

3. Даследаванне праходжання сігнала праз сценку нафтаправода для сістэмы кіравання ўнутрытрубным герметызатарам / М. І. Вяхіраў, Ю. В. Крышнёў, А. А. Наумук [и др.] // Вестник Гомельского государственного технического университета имени П. О. Сухого. – 2015. – № 2 (61). – С. 80–87.

СОВРЕМЕННЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ДОБЫЧИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ С ПРИМЕНЕНИЕМ ЦИФРОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

Н. В. Бочаров, В. М. Ткачев

*Учреждение образования «Гомельский государственный технический
университет имени П. О. Сухого», Республика Беларусь*

Статья представляет результаты применения современных цифровых решений для повышения эффективности нефтедобычи на месторождениях Припятского прогиба. Разработана цифровая модель мониторинга строительства скважин, базирующаяся на автоматизированном определении операций и расчете ключевых показателей эффективности, что позволяет выявлять скрытое непроизводительное время и сокращать цикл строительства скважин. Интеграция методов искусственного интеллекта и машинного обучения обеспечивает точное прогнозирование аварийных ситуаций, повышая безопасность буровых работ. Также предложена методика создания цифрового двойника керна на основе КТ-изображений и испытаний неразрушающим методом индентирования, позволяющая моделировать напряженно-деформированное состояние образцов и оценивать их эффективные свойства. Полученные результаты подчеркивают значимость интеграции цифровых решений для устойчивой и безопасной эксплуатации нефтяных и газовых месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, где требуется максимальное увеличение рентабельности добычи.

Ключевые слова: трудноизвлекаемые запасы (ТРИЗ) нефти, цифровое бурение, цифровой керн, повышение эффективности добычи нефти.

Введение. В развитии нефтедобычи в пределах Припятского прогиба, как и в иных регионах мира, прослеживается эволюционный путь – от обнаружения месторождений и достижения пиковых уровней добычи до снижения отбора нефти на фоне роста обводненности продукции. Так, первый этап освоения этой территории, характеризующийся открытием и введением в эксплуатацию новых, наиболее крупных месторождений, пришелся на период 1965–1974 гг. В завершение этого этапа годовая добыча достигала 8,0 млн т, при этом 96 % производства обеспечивали три крупнейших месторождения – Речицкое, Осташковичское и Вишанское.

Второй этап, отмеченный стабильными показателями добычи, продолжался всего 1,5 года. Уже к 1976 г. по этим трем основным месторождениям были пройдены максимальные уровни добычи нефти, а новые месторождения, находившиеся на стадии пробной эксплуатации, не смогли компенсировать спад добычи.

Третий этап – период снижения добычи – охватывал 1976–1983 гг., когда годовая выработка нефти сократилась до 2,1 млн т. На сегодняшний день регион переживает заключительную стадию – неуклонное уменьшение уровней добычи, что в последние 20 лет стабилизировалось на отметке 1,6–1,8 млн т. При этом совершенствование систем разработки зрелых месторождений, бурение новых эксплуатационных скважин и внедрение современных технологий, таких как гидроразрыв пласта, разнообразные методы повышения нефтеотдачи пластов (ПНП), а также бурение горизонтальных и разветвленных скважин, позволили добиться данной стабильности.

Современная фаза разработки нефтяных месторождений Припятского прогиба сопровождается ростом негативных тенденций, связанных с целым рядом объективных и субъективных факторов. К ним относятся: увеличение обводненности добываемой продукции; старение и износ эксплуатационного фонда скважин; снижение объемов добычи; низкая интенсивность восполнения углеводородной ресурсной базы посредством геологоразведочных работ; тот факт, что запасы вновь открываемых месторождений в основном представляют собой трудноизвлекаемые запасы (ТРИЗ) нефти; значительное увеличение доли ТРИЗ за счет преждевременной выработки активных резервов на зрелых месторождениях и прироста их за счет гидрорегулирования разработки (рис. 1); концентрация значительных объемов ТРИЗ в нетрадиционных коллекторах, разработка которых традиционными технологиями оказывается нерентабельной [1, 2].

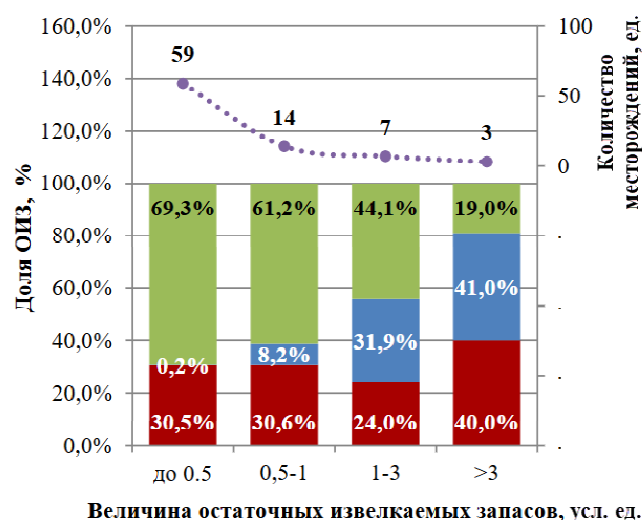


Рис. 1. Распределение остаточных извлекаемых запасов (ОИЗ) нефти месторождений, числящихся на балансе РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» [3]

■ – трудноизвлекаемые ОИЗ (по ФЕС); ■ – трудноизвлекаемые ОИЗ (высокая выработка запасов и обводнение); ■ – активные ОИЗ;
 ... – количество месторождений

В белорусском регионе наблюдается тенденция к увеличению категории ТРИЗ, при этом применяемые традиционные технологии уже не способны обеспечить рост темпов их отбора и тем более улучшить коэффициент извлечения нефти (КИН). Для ряда категорий подобных запасов отсутствует экономически оправданная технология разработки. Эта объективная ситуация диктует необходимость создания, адаптации и внедрения комплекса усовершенствованных и новых технологических решений в области добычи ТРИЗ, в том числе с применением цифровых технологий.

Цель работы – показать накопленный авторами данной статьи опыт применения современных цифровых решений в области мониторинга эффективности строительства нефтяных скважин и исследования керна.

Современные цифровые решения в области строительства скважин. Цифровизация бурения включает интеграцию передовых технологий и аналитических инструментов, таких как искусственный интеллект (ИИ), машинное обучение (МО) и большие данные в процесс бурения (рис. 2). Эти технологии позволяют проводить

детализированный анализ данных и управлять буровыми операциями в режиме реального времени. Использование передовых алгоритмов МО и ИИ позволяет прогнозировать различные параметры бурения и оптимизировать процесс на всех его этапах, значительно улучшая управление рисками и повышая безопасность работ [4]. Полученные данные позволяют оперативно реагировать на изменения условий бурения и вносить коррективы в процесс, что значительно повышает его эффективность. Кроме того, автоматизированный мониторинг улучшает качество управления буровыми процессами за счет точного учета временных и материальных ресурсов [5].

В данной работе предлагается цифровая модель оценки эффективности строительства скважин, основанная на автоматизированном определении операций в процессе бурения, их агрегации и обработки на специализированной цифровой платформе «Унофактор®» [6]. Данная цифровая модель построена на основе системы автоматизированного мониторинга эффективности строительства скважин, которая включает в себя расчет ключевых показателей эффективности (KPI) и скрытого непроизводительного времени, определение которого позволяет установить дополнительные временные ресурсы к снижению продолжительности цикла строительства скважин. Путем анализа статистических данных предложена методика подбора оптимальных режимных параметров бурения, при которых достигаются наибольшие значения механических скоростей для данных геологических условий без перегрузки и повышенного износа бурового оборудования, и определения оптимизированных норм времени на выполнение различных технологических операций в процессе бурения скважин.



Рис. 2. Пример создания среды доверенного взаимодействия всех участников бурового процесса на основе информации из различных источников с применением современных инструментов цифрового бурения

Важным аспектом применения элементов цифрового бурения является возможность применения элементов МО для прогнозирования и предупреждения возможных осложнений и аварий в процессе бурения нефтяных и газовых скважин, что поможет повысить безопасность ведения буровых работ и снизить возможные существенные денежные и временные затраты на ликвидацию последствий. В работах авторов данной статьи [5, 7] показан пример прогнозирования осложнений с применением средств МО и ИИ. Результатом постоянной актуализации разработанных решений с использованием предиктивной аналитики является методика прогнозирования аварийности

при бурении нефтегазовых скважин. Каждый анализируемый параметр ГТИ, так или иначе участвующий в обработке предполагаемой той или иной аварии или осложнения, прогнозируется отдельно от остальных. Имеющаяся обширная база обработанных цифровой платформой данных позволила создать одну модель для прогноза сразу восьми каротажных кривых. Эта особенность позволяет уйти от создания определенной модели под каждую аварийную ситуацию – поглощение, нефте-, газо-, водопроявление, подклинивания или прихват буровой колонны. В то же время это увеличило требовательность к качеству новых данных (отсутствие пропусков, аномальных значений и пр.), которые подаются на вход обученной модели. Полученные результаты спрогнозированных (или экстраполированных) значений выбранных параметров позволяют применить к ним специальные алгоритмы определения аварий. Этот подход представляет собой гибридный метод прогнозирования, заключающийся в экстраполяции параметров ГТИ с помощью модели глубокого обучения с последующей подачей результирующих значений на вход специально разработанных алгоритмов под каждый вид аварии или осложнения. Данное решение отличается от решений прочих конкурентов тем, что можно подстраивать его «на лету», без необходимости длительного по времени переобучения моделей на множестве скважинных данных.

Таким образом, принятие необходимых мер по предотвращению аварийных ситуаций возможно при достоверном прогнозировании их наступления на основе анализа результатов измерений параметров технологических процессов строительства скважин. Автоматизированная система должна выполнять программную обработку результатов измерений в реальном масштабе времени, прогнозирование возникновения возможных осложнений и выдачу предупреждающих сообщений. При этом в большинстве случаев возникновение осложнений при строительстве скважин определяется сложной совокупностью геолого-геофизических и технологических параметров и не может быть выявлено в результате визуальных наблюдений оператором.

Современные цифровые решения в области исследования керна. Единственным достоверным источником геологической информации о горных породах, залегающих на большой глубине, является керн – столбик горной породы, образующийся в процессе бурения скважины и выносимый на поверхность с целью его дальнейшего изучения. Ввиду большой стоимости отбора керна, деградации керна с течением времени, а также внесении деструктивных изменений в образец горной породы при исследовании ее механических свойств, становится актуальной разработка неразрушающих методов определения упругопрочностных характеристик горной породы с последующим анализ эффективных свойств с применением современных цифровых средств моделирования.

В данной работе представлены результаты исследования механических свойств горных пород неразрушающим методом – индентированием, а также представлены возможные аспекты практического применения полученных результатов в виде создания цифрового двойника образца горной породы.

Породы-коллекторы Припятского прогиба, к которому приурочены нефтяные месторождения Республики Беларусь, представляют собой преимущественно карбонатные коллекторы и в ряде случаев обладающие значительным объемом каверн и трещин. Это усложняет, а иногда и делает невозможным проведение лабораторных испытаний стандартными методиками. Авторами данной статьи предлагается новая концепция в цифровом исследовании керна – это создание виртуального (цифрового) двойника стандартного образца керна с целью проведения таких цифровых геомеханических исследований, как испытание на одноосное сжатие-растяжение, объемное сжатие, испытание на сжимаемость и др. Таким образом, цифровой керн –

это мультимасштабная (от метров до нанометров) компьютерная совокупность данных об образце горной породы, включающая объемную 3D-модель образца, построенную на основе изображений рентгеновской компьютерной томографии (КТ). Она содержит информацию о петрофизических и механических свойствах, а также информацию о минеральном составе породы [8].

При создании объекта «цифровой геомеханический керн» используются изображения КТ стандартного образца ($\varnothing 30 \times 60$ мм), что отличает предлагаемую методику от уже существующих, где сканируются микрочастицы размером менее 4 мм. Разработан метод гомогенизации основного объема породы, содержащего равномерно распределенную микропористость, сохраняя крупные макродефекты. Гомогенизация заключается в объединении пор, размер которых не превышает разрешения съемки КТ, в цифровую модель матричного материала. При этом все необходимые свойства данной матрицы определяются методом индентирования [9].

Результатом создания цифровой геомеханической модели керна (рис. 3) с интеграцией в нее результатов комплексного определения упругопрочностных свойств горных пород методом индентирования является компьютерное моделирование напряженно-деформированного состояния при различных механических испытаниях.

Полученные значения напряжений и деформация могут служить калибровочным инструментом для построения геомеханической модели залежи, а также позволяют получить напряжения инициации трещины при проведении ГРП, что позволит повысить эффективность подготовки и проведения данной операции.

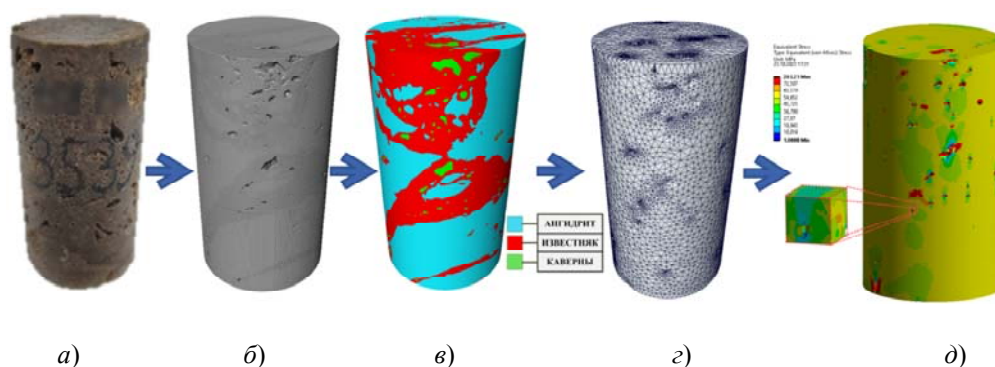


Рис. 3. Результат построения цифрового геомеханического керна:
 а – фото натурального образца; б – 3D-реконструкция томографии образца керна;
 в – сегментация КТ на три фазы; г – создание конечно-элементной модели;
 д – компьютерное моделирование НДС при одноосном сжатии

Отдельным аспектом применения цифровой модели керна необходимо отметить возможность оценки сжимаемости сильно кавернозных карбонатных образцов горной породы, в которых заключена основная доля упругих сил при разработке залежи и основной объем запасов нефти в данном типе коллектора. Провести оценку сжимаемости таких образцов лабораторным путем не представляется возможным, из-за разрыва обжимной PVT-пленки в камере Хоека и прорыва флюида, создающего обжимное давление [10].

Заключение. Внедрение цифровых технологий в нефтедобычу не только оптимизирует технологические процессы, но и существенно повышает эффективность эксплуатации нефтяных и газовых месторождений. Реализация предложенной цифровой автоматизированной системы мониторинга строительства скважин и технологии цифрового геомеханического керна позволяет сократить временные и финансо-

вые затраты при проведении работ. Гибридный метод прогнозирования, основанный на моделях глубокого обучения, демонстрирует высокую точность и гибкость, позволяя адаптировать систему «на лету» без длительного переобучения. Полученные результаты открывают перспективу для масштабирования данных решений в рамках управления нефтегазовыми проектами, что способствует устойчивому развитию отрасли даже при усложнении добычных процессов. Особое внимание уделено цифровым решениям для повышения эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов, доля которых растет в условиях старения фонда эксплуатационных скважин и ограниченности традиционных методик. Таким образом, цифровизация становится ключевым фактором модернизации и повышения эффективности эксплуатации месторождений, включая сложные для извлечения запасы нефти.

Литература

1. Повжик, П. П. Системно-адресный подход к разработке, планированию и внедрению технологий активизации добычи трудноизвлекаемых и нетрадиционных запасов нефти на месторождениях Припятского прогиба / П. П. Повжик, Н. А. Демяненко. – Минск : Четыре четверти, 2023. – 296 с.
2. Системный подход к разработке трудноизвлекаемых запасов в РУП «ПО «Белоруснефть» на основе применения адресных технологий воздействия / П. П. Повжик, И. В. Жук, Д. В. Сердюков [и др.] // Недропользование XXI век. – 2018. – № 4. – С. 148–159.
3. Повжик, П. П. Научно-методическое обоснование технологий разработки трудноизвлекаемых запасов нефти Припятского прогиба : дис. ... д-ра техн. наук : 2.8.4 / Повжик П. П. – Пермь, 2024. – 334 л.
4. Bost, S. Machine Learning for Enhanced Production Optimisation and Management / S. Bost // SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, 2024. – P. 1–13. – DOI 10.2118/221205-MS
5. Серебренников, А. В. О некоторых путях повышения эффективности бурения скважин (на примере нефтяных месторождений Республики Беларусь) / А. В. Серебренников, Н. В. Бочаров, В. М. Ткачев // Вестник Гомельского государственного технического университета имени П. О. Сухого. – 2024. – № 4 (99). – С. 105–118. – DOI 10.62595/1819-5245-2024-4-105-118
6. Мельников И. Г. Нейросетевые платформенные решения для снижения аварийности процесса строительства нефтяных и газовых скважин / И. Г. Мельников, О. В. Захаров, С. О. Косенков // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 10. – С. 71–75. – DOI 10.24887/0028-2448-2020-10-71-75
7. Захаров, О. В. Использование предиктивной аналитики и машинного обучения для прогноза аварий в процессе строительства нефтяных и газовых скважин / О. В. Захаров, И. В. Захаров, Н. В. Бочаров // Современные проблемы машиноведения : сб. науч. тр. В 2 ч. Ч. 2. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2025. – С. 163–167.
8. Цифровая интерпретация геомеханической модели керна / Н. В. Бочаров, В. М. Ткачев, И. Н. Степанкин, Р. Е. Гутман // Современные проблемы машиноведения : материалы XIII Междунар. науч.-техн. конф. (науч. чтения, посвящ. П. О. Сухому), Гомель, 27–28 окт. 2022 г. / М-во образования Респ. Беларусь, Гомел. гос. техн. ун-т им. П. О. Сухого, Филиал ПАО «Компания «Сухой» ОКБ «Сухого» ; под общ. ред. А. А. Бойко. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2022. – С. 206–209.
9. Бочаров, Н. В. Применение метода индентирования для оценки изменчивости модуля Юнга горных пород изучаемого геологического разреза / Н. В. Бочаров, В. М. Ткачев // Современные проблемы машиноведения : сб. науч. тр. В 2 ч. Ч. 2. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2025. – С. 156–160.
10. Бочаров, Н. В. Геомеханические аспекты цифрового керна / Н. В. Бочаров // Академический форум молодых ученых стран Большой Евразии «Континент науки» : сб. тез. докл., Москва, 1–4 нояб. 2023 г. – М. : Центр науч.-техн. решений, 2023. – С. 189–191.