

Интеграция методов машинного обучения и геолого-гидродинамического моделирования при проектировании разработки месторождений

Integration of machine learning methods and geological and hydrodynamic modeling in field development design

L.S. Brilliant¹, A.S. Zavialov¹, M.U. Danko¹, K.A. Andronov¹, I.V. Shpurov^{2,3,4}, V.G. Bratkova², A.V. Davydov²

¹TOGI LLC, RF, Tyumen

²State Commission on Mineral Resources, RF, Moscow

³Saint-Petersburg Mining University, RF, Saint-Petersburg

⁴Lomonosov Moscow State University, RF, Moscow

E-mail: mail

Keywords: reservoir engineering, enhanced oil recovery (EOR) methods, neural networks, hydrodynamic modeling

Maintaining oil production at long-term developed fields requires solving the problem of high production costs. This problem is associated with the need to withdraw significant volumes of produced water and a proportionally high need for injection in order to maintain reservoir pressure. It is noted that a 1% reduction in water cut in production makes it possible to reduce operating costs in oil production by up to 15%. It is shown that the problems of effective development of mature fields are associated with the solution of the optimization problem of distributing fluid production and water injection in the wells system. The authors argue the idea that at the later stages of development, the priority for hydrodynamic modeling should be tools based on solving the inverse problem of hydrodynamics, providing for the widespread use of material balance methods and allowing big data processing. A new concept of combining artificial intelligence methods and a hydrodynamic model is proposed. The concept provides for obtaining a functional relationship between the historical oil production rate and injectivity using a neural network, searching for the maximum oil production and its distribution. At the same time, only one calculation is performed on the hydrodynamic model, which significantly reduces time costs. An example of the application of the proposed technology is given. It is concluded that the set of methodological, mathematical and informational solutions presented in the article will allow formalizing the processes of designing hydrodynamic methods for enhanced oil recovery, clarifying the model for a feasibility study of profitable and technologically recoverable oil reserves.

В настоящее время в России текущие запасы нефти месторождений, степень выработки которых превышает 80 %, составляют 2,9 млрд т. В 2019 г. эта категория обеспечила 30 % (всей добычи нефти в стране [1]). Основным мотивирующим фактором для извлечения остаточных запасов нефти до недавнего времени оставались меры налогового стимулирования. Однако оценки специалистов показывают, что суммарная налоговая нагрузка на длительно разрабатываемые участки в режиме налога на добавленный доход (НДД) возрастает относительно отмененного варианта льготирования в режиме НДПИ. Отмена налоговых льгот для выработанных месторождений и перевод на НДД могут сделать нерентабельной выработку значительных запасов нефти.

При этом необходимо понимать, что «низкая рентабельность» – это экономический показатель, ее определяют также технологические факторы, которые обусловлены отсутствием в практике нефтедобычи эффективных алгоритмов управления операционными затратами. По сути единственное решение, которым руковод-

Л.С. Бриллиант¹, К.Т.Н.,
А.С. Завьялов¹,
М.Ю. Данько¹, К.Т.Н.,
К.А. Андонов¹,
И.В. Шпуров^{2,3,4}, Д.Т.Н.,
В.Г. Браткова²,
А.В. Давыдов², К.Т.Н.

¹ООО «ТИНГ»

²«ГКЗ»

³СПбГУ

⁴МГУ имени М.В. Ломоносова

Адреса для связи: mail

Ключевые слова: разработка нефтяных месторождений, методы увеличения нефтеотдачи (МУН), нейронные сети, геолого-гидродинамическое моделирование

DOI: 10.24887/0028-2448-2022-x-xx-xx

ствуются специалисты, предполагает остановку нерентабельных, исключительно по текущим показателям эксплуатации, скважин независимо от объема и качества остаточных запасов, перспектив развития производства, что сопровождается не только снижением добычи нефти, но и потерями извлекаемых запасов.

В современных условиях поддержание добычи нефти на длительно разрабатываемых месторождениях требует решения очень сложной с точки зрения сложившихся практик управления разработкой проблемы высокой себестоимости добычи. Эта проблема связана с необходимостью отборов значительных объемов попутно извлекаемой воды и пропорционально высокой потребности в закачке с целью поддержания пластового давления (ППД). Увеличение дебитов жидкости по мере роста обводненности продукции – это еще один компонент отраслевых технологий, который применяется на завершающей стадии разработки месторождений.

Установлено, что снижение обводненности продукции всего на 1 % позволяет сократить операционные затраты в добыче нефти до 15 %, сохранить работающим

фонд скважин и обеспечить возможность последующего применения методов увеличения нефтеотдачи (МУН).

Указанные проблемы, связанные с эффективной доразработкой месторождений, ассоциируются с решением оптимизационной задачи распределения добычи жидкости и закачки воды в системе скважин. За последние 10 лет нефтегазовые компании в целях повышения рентабельности добычи нефти инвестировали значительные средства в «цифровизацию» месторождений [2]. Оптимизация режимов работы скважин на основе непрерывной регистрации и обработки информации, поступающей с кустов в режиме реального времени, позволяет увеличить производительность скважин на 15–20 %, коэффициент извлечения нефти (КИН) – на 5–10 % [3] при условии, что информация трансформируется в знания, знания – в технологии, технологии – в прибыль предприятия. Однако в большинстве случаев «цифровой переход» ограничивается накоплением данных. Тем не менее современные практики демонстрируют реальный потенциал оптимизации добычи нефти за счет регулирования системы ППД, снижения содержания воды в продукции скважин и сокращения непроизводительной закачки [4].

Рассмотрим инструментарий оптимизации добычи нефти [4], базирующийся на искусственной нейронной сети (ИНС). Принцип функционирования ИНС при решении задач управления добычей заключается в установлении законов взаимодействия скважин на основе исторических откликов на возмущения в системе ППД.

Принципиальную схему технологии (рис. 1) формируют три основных блока прокси-модели [5–8]:

- анализ и обработка промысловых данных, получаемых в системе телеметрии, с целью установления значимых трендов в показателях эксплуатации скважин;
- математический аппарат (ИНС), позволяющий определить главные соотношения, отражающие взаимосвязи режимов закачки воды, дебитов жидкости и обводненности продукции;
- расчет показателей оптимальных режимов эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин для максимизации добычи нефти в условиях заданной модели ограничений (интегральные ограничения по закачке, добыче жидкости, дифференциальные ограничения по приемистости и дебиту жидкости).

В качестве исходных данных используются первичные инструментальные и лабораторные замеры дебита жидкости $q_{ж}$, обводненности $f_{в}$ и приемистости q_3 . Модель ограничений в рассматриваемой концепции представляет собой совокупность интегральных показателей пластовой системы и дифференциальных на скважинах, кустовых площадках. Ограничения в системе высоконапорных водоводов, кустовых насосных станций, водоснабжения и утилизации попутно добываемой воды позволяют определять область физически и технически достижимых решений по оптимизации режимов эксплуатации скважин.

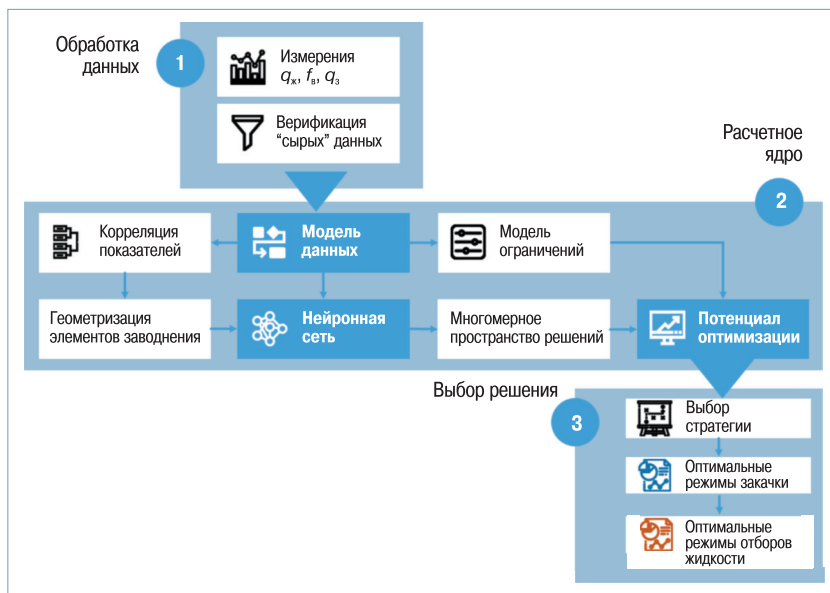


Рис. 1. Принципиальная схема технологии управления добычей на основе ИНС

Работы по реализации технологии, приведенной на рис. 1, выполнялись на месторождениях Западной Сибири, Республики Коми, Республики Башкортостан, Республики Казахстан – всего более 2000 скважин [9–12]. Промышленная апробация технологии нейросетевой оптимизации показывает возможность снижения обводненности продукции скважин и стабилизации добычи нефти. Так, добыча попутно извлекаемой воды снизилась на 2–27 %, прирост добычи нефти составил 5–34 %, себестоимость добычи нефти уменьшилась на 2–26%. По совокупности проектов суммарная дополнительная добыча нефти превысила 1 млн т. Характерно, что источником дополнительной добычи нефти являются слабодренлируемые запасы, которые локализованы в застойных и тупиковых зонах пласта. По оценкам авторов, объем слабодренлируемых запасов значительный и сопоставим с остаточными извлекаемыми запасами длительно разрабатываемых месторождений. Результаты работ, выполняемых с 2013 г. и по настоящее время на опытно-промышленных полигонах, свидетельствуют о возможности дополнительного вовлечения в активную выработку до 35 % остаточных потенциально подвижных запасов.

Закономерное развитие технология искусственного интеллекта получила в инновационном проекте интеграции нейросетевых технологий управления режимами эксплуатации скважин, комплекса аппаратных, технических и программных средств на Западно-Малобалыкском месторождении ООО «КанБайкал» (предприятие компании АО «НК «Нефтиса») [13]. Выбранное направление производственной трансформации в концепции цифрового месторождения предусматривает создание на производстве единой информационной и вычислительной платформы для оптимизации дизайна добычи жидкости и закачки воды с возможностью дистанционного управления в режиме реального времени. В настоящее время проект находится на завершающей стадии опытно-промышленных работ.

Таким образом, внедрение инновационных технологий на основе ИНС и сопутствующих структурных преобразований в организации производственных процессов в настоящее время является скорее главным на-

правлением развития, чем экспериментальными изысканиями, формирует новые практики управления и оптимизации разработки длительно разрабатываемых месторождений.

В настоящее время основным методом, применяемым для решения задач вовлечения в разработку слабодренлируемых запасов, является уплотнение сетки скважин, которое в большей степени зависит от технологии бурения боковых стволов. Такие работы демонстрируют успешность в случаях локализации остаточных запасов в обособленных интервалах коллектора, условиях резкой послонной и площадной неоднородности фильтрационных и литологических свойств пород. Тем не менее риски, связанные с возможностью объективной диагностики остаточных запасов и проведением подобных работ, значительные. При исключении случаев, приведенных выше, успешность уплотнения сетки скважин для вовлечения в выработку слабодренлируемых запасов не превышает 25 %. По сути это отражает сложившуюся практику, когда, несмотря на значительные остаточные запасы нефти, скорее останавливают высокообводненные скважины, чем планируют мероприятия по увеличению нефтеотдачи пластов.

Так как обеспечение выработки остаточных запасов истощенных залежей за счет уплотнения сетки скважин не находит широкого применения, роль гидродинамических МУН приобретает особое значение. Однако масштабное применение этих МУН ограничено в первую очередь вследствие использования непроверенных первичных данных и многочисленных допущений в алгоритмах обоснования режимов эксплуатации скважин, которые настолько значительны, что делают применение МУН формальным и, как следствие, unsuccessful. По крайней мере в настоящее время мероприятия, основанные на технологиях увеличения нефтеотдачи пластов при нестационарном воздействии любой модификации (циклическое, импульсное, изменение направления фильтрационных потоков и др.), не находят широкого применения. Эффективность гидродинамических МУН, как правило, назначается экспертно и отражает нормативный прирост КИН относительно расчетов на геолого-гидродинамических моделях. Требуются обновление и регламент составления геолого-гидродинамических моделей для проектирования разработки. По мнению авторов, на III и тем более на IV стадиях разработки месторождений приоритетными при гидродинамическом моделировании должны стать инструменты, основанные на решении «обратной» задачи гидродинамики, предусматривающие широкое использование методов материального баланса, позволяющие обрабатывать большие массивы геологических данных с применением искусственного интеллекта.

Обоснование дизайна технологии гидродинамических МУН требует рассмотрения на гидродинамической модели (ГДМ) всех возможных сочетаний режимов закачки воды, каждому из которых соответствует свое распределение обводненности продукции, дебитов нефти и КИН. Для выбора лучшего сценария необходимо выполнить k^n расчетов (k – число изменений режимов, n – число нагнетательных скважин) (рис. 2). Реализовать и проанализировать такой массив решений на ГДМ невозможно. В некоторых программных комплек-

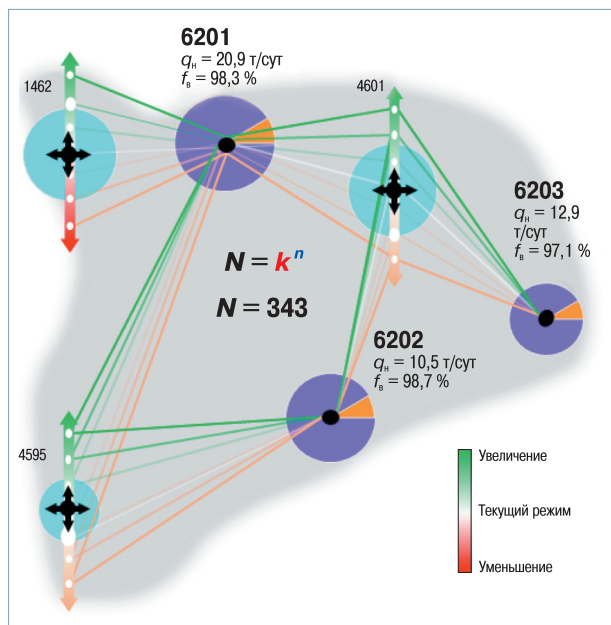


Рис. 2. Многовариантность решений при проектировании гидродинамических МУН с применением ГДМ (q_n – дебит нефти)

сах для гидродинамического моделирования реализованы алгоритмы расчета оптимального распределения закачки. Условно их можно разделить на две большие группы.

1. Прямой выбор оптимального распределения закачки и отборов с расчетом каждого варианта в конечно-разностной модели. Это вариант может рассматриваться в комплексе с алгоритмами оптимизации (метод «роя частиц», симплекс-метод (Nelder-Mead) и др.). Оптимизационная задача позволяет уменьшить число вариантов для поиска перебором глобального оптимума, но не гарантирует его нахождения.

2. Расчеты методом линий тока и по матрицам дренирования. Это быстрый метод, позволяющий проводить намного больше расчетов в фиксированном интервале времени, но характеризующийся низкой точностью. Фактически, выполняется приближенная оценка объемов закачиваемой воды, поступившей в добывающую скважину от нагнетательной. В дальнейшем требуется полномасштабный пересчет в трехмерной постановке для получения точной оценки.

Общим недостатком определения оптимального объема закачки при помощи только ГДМ является значительное время расчета единичного варианта (0,5–10 ч), при этом не всегда позволяющее установить максимальную добычу нефти.

На рис. 3 приведены две блок-схемы многовариантных расчетов для обоснования эффективности гидродинамических МУН, не использующих простой перебор решений и существенно сокращающих число расчетов. Для системы, состоящей из 100 добывающих и 100 нагнетательных скважин, подход, реализованный в решении T-Navigator (см. рис. 3, а), требует выполнения на полномасштабной ГДМ около 1000 итераций, что эквивалентно 500 ч машинного времени на расчеты при использовании процессора Intel Core i7-3930K CPU 3.20GHz ОЗУ 38 Гб.

Принципиально другой является блок-схема, приведенная на рис. 3, б. Для обучения ИНС используются не результаты прогнозных расчетов, т.е. зависимость про-

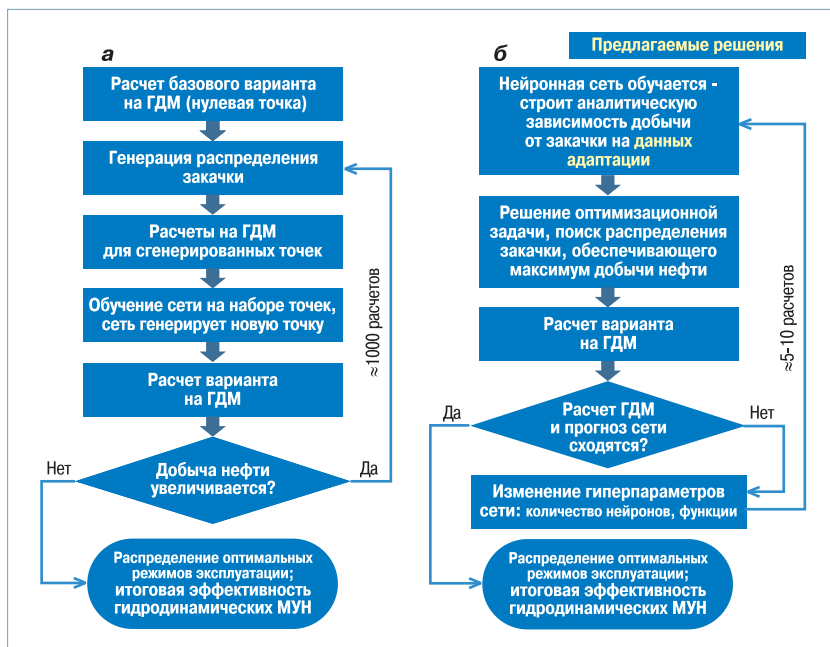


Рис. 3. Блок-схемы многовариантных расчетов для обоснования эффективности гидродинамических МУН:

а – решение T-Navigator (оценочное время – 500 ч); б – предлагаемое решение (оценочное время – 5 ч)

гнозной накопленной добычи нефти от приемистости, а адаптации ГДМ к историческим показателям эксплуатации скважин. ИНС строит функциональную связь исторического дебита нефти и приемистости, затем оптимизационный алгоритм находит максимум добычи нефти и соответствующее ему распределение закачки. В отличие от первой блок-схемы один расчет на ГДМ выполняется закратно меньший промежуток времени.

Предлагаемый алгоритм решений эквивалентен хорошо зарекомендовавшему себя на практике методу расчета оптимальных режимов эксплуатации скважин [9–12]. По существу речь идет о комплексировании методов машинного обучения и геолого-гидродинамического моделирования при разработке проектных технологических документов.

При комплексном моделировании гидродинамических МУН методами машинного обучения устанавливаются ключевые соотношения между режимами закачки воды, дебитами жидкости и обводненностью продукции в элементах заводнения. На основе функциональной зависимости добычи жидкости и обводненности скважин от темпов закачки воды решается оптимизационная задача: рассчитываются оптимальные режимы работы нагнетательных скважин для максимизации добычи нефти в условиях заданной модели ограничений, обосновываются суммарная закачка воды и отбор жидкости, характеризующие лучший дизайн гидродинамических МУН. Далее выполняется экспорт оптимальных режимов закачки воды на вход ГДМ пласта. Рассчитываются показатели добычи нефти в условиях изменения кинематики потоков нагнетаемой в пласт воды. Полученная на ГДМ динамика технологических показателей и режимы эксплуатации скважин обосновывают потенциал гидродинамических МУН: прирост извлекаемых запасов и КИН по рассматриваемому варианту разработки.

Практическую значимость и преимущества предлагаемой концепции интеграции методов машинного обуче-

ния, которые реализованы в алгоритмах гибридации прокси- и геолого-гидродинамического моделирования, рассмотрим на примере участка нефтяной залежи, включающего 15 добывающих и 15 нагнетательных скважин. Система заводнения по интенсивности близка к площадной пятиточечной. Показатели разработки изучаемого объекта приведены ниже.

Начальные геологические запасы нефти, тыс. т	14364
Подвижные запасы нефти, тыс. м ³ :	
начальные	7690
остаточные	4415
Степень выработки запасов нефти, %:	
подвижных	42,6
извлекаемых	68
Обводненность, %	79,7

В модели воспроизводятся активная законтурная область и трещины автоГРП в нагнетательных скважинах. Для проведения вычислений генерируются синтетические исторические

показатели эксплуатации скважин, послужившие основой для адаптации ГДМ. Расчеты, выполненные в гидродинамическом симуляторе, воспроизводят исторически сложившееся распределение закачки воды и кинематику потоков, при которой в отдельных зонах локализируются остаточные запасы нефти.

Согласно изложенной последовательности операций определение оптимальной суммарной закачки и ее распределение по нагнетательным скважинам на участке осуществлялось в алгоритмах прокси-модели на основе ИНС. Для этого решена оптимизационная задача по максимизации суммарного дебита нефти в различных моделях ограничений с вариацией суммарной приемистости нагнетательных скважин, условием сохранения текущего суммарного дебита жидкости. Интегральные показатели оптимального варианта закачки (дизайна гидродинамического МУН) приведены ниже.

Суммарная приемистость, м ³ /сут:	
текущая	1500
расчетная	800
Суммарный дебит жидкости, м ³ /сут:	
текущий	1082
расчетный	1082
Суммарный дебит нефти, м ³ /сут:	
текущий	219,3
расчетный	243,5
Обводненность, %:	
текущая	79,7
расчетная	77,5

Из результатов расчетов следует, что максимальной добычей нефти характеризуется вариант с суммарной приемистостью 800 м³/сут, предполагающий существенное (на 47 %) сокращение закачки воды. Необходимо отметить, что объект характеризуется активной законтурной областью и наличием трещин автоГРП, существенной перекомпенсацией отборов жидкости закачкой, что типично для многих разрабатываемых объектов. В связи с этим, несмотря на снижение приемисто-

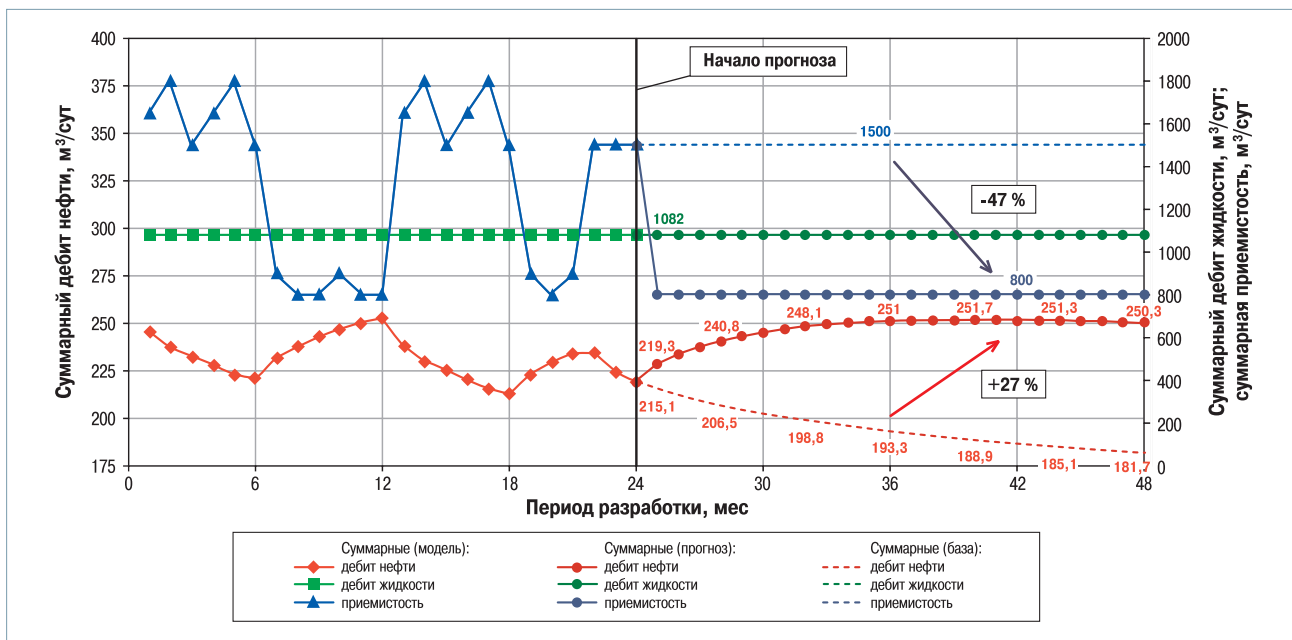


Рис. 4. Динамика показателей разработки с применением гидродинамических МУН, рассчитанных на ГДМ

Показатели	Вариант расчета		Изменение показателей, %
	базовый	по прокси-модели (оптимальный)	
Добыча за проектный период, тыс. т: нефти	1 453	2 084	43
жидкости	19 823	20 077	1
Закачка воды, тыс. м ³	31 229	16 655	-47
Операционные затраты, млн руб.	2 040	1 708	-16
Операционная себестоимость добычи нефти, руб/т	1 031	606	-41
Чистый дисконтированный доход, млн руб.	6 377	9 968	56

сти скважин, дебиты жидкости остаются устойчивыми. В результате при перераспределении и уменьшении закачки воды прирост суммарного дебита нефти составит около 11 %.

На рис. 4 представлена динамика технологических показателей, рассчитанная путем задания в ГДМ в качестве целевых значений на прогнозный период дебитов жидкости и приемистости по каждой скважине, ранее обоснованных в алгоритмах прокси-модели. Максимальный дебит нефти достигается через 16 мес и составляет 251,7 м³/сут, что не противоречит предварительной оценке на прокси-модели (243,5 м³/сут). Увеличение отборов нефти обеспечивается за счет изменения кинематики потоков, которые охватывают участки локализации слабодриенируемых запасов нефти. Согласно приведенным расчетам дополнительная добыча нефти составит 631 тыс. т при сохранении отборов жидкости и сокращении закачки на 47 % (см. таблицу).

Технико-экономические расчеты подтверждают возможность управления извлекаемыми запасами: увеличения не только технологического, но и рентабельного КИН.

Выводы

1. Предлагаемая технология проектирования гидродинамических МУН как интеграция методов машинного обучения и ГДМ может рассматриваться как действенный метод решения задач повышения технико-экономической эффективности разработки залежей с высокой степенью выработки запасов за счет оптимизации кинематики потоков и регулирования системы ППД. Технология [5] прошла апробацию на экспертно-техническом совете ГКЗ (протокол ЭТС ГКЗ №21 08.09.21 г.).

2. Приведенный комплекс методических, математических и информационных решений позволит формализовать процессы проектирования гидродинамических МУН, уточнить модель технико-экономического обоснования рентабельных и технологически извлекаемых запасов нефти. Применение данной технологии оптимизации разработки в сочетании с бурением новых скважин или боковых стволов требует дальнейшей апробации.

3. Рассмотренный метод после апробации на месторождениях целесообразно использовать при проектировании разработки нефтяных залежей месторождений на поздней стадии с дальнейшим включением в нормативные документы.

Список литературы

1. Vygon Consulting. Налоги в нефтедобыче: реформа 2020. – https://vygon.consulting/upload/iblock/0b6/vygon_consulting_tax_reform_2020.pdf.
2. Козлова Д.В. «Умная» добыча: почему цифровые технологии удержат низкие цены на нефть. – <https://www.forbes.ru/biznes/351129-umnaya-dobycha-pochemu-cifrovye-tehnologii-uderzhat-nizkie-ceny-na-neft>.
3. Гарифуллин А.Р., Сливка П.И. Система автоматического управления операциями по добыче нефти и газа – интеллектуальные скважины // Нефть. Газ. Новации. – 2017. – № 12. – С. 24–32.
4. Управление добычей на основе нейросетевой оптимизации режимов работы скважин на объекте БС_в Западно-Малобалыкского месторождения / Д.А. Рябец, В.В. Бескурский, Л.С. Бриллиант [и др.] // Neftgaz.ru. – 2019. – № 6. – С. 92–98.
5. Пат. 2759143 РФ. Способ повышения эффективности гидродинамических методов увеличения нефтеотдачи пласта / Л.С. Бриллиант, А.С. Завьялов, М.Ю. Данько, А.О. Елишева, К.А. Андонов, О.В. Цинкевич; заявитель и патентообладатель ООО «ТИНГ». – № 2020138860; заявл. 27.11.2020; опубл. 09.11.2021.

6. Пат. 2614338 РФ. Способ оперативного управления заводнением» / Л.С. Бриллиант, А.И. Комягин, М.М. Бляшук, О.В. Цинкевич, А.А. Журавлева; заявитель и патентообладатель ООО «ТИНГ». – № 2015156293; заявл. 25.12.2015; опубл. 24.03.2017.

7. Пат. 2565313 РФ. Способ оперативного управления заводнением пластов / Л.С. Бриллиант, И.А. Смирнов, А.И. Комягин, А.А. Потрясов М.Ф. Печоркин, А.В. Барышников; заявитель и патентообладатель ООО «ТИНГ». – № 2013127750/03; заявл. 18.06.2013; опубл. 20.10.2015.

8. Пат. 2715593 РФ. Способ оперативного управления заводнением пластов / Л.С. Бриллиант, А.С. Завьялов, М.Ю. Данько; заявитель и патентообладатель ООО «ТИНГ». – № 2019130594; заявл. 28.09.2019 г., опубл. 02.03.2020.

9. Архитектура цифровых решений управления режимами эксплуатации скважин в задачах эффективной разработки зрелых месторождений нефти / Л.С. Бриллиант, М.Р. Дулкарнаев, М.Ю. Данько [и др.] // Недропользование XXI век. – 2020. – № 4. – С. 98–107.

10. Управление заводнением нефтяных месторождений на основе прокси-моделирования / А.А. Потрясов, М.Р. Мазитов, С.С. Никифоров [и др.] // Нефть Газ Новации. [и др.]. – 2014. – № 12. – С. 32–37.

11. Методические основы и опыт внедрения цифровых технологий оперативного планирования и управления режимами работы добывающих и нагнетательных скважин на участке ОПР пласта ЮВ1 Ватъеганского месторождения ТПП «Повхнефтегаз» (ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь») / С.В. Арефьев, Р.Р. Юнусов, А.С. Валеев [и др.] // Недропользование XXI век. – 2017. – № 6. – С. 60–81.

12. Автоматизация процессов управления режимами работы нагнетательных скважин при нейросетевой оптимизации на объекте БС₈ Западно-Малобалькского месторождения / Д.А. Рябец, В.В. Бескурский, Л.С. Бриллиант [и др.] // Neftegaz.ru. – 2020. – № 2. – С. 52–57.

13. Автоматизация процессов нейросетевой оптимизации режимов закачки воды на месторождениях АО «НК «Нефтиса» / А.Л. Зарубин, Д.В. Перов, Д.А. Рябец [и др.] // Нефть. Газ. Новации. – 2020. – № 8. – С. 40–53.

References

1. Vygon Consulting. *Nalogi v nefte dobyche: reforma 2020* (Vygon Consulting. Taxes in oil production: reform 2020), URL: https://vygon.consulting/upload/iblock/0b6/vygon_consulting_tax_reform_2020.pdf.

2. Kozlova D.V., "Umnaya" dobycha: pochemu tsifrovye tekhnologii uderzhat nizkie tseny na nefi' (Smart mining: why digital technologies will keep oil prices low), URL: <https://www.forbes.ru/biznes/351129-umnaya-dobycha-pochemu-tsifrovye-tehnologii-uderzhat-nizkie-tseny-na-neft>.

3. Garifulin A.R., Slivka P.I., Gabdulov R.R., "Smart wells" – System of automated control over oil and gas production (In Russ.), *Neft'. Gaz. Novatsii*, 2017, no. 12, pp. 24–32.

4. Ryabets D.A., Beskurskiy V.V., Brilliant L.S. et al., *Production management based on neural network optimization of well operation modes at the BSB facility of the Zapadno-Malobalykoye field* (In Russ.), *Neftegaz.ru*, 2019, no. 9, URL: <https://magazine.neftgaz.ru/articles/tsifrovizatsiya/455504-upravlenie-dobychey-na-osnove-neyrosovevoy-optimizatsii-rezhimov-raboty-skvazhin-na-objekte-bs8-zapad/>

5. Patent RU 2 759 143 C1, *Method for increasing the efficiency of hydrodynamic methods for increasing the petroleum recovery of a reservoir*, Inventors: Brilliant L.S., Zav'yalov A.S., Dan'ko M.Yu., Elisheva A.O., Andonov K.A., Tsinkevich O.V.

6. Patent RU 2 614 338 C1, *Method of real-time control of reservoir flooding*, Inventors: Brilliant L.S., Komyagin A.I., Blyashuk M.M., Tsinkevich O.V., Zhuravleva A.A.

7. Patent RU 2 565 313 C2, *Operations control method for reservoir flooding*, Inventors: Brilliant L.S., Sмирнов I.A., Komjagin A.I., Potryasov A.V., Pechorkin M.F., Baryshnikov A.V.

8. Patent RU 2 715 593 C1, *Method of operative control of water flooding of formations*, Inventors: Brilliant L.S., Zav'yalov A.S., Dan'ko M.Yu.

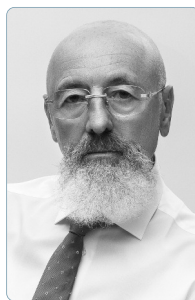
9. Brilliant L.S., Dulkarnaev M.R., Dan'ko M.Yu. et al., *Challenges of efficient brownfield development: architecture of digital solutions in control of well operation conditions* (In Russ.), *Nedropol'zovanie XXI vek*, 2020, no. 4, pp. 98–107.

10. Potryasov A.A., Mazitov M.R., Nikiforov S.S. et al., *Management over oil field flooding process at the basis of proxy modeling* (In Russ.), *Neft'. Gaz. Novatsii*, 2014, no. 12, pp. 32–37.

11. Arefev S.V., Yunusov R.R., Valeev A.S. et al., *Methodical foundations and experience in the implementation of digital technologies for operational planning and management of the operating modes of production and injection wells in the OPR area of the YuV1 reservoir of the Vatejeganskoye deposit of the Povkhneftegaz TPP (ООО LUKOIL-Western Siberia)* (In Russ.), *Nedropol'zovanie XXI vek*, 2017, no. 6, pp. 60–81.

12. Brilliant L.S., Gorbunova D.V., Zav'yalov A.S. et al., *Automation of processes for managing the operation modes of injection wells with neural network optimization at the BSB facility of the Zapadno-Malobalykoye field* (In Russ.), *Neftegaz.ru*, 2020, no. 2, pp. 52–57.

13. Zarubin A.L., Perov D.V., Ryabets D.A. et al., *Automation of neural network optimization processes for water injection at the fields of "OC "Neftisa" JSC* (In Russ.), *Neft'. Gaz. Novatsii*, 2020, no. 8, pp. 40–53.



Леониду Самуиловичу Бриллианту – 70 лет!

13 марта 2022 г. известному ученому, признанному эксперту ГКЗ и ЦКР в области проектирования и разработки месторождений, идейному лидеру и новатору Леониду Самуиловичу Бриллианту исполнилось 70 лет.

Свою трудовую деятельность Леонид Самуилович начал геологом в производственном объединении «Нижневартовскнефтегаз». Затем прошел путь от заведующего лабораторией до заместителя генерального директора СибНИИ НП. В последующем им были созданы ЗАО «Аналитический центр СибИНКор», Тюменский институт нефти и газа, Тюменский нефтяной научный центр, Политехническая школа ТюмГУ.

Вклад Леонида Самуиловича в развитие отечественной нефтегазовой отрасли неocenim. Под его руководством выполнены и реализованы сотни уникальных проектов по разработке месторождений Российской Федерации на суше и шельфе, в числе которых наиболее значимые Самотлорское, Красноленинское, Советское месторождения, проект «Сахалин-1». Им опубликовано множество статей, методических рекомендаций, научных решений и изобретений. Также под руководством Леонида Самуиловича и при его непосредственном участии разработаны и активно внедряются современные программные комплексы и автоматизированные технологии. Уже много лет Л.С. Бриллиант плодотворно сотрудничает с журналом «Нефтяное хозяйство», публикуя результаты своей деятельности на его страницах.

Леонид Самуилович щедро делится своим богатым опытом и знаниями с молодыми специалистами. Развитие кадрового потенциала нефтяной науки – один из главных его талантов. Выпускники инженерной школы Леонида Самуиловича успешно работают в нефтяных компаниях, сервисных организациях и научных центрах в России и за рубежом, в том числе в Тюменском нефтяном научном центре ПАО «НК «Роснефть».

**Уважаемый Леонид Самуилович!
Поздравляем Вас с Юбилеем!
Желаем Вам крепкого здоровья,
благополучия, сил и энергии,
дальнейших успехов в профессиональной
деятельности!**

Коллектив ООО «ТНЦ» ПАО «НК «Роснефть»,
редакционная коллегия и коллектив
редакции журнала «Нефтяное хозяйство»

