

ИНТЕГРИРОВАННАЯ МОДЕЛЬ УПРАВЛЕНИЯ РАЗРАБОТКОЙ ЦИФРОВОГО ПРОМЫСЛА

© 2024 г. И.В. Шпуров^{a,*}, М.Ю. Данько^{b,**}, К.С. Харченко^{c,***}, М.Ф. Печёркин^{b,****},
А.Г. Кротова^{c,*****}, Е.А. Симаков^{b,*****}

^aФБУ “Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых”, Москва, Россия

^bООО “Тюменский институт нефти и газа”, Тюмень, Россия

^cООО “Нефтегазовый научно-исследовательский центр
МГУ имени М.В. Ломоносова”, Москва, Россия

*E-mail: shpurov@gkz-rf.ru

**E-mail: danko@togi.ru

***E-mail: kharchenkoks@nicmgu.ru

****E-mail: mikhail.pecherkin@mail.ru

*****E-mail: krotovaag@nicmgu.ru

*****E-mail: Simakov@togi.ru

Поступила в редакцию 07.08.2024 г.

После доработки 26.08.2024 г.

Принята к публикации 02.09.2024 г.

Разработка и широкое внедрение в добывающую отрасль России новых технологий для поддержания уровня добычи нефти и газа — важнейшая задача. В первую очередь необходимо обеспечить прирост рентабельных запасов за счёт развития геологоразведки и расширения цифровой трансформации, форматирования систем принятия решений. Месторождение, управляемое с использованием искусственного интеллекта, — новая реальность. Его внедрение предполагает не сокращение рабочих мест или полную замену человека на промысле, а обеспечение системного объективного подхода к принятию решений, основанного на достижениях точных наук, а не на личном опыте отдельного человека. Сегодня основным инструментом планирования в нефтяной и газовой отрасли служит геолого-гидродинамическая модель. В последнее время, благодаря увеличению вычислительных мощностей, отрасль совершила эволюционный скачок в этом направлении, осуществляется переход к интегрированному моделированию, объединяющему процессы в подземной и наземной части месторождения. Будущее за нейросетевыми технологиями, интегрированными с классическими методами в единую цифровую среду для оптимизации всех процессов — от нефтегазового пласта до переработки и реализации продукции. В новой парадигме управление нефтегазодобычей на разных стадиях освоения месторождения нуждается не только в кардинальной трансформации используемых инструментов, но и корректировке законодательной базы, разработке регламента интегрированного моделирования, включающего все элементы исследований и добычи — от сейсморазведки до обустройства месторождений.

Статья подготовлена на основе доклада, заслушанного на заседании президиума РАН 11 июня 2024 г.

Ключевые слова: управление разработкой месторождений углеводородного сырья, трудноизвлекаемые запасы, цифровой промысел, интегрированное моделирование, искусственный интеллект, нейросети.

DOI: 10.31857/S0869587324100036, EDN: ESAROK

ШПУРОВ Игорь Викторович — доктор технических наук, генеральный директор ФБУ “ГКЗ”. ДАНЬКО Михаил Юрьевич — заместитель генерального директора по науке ООО “ТИНГ”. ХАРЧЕНКО Кирилл Сергеевич — заместитель генерального директора по геологии и разработке ООО “Нефтегазовый НИЦ МГУ им. М.В. Ломоносова”. ПЕЧЁРКИН Михаил Фёдорович — генеральный директор ООО “ТИНГ”. КРОТОВА Алина Григорьевна — специалист отдела разработки ООО “Нефтегазовый НИЦ МГУ им. М.В. Ломоносова”. СИМАКОВ Евгений Алексеевич — директор департамента анализа и проектирования разработки ООО “ТИНГ”.

Обеспеченность спроса нефти текущими рентабельными проектами к 2050 г. как в России, так и в мире составляет не более 30%, поэтому необходимо вводить в разработку новые источники за счёт вовлечения трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ), а также активизировать геологоразведочные работы. Для достижения запланированных в Энергетической стратегии РФ уровней добычи нефти предстоит обеспечить прирост рентабельных трудноизвлекаемых запасов объёмом 7 млрд т и новых рентабельных запасов за счёт геологоразведочных работ — 4 млрд т.

Перспективы достижения запланированных объёмов газа связаны с мерами государства по созданию условий для рентабельной добычи существующих запасов и поиску новых рентабельных объектов. Выработка на уже вовлечённых в разработку газовых месторождениях достигает 70%, обеспеченность запасами — 107 лет, в том числе по разрабатываемым месторождениям — 54 г. (из них сеноманского горизонта — 13 лет). Необходимо вовлечь в разработку 11 трлн м³ ТРИЗ, помимо 5 трлн м³ новых рентабельных запасов за счёт геологоразведочных работ.

Стабильная добыча нефти и газа в настоящее время поддерживается благодаря применению новых технологий, причём не только в геологоразведке и добыче нефти из потенциально льготированных объектов, но и на месторождениях, завершающих свой жизненный цикл. С 2009 по 2019 г. налоговое стимулирование разработки трудноизвлекаемых запасов позволило увеличить долю инновационных технологий в суммарной добыче нефти с 35 до 65%.

Применение алгоритмов машинного обучения, управление большими данными и возможности вычислительной техники позволяют по-новому подойти к оптимизации разработки месторождений. Постепенно нефтегазовая отрасль переходит к интегрированному моделированию, которое консолидирует в себе всю полноту знаний о месторождениях углеводородного сырья и открывает возможность связать воедино наземные и подземные системы месторождения, формируя тем самым единую законченную конструкцию в физическом и информационном пространстве.

Цифровой промысел, управляемый искусственным интеллектом, — новая парадигма нефтегазодобычи. Основная задача цифровой трансформации — создание инструментов проактивного управления производственными процессами. Объединение возможностей математического моделирования и нейросетевых технологий в единой цифровой среде позволяет оптимизировать производственные процессы — от нефтегазосного пласта до переработки и реализации продукции. Важнейшей основой создания эффективного и экологичного цифрового промысла служит система, обеспечивающая постоянный и достоверный поток информации о работе всего промысла, в том числе с применением мобильных блочных установок (МБУ).

Разработка новых технологий для трудноизвлекаемых запасов определяет повышенные требования к точности и дискретности промысловых данных, качеству и объёму информации, поскольку влияние этих факторов на рентабельность нефтегазодобычи становится всё более ощутимым.

Созданию технологического фундамента разработки ТРИЗ должны предшествовать фундаментальные исследования динамики функционирования скважин на стадии проекта пробной эксплуатации. Основным элементом обустройства месторождений на начальных стадиях станет принципиально новый вид мобильных установок, оснащённых специальной приборной базой. По нашему мнению, эти требования необходимо внести в “Правила разработки месторождений углеводородного сырья” и “Правила разработки трудноизвлекаемых запасов”. Процесс управления на разных стадиях освоения месторождения требует кардинальной трансформации используемых инструментов, в том числе подготовки регламента интегрированного моделирования, включающего все элементы исследований и добычи, от сейсморазведки до обустройства месторождений.

Искусственный интеллект (ИИ) применяют сейчас и для управления газоконденсатным фактором месторождения. Методы ИИ и интегрированного моделирования внедряют в систему сбора и транспортировки продукции, что позволяет минимизировать потери углеводородов при продувках системы их сбора и подготовки. Примеры успешного повышения рентабельности месторождений и увеличения добычи с применением указанных методов мы рассмотрим ниже.

Управление нефтяным месторождением с помощью искусственного интеллекта. Цифровая трансформация способствует формированию нового технологического уклада, позволяет существенно повысить рентабельность производства, причём не за счёт сокращения рабочих мест, а благодаря ускорению производственных процессов и принятию своевременных и объективных решений. Применительно к нефтегазовой отрасли это управление разработкой месторождения с использованием методов искусственного интеллекта. Интегрированное моделирование позволяет объединять данные в физически непротиворечивую систему и помогает ИИ отрабатывать вариативные сценарии подготовки геолого-технических мероприятий, даёт возможность оценить производственный сценарий до его реализации.

На рисунке 1 приведена концепция управления промыслом на основе машинного обучения, которая уже реализована и доказала свою эффективность [1]. Ключевым элементом здесь выступает автоматизированная система управления, основанная на методах искусственного интеллекта. Чтобы в полной мере реализовать его, необходимо развивать инфраструктуру, культуру сбора и хранения данных. Объединяя математические алгорит-

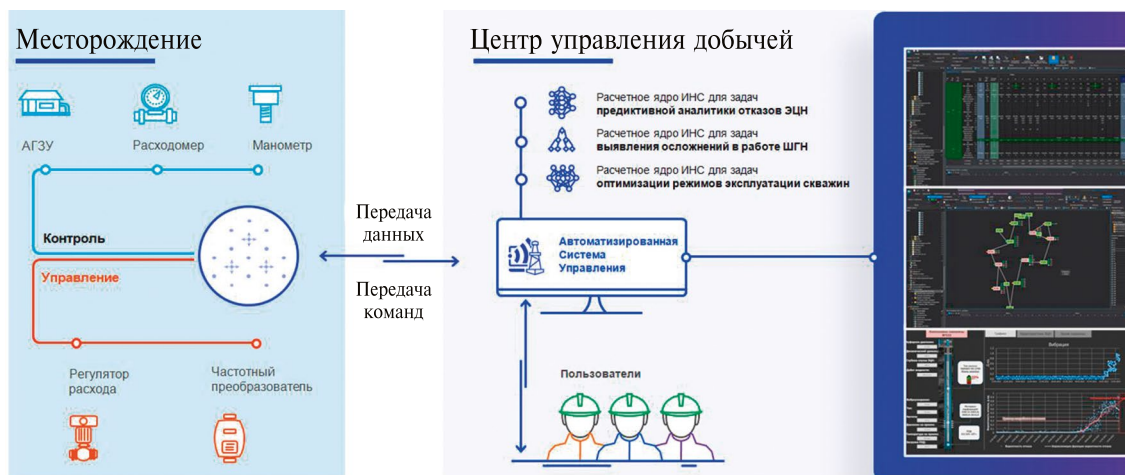


Рис. 1. Концепция управления промыслом на основе алгоритмов машинного обучения

Источник: [1]

мы, средства получения данных и средства контроля и управления, возможно добиваться существенных результатов в управлении разработкой, в том числе и на “зрелых” месторождениях, находящихся на поздней стадии эксплуатации.

Примерами реализации цифровой трансформации служат концепция управления режимами нагнетания воды на зрелых месторождениях [2] и прогноз отказов насосного оборудования [3]. Преимущества концепции управления заводнением проявляются в росте эффективности добычи за счёт рационального использования закачиваемой воды, извлечении ранее не дренировавшихся запа-

сов нефти, повышении объективности принятия решений, снижении роли субъективного фактора, достигаемом благодаря вовлечению в анализ всей совокупности первичной информации. Особенно важно повысить оперативность принятия решений и реагирования на различные факторы, оказывающие влияние на добычу, что обеспечивается автоматизацией средств управления закачкой. В России технология управления закачкой при помощи искусственного интеллекта реализована на 28 месторождениях, включающих ≈ 14500 скважин. Прирост коэффициента извлечения составил более 5%, дополнительная добыча – 1.6 млн т (рис. 2).



Рис. 2. Результаты внедрения в России технологии управления закачкой на основе алгоритмов машинного обучения, по данным ООО “ТИНГ”

Примечание: ЧДД – чистый дисконтированный доход

Источник: [4]

Основная добыча нефти в России сосредоточена на месторождениях, находящихся на поздних стадиях разработки, что обуславливает важность поиска новых технологий для высокообводнённых месторождений. В качестве примера успешной работы на “зрелых” месторождениях приведём технологию дистанционного управления режимами работы скважин методами ИИ. Прирост суточной добычи нефти в результате применения роботизированного управления составил 18%, срок окупаемости оборудования – 7 месяцев [5, 6]. Естественным этапом развития технологий управления разработкой “зрелых” месторождений станет применение автоматизированных средств регулирования режимов эксплуатации скважин, которые вместе с системами контроля формируют единый контур.

Очевидно, что мы стоим на новой ступени технологической революции в нефтегазовой отрасли. Цифровому скачку и качественному изменению системы управления промыслом препятствуют устаревание регламентов и в определённой степени инертность мышления. На текущий момент в качестве инструмента планирования работ используется гидродинамическая модель, которая в силу отсутствия информации не применима на ранних и поздних этапах жизни месторождения из-за необходимости многовариантного моделирования, включающего перебор тысяч вариантов распределения закачки или параметров управления. Каждой стадии разработки месторождений и подготовки

проектов должны соответствовать свои требования к исходной информации (рис. 3).

Искусственные нейронные сети, гибридные модели, алгоритмы ИИ уже занимают своё место в практике проектирования, но требуют принципиально иного объёма и качества данных. Необходимо обратить особое внимание на средства их получения. Например, с помощью мобильных блочных установок можно значительно снизить потенциальные риски благодаря непрерывному поступлению промысловых данных и созданию адаптивной схемы обустройства, что особенно важно для проектов добычи трудноизвлекаемых запасов.

Управление разработкой низкопроницаемых коллекторов и создание новых технологий на стадии проекта пробной эксплуатации. В настоящее время подавляющая часть открываемых месторождений и залежей нефти характеризуется территориальной удалённостью, сложным физико-химическим составом добываемой продукции и ростом доли трудноизвлекаемых запасов. Для таких слабо изученных месторождений характерны риски, связанные с неопределённостью количества геологических и извлекаемых запасов, изменением профилей добычи, и как следствие риски вложения значительных инвестиций в разработку активов с низким потенциалом.

С целью увеличения эффективного времени получения промысловой информации в рамках проекта пробной эксплуатации, уменьшения рисков,

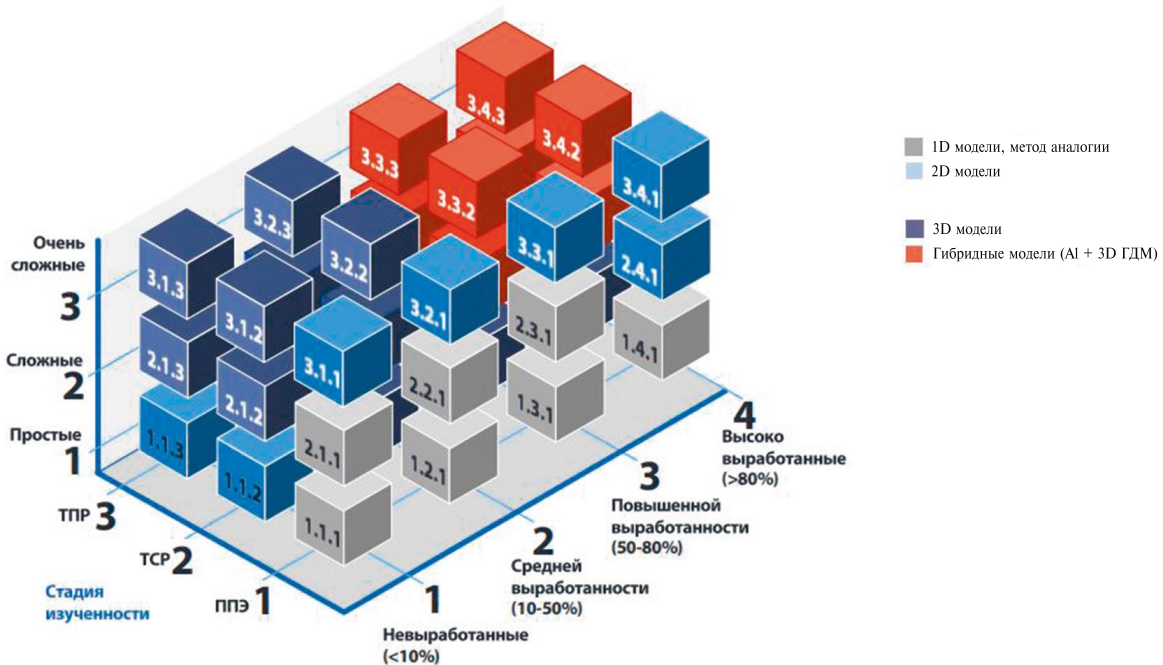


Рис. 3. Матрица выбора инструментов проектирования в зависимости от стадии изученности и сложности месторождения

Примечание: ТПР – технологический проект на разработку, ТСП – технологическая схема разработки, ППЭ – проект пробной эксплуатации

а также повышения эффективности освоения залежей нужен новый подход к обустройству месторождений.

Существующие в настоящее время принципы проектирования позволяют рассматривать различные решения по обустройству наземной инфраструктуры месторождений. В нефтяных компаниях [7, 8] прослеживается тенденция к использованию блочно-строительства с применением мобильных блочных установок [9], которые на этапе пробной эксплуатации имеют ряд существенных преимуществ:

- снижение сроков ввода месторождения в эксплуатацию и ускорение получения товарной продукции;
- минимизация рисков нецелесообразных затрат на капитальные объекты строительства;
- уменьшение стоимости строительства;
- снижение операционных затрат.

Отличительная черта мобильных установок — унифицированные и взаимозаменяемые технологические линии, что при дальнейшей эксплуатации в совокупности с ускоренным проектированием и изготовлением даёт возможность оперативно увеличивать или уменьшать производительность установок с точечным расширением блоков при изменении условий добычи, транспортировки и подготовки скважинной продукции. Блочно-модульные технологические линии оперативно демонтируются в случае неподтверждения запасов или уменьшения объёмов добычи. За счёт упрощённой логистики и лёгкости монтажа оборудование можно использовать повторно на другом месторождении или лицензионном участке, тем самым сведя риски нецелесообразных затрат к минимуму.

Однако в настоящее время существует ряд рисков и ограничений применения мобильных установок при обустройстве нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений.

1. На данный момент в нормативной документации отсутствуют чёткие признаки, нормы, требования и предписания, регламентирующие отнесение мобильных установок к объектам капитального или некапитального (объекты временной инфраструктуры) строительства [7].

2. Отсутствует нормативная и законодательная база в части принятия технических решений и эксплуатации объектов с использованием временной инфраструктуры. Проектирование ведётся согласно действующим нормативным документам, не включающим в себя отдельные требования к порядку проектирования и применения мобильных установок. Таким образом, проектная документация на общих основаниях должна проходить экспертизу промышленной безопасности, государственную или негосударственную экспертизу в зависимости от класса опасности объекта.

Применение МБУ — важная составляющая повышения рентабельности разработки сланцевых формаций в нашей стране, например баженовской свиты. Однако для таких сложных объектов необходим комплексный подход и новые технологии. Созданию технологического фундамента разработки ТРИЗ должны предшествовать фундаментальные исследования на стадии проекта пробной эксплуатации, обеспеченные принципиально новым видом мобильных установок и обустройства месторождений. При этом месторождения необходимо оснащать специальной приборной базой, которая должна стать важным элементом промышленного обустройства. Такое же условие должно быть внесено в “Правила разработки месторождений углеводородного сырья” и “Правила разработки ТРИЗ”.

Реализация проектов по изучению трудноизвлекаемых полезных ископаемых (например, полигона “Бажен” Пальяновской площади Краснотенского месторождения, реализуемого компанией “Газпромнефть” с 2017 г.) позволит получить новую информацию, предложить новые методы разработки технологий. По результатам выполненных программ будут созданы инструменты (цифровые интегрированные модели, модели искусственного интеллекта, прокси-модели), углубляющие понимание процессов распространения фильтрационно-ёмкостных свойств пласта и физико-химических свойств флюидов, в итоге удастся создать технологии геологического изучения и освоения ТРИЗ, прогнозировать технологические показатели разработки, оптимизировать схемы вскрытия пласта и размещения скважин, планировать эффективность геолого-технологических мероприятий и воздействия на пласт.

Управление разработкой газовых и газоконденсатных месторождений. Первыми объектами интегрированного трёхмерного геолого-гидродинамического моделирования для управления промыслом были газовые месторождения. Но такое моделирование имеет ограничения: невозможность оперативно оптимизировать режимы работы добывающих скважин, выбирать оптимальную депрессию, синхронизировать добычу и модель ограничений с геолого-технологическими мероприятиями. Искусственный интеллект в связке с математической моделью позволит обойти эти ограничения. Известен успешный опыт регулирования режимов работы скважин на Лунском нефтегазоконденсатном месторождении [10] расположенном на шельфе острова Сахалин, где удалось продлить “полку” добычи газа на два года, нарастить коэффициент извлечения газа и конденсата. Всё более актуальным становится поиск оптимальных режимов эксплуатации газовых скважин, основанный на многовариантных расчётах с использованием интегрированной трёхмерной гидродинамической модели под контролем оптимизационных алгоритмов.

Формирование программы исследовательских работ для обоснования оптимальных режимов работы скважин с учётом времени бурения боковых стволов связано с немалыми сложностями, поскольку современные методы моделирования на основе решения уравнений методом конечных разностей не позволяют оперативно получать исчерпывающий ответ. Функциональную связь между дебитами газовых скважин, необходимую для оптимизации режимов, можно установить на основе замеров дебитов и давлений высокой дискретности. Скважины Лунского нефтегазоконденсатного месторождения были оборудованы необходимыми датчиками, что позволяет решить эту задачу, но необходимо внедрить принципиально иной математический аппарат для обработки данных и дооснастить “старые” месторождения средствами измерения и контроля.

* * *

Классический научный подход к освоению месторождений — продвижение от изученного в сторону неизученного — в настоящее время выглядит так: на ранней стадии освоения изученность определяется степенью разведки месторождений и технологией разработки, на поздней — знанием распределения остаточных запасов и технологией их извлечения.

Парадигму рационального освоения недр можно разбить на два этапа. На ранних стадиях (первый этап) — проведение разведки месторождения с целью достоверной оценки его запасов и понимания геологических особенностей (разведанные запасы должны составлять не менее 50%), а также создание новых технологий для экономически эффективного освоения таких запасов. Если последняя часть задачи в настоящее время реализуется с помощью создания соответствующих полигонов геологоразведки, то первая остаётся нерешённой. Причина — невовлечённость государства в поисковый этап и серьёзное отставание технологий геологоразведки от технологий освоения месторождений.

На поздних стадиях (второй этап) — детальное изучение структуры остаточных запасов и внедрение технологий их адресной отработки. По сути это выделение продуктивных “пятен” в сланцевых коллекторах. При этом главная задача — локализация таких зон — решается либо с помощью технологий геологоразведки (4Д-сейсмомониторинг, оценочное и уплотняющее бурение одновременно с применением промыслово-геофизических методов), либо методами геолого-промыслового анализа, “обученного” нейронными сетями, с привлечением всего массива накопленной информации и текущего дискретного мониторинга на основе достоверного информационного потока, получаемого в реальном времени с мобильных промысловых систем.

Развитие методов управления разработкой в сочетании с методами искусственного интеллекта

и интегрированным моделированием позволяет на принципиально ином уровне управлять месторождением углеводородного сырья на всех стадиях его жизни, повышая рентабельность запасов и обеспечивая запланированные в энергостратегии Российской Федерации уровни добычи нефти и газа. Однако требуется кардинальная трансформация используемых инструментов, в том числе подготовки регламента интегрированного моделирования и применения в практике моделей, основанных на методах искусственного интеллекта.

ЛИТЕРАТУРА

1. Нишкевич Ю.А., Рябец Д.А., Бриллиант Л.С. и др. Опыт организации роботизированных систем управления заводнением в алгоритмах искусственного интеллекта при оптимизации разработки высокообводненных залежей // Геология и недропользование. 2022. № 7. С. 51–58.
Nishkevich Yu.A., Ryabets D.A., Brilliant L.S. et al. Experience in organizing robotic waterflooding control systems in artificial intelligence algorithms for optimizing the development of highly watered deposits // *Geology and subsoil use*. 2022, no. 7, pp. 51–58. (In Russ.)
2. Андонов К.А., Елишева А.О., Круглов С.П. Управление разработкой зрелых месторождений с применением нейронных сетей на месторождениях ПАО “Лукойл”. <https://togi.ru/publication/> (дата обращения 11.07.2024)
Andonov K.A., Elisheva A.O., Kruglov S.P. Management of mature field development using neural networks at Lukoil PJSC fields. <https://togi.ru/publication/> (date accessed 11.07.2024)
3. Меркель М.А. Предиктивная аналитика отказов ГНО. <https://togi.ru/publication/> (дата обращения 11.07.2024)
Merkel M.A. Predictive analytics of GNO failures. <https://togi.ru/publication/> (date accessed 11.07.2024)
4. Завьялов А.С. Технологии искусственного интеллекта в управлении добычей. <https://togi.ru/publication/> (дата обращения: 11.07.2024)
Zavyalov A.S. Artificial Intelligence Technologies in Production Management. <https://togi.ru/publication/> (date accessed 11.07.2024)
5. Зарубин А.Л., Перов Д.В., Рябец Д.А. и др. Автоматизация процессов нейросетевой оптимизации режимов закачки воды на месторождениях АО «НК «Нефтиса» // Нефть. Газ. Новации 2020. № 8. С 30–35.
Zarubin A.L., Perov D.V., Ryabets D.A. et al. Automation of processes of neural network optimization of water injection modes at the fields of JSC NK Neftisa // *Oil. Gas. Innovations*. 2020, no. 8, pp. 30–35. (In Russ.)
6. Рябец Д.А., Бескурский В.В., Бриллиант Л.С. и др. Автоматизация процессов управления режимами работы нагнетательных скважин при нейросетевой оптимизации на объекте БС8

- Западно-Малобалыкского месторождения // *Neftegaz.RU*. 2020. № 2 (98).
- Ryabets D.A., Beskursky V.V., Brilliant L.S. et al.* Automation of processes for controlling the operating modes of injection wells with neural network optimization at the BS8 facility of the Zapadno-Malobalyk-skoye field // *Neftegaz.RU*. 2020, no. 2 (98). (In Russ.)
7. *Трофимова Е.П., Лучинин С.Б., Валеев Е.М., Южанина А.А.* Технико-экономическое обоснование применения мобильных установок подготовки скважинной продукции на нефтяных месторождениях в период пробной эксплуатации // *Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений*. 2020. № 4. С. 1–49.
- Trofimova E.P., Luchinin S.B., Valeev E.M., Yuzhanina A.A.* Feasibility study for the use of mobile well product preparation units at oil fields during trial operation // *Development and operation of oil and gas fields*. 2020. no. 4, pp. 1–49. (In Russ.)
8. *Сугаипов Д.А., Батрашкин В.П., Хасанов М.М. и др.* Основные принципы модульной стратегии обустройства месторождений в ПАО “Газпром нефть” // *Нефтяное хозяйство*. 2018. № 12. С. 68–71. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-12-68-71
- Sugaipov D.A., Batrashkin V.P., Khasanov M.M. et al.* Basic principles of the modular strategy for field development at PJSC Gazprom Neft // *Oil industry*. 2018, no. 12, pp. 68–71. (In Russ.) DOI: 10.24887/0028-2448-2018-12-68-71
9. *Дашевский А.В., Устимчук М.В., Дубровин К.А. и др.* Современные решения для обустройства инфраструктуры малых месторождений // *Нефтяное хозяйство*. 2018. № 12. С. 124–125.
- Dashevsky A.V., Ustimchuk M.V., Dubrovin K.A. et al.* Modern solutions for the arrangement of small field infrastructure // *Oil Industry*. 2018, no. 12, pp. 124–125. (In Russ.)
10. *Дашков Р.Ю., Гафаров Т.Н., Облеков Р.Г. и др.* Опыт освоения и оптимизация разработки Лунского нефтегазоконденсатного месторождения // *Газовая промышленность / Спецвыпуск*. 2024. № 2 (866). С. 48–53.
- Dashkov R.Yu., Gafarov T.N., Oblekov R.G. et al.* Experience of development and optimization of the Lunskoye oil and gas condensate field // *Gas industry. Special issue*. 2024, no. 2 (866), pp. 48–53. (In Russ.)

INTEGRATED MODEL FOR DIGITAL OIL FIELD DEVELOPMENT MANAGEMENT

I.V. Shpurov^{a,*}, M.Yu. Danko^{b,}, K.S. Kharchenko^{c,***}, M.F. Pecherkin^{b,****},
A.G. Krotova^{c,*****}, E.A. Simakov^{b,*****}**

^a*State Commission on Mineral Reserves, Moscow, Russia*

^b*Tyumen Institute of Oil and Gas LLC, Tyumen, Russia*

^c*Oil and Gas Scientific and Research Centre, Lomonosov State University, Moscow, Russia*

**E-mail: shpurov@gkz-rf.ru*

***E-mail: danko@togi.ru*

****E-mail: kharchenkoks@nicmgu.ru*

*****E-mail: mikhail.pecherkin@mail.ru*

******E-mail: krotovaag@nicmgu.ru*

******E-mail: Simakov@togi.ru*

Providing the extractive industry with new technologies to maintain the levels of oil and gas production planned in the strategy of the Russian Federation is the most important task. First of all, an increase in profitable reserves must be ensured; this goal can be achieved both through geological exploration and through the capabilities of “digital transformation” and the formatting of decision-making systems. A field controlled by artificial intelligence is a new reality. At the same time, the main task of AI is not to reduce jobs or completely replace humans in the field, but to provide a systematic, objective approach to decision-making based on physics and mathematics, and not on the personal experience of an individual. Currently, the main planning tool in the oil and gas industry is a geological and hydrodynamic model. Recently, thanks to an increase in design capacity, the industry has made an evolutionary leap in this direction and is transitioning to integrated modeling that combines both the underground and surface parts of the field. The future is neural network technologies, combined with classical methods into a single digital environment for optimizing all processes, from reservoir to processing and sales of products. In the new paradigm, the process of development management at different stages of field development requires a radical transformation of both the tools used for this and changes in governing documents. To meet the ever-accelerating pace of

progress, timely updating of the legislative framework is required, development of regulations for integrated modeling, including all elements of research and production, from seismic exploration to field development; in addition, each stage of field development requires its own requirements for the quality and volume of initial information, in accordance with the new production paradigm.

Keywords: Field development management, hard to recover reserves, digital production, integrated modeling, artificial intelligence, reservoir engineering.