

**ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ МЕТОДОВ НЕЙРОСЕТЕВОГО
АНАЛИЗА НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ ДАННЫХ**
Коровин Я.С.¹, Хисамутдинов М.В.², Иванов Д.Я.³
Email: Korovin655@scientifictext.ru

¹Коровин Яков Сергеевич – кандидат технических наук, директор;

²Хисамутдинов Максим Владимирович – кандидат технических наук, старший научный сотрудник;

³Иванов Донат Яковлевич – кандидат технических наук, старший научный сотрудник,

Научно-исследовательский институт многопроцессорных вычислительных систем им. академика А.В. Каляева
Южный федеральный университет,
г. Таганрог

Аннотация: в связи с высоким спросом на нефть и истощением большинства легкодоступных месторождений, в последние годы активно осваиваются новые месторождения, находящиеся в Арктике, на шельфе. Развертывание нефтедобывающих комплексов в таких условиях сопряжено с финансовыми затратами и решением сложных технических задач. Поэтому в целях экономической целесообразности следует максимизировать объемы добытой нефти и при этом снизить эксплуатационные расходы на оборудование. В связи с этим необходимо применять методы увеличения нефтеотдачи для повышения добычи нефти и использовать современные методы мониторинга и прогнозирования состояния нефтедобывающего оборудования. При выборе применяемых методов увеличения нефтеотдачи необходимо учитывать большое количество параметров конкретного месторождения. Также в целях соблюдения экономической эффективности необходимо учитывать текущую стоимость конечного продукта на мировом рынке и финансовые затраты, связанные с применением тех или иных методов увеличения нефтеотдачи. Решение этой задачи требует анализа больших объемов данных, для которых характерна зашумленность и неполнота. В статье приведены результаты экспериментальных исследований методов нейросетевого анализа нефтепромысловых данных, в том числе нейросетевая методика оперативного определения рекомендуемых методов увеличения нефтеотдачи.

Ключевые слова: искусственная нейронная сеть, анализ данных, нефтяное месторождение, экспериментальные исследования.

**EXPERIMENTAL RESEARCHES OF METHODS OF NEURAL NETWORK
ANALYSIS OF OILFIELD DATA**

Korovin Ya.S.¹, Khisamutdinov M.V.², Ivanov D.Ya.³

¹Korovin Yakov Sergeevich – PhD in Tecnology, Director;

²Khisamutdinov Maxim Vladimirovich – PhD in Tecnology, Senior Researcher;

³Ivanov Donat Yakovlevich – PhD in Tecnology, Senior Researcher,

SCIENTIFIC RESEARCH INSTITUTE OF MULTIPROCESSOR COMPUTER SYSTEMS, SOUTHERN FEDERAL
UNIVERSITY,
TAGANROG

Abstract: due to the high demand for oil and the exhaustion of the majority of easily accessible fields, in recent years new fields in the Arctic have been actively explored on the shelf. Deployment of oil-producing complexes in such conditions is associated with financial expenses and solution of complex technical problems. Therefore, in order to make economic feasibility, it is necessary to maximize the volume of oil produced and at the same time reduce the operating costs of equipment. Therefore, it is necessary to apply methods to increase oil recovery to increase oil production, and use modern methods of monitoring and forecasting the status of oil production equipment. When choosing the methods of enhanced oil recovery, it is necessary to take into account a large number of parameters of a particular field. Also, in order to comply with economic efficiency, it is necessary to take into account the current value of the final product on the world market and the financial costs associated with the use of certain methods of enhanced oil recovery. Solving this problem requires analyzing large amounts of data that are characterized by noise and incompleteness. The article presents the results of experimental studies of methods for neural network analysis of oilfield data, including the neural network methodology for the operational determination of recommended methods for enhanced oil recovery.

Keywords: neural network, data analysis, oil field, experimental studies.

УДК 004.032.26

Введение

Масштабы применения современных методов увеличения нефтеотдачи (МУН) [1–4] в мире непрерывно увеличиваются. В то же время разработка плана эксплуатации месторождения требует учета больших объемов данных, отличающихся неполнотой и зашумленностью. В связи с этим требуется разработка систем поддержки принятия решений, использующих методы анализа больших данных [5–7] и искусственные нейронные сети [8]. Отечественные методы нейросетевого анализа нефтепромысловых данных изложены в работе [9]. В данной статье приведены результаты экспериментальных исследований предложенных методов и алгоритмов.

Архитектура программы имитационного моделирования

Алгоритмы определения ключевых параметров, предложенные в [9], были реализованы в программной модели. Программная модель была подготовлена для работы с реальными промышленными данными. Обучение нейронной сети выполнено и настройки загружены в модели компонентов глобальной интегрированной модели месторождения. Программная модель осуществляет контроль над обменом данными между отдельными нейронными сетями, которые представляют собой имитационные модели оборудования, сегментов нефтепроводов и другие компоненты. Управляющий блок обеспечивает передачу входных и выходных данных нейронных сетей между собой в соответствии с настройками блок-схемы интегрированной модели. Блок-схема определяет порядок движения добываемого из скважины флюида, флюид проходит через компоненты интегрированной модели, частично изменяя свойства (изменение давления и температуры, компонентного состава). На изменение свойств расходуется энергия.

Входные и исходящие данные

Входные данные для программной модели определяются составом блок-схемы интегрированной модели месторождения. Каждый компонент блок-схемы имеет индивидуальный набор входящих данных, но сходный набор исходящих. Входящие данные делятся на постоянные и переменные. К постоянным свойствам элемента блок-схемы относятся конструктивные особенности моделируемого объекта, такие как диаметр трубопровода, количество ступеней насоса, КПД электродвигателя и другие. К переменным входящим данным относятся свойства флюида, который поступает в элемент блок-схемы (давление, температура, обводненность, объем свободного газа, объем растворенного газа, плотность нефти, воды, газа). Исходящие данные элемента блок-схемы так же свойства флюида, которые могли измениться под воздействием элемента, например, давление могло вырасти, если данный элемент является насосом; газовый фактор уменьшится, если данный элемент – сепаратор.

База данных с результатами расчета получает на вход все данные на промежуточных этапах вычислений и выдает результаты для просмотра через интерфейс.

Входные данные для программной модели в целом подготавливаются в виде текстового файла, с описанием свойств пластового флюида, конструкции компонентов блок-схемы и описание блок-схемы в виде древовидного описания.

Выходная информация программной модели – это совокупность записей в базе данных. В состав результатов входит выходная информация по каждому из компонентов блок-схемы и в том числе выходная информация из последнего элемента, содержащая информацию об итоговой добыче по всему месторождению.

Методики проведения экспериментальных исследований

Наименование: макет программного обеспечения «Интегрированная модель месторождения тяжелой нефти». Назначение объекта: программный продукт предназначен для моделирования процессов добычи нефти в ходе добычи нефти из скважины и транспортировки по нефтесбору, а также работы системы поддержания пластового давления. Условное обозначение объекта испытаний: «Интегрированная модель».

Цель испытаний: Подтвердить работоспособность «Интегрированной модели» в соответствии с функциональным назначением и выполнить экспериментальные расчеты с использованием реальных производственных данных для проверки возможностей модели воспроизводить реальный технологический процесс.

Для проведения испытаний базового функционала «Интегрированной модели» выполняется подготовка набора тестовых данных в виде текстового файла описания графа блок-схемы диаграммы технологического процесса, текстового файла настроек работы скважин (управление по забойному давлению, управление по расходу жидкости) и текстового файла настроек постоянных входящих данных, описывающих элементы блок-схемы технологического процесса. Выполняется запуск «Интегрированной модели», пользователь открывает основной файл настроек модели (файл описания графа блок-схемы диаграммы технологического процесса), начинается расчет.

Испытание считается пройденным, если «Интегрированная модель» вносит изменения в базе данных результатов расчета путем добавления записей с результатами расчета работы элементов блок-схемы месторождения.

Для проведения исследований на реальных производственных данных осуществляется подготовка интегрированной модели месторождения и запуск на расчет для получения долгосрочного прогноза развития месторождения. Для целей настоящего исследования выполняется расчет двух сценариев развития месторождения.

Испытание считается пройденным, если в ходе расчетов будет установлена взаимное влияние элементов интегрированной модели месторождения и будет получен прогноз по добыче нефти, газа, воды и потреблению электроэнергии добывающими скважинами и системой поддержания пластового давления.

На этапе экспериментальных исследований согласно программе и методикам испытаний на реальных производственных данных построена интегрированная модель одного из месторождений Западной Сибири. Данные обезличены для соблюдения соглашения о конфиденциальности.

Список исходных данных для моделирования

Этап подготовки исходных данных является ключевым этапом в создании качественной интегрированной модели месторождения. В ходе этого этапа осуществлялись шаги по сбору следующих сведений:

- список работающих в настоящее время добывающих скважин и скважин ППД;
- актуальное состояние системы сбора;
- актуальное состояние системы ППД;
- фактические гидравлические потери в системе ППД и сбора нефти для адаптации модели инфраструктуры;
- компонентный состав попутного газа;

Для организации обработки результатов расчетов и анализа сценариев создана база данных для хранения и анализа результатов расчета базового, альтернативного сценариев.

Нейросетевая модель взаимодействия добывающих и нагнетательных скважин

Моделируемая залежь не имеет газовой шапки и, в соответствии с принятой концепцией разработки разрабатывается на режиме искусственного поддержания пластового давления (ППД) путем закачки в пласт воды. В ходе разработки согласно промысловым данным пластовое давление не снижалось ниже давления насыщения. Несмотря на то, что порядка 30% скважин работает с забойными давлениями ниже давления насыщения, тем не менее, радиус зон вблизи скважин, где забойное давление становится ниже давления насыщения составляет около 10м. Поскольку размер ячеек в модели составляет 100мх100м с радиусом Писмана [10–12], равным 20 м, то учет выделения газа в явном виде в модели производиться не будет.

Модель свойств флюидов для описания гидравлических потерь

На основе анализа результатов исследований и PVT-моделирования в ГДМ приняты параметры, приведенные в Таблице 1.

Таблица 1. Итоговые PVT-свойства в гидродинамической модели пласта ЮВ1

Параметр	Значение
Плотность нефти в пов. условиях, т/м ³	0.857
Объемный коэффициент нефти	1.21
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*сек	0.96
Плотность воды, т/м ³	1.021
Давление насыщения нефти газом, бар	90
Газосодержание, м ³ /м ³	73.3
Вязкость разгазированной нефти в пов. Условиях при температуре 93 С (сР)	1.9
Вязкость разгазированной нефти в пов. Условиях при температуре 15,5 С (сР)	8,4
Точка обращения эмульсии % обводненности	60

Список допущений

В связи с неполнотой исходных данных были приняты ряд допущений.

Оценка потерь давления на УПСВ и эффективности работы системы предварительного сброса воды и газа.

Так как в объем работ по проекту не входит детальное моделирование площадочных объектов, решено консервативно оценить потери давления на УПСВ равными 2 бар.

Эффективность сепаратора попутного газа принята равной 90%.

Эффективность сепаратора воды принята равной 80%.

Данные показатели эффективности будут превзойдены в ходе эксплуатации реального оборудования, так как расчеты показывают, что УПСВ будут работать с неполной загрузкой мощности, и время нахождения смеси в сепараторе будет превышать расчетное.

Оценка эффективности работы газопоршневых электростанций.

Коэффициент полезного действия ГПЭС консервативно принят равным 45%.

Адаптация поверхностной инфраструктуры

Оценка местных сопротивлений и сопротивлений, отнесенных к протяженным участкам линейной части.

В ходе работ по адаптации модели к фактическим замерам давления и расхода сделаны ряд предположений по возможным причинам повышенных потерь и соответствующие местные сопротивления и сопротивления, распределенные по длине отдельных участков нефтесбора, включены в модель поверхностной инфраструктуры.

Для участков трубопровода от кустов № 1, 2, 3 до ДНС принято равномерно распределить потери по длине. Установлено, что расчетные потери давления меньше на этом чем фактические. В связи с тем, что транспорт продукции от куста №3 осуществляется через трубы с внешним диаметром 219 и 273 мм с подводным переходом и сложным профилем, а от кустов № 1, 2 через трубы внешнего диаметра 114 и 168 мм можно предположить, что регулирующая арматура на узле подключения в трубопровод 219 мм на кусте № 3 является местным сопротивлением. В оптимизационном сценарии предполагается установка УПСВ на кусте № 3, что означает переподключение участков трубопровода от кустов выше по ходу движения продукции. Таким образом, возможно, что местное сопротивление будет устранено. Однако для выполнения консервативной оценки пропускной способности решено распределить дополнительные потери на все участки нефтесбора.

Настройка нейронных сетей выполнена на фактические потери давления в нефтепроводах.

Автоматическое управление режимом работы УПСВ

Коэффициент эффективности сепараторов по газу принят равным 90%, по воде 80%. Это консервативная оценка. Объем выделившегося газа определяется исходя из PVT свойств флюида. В ходе расчета интегрированной модели происходит расчет давлений в системе сбора. Сепараторы работают под текущим давлением системы пропускная способность нефтесбора обеспечивает прокачку потока до ДНС после сепаратора без использования насосного оборудования. Газ удаляется частично, некоторый объем газа, различный на каждом временном шаге, остается в растворенном состоянии из-за неполного разгазирования нефти.

Настройки продолжительности расчета интегрированной модели

Продолжительность расчета интегрированной модели с 1 ноября 2017 года по 1 января 2029 года. Дальнейшие расчеты с использованием интегрированной модели нецелесообразны.

В ходе тестовых вычислений установлено, что добыча значительно снижается за последующие 5 лет, и поверхностная инфраструктура ни при каких обстоятельствах не может являться ограничивающим фактором добычи. Так же следует учитывать, что алгоритм расчета автоматически подбирает технологический режим скважинного оборудования тип ЭЦН, число ступеней и частоту вращения. Номенклатура ЭЦН претерпит существенные изменения через 10 лет, и использовать действующие оцифрованные каталоги насосов не имеет практического смысла.

Базовый сценарий развития месторождения

Базовый сценарий не предусматривает внесения изменений в инфраструктуру сбора за исключением прокладки трубопровода параллельного существующему от точки подключения 15 куста до 13 куста. Внешний диаметр трубопровода 114 мм. Прокладка данного участка связана с планами начать добычу на кустах № 15, 18, 17. В настоящее время действует скважина на кусте № 17. Дата ввода участка определена декабрь 2019 года. Подключение кустов № 15, 18, 17 выполнено трубопроводом с внешним диаметром 114 мм.

Расчет базового сценария выполнялся для определения максимальной пропускной способности системы добычи при выводе добывающих скважин на забойное давление 60 бар. Часть скважин ограничена по расходу, так как продуктивность по жидкости высока и это приводит к превышению устьевого давления над заданным лимитом, равным 25 бар.

Оптимизационный сценарий

Месторождение находится на последней стадии разработки, сопровождающейся высокой текущей обводненностью скважин (94%), низкими дебитами нефти (4,6 т/сут), большим неработающим фондом скважин, выбывшим, главным образом, из-за обводнения. С учетом того, что исходная блоковая трехрядная система разработки фактически расформирована, довыработка запасов нефти пласта представляется сложной задачей.

В связи с указанными выше особенностями оптимизационный сценарий предусматривает комплекс мера по переходу к локальной системе ППД, отказ от централизованной раскочки воды и частичный вывод из эксплуатации высоконапорных трубопроводов, установку систем предварительного сброса воды и попутного газа, с направлением попутного газа на газопоршневые электростанции для производства электроэнергии для собственных нужд. В рамках расчета базового и оптимизационного сценариев определяются ограничения по добыче и влияние перехода к локальному сбросу воды и газа на

возможный прирост добычи по отдельным кустам. В ходе выполнения работ установлена необходимость строительства параллельного существующему трубопровода (лупинга) нефтесбора с планируемыми к вводу кустов № 18, 15, 17 для обеспечения прокачки прогнозных объемов добычи при допустимом рабочем давлении в системе.

Оптимизационный сценарий разработан для решения двух задач:

Переход от централизованной закачки воды в ППД к локальной закачке. Вывод ППД из эксплуатации. Целью мероприятий является отказ от дальнейших вложений в поддержание работоспособности протяженной системы трубопроводов высокого давления.

Снятие ограничений по максимальной добыче с кустов добывающих скважин и увеличения потенциала добычи

В рамках этого сценария предусматривается вывод добывающих скважин на максимальный потенциал с ноября 2017 года, там, где это позволяет пропускная способность инфраструктуры. Затем принято, что в декабре 2019 года вводятся в эксплуатацию УПСВ и электростанции собственных нужд (ЭСН) на основе газопоршневых генераторов. После ввода в эксплуатацию УПСВ ограничения на добычу снимаются. Работа месторождения выходит на максимальный потенциал.

В части реинжиниринга системы ППД предлагается постепенно вводить в эксплуатацию скважины по добыче воды на кустах, где сохраняется закачка. Для этих целей подобраны скважины кандидаты из числа выбывших из эксплуатации скважин для реперфорации на вышележащий интервал Сенюманского пласта.

Для расчета генерации электроэнергии принято, что коэффициент сепарации газа на УПСВ составляет 90% от общего объема выделившегося газа при расчетном давлении. Весь отделенный газ направляется на ГПЭС. На основании данных о компонентном составе рассчитана теплотворная способность газа. Исходя из предоставленных поставщиком оборудования сведений о расходе газа для производства электроэнергии на ГПЭС оценены возможности по производству электроэнергии для собственных нужд.

Выводы

В статье приведен архитектура программы имитационного моделирования алгоритмов нейросетевого анализа нефтепромысловых данных. Приведены описания входных и выходных данных, описаны методики проведения экспериментальных исследований, принятые допущения. Результаты экспериментальных исследований подтверждают работоспособность и эффективность методов нейросетевого анализа нефтепромысловых данных.

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ проект №17-08-01219.

Список литературы / References

1. *Shah D.O.* Improved oil recovery by surfactant and polymer flooding. Elsevier, 2012. 578 pages.
2. *Morrow N., Buckley J., others.* Improved oil recovery by low-salinity waterflooding // *J. Pet. Technol.*, 2011. Т. 63. № 05. P. 106–112.
3. *Sheng J.J.* Enhanced oil recovery in shale reservoirs by gas injection // *J. Nat. Gas Sci. Eng.*, 2015. Т. 22. P. 252–259.
4. *Lake L.W. et al.* Fundamentals of enhanced oil recovery, 2014.
5. *Wu X. et al.* Data mining with big data // *IEEE Trans. Knowl. Data Eng.*, 2014. Т. 26. № 1. P. 97–107.
6. *O'Leary D.E.* Artificial intelligence and big data // *IEEE Intell. Syst.*, 2013. Т. 28. № 2. P. 96–99.
7. *Li J. et al.* Big data in product lifecycle management // *Int. J. Adv. Manuf. Technol.*, 2015. Т. 81. № 1–4. P. 667–684.
8. *Patterson D.W.* Artificial neural networks: theory and applications. Prentice Hall PTR, 1998.
9. *Коровин Я.С., Хисамутдинов М.В., Иванов Д.Я.* Методы нейросетевого анализа нефтепромысловых данных // *Вестник науки и образования*, 2019. Т. 1 (55).
10. *Юшков А.Ю.* Совершенствование методов гидродинамического моделирования горизонтальных скважин в условиях крупных ячеек // *Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности*, 2013. № 10. С. 25–35.
11. *Васильев В.И. и др.* Численное решение задачи фильтрации в трещиноватой среде с использованием декомпозиции областей // *Сибирский журнал индустриальной математики*, 2018. Т. 21. № 4. С. 15–27.
12. *Vasil'ev V.I. et al.* Numerical Solution of a Fluid Filtration Problem in a Fractured Medium by Using the Domain Decomposition Method // *J. Appl. Ind. Math.*, 2018. Т. 12. № 4. P. 785–796.