

Л.С. Бриллиант
канд. техн. наук
академик РАН,
член ЦКР-УВС Роснедра
Тюменский Институт нефти и газа¹
генеральный директор
ting@togi.ru



М.Р. Дулкарнаев
канд. техн. наук
«ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»
ТПП «Повхнефтегаз»²
заместитель генерального директора по разработ-
ке месторождений – главный геолог
Marat.Dulkarnaev@lukoil.com



М.Ю. Данко
Тюменский Институт нефти и газа¹
заместитель генерального
директора по науке
danko@togi.ru



А.О. Елишева
Тюменский Институт нефти и газа¹
директор департамента анализа
и проектирования разработки
нефтегазовых месторождений
ElishevaAO@togi.ru



О.В. Цинкевич
Тюменский Институт нефти и газа¹
заместитель директора департамента
анализа и проектирования разработки
нефтегазовых месторождений
Tsinkevitch@togi.ru

Архитектура цифровых решений управления режимами эксплуатации скважин в задачах эффективной разработки зрелых месторождений нефти

¹ Россия, 625000, Тюмень, ул. Герцена, 64.

² Россия, 628486, Тюменская обл., Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Когалым, ул. Дружбы народов, 15.

Современные тенденции производства заставляют нефтяные компании пересмотреть существующие инструменты и принципы организации бизнес-процессов управления разработкой месторождений. Мотивация преобразований продиктована изменениями в области информационных технологий и вычислительной техники, которые охватывают практически все сферы жизнедеятельности. Зачастую трансформацию производственных процессов в нефтегазовом секторе связывают с совершенствованием техники, технологии и производства, а инновации в области управленческих решений игнорируются. Полагается, что эти вещи между собой никак не связаны: можно комфортно существовать в интернет-пространстве, удаленно управляя технологическими процессами, сохраняя при этом право влиять на результат, а еще хуже - на источники данных и измерений, исходя из опыта. Специалистами ООО «ТИНГ» в содружестве с инженерами и геологами нефтедобывающих компаний разработана технология, основанная на синергии опыта и искусственного интеллекта, создан промышленный программный продукт, в котором, опираясь на промысловые измерения, решается комплекс задач по оперативному управлению режимами эксплуатации скважин и оптимизации нефтедобычи

Ключевые слова: оперативное управление заводнением; трансформация; цифровизация; модель планирования; потенциал по добыче; искусственный интеллект; нейронные сети; прокси-моделирование; технологический режим эксплуатации скважин

*Любые изменения в системе управления и оперативном планировании -
всегда вызов для разработчиков*

Современные тенденции производства заставляют нефтяные компании пересмотреть существующие инструменты и принципы организации бизнес-процессов управления разработкой месторождений. Мотивация преобразований продиктована изменениями в области информационных технологий и вычислительной техники, которые охватывают практически все сферы жизнедеятельности.

В мире вещей и коммуникаций такие изменения гармонично интегрируются в «мир вокруг нас», предоставляя новые возможности и качество жизни. Здесь противоречия носят, скорее, второстепенный характер и связаны с устоявшимся укладом, который трансформируется под действием мягкой силы комфорта преимуществ, соответственно, воспринимается легко и без избыточного сопротивления.

Иначе воспринимаются преобразования, направленные на трансформацию производственных процессов нефтегазовой отрасли, где продолжают доминировать принципы планирования «от достигнутого». Здесь преобладает опыт специалиста, а в последующем - и его статус в иерархии управленческого аппарата. Все остальное только обслуживает старые практики, придавая новое звучание форме (например, «цифровая трансформация»), но тщательно оберегая анахроничное содержание. Именно по этой причине не ставятся амбициозные задачи по существу, а инновационные проекты решаются исключительно в сфере техники, технологий и оборудования, но никак не в сфере управления. Полагают совершенно искренне, что эти вещи между собой никак не связаны: можно комфортно существовать в интернет-пространстве, удаленно управляя технологическими процессами, сохраняя при этом самое важное - право влиять на результат, а еще хуже - на источники данных и измерений, исходя из ОПЫТА. В итоге складывается парадоксальная ситуация, когда техника и технология осуществили «рывок», а управление разработкой, принятие решений «топчется на месте».

То, что мы предлагаем - не инновация технологий, это инновация управленческих решений. В этом и заключается главная проблема, поскольку в стереотипном мышлении новое воспринимается исключительно с позиции потребления. Другое дело, если ничего приобретать не надо, лишь критически посмотреть на процессы, которые десятилетиями остаются неизменными, формируя некоторое неприкасаемое пространство.

Очевидно, что для новой модели планирова-

ния, как и для каждого продукта, должно сложиться профессиональное сообщество. Мы исходим из того, что парадигма цифровой трансформации предполагает не только следовать трендам, но и управлять потенциалом добычи месторождения в заданной модели ограничений.

Что же подлежит критическому анализу и осмыслению? Самое простое, с чем ежедневно сталкиваются специалисты - технологический режим работы скважин и практика его формирования. По существу, этот документ привязан к плановым показателям по добыче нефти, методы расчета которых в модели от «достигнутого» предельно консервативны и не имеют потенциала для развития. Одновременно с технологическими режимами составляется и план ГТМ по обеспечению норм отбора из эксплуатационного объекта. Режимы нагнетания воды здесь выступают в качестве приложения, не обязательного к исполнению. Это в первую очередь вследствие того, что многократные попытки управлять закачкой с целью оказания воздействия на динамику обводнения скважин не демонстрируют устойчивого положительного результата. Отсюда скептицизм к гидродинамическим методам (изменение кинематики потоков, нестационарное или циклическое заводнение) регулирования разработки высокообводненных залежей нефти. Все это в совокупности вызывает законное недоверие и отторжение у инженеров при обсуждении возможности эффективного управления заводнением и формирования технологического режима скважин на принципиально другой основе.

Тем не менее современные тренды развития диктуют необходимость критического осмысления старых практик.

С одной стороны, это:

- цена на нефть, которая подвержена изменениям, никак не связанным с реальными затратами;

- отсутствие в обозримом горизонте планирования экономически оправданных промышленных перспектив проектов на шельфе и разработки ТРИЗ, если речь не идет о опытно-промышленных работах;

- значительный объем остаточных запасов нефти на заводненных месторождениях, ресурсы технические, технологические и трудовые, которые сосредоточены в «старых» нефтедобывающих регионах.

С другой стороны - широкое применение вычислительной математики, расширение возможностей информатики и систем управле-

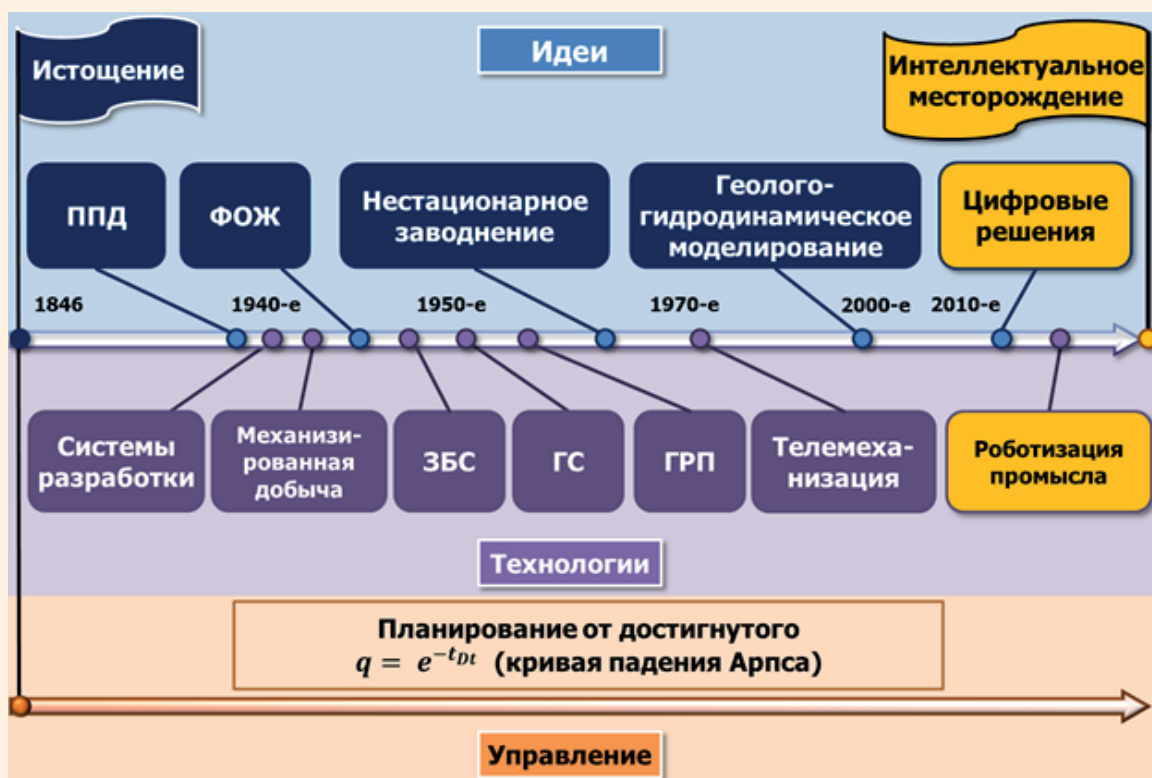


Рис. 1.
Эволюция идей и технологий

ния в решении реальных производственных задач, которые формируют новый технологический уклад в концепте «интеллектуального месторождения».

Прошедший путь, как и цели настоящего, демонстрируют многообразие решений, в которых, тем не менее, экспоненциальная модель Арпса - базовый принцип планирования «от достигнутого», сохраняет свою данность (рис. 1).

Сформулируем вопросы, применительно к «зрелым» месторождениям, характеризующимся завершающей стадией разработки, на которые в последующем будут представлены для обсуждения аргументированные ответы и комментарии:

- Так ли незыблем принцип планирования «от достигнутого»?

- Существуют ли иные постановки задач при оперативном планировании, нежели пролонгация и локальная корректировка трендов в расчетных показателях разработки месторождения?

- Так ли «безнадежны» методы управления закачкой воды в задачах стабилизации и предотвращения в среднесрочной перспективе падения добычи нефти, обусловленного обводнением скважин?

- Возможна ли «цифровая трансформация» процессов контроля и управления разработкой месторождений в рамках сложившейся модели

планирования?

- Существуют ли альтернативные практики, которые находят свое воплощение в реальном производстве?

Обзор решений

Практика последних лет неизменно сталкивалась с необходимостью решения сложнейших задач по оптимизации процессов закачки воды в пласт и снижению обводненности продукции скважин. Вне зависимости от методов исследований неизменными оставались вопросы:

- как влияют друг на друга добывающие и нагнетательные скважины;

- как ранжировать нагнетательные скважины по степени влияния на процесс заводнения нефтяного пласта;

- как распределить закачку воды, чтобы избежать резкого обводнения скважин и обеспечить эффективное воздействие на пласт;

- как оптимизировать энергозатраты в системе ППД, сокращая непроизводительную закачку воды

- как увеличить дебиты нефти и снизить себестоимость эксплуатации скважин;

- как увеличить выработку подвижных запасов?

Несмотря на все многообразие, методы расчета взаимовлияния скважин можно разделить на три группы:

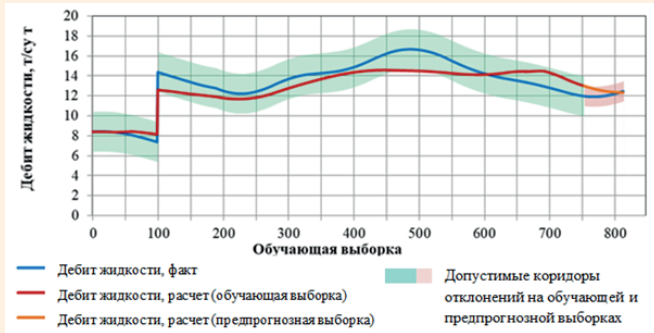


Рис. 2.
Пример успешной адаптации по дебиту жидкости

- 1) взаимовлияние по линиям тока, полученным на гидродинамической модели - это прямая задача моделирования;
- 2) поиск связей «нефть - закачка» методами математической статистики, самым простым случаем этого класса является ранговая корреляция Спирмана;
- 3) создание физически-содержательной прокси-модели - обратная задача моделирования.

Процесс перехода от начальных стадий разработки к завершающим характеризуется процессом накопления информации о месторождении, который сопровождается переходом от упрощенных и стохастических моделей к более детальным и детерминированным. Тем не менее первый класс методов не нашел применения в практике оперативного управления разработкой ввиду неоднозначности исходных данных, проблем масштабирования результатов лабораторных экспериментов на сеточную область геолого-гидродинамических моделей, условной схематизации в расчетах многочисленных факторов, сопутствующих эксплуатации скважин модификаторами при воспроизведении исторических событий. В совокупности это не предоставляет ожидаемых преимуществ по отношению к практическим методикам, опирающимся на трансляцию сложившихся трендов показателей и нормативную эффективность работ.

Второй класс статистических методов в отдельных случаях находит применение исключительно с целью установления качественной связи, отражающей взаимовлияние нагнетательных и добывающих скважин. Иными словами, мы можем с известной вероятностью предполагать об интерференции скважин, но не можем выразить эту связь функционально, а значит, и не определяем оптимальные значения приемистости. По этой причине решения по регулированию закачки имеют преимущественно субъективный характер и не получают своего развития в практических задачах по управле-

нию заводнением.

Идея оценить степень влияния закачки на добычу, построить функциональную связь «нефть - закачка» и рассчитать оптимальные приемистости нагнетательных скважин - не новая. Первые публикации на эту тему датируются 1972 г. [1] и к настоящему времени разработано огромное множество разнообразных «концептов» управления заводнением [2, 12, 13]. Прокси-моделирование в этой части является альтернативой 3D-методам, точно так же воспроизводит и позволяет прогнозировать показатели работы скважин, однако его парадигма совершенно противоположная. Можно сказать, что если 3D-модель - это «подземная» модель, в которой показатели работы скважин - результат физических и химических процессов, происходящих в недрах, то прокси-модель - это, наоборот, «наземная» модель, в которой регистрируются закономерности в откликах скважин на возмущения, выявленные эмпирическим путем.

Наиболее встречаемые в зарубежных публикациях последних лет - прокси модели *CRM*, *Capacitance-Resistive Models*, (объемно-резистивная модель) [3] и *INSIM-FT* (модель межскважинного численного моделирования с отслеживанием фронта) [4]. Однако следует отметить ряд важных обстоятельств, которые ограничивают область применения прокси-моделей в практических задачах. По сути, с математической точки зрения происходит решение уравнения, в котором неизвестных переменных больше, чем исходных данных. Подбор переменных вариации позволяет получить желаемую аппроксимацию дебита нефти, однако физическая содержательность исходных параметров, как то: функции ОФП, объемы дренирования и проницаемости, сжимаемость пластовой системы, продуктивность скважин, при этом искажается существенным образом, происходит деформация под результат.

Критический анализ решения практических задач управления заводнением в концепте *INSIM-FT* подробно разбирали специалистами (М. Данько, А. Завьялов, А. Елишева, А. Нехо-рошкова). Здесь целесообразно привести выводы, к которым пришли авторы по результатам тестирования метода на синтетических и реальных моделях пласта «...прокси-модели на физических принципах чрезмерно усложняются и все более приближаются к гидродинамическим симуляторам. Возможно, что *CRM* и *INSIM-FT* являются тупиковым направлением развития, и следует обратить внимание не на воспроизведение физических полей, а на прямое изучение откликов добычи на закачку, создавая симулятор без сеточной области и конечно-разностных методов» [5].

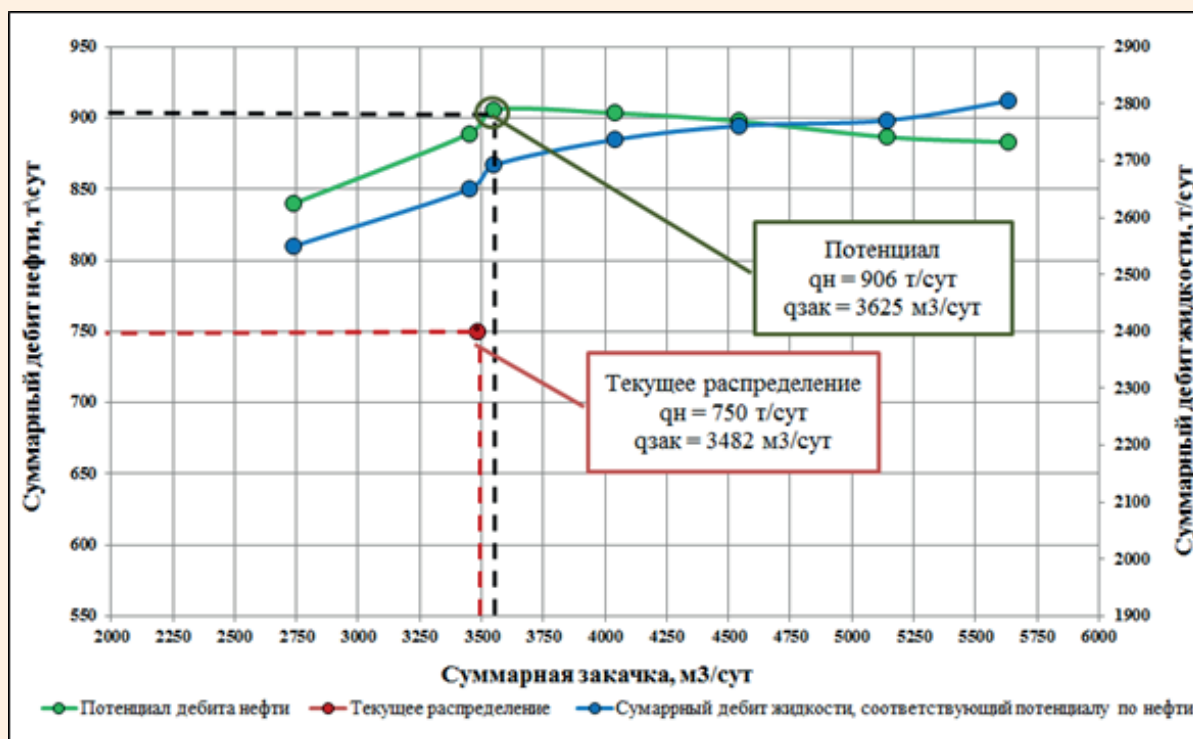


Рис. 3.
Диагностический профиль расчетов оптимизационной задачи и выбор стратегии оптимизации

Многочисленные интерпретации зарубежных авторов по модификации решений CRM и INSIM-FT находят отражение в разработках и публикациях отечественных специалистов, наследуя все отмеченные недостатки [6]. Принимая во внимание, что на первое место в таких случаях выходят не физически содержательная часть решений, а стохастические методы подбора параметров результирующих уравнений, очевиден поиск альтернативных алгоритмов, которые ориентированы исключительно на доступные для инструментальных измерений промысловые показатели эксплуатации скважин. Именно такие методы были положены в основу создания технологии управления заводнением на платформе программного комплекса «АТЛАС» (ПК «АТЛАС»),

Выбор математической модели

Мы исходим из того, что ввиду большой погрешности исходной информации усложнение модели только снижает достоверность результатов. Иными словами, первичными являются промысловые данные, источники получения и частота измерений, их качество. Математический аппарат основывается исключительно на технологиях машинного обучения, в силу того, что физическая аналитика не является определяющим фактором в подобных решениях.

Идея технологии заключается в воспроизведе-

дении откликов добывающих скважин на изменения в системе закачки воды в качестве базиса последующего решения оптимизационной задачи и формирования на этой основе технологического режима эксплуатации скважин. Структуру прокси-модели формируют три основных блока, где решаются прикладные математические задачи:

- разработка алгоритмов обработки оперативных данных для определения связей между различными параметрами эксплуатации скважин, получаемыми в динамике от системы телеметрии;
- создание математического аппарата, позволяющего выразить количественно связь между изменениями темпов закачки воды и добычей нефти в скважинах;
- решение оптимизационных задач производства в различной постановке ограничений.

Критически анализируя известные практики постановки и решения аналогичных задач в смежных областях науки и производства, где в качестве базового инструментария применяются нейронные сети, авторы [7] остановились на конструкции полностью связанной нейронной сети с одним скрытым слоем. Для обучения моделей применяется метод градиентного спуска. Эффективным алгоритмом вычисления градиента функции потерь по всем параметрам нейронной сети является алгоритм обратного

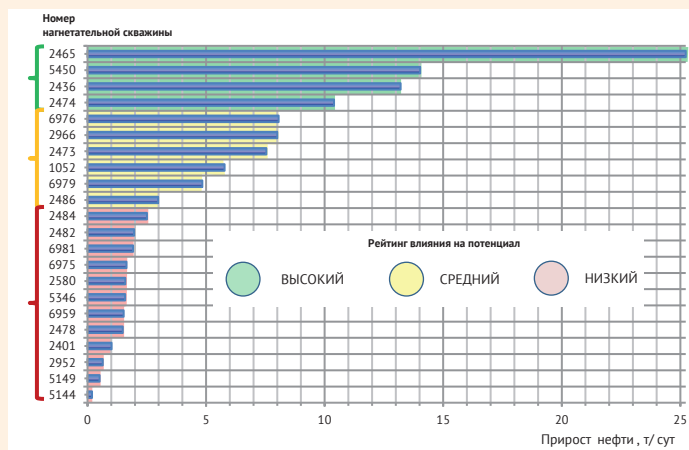


Рис. 4.
Рейтинг нагнетательных скважин по степени влияния на потенциал

распределения ошибки. Важным преимуществом предложенных решений является то, что метод не накладывает никаких ограничений на сложность геологического строения, не требует учета параметров эксплуатации скважин, которые не могут быть определены с допустимой частотой и погрешностью. В качестве исходных данных алгоритм использует объективную первичную посуточную промысловую информацию, основанную на инструментальных и лабораторных измерениях (замеры дебита жидкости, доли нефти добывающих скважин, приемистости нагнетательных скважин), что способствует достижению результата с минимальными погрешностями [8, 9].

Практическая реализация достигается путём последовательного выполнения следующих действий.

1. *Подготовка данных.* Создание обучающей выборки для адаптации прокси-модели на дебит жидкости и долю нефти.
2. *Конструирование элементов заводнения.*
3. *Адаптация прокси-модели* на дебит жидкости и долю нефти добывающих скважин в зависимости от изменения приемистостей нагнетательных скважин.
4. *Оценка качества адаптации.* Корректировка настроечных параметров, тонкая настройка. Получение итоговой функции дебита нефти добывающих скважин от закачки воды.
5. *Задание модели ограничений* по скважинам и по месторождению (участку работ).
6. *Выбор стратегии разработки.*
7. *Расчет потенциала* месторождения соответственно выбранной стратегии и модели ограничений при оптимизации кинематики потоков в системе добывающих и нагнетательных скважин.
8. *Расчет оптимальных режимов работы*

нагнетательных скважин для обеспечения потенциальной добычи нефти при сокращении непроизводительной закачки и отборов воды по месторождению (участку работ).

9. *Представление результатов,* оформленные графических материалов.

Экспертная система оценки и обработки данных. Промысловые измерения характеризуются большим разбросом значений. Ручная корректировка первичных данных сопровождается ростом погрешности, деформацией массива исходных данных, потерей сущности того, что замеряется, делает результирующую выборку предвзятой и невалидной, снижая объективность последующих расчетов. По этой причине подготовка данных предшествует этапу установления количественной связей между различными параметрами эксплуатации скважин. Входные данные по скважинам, получаемые с системы телеметрии, анализируются и проходят предварительную автоматическую фильтрацию различными методами: методом трендов, методом Савицкого-Голея, методом доверительных фильтров, методом выделения событий. Сглаженная динамика сопоставляется с исходными показателями, непротиворечивость преобразований оценивается по критерию Пирсона.

Конструирование элементов заводнения. Элементы заводнения формируются группировкой нагнетательных скважин, составляющих периметр замкнутой области, в центре которой находится добывающая скважина. Первичные измерения предоставляют динамику показателей, на которых в автоматизированном режиме выделяются тренды, отрезки переменной длины, отражающие основные направления изменений: восходящие и нисходящие. По каждой паре скважин «добывающая - нагнетательная» сопоставляются динамики дебитов жидкости и приемистости, синхронизированные по времени. Равнонаправленные тренды добывающей и нагнетательной скважины определяют коэффициент взаимовлияния скважин. Пары скважин, у которых коэффициент взаимовлияния более 0,33 считаются связанными и формируют контур элемента заводнения.

Адаптация прокси-модели. Для установления функциональных зависимостей между дебитом жидкости, долей нефти добывающей скважины и приемистостями нагнетательных скважин создается прокси-модель, в основе которой искусственная нейронная сеть прямого распространения сигнала и обратного распространения ошибки - однослойный перцептрон. В самом общем виде он представляет систему из элементов трех разных типов: входной сигнал, слой вычислительных нейронов и выходной сигнал. На входной сигнал подаются приемистости нагнетательных скважин, после этого

Алгоритм изучения взаимовлияния скважин

1 уровень

Индикаторы снижения обводнения

– обзор событий, связанных со снижением обводненности продукции скважин при распределении закачки

2 уровень

Взаимовлияние скважин

– попарный корреляционный анализ событий, связанных с изменением жидкости, приемистости и обводненности скважин

3 уровень

Прокси-модель

– искусственная нейронная сеть, воспроизводящая многопараметрические зависимости показателей эксплуатации скважин в элементах заводнения

Рис. 5.

Новая парадигма изучения взаимовлияния скважин

рассчитывается взвешенная смещенная сумма связей. Затем полученная сумма подвергается преобразованию активационной функцией. В качестве функций активации используются дважды дифференцируемые непрерывные функции, а именно логистическая функция. На выходном сигнале рассчитывается значение дебита жидкости и доли нефти в продукции скважины, которые затем сравниваются с фактом. Обучение нейронной сети (адаптация) заключается в минимизации функции ошибки путем изменения значений настроечных параметров. В качестве алгоритмов минимизации используются градиентные (градиентный спуск) и стохастические методы (метод имитации отжига).

Оценка качества адаптации. Критерии адаптации нейронной сети выработались в процессе практической реализации проектов управления заводнением на месторождениях Западной Сибири и Новосибирской области с применением нейронных сетей и носят рекомендательный характер.

Адаптация по дебиту жидкости/доле нефти считается удовлетворительной, если расхождение между фактическими и расчетными данными соответствует двум условиям (рис. 2):

- менее 20% на всей обучающей выборке;
- менее 10% на предпрогнозном периоде (последний квартал обучающей выборки).

Таким образом, прокси-модель адаптируется на исторические показатели работы каждой добывающей скважины месторождения (участка работ), что *создает возможность* для реше-

ния различного рода оптимизационных задач. Функциональные зависимости в последующем будут положены в основу для распределения закачки и отборов жидкости в скважинах, расчета компенсации в элементах заводнения.

Задание модели ограничений. Целью последующих расчетов является выбор стратегии развития разработки и оценка оптимальных режимов закачки воды. Контур возможных решений определяет область ограничений. Обоснование модели ограничений выполняется на основе комплексного анализа геолого-промышленной информации, системы обустройства и конкретных целей при решении задачи нейросетевой оптимизации.

Различают следующие виды ограничений:

- дифференциальные ограничения (по скважинам) на максимальные и минимальные значения приемистости /дебита жидкости;
- интегральные ограничения (по группе скважин) на суммарные отборы жидкости/объемы закачки воды.

Выбор стратегии разработки. Стратегия решения оптимизационной задачи формируется исходя из текущего состояния разработки объекта, объема и структуры остаточных запасов нефти, целей. Различают следующие стратегии:

- интенсивная, когда оценивается потенциал по добыче нефти, соответствующий максимально возможным в рамках модели ограничений объемам закачки воды и отборам жидкости;
- стратегия по сокращению закачки воды и отборов жидкости с минимизацией потерь в добыче нефти, обусловленной снижением



Рис. 6.
Альтернативные модели планирования

обводненности продукции скважин.

Расчет потенциала объекта. Оптимизационная задача заключается в поиске режимов работы нагнетательных скважин, которые обеспечивают потенциал по добыче нефти в заданной модели ограничений. Решение оптимизационной задачи возможно разными методами, например, градиентными либо стохастическими методами. Применительно к градиентному методу для решения проблемы останковки алгоритма в локальных экстремумах предусматривается возможность множественного запуска - «мультистарт». Из всех локальных максимумов функции выбирается наибольшее.

Расчеты оптимизационной задачи выполняются в разных моделях ограничения согласно стратегии - с пошаговым изменением суммарной закачки в заранее определенном диапазоне значений и завершаются построением диагностической модели оптимизации (рис. 3) [14].

Итоговое решение оптимизационной задачи проверяется на устойчивость. Устойчивое решение - это такое решение, при котором малые изменения аргументов не приводят к существенному изменению функции. Решение оптимизационной задачи считается устойчивым, если при изменении приемистости не более чем на 10% потенциал по добыче нефти меняется незначительно (менее 2%).

Расчет оптимальных режимов закачки воды. Соответственно выбранной стратегии, которая

находит свое отражение на диагностической диаграмме оптимизации, определяются условия, которым соответствуют рекомендуемые темпы нагнетания воды и отборы жидкости в скважинах. Результатом являются:

- потенциальные уровни добычи нефти по месторождению в заданной модели ограничений;
- оптимальные режимы работы нагнетательных скважин, обеспечивающие потенциал по добыче нефти;
- оптимальные режимы работы добывающих скважин, обеспечивающие потенциал по добыче нефти;
- рейтинг нагнетательных скважин;
- распределение закачки и отборов жидкости в элементах заводнения.

Решение оптимизационной задачи предоставляет возможность определить рейтинг каждой нагнетательной скважины по степени влияния на результат (рис. 4), сформировать тем самым последовательность работ при решении практических задач по управлению заводнением на месторождении.

Разработанный инструментарий существенно расширяет возможности распространенных практик основанных на изучении взаимовлияния скважин (рис. 5).

В концепте нейросетевой оптимизации результаты вычислений формируют технологический режим нагнетательных и добывающих скважин,

оторый решает принципиально иные задачи, обусловленные возможностями альтернативной модели оперативного планирования и управления при разработке месторождения (рис. 6).

В концепте нейросетевой оптимизации меняется не только модель планирования, но и отношение к первичным данным. В настоящих практиках допускается вмешательство геолога, который сообразно своим предпочтениям вносит существенные корректировки, которые находят отражение в технологическом режиме, искажая модель реальных измерений. В случае планирования от «потенциала», соответственно задачам по оптимизации производства, преобразование массива данных следует исключительно логике машинного обучения: плохие/искаженные данные - плохая нейронная сеть, а далее по цепочке - недостижение поставленной цели. Исключение субъективизма в процессе формирования технологического режима - одно

из основополагающих условий эффективного управления заводнением и планирования сопутствующих работ на скважинах.

Выводы

Специалистами ООО «ТИНГ» в содружестве с инженерами и геологами нефтедобывающих компаний разработана технология [10, 11], основанная на синергии опыта и искусственного интеллекта, создан промышленный программный продукт, в котором, опираясь на промысловые измерения, решается комплекс задач по оперативному управлению режимами эксплуатации скважин и оптимизации нефтедобычи. Отметим, что на 4 стадии разработки месторождений возможно получение 10-30% от общего значения КИН, что говорит о значимости проводимых работ и важности самой стадии разработки [14].

Литература

1. Мееров М.В., Литвак Б.Л. Оптимизация систем многосвязного управления. М.: Наука. 1972. 344 с.
2. Степанов С.В., Соколов С.В., Ручкин А.А., Степанов А.В., Князев А.В., Корытов А.В. Проблематика оценки взаимовлияния добывающих и нагнетательных скважин на основе математического моделирования //Вестник Тюменского государственного университета. Физикоматематическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2018. Т. 4. № 3. С. 146-164.
3. Albertoni, Alejandro & Lake, Larry. (2003). Inferring Interwell Connectivity Only From Well-Rate Fluctuations in Waterfloods. SPE Reservoir Evaluation & Engineering- SPE RESERV EVAL ENG. 6. 6-16.10.2118/83381-PA.
4. Guo, Zhenyu & Reynolds, Albert & Zhao, Hui. (2018). Waterflooding optimization with the INSIM-FT data-driven model. Computational Geosciences. 10.1007/s10596-018-9723-y.
5. Нехорошкова А.А., Данько М.Ю., Завьялов А.С., Елишева А.О. Критический анализ метода прокси-моделирования INSIM-FT (Interwell Numerical Simulation Front Tracking models) на синтетических моделях и реальном месторождении //Нефть. Газ. Новации. 2019. № 12. С. 49.
6. Ручкин А.А., Степанов С.В., Князев А.В., Степанов А.В., Корытов А.В., Авсянко И.Н. Исследование особенностей оценки взаимовлияния скважин на примере модели CRM //Вестник ТюмГУ. 2018. Т. 4. № 4.
7. Рудинский И.Д. Нейронные сети для обработки информации. М.: Финансы и статистика. 2002. 344 с.
8. Бриллиант Л.С., Печеркин М.Ф. и др. Автоматизация процессов управления заводнением на нефтяном месторождении //Недропользование XXI век. 2016. № 6.
9. Бриллиант Л.С. Цифровые решения в управлении добычей на «зрелых» нефтяных месторождениях //Нефть. Газ. Новации. 2018. №4.
10. Бриллиант Л.С., Данько М.Ю. и др. Способ оперативного управления заводнением пластов. Патент РФ № 2715593, заявлено 28.09.2019, опубликовано 02.03.2020.
11. Бриллиант Л.С. и др. Способ оперативного управления заводнением пластов. Патент РФ № 565313, заявлено 18.06.2013, опубликовано 16.09.2015.
12. Михайлов В.Н., Волков Ю.А., Дулкарнаев М.Р. Итерационная методика построения геолого-гидродинамических моделей для оценки распределения остаточных запасов нефти и планирования геолого-технологических мероприятий //Георесурсы. 2011. №39. С. 43-48; Михайлов В.Н., Дулкарнаев М.Р., Волков Ю.А. Проблемы и опыт проектирования разработки длительно эксплуатируемых залежей нефти на примере Ватьеганского месторождения Западной Сибири / Высоковязкие нефти и природные битумы: проблемы и повышение эффективности разведки и разработки месторождений / Труды международной научно-практической конференции (Казань, 5-7 сентября 2012 года). 2012. Казань: Фэн. С. 255-257.
13. Арефьев С.В., Дулкарнаев М.Р. Методические основы и опыт внедрения цифровых технологий оперативного планирования и управления режимами работы добывающих и нагнетательных скважин на участке ОПР пласта ЮВ1 Ватьеганского месторождения ТПП «Повхнефтегаз» (ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь») //Недропользование XXI век. 2017. № 6. С. 60-81.

UDC 622.276.43

L.S. Brilliant, PhD, Academician of the Russian Academy of Natural Sciences, General Director of Tyumen Institute of Oil and Gas¹, ting@togi.ru **M.R.**

Dulkarnaev, PhD, Deputy General Director for Field Development - Chief Geologist of CCI "Povkhneftegaz", LUKOIL-Western Siberia², Marat.Dulkarnaev@lukoil.com

M.Yu. Danko, Deputy General Director for Science of Tyumen Oil and Gas Institute¹, danko@togi.ru

A.O. Elisheva, Director of the Department for Analysis and Design of Oil and Gas Fields Development of Tyumen Oil and Gas Institute¹, ElishevaAO@togi.ru

O. V. Tsinkevich, Deputy Director of the Department for Analysis and Design of Oil and Gas Field Development of Tyumen Oil and Gas Institute¹,
Tsinkevitch@togi.ru
164 Gerzen str, "City-Center", 10-11 floors, Tyumen, 625000, Russia.
215 Friendship of Peoples str., Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug - Yugra, Kogalym, Tyumen region, 628486, Russia.

Challenges of efficient brownfield development: architecture of digital solutions in control of well operation conditions

Abstract. Current industrial trends force oil companies to revise the existing instruments and principles of business-processes structure in field development management. Motivation of transformations is based on the changes in information technologies and computer facilities, which encompass almost all life spheres. Transformation of production processes in oil and gas sector is often associated with the advancement of equipment, technology, and production, while innovations in the sphere of management solutions are overlooked. It is believed that these things are unrelated: one can comfortably "live" in the Internet space managing the technological processes remotely, while retaining the right to influence the result, and based on experience, even worse - to influence the sources of data and measurements. Specialists of Tyumen Oil and Gas Institute in cooperation with engineers and geologists from operator companies have developed a technology that is based on the synergy of experience and artificial intelligence; they created an industrial software product that solves a set of problems related to real-time management of well operation conditions and oil production optimization.

Keywords: in-process management of waterflooding; transformation; digitalization; scheduling model; production potential; artificial intelligence; neural networks; proxy-modelling; operation conditions of well

References

1. Meerov M.V., Litvak B.L. **Optimizatsiia sistem mnogosviaznago upravleniia** [Optimization of multiply connected control systems]. Moscow, Nauka Publ., 1972, 344 p.
2. Stepanov S.V., Sokolov S.V., Ruchkin A.A., Stepanov A.V., Kniazhev A.V., Korytov A.V. **Problematika otsenki vzaimovlianiia dobyvoishchikh i nagnetotel'nykh skvazhin no osnove matematicheskogo modelirovaniia** [The problem of assessing the mutual influence of production and injection wells based on mathematical modeling]. **Vestnik Tiimenskogo gosudarstvennogo universiteta. Fiziko-matemoticheskoe modelirovanie. Neft', gaz, energetika** [Bulletin of the Tyumen State University. Physical and mathematical modeling. Oil, gas, energy], 2018, vol. 4, no. 3, pp. 146-164.
3. Albertoni, Alejandro & Lake, Larry. (2003). Inferring Interwell Connectivity Only From Well-Rate Fluctuations in Waterfloods. SPE Reservoir Evaluation & Engineering- SPE RESERV EVAL ENG. 6. 6-16.10.2118/83381-PA.
4. Guo, Zhenyu & Reynolds, Albert & Zhao, Hui. (2018). Waterflooding optimization with the INSIM-FT data-driven model. Computational Geosciences. 10.1007/s10596-018-9723-y.
5. Nekhoroshkova A.A., Dan'ko M.lu., Zav'ialov A.S., Elisheva A.O. **Kriticheskii analiz metoda proksi-modelirovaniia INSIM-FT (Interwell Numerical Simulation Front Tracking models) na sinteticheskikh modeliakh i real'nom mestorozhdenii** [Critical analysis of the INSIM-FT (Interwell Numerical Simulation Front Tracking models) proxy modeling method on synthetic models and a real field]. **Neft' Gaz. Novatsii** [Oil. Gas. Innovations], 2019, no. 12, p. 49.
6. Ruchkin A.A., Stepanov S.V., Kniazhev A.V., Stepanov A.V., Korytov A.V., Avsianko I.N. **Issledovanie osobennostel otsenki vzaimovlianiia skvazhin na primere modeli CRM** [Investigation of the peculiarities of assessing the mutual influence of wells using the example of the CRM model]. **Vestnik TiumGU** [Bulletin TyumGU], 2018, vol. 4, no. 4.
7. Rudinskii I.D. **Neironnye seti dlia obrabotki informatsii** [Neural networks for information processing]. Moscow, **Finansy i statistika** Publ., 2002, 344 p.
8. Brilliant L.S., Pecherkin M.F. i dr. **Avtomatizatsiia protsessov upravleniia zavodneniem na neftianom mestorozhdenii** [Automation of waterflooding control processes in an oil field]. **Nedropol'zovanie XXI vek** [Subsoil use XXI century], 2016, no. 6.
9. Brilliant L.S. **Tsifrovye resheniia o upravlenii dobychei na «zrelykh» neftianyykh mestorozhdeniiax** [Digital solutions in production management at "mature" oil fields]. **Neft' Gaz. Novatsii** [Oil. Gas. Innovations], 2018, no. 4.
10. Brilliant L.S., Dan'ko M.lu. i dr. **Sposob operativnogo upravleniia zavodneniem plastov** [Method of operational management of waterflooding]. RF patent No. 2715593, declared 09/28/2019, published 03/02/2020.
11. Brilliant L.S. i dr. **Sposob operativnogo upravleniia zavodneniem plastov** [Method of operational management of waterflooding]. RF patent No. 565313, declared 06/18/2013, published 09/16/2015.
12. Mikhailov V.N., Volkov lu.A., Dulkarnaev M.R. **Iteratsionnaia metodika postroeniia geologo-gidrodinomicheskikh modelei dlia otsenki raspredeleniia ostatochnyykh zapasov nefti i planirovaniia geologo-tekhnologicheskikh meropriiatii** [An iterative technique for constructing geological and hydrodynamic models for assessing the distribution of residual oil reserves and planning geological and technological measures]. **Georesursy** [Georesursy], 2011, no. 39, pp. 43-48; Mikhailov V.N., Dulkarnaev M.R., Volkov lu.A. **Problemy i opyt proektirovaniia razrabotki dlitel'no ekspluatiruemykh zalezhei nefti na primere Vat'eganskogo mestorozhdeniia Zapadnoi Sibiri** [Problems and experience in designing the development of long-term oil deposits on the example of the Vatyegan field in Western Siberia]. **Vysokoviazkie nefti i prirodnye bitумы: problemy i povyshenie effektivnosti razvedki i razrabotki mestorozhdenii** [High-viscosity oils and natural bitumens: problems and increasing the efficiency of exploration and development of fields]. Proc. of the conf. (Kazan, 5-7 September 2012). 2012. Kazan, Fen Publ., pp. 255-257.
13. Aref'ev S.V., Dulkarnaev M.R. **Metodicheskie osnovy i opyt vnedreniia tsifrovyykh tekhnologii operativnogo planirovaniia i upravleniia rezhimomi raboty dobyvaiushchikh i nagnetotel'nykh skvazhin na uchastke OPR plasta luVI Vat'eganskogo mestorozhdeniia TPP «Povkhneftegaz» (OOO «LUKOIL-Zapadnaia Sibir»)** [Methodological foundations and experience in the implementation of digital technologies for operational planning and management of operating modes of production and injection wells at the pilot site of the YuVI formation of the Vatyeganskoy field of the PovkhneftegazTPP (OOO LUKOIL-Western Siberia)]. **Nedropol'zovanie XXI vek** [Subsoil use XXI century], 2017, no. 6, pp. 60-81.