проблемой и выбранным способом воздействия. Это позволяет уменьшить риск назначения технологии на основании одного косвенного показателя.

Показатели оценки результата.

Дополнительная добыча определяется сравнением альтернативного и базового вариантов:

$$\Delta N_р(T)=N_{р,альт}(T)-N_{р,баз}(T).$$

Разность коэффициентов извлечения рассчитывается как:

$$\Delta КИН(Т)=КИН_{альт}(Т)-КИН_{баз}(Т).$$

Оба показателя имеют смысл только при согласованной базе начальных запасов и одинаковом горизонте сравнения.

Для экономической оценки могут применяться чистая приведённая стоимость, дополнительные затраты на единицу дополнительной добычи и анализ чувствительности к ценам, стоимости реагентов, энергетическим затратам и неопределённости геологических параметров.

Ввиду отсутствия данных месторождения численные значения указанных показателей в работе не рассчитываются.

Результатом теоретического анализа является разработка концептуальной схемы интегрированного управления, связывающей диагностику состояния залежи, выбор физически обоснованной технологии и оценку прогнозируемого результата.

Предварительный выбор технологий предлагается выполнять по принципу соответствия механизма воздействия установленному ограничению разработки.

Выявленная проблема	**Рассматриваемое направление**	**Необходимая проверка**
Неравномерное распределение закачки	Регулирование профиля приемистости, селективная изоляция	Диагностика интервалов и источников водопритока
Неблагоприятное соотношение подвижностей	Полимерное заводнение	Лабораторная совместимость и расчёт фильтрации
Высокая вязкость нефти	Термические или подходящие химические методы	Температурные условия, свойства нефти и энергетические затраты
Потенциал газового вытеснения	Закачка газа или CO_2	Давление, состав флюидов, риск прорыва и инфраструктура
Недостаточная определённость состояния пласта	Дополнительные исследования и уточнение модели	Качество данных и ценность дополнительной информации

Таблица является системой предварительного отбора, а не готовым технологическим регламентом. Окончательное решение принимается после оценки геологических и технических условий, результатов лабораторных исследований и прогнозного моделирования.

Сравнение вариантов разработки

Для проверки методики предусматривается сопоставление трёх вариантов.

Базовый вариант отражает продолжение разработки при существующей системе управления.

Вариант физического воздействия предусматривает применение отобранной технологии увеличения нефтеотдачи при сопоставимых исходных условиях.

Интегрированный вариант объединяет выбранную технологию с обновлением цифровой модели, анализом промысловых данных и оптимизацией режимов эксплуатации.

Для всех вариантов должны быть едиными горизонт прогнозирования, база запасов, исходные экономические предпосылки и правила расчёта показателей. Сравнение выполняется по накопленной добыче нефти, коэффициенту извлечения, динамике обводнённости, объёмам закачки, технологическим ограничениям и экономическому результату.

В настоящей работе варианты сформулированы как протокол будущей проверки. Они не являются выполненными расчётами и не дают оснований утверждать, что интегрированный вариант уже продемонстрировал количественное преимущество.

Методический результат и научная новизна

Предлагаемый методический результат состоит в формировании замкнутого цикла принятия решений:

диагностика → проверка применимости → цифровое моделирование → сценарная оптимизация → промысловая проверка → обновление модели.

В отличие от линейного подбора технологии по отдельному признаку, предложенный цикл предусматривает возврат к диагностике после получения новых данных. Это позволяет уточнять первоначальные гипотезы и изменять программу воздействия по результатам фактической эксплуатации.

Научная новизна на текущем этапе заключается в авторской структуризации процесса выбора и проверки решений, а не в открытии нового физического механизма вытеснения нефти. Для подтверждения самостоятельности подхода требуется систематическое сравнение с опубликованными алгоритмами интегрированного управления месторождениями и количественная апробация.

Обсуждение

Полученные результаты показывают, что цифровое моделирование целесообразно рассматривать как средство интеграции геологической информации, физики фильтрации и производственных решений. При этом наличие цифровой модели само по себе не гарантирует повышения нефтеотдачи: результат определяется качеством исходных данных, адекватностью модели и корректностью выбранного технологического воздействия.

Публикации по прогнозированию нефтеизвлечения с использованием машинного обучения и синтетических данных подтверждают перспективность сочетания расчётных моделей и алгоритмов анализа данных [1]. Вместе с тем синтетические наборы не заменяют проверку на независимых промысловых данных, поскольку реальные месторождения характеризуются неполнотой наблюдений, изменением режимов эксплуатации и геологической неоднородностью.

Для зрелых месторождений особенно важна корректная интерпретация роста добычи. Увеличение дебита в краткосрочном периоде не всегда означает рост конечного коэффициента извлечения. В связи с этим предлагаемая методика предусматривает раздельную оценку текущей интенсивности отбора и изменения накопленной добычи на едином горизонте прогнозирования.

Ограничением работы является отсутствие конкретного объекта, промысловых данных и выполненных численных экспериментов. По этой причине невозможно установить оптимальную концентрацию полимера, величину прироста коэффициента извлечения, сокращение продолжительности разработки или экономический эффект. Такие показатели должны определяться для конкретного объекта с учётом лабораторных исследований, гидродинамической модели и экономических условий.

Следующим этапом исследования должна стать апробация предложенного алгоритма на выбранном месторождении. Она должна включать анализ чувствительности к неопределённости геологических параметров, сравнение прогнозных и фактических показателей и документирование ограничений применимости технологии.

Практические рекомендации

Для перехода от концептуальной методики к инженерному применению предлагается следующий порядок действий:

1. Выбрать месторождение и сформировать проверенный набор геолого-промысловых данных.
2. Уточнить состояние системы разработки и выделить основные причины потерь эффективности.
3. Адаптировать гидродинамическую модель к истории добычи и закачки.
4. Провести лабораторную и расчётную оценку применимости выбранных методов увеличения нефтеотдачи.
5. Рассчитать базовый и альтернативные сценарии при одинаковых предпосылках.
6. Оценить чувствительность результатов к неопределённости геологических и экономических параметров.

7. Сформировать программу опытно-промыслового испытания с заранее установленными критериями успеха.

8. Сопоставить фактические результаты с прогнозом и принять решение о корректировке или масштабировании мероприятия.

Данный порядок позволяет снизить риск распространения недостаточно проверенной технологии на весь объект и обеспечить воспроизводимость инженерных решений.

Заключение

В работе предложена концептуальная методика повышения эффективности разработки нефтяных месторождений посредством интеграции цифрового моделирования и технологий увеличения нефтеотдачи.

Установлено, что выбор метода воздействия должен определяться физическим механизмом потери эффективности, характеристиками коллектора, свойствами флюидов и технологическими ограничениями. Ни одна из рассмотренных технологий не может считаться универсально эффективной вне условий конкретного объекта.

Сформирована последовательность принятия решений, включающая диагностику состояния залежи, проверку применимости технологий, адаптацию гидродинамической модели, сценарное прогнозирование, многокритериальную оценку и последующую промысловую проверку.

Предложенная методика предусматривает совместную оценку дополнительной добычи, изменения коэффициента извлечения нефти, обводнённости, затрат и экономического результата. Такое разграничение необходимо для оценки того, приводит ли мероприятие к увеличению конечного нефтеизвлечения либо преимущественно изменяет распределение добычи во времени.

Основной методический вклад работы заключается в формализации замкнутого цикла цифровой поддержки решений, обеспечивающего связь между диагностикой, технологическим воздействием и проверкой его результата. Заявленный вклад требует дальнейшего сопоставления с известными методами и апробации на реальном объекте.

Таким образом, интеграция цифрового моделирования и инновационных методов воздействия рассматривается как перспективный подход к обоснованию программ разработки нефтяных месторождений. Его фактическая эффективность должна быть установлена посредством гидродинамического моделирования, лабораторных исследований и опытно-промысловой проверки.

Список литературы

1. Imankulov T., Kenzhebek Y., Bekele S. D., Makhmut E. Enhancing Oil Recovery Predictions by Leveraging Polymer Flooding Simulations and Machine Learning Models on a Large-Scale Synthetic Dataset // *Energies*. 2024. Vol. 17, No. 14. Article 3397. DOI: https://doi.org/10.3390/en17143397.

2. Applications and Challenges of Machine Learning in Enhanced Oil Recovery: A Review // *Energy & Fuels*. 2026. Vol. 40, No. 11. P. 5395–5423. DOI: https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.5c05380. Полный авторский состав следует сверить с издательской записью перед подачей.

3. Lake L. W., Johns R. T., Rossen W. R., Pope G. A. *Fundamentals of Enhanced Oil Recovery*. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers, 2014.

4. Society of Petroleum Engineers. *Petroleum Resources Management System (PRMS)*. 2018. URL: https://www.spe.org/en/industry/petroleum-resources-management-system-2018/.

5. Авлаярова, Н. М. (2023). Новые методы увеличения нефтеотдачи и интенсификации добычи. pedagogical sciences and teaching methods, 2(20), 58-61.

6. Асадова, Х. Б., Авлаярова, Н. М., Азизова, Д. Г., & Мейлиев, Х. Б. (2017). Оценка эффективности заводнения путем определения и сопоставления КИН достигаемой при естественном режиме разработки залежи. Web of Scholar, 1(9), 12-17.