

ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЙ UPSTREAM: СТРАТЕГИЯ ВЫЖИВАНИЯ

В условиях быстроменяющейся внешнеэкономической конъюнктуры привычные процессы госрегулирования, администрирования недропользования, а также принятия решений по разработке активов компаниями требуют внедрения современных цифровых технологий сбора, хранения и обработки информации, применения продвинутого программного обеспечения.

Российская нефтегазовая отрасль сталкивается с существенными внутренними и внешними вызовами. С одной стороны, наблюдается увеличение сланцевой добычи в США, темпы роста спроса на нефть сокращаются, а в перспективе потребление начнет снижаться. Это приводит к увеличению конкуренции за сужающуюся нишу на внешних рынках. С другой стороны, ухудшение состояния МСБ, повышение налоговой нагрузки на фоне внешних санкций приводят к снижению конкурентоспособности российских добывающих компаний. В этой связи, когда скорость принятия инвестиционных решений непрерывно возрастает, развитие отечественных цифровых технологий имеет важнейшее значение.



Сделка ОПЕК+, в которой Россия сыграла ключевую роль, позволила сбалансировать мировой рынок и стабилизировать цены на нефть. Но это потребовало от отечественных компаний беспрецедентных решений по сокращению добычи за счет отключения скважин базового фонда, падения объемов геологических мероприятий и бурения. Для снижения негативных эффектов необходимо внедрение цифровых двойников большинства действующих месторождений и скважин, в которых в связке быстро пересчитывается гидродинамика и поскважинная экономика разработки.

Сегодняшняя система государственной экспертизы непригодна для оперативной оценки принимаемых инвестиционных и регуляторных решений. Во-первых, подсчет рентабельных запасов ведется на уровне эксплуатационных объектов, а не скважин. Во-вторых, пересмотр бизнес-планов по каждому месторождению в реальной жизни происходит не реже, чем раз в год, а государство получает новую картинку раз в 3-5 лет. При этом уровни добычи включают нерентабельное бурение, что приводит к их завышению.

Первая попытка подсчитать рентабельные запасы на конкретную дату (01.01.2019) затянулась более чем на год. На этом фоне Минфин России, не имея объективной картины по месторождениям и оценки влияния налоговых льгот на добычу, принимает серьезные решения по изменению фискального режима с непредсказуемыми последствиями.

Таким образом, и государству, и бизнесу сегодня нужны современные цифровые инструменты, позволяющие на базе оценки поскважинной экономики быстро оценивать влияние инвестиционных или налоговых решений на отдельные месторождения и всю добычу. Это позволит повысить их эффективность и обеспечить устойчивое развитие важнейшей для российской экономики отрасли.

Управляющий директор
Григорий ВЫГОН

АВТОРЫ



Сергей КЛУБКОВ

Директор по консалтингу в секторе разведки и добычи нефти и газа, к.э.н.



Марина МОСОЯН

Старший консультант

СОДЕРЖАНИЕ

Основные выводы.....	3
Индустрия 4.0: реализация решений в сегменте разведки и добычи УВС пока в планах.....	6
Основные тренды цифровой промышленной революции.....	6
Программы цифровизации в сегменте Рид в российских ВИНК.....	9
Актуальные вызовы российской нефтедобычи.....	18
Сокращение добычи в рамках сделки ОПЕК+.....	18
Проблемы мониторинга проектных решений.....	20
Ключевые направления развития.....	23
Основные элементы цифрового месторождения.....	23
Переход на поскважинную оценку экономики.....	25
Электронная экспертиза проектных решений и экономики вариантов разработки.....	30

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ

- Основными целями внедрения цифровых технологий в сегменте «Разведка и добыча» (РиД) являются: сокращение времени получения и обработки больших объемов данных, увеличение точности прогнозирования добычи, снижение неэффективного времени работы оборудования, предупреждение аварий, своевременная оптимизация режимов работы и снижение времени проведения ремонта скважин, оптимизация логистики грузов и онлайн мониторинг производственных процессов. Все эти элементы являются фундаментом концепции цифрового (интеллектуального или умного) месторождения.
- Наиболее перспективными цифровыми технологиями в сегменте РиД, которые будут активно развиваться в ближайшие 5-10 лет в рамках цифрового месторождения, являются: облачные технологии, Big Data, искусственный интеллект, цифровые двойники и дистанционный мониторинг.
- В 2019 г. затраты в мире только на внедрение решений в области искусственного интеллекта для нефтегазового сектора оценивались на уровне 1,8 млрд долл. и к 2025 г. могут увеличиться до 4 млрд долл. Этот пирог не мог не привлечь мировых IT-гигантов - Google, Microsoft, Amazon уже заключили соглашения с крупнейшими нефтегазовыми компаниями.
- Внедрение цифровых технологий позволит снизить стоимость подготовки запасов в России более чем в 3 раза, что обеспечит раскрытие потенциала нетрадиционных залежей. Эффект для государства от прироста КИН, увеличения добычи и налоговой базы составит 2,45 трлн руб. за 2025-2040 гг.
- Российские нефтегазовые компании сегодня активно внедряют цифровые технологии. Из наиболее популярных - технологии искусственного интеллекта (в т.ч. машинное обучение), Big Data, дистанционный мониторинг. Все эти технологии активно применяются в рамках создания цифровых двойников месторождений, интегрированного управления производством и управления надежностью оборудования.
- В результате новой сделки ОПЕК+ добыча нефти в России должна быть значительно снижена. Чтобы сделать это наименее болезненно, необходимо провести технико-экономический аудит всего фонда скважин, как действующую

щего, так и проектного. Фонд эксплуатационных скважин в России насчитывает более 180000 единиц, что потребует привлечения к данной работе современных программных средств.

- Существующая система государственной экспертизы технических проектов разработки месторождений углеводородов не приспособлена к оперативной и гибкой оценке текущего состояния ресурсной базы. В результате практика редкого пересмотра оторванной от жизни проектно-технологической документации (ПТД) оказалась непригодной для мониторинга эффективности и корректировки проектных решений, что наглядно проявилось в рамках ОПЕК+.
- Для оперативного реагирования на внешние и внутренние изменения необходим аудит экономики каждой скважины. Только такая оценка позволит повысить эффективность и обоснованность принимаемых решений в управлении месторождениями.
- Внедрение технологий интеллектуального месторождения в ближайшее время обеспечит ключевые конкурентные преимущества компаниям и их выживаемость в условиях кризисных ситуаций и постоянно меняющихся правил игры. Главным направлением цифровой трансформации в сегменте РИД является создание интегрированной модели, которая объединяет все элементы управления месторождением: «цифровые операции бурения, ГТМ и МУН» - «цифровые скважины» - «цифровые геолого-гидродинамические модели» - «цифровая модель инфраструктуры подготовки и транспорта углеводородного сырья (УВС)» - «комплексная экономическая модель».
- Ключевая потребность бизнеса - качественные данные для оценки перспектив добычи и принятия инвестиционных решений. Исходя из предварительной проработки с компаниями выделено 4 перспективных сервиса: цифровой керн, база данных полевых и интерпретированных данных сейсморазведки и геофизических исследований, результатов бурения, подбор аналогов залежей и эксплуатационных объектов разработки, подбор технологий для проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ) и применения МУН/МУГ/МУК.
- Ключевая потребность государства - единая модель актуальных данных и сервисы, которые повышают эффективность стратегического планирования и осуществления

текущих функций федеральных органов исполнительной власти (ФОИВ). Удовлетворение вышеуказанных запросов может быть реализовано через создание Единой Автоматизированной Информационной Системы (ЕАИС) «Цифровые недра», которая должна органично дополнить существующую федеральную государственную информационную систему Единого фонда геологической информации о недрах (ФГИС ЕФГИ).

- Цифровая трансформация процесса подготовки и экспертизы технических проектов, позволит в разы сократить сроки рассмотрения проектных документов и увеличить качество принимаемых решений. Результатом цифровой трансформации должно стать внедрение программных средств, которые могут объединить геолого-гидродинамические и экономические модели в единый комплекс, позволяющий на выходе давать живую картину развития месторождения, анализировать адекватность заложенных решений, проводить сравнительный анализ технологических показателей разработки с месторождениями-аналогами, а также оценивать корректность принятых эксплуатационных и капитальных затрат и расчетных экономических показателей эффективности вариантов разработки.

ИНДУСТРИЯ 4.0: РЕАЛИЗАЦИЯ РЕШЕНИЙ В СЕКТОРЕ РАЗВЕДКИ И ДОБЫЧИ УВС ПОКА В ПЛАНАХ

ОСНОВНЫЕ ТРЕНДЫ ЦИФРОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОЙ РЕВОЛЮЦИИ

С 2016 г. массовое употребление приобрел термин «Индустрия 4.0», ставший синонимом четвертой промышленной революции. Подобно предыдущим промышленным революциям, четвертая должна изменить не только производство, но и все сферы жизни человека. Искусственный интеллект (ИИ или AI), роботизация (RPA), интернет вещей (IoT), 3D/4D-печать, виртуальная и дополненная реальность (VR/AR), когнитивные технологии (CT), большие данные (Big Data), облачные технологии, блокчейн, цифровые двойники (DT) и дистанционный мониторинг (RM) – и это только основные из всего разнообразия цифровых технологий.

Развитие цифровых технологий и высокий спрос на них способствовал становлению и росту IT-дивизионов в крупных нефтегазовых компаниях. В 2019 г. затраты в мире на внедрение решений в области ИИ для нефтегазового сектора оценивались на уровне 1,8 млрд долл. и к 2025 г. могут увеличиться до 4 млрд долл. Этот пирог не мог не привлечь мировых IT-гигантов – Google, Microsoft, Amazon уже заключили соглашения с крупнейшими нефтегазовыми компаниями.

В апреле 2018 г. Google Cloud и Total подписали соглашение о совместной разработке технологий искусственного интеллекта для обработки и интерпретации геологических и геофизических данных, а также информации, поступающей со скважин на месторождениях нефти и газа. Похожее соглашение 21.12.2020 г. подписали Saudi Aramco и Google Cloud. Кроме того, Google активно сотрудничает с нефтесервисными компаниями Baker Hughes и Schlumberger. Нефтегазовое подразделение Amazon – Amazon Web Services (AWS) работает с такими нефтегазовыми компаниями как BP и Shell. AWS предлагает решения в области машинного обучения, технологий удаленной работы с данными и оборудованием (облачные решения), управления кибер-угрозами.

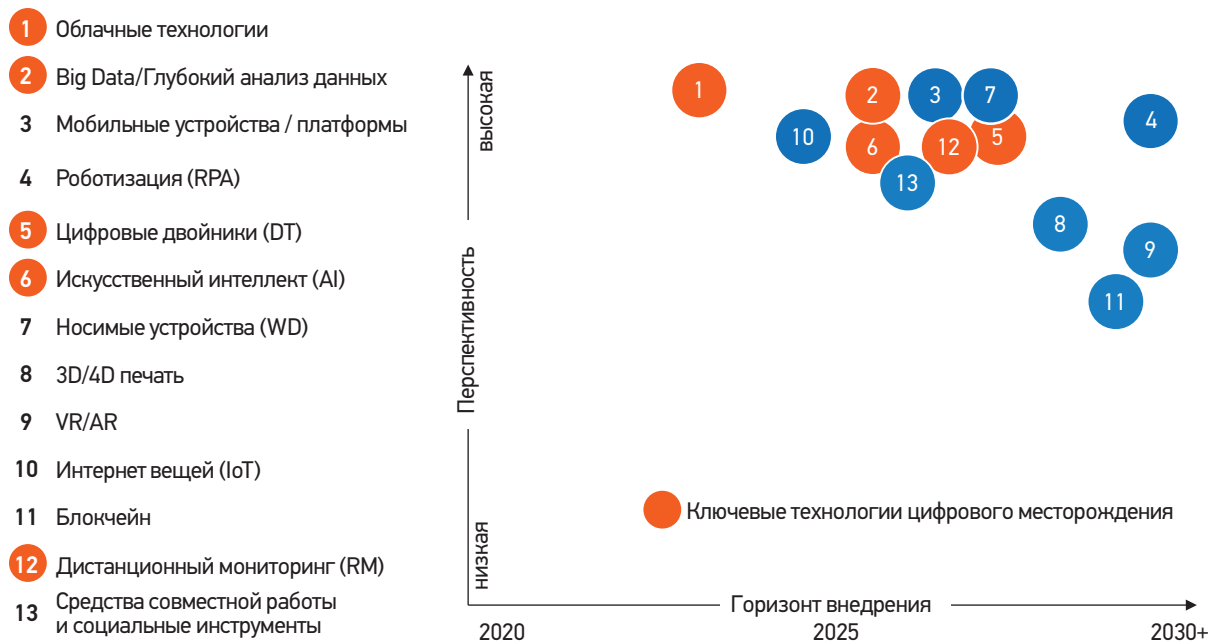
Microsoft Azure предлагает свои облачные решения нефтегазовым компаниям по визуализации гидродинамических процессов с использованием высокопроизводительных вычислений (HPC), оптимизации принятия решений на основе технологий IoT, управления жизненным циклом активов с помощью предиктивного анализа с использованием Azure IoT Solution Accelerator. В октябре 2017 г. Microsoft подписал семилетнее соглашение с Chevron. В сентябре 2019 г. Chevron, Schlumberger и Microsoft объявили о сотрудничестве с целью ускорения цифровизации нефтегазовой отрасли. Совместный проект нацелен на создание собственного приложения Microsoft Azure в среде когнитивной разведки и добычи DELFI (Schlumberger). Также в 2020 г. Microsoft и ExxonMobil подписали соглашение о разработке облачных решений для оптимизации операций в Пермском бассейне (США).

Все три IT-гиганта являются членами форума Open Subsurface Data Universe (OSDU) – международной группы нефтегазовых, нефтесервисных и консалтинговых компаний (всего 173 участника), включая Shell, Chevron, ExxonMobil, Total, BP, ConocoPhillips, Equinor, Schlumberger, Halliburton, Baker Hughes и др. Целью данного форума является создание открытой платформы в нефтегазовой отрасли для обмена информацией в области цифровых технологий.

Вышедший в мае 2020 г. отчет Greenpeace под названием «Oil in the Cloud» о разрушающей роли IT-гигантов (в первую очередь, Microsoft, Google и Amazon) в изменении климата и их связи с «грязными» нефтяными компаниями наделал много шума. Google даже заявила, что остановит дальнейшую разработку решений в области ИИ и машинного обучения. Но нам видится это маловероятным, так как прогресс не остановить, на место IT-гигантов придут другие компании.

Проведенный нами анализ программ цифровизации, реализуемых международными и российскими нефтегазовыми компаниями в 2018-2020 гг., выявил основные тренды по внедрению технологий, а также позволил определить наиболее перспективные из них, которые будут активно развиваться в ближайшие 5-10 лет (Рисунок 1).

Рис. 1. Основные цифровые технологии, внедряемые в нефтегазовой отрасли в мире по перспективности и горизонту внедрения



Источник: VYGON Consulting

Ключевыми с точки зрения внедрения для цифрового месторождения технологиями являются облачные технологии, Big Data, искусственный интеллект, цифровые двойники и дистанционный мониторинг. Они позволят увеличить коэффициенты извлечения нефти и газа, повысить уровень добычи, снизить себестоимость готовой продукции и сократить расходы на эксплуатационное бурение, формируя основные конкурентные преимущества компании в направлении РИД.

Цифровая трансформация не могла не затронуть российскую нефтегазовую отрасль - один из самых технологичных секторов экономики. За счет внедрения цифровых решений для повышения эффективности управления проектами, операционной деятельности и цепочки поставок передовые нефтегазовые компании планируют получить значительные конкурентные преимущества. В частности, эффект только за счет развития методов ИИ в российской нефтегазовой отрасли может составить для компаний +2,95 трлн руб., для государства +2,45 трлн руб. за период 2025-2040 гг. (Таблица 1).

Таблица 1.

Суммарный эффект от развития методов ИИ для отрасли и государства в 2025-2040 гг., трлн руб.

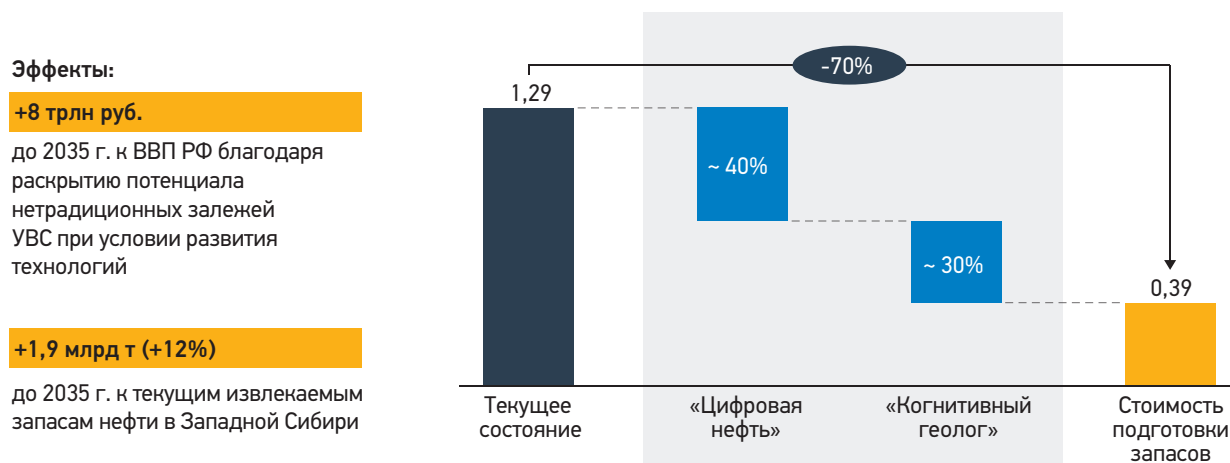
	2025-2040 гг.
Суммарный эффект для отрасли	+2,95
Снижение расходов на ГРП	+0,40
Снижение расходов на эксплуатационное бурение*	+1,90
Снижение расходов на ремонт скважин	+0,60
Прирост коэффициента извлечения нефти (КИН) до 5%	+0,05
Суммарный эффект для государства	+2,45
Дополнительные объемы добычи нефти за счет прироста КИН до 5%	+1,40
Расширение налоговой базы по налогам за счет снижения затрат	+1,05

* Основной эффект от внедрения интеллектуальных методов удаленной геонавигации с использованием всего массива данных геолого-технологических исследований, каротажа и телеметрии

Источник: данные компаний, Минэнерго России, VYGON Consulting

По нашим оценкам, внедрение цифровых технологий позволит снизить стоимость подготовки запасов в России более чем в три раза, что обеспечит раскрытие потенциала нетрадиционных залежей (Рисунок 2).

Рис. 2. Потенциал снижения стоимости подготовки запасов на доюрском комплексе, долл./барр.



Источник: VYGON Consulting

**ПРОГРАММЫ
ЦИФРОВИЗАЦИИ
В СЕГМЕНТЕ РИД В
РОССИЙСКИХ ВИНК**

Российские компании активно инвестируют в цифровые решения по всей производственной цепочке. Добывать углеводороды многим игрокам приходится в сложных геолого-технических условиях, при этом обрабатывать огромные массивы данных, в том числе в реальном времени, другим словами присутствует колоссальный потенциал для использования цифровых технологий. Остановимся кратко на корпоративных программах цифровой трансформации в сегменте Рид российских ВИНК.

ПАО «Газпром нефть»

Сейчас в портфеле «Газпром нефти» накоплено более 1000 цифровых и программных решений по всей цепочке бизнеса (от исследования месторождений до взаимодействия с потребителями и партнерами), которые объединены в 30 корпоративных программ цифровой трансформации и легли в основу «Стратегии цифровой трансформации ПАО «Газпром нефть» до 2030 г., утвержденной в сентябре 2019 г.¹ Благодаря их реализации «Газпром нефть» планирует в течение нескольких лет добиться ежегодного экономического эффекта до +5% к EBITDA.

¹ <https://ar2019.gazprom-neft.ru/strategic-report/digital-transformation>

В Таблице 2 приведены крупные цифровые проекты в сегменте Рид «Газпром нефти».

Таблица 2.
Крупные цифровые проекты в сегменте Рид «Газпром нефти»

Программа	Цель
Когнитивная геология	Сокращение продолжительности цикла ГРП за счет инструментов поддержки принятия решений, цифровых двойников и интеллектуальных помощников для интерпретации данных
Создание центров управления проектами	Ускорение ввода месторождений посредством внедрения IT-решений, формирования единой системы информационного моделирования объектов строительства, создания общих требований к моделям данных и использования беспилотных летательных аппаратов (БПЛА) для мониторинга строительства
Актив будущего	Создание и ведение цифровых двойников, интегрированное управление производством и управление надежностью оборудования

Источник: ПАО «Газпром нефть», VYGON Consulting

В направлении «Разведка и Добыча» реализованы следующие основные пилотные проекты:

- Когнитивный геолог – применение технологий ИИ (машинное обучение) для создания модели геологического объекта;
- Вега 2.0 – система поддержки принятия решений для геолого-экономической оценки новых проектов;
- Конструктор ГРП – анализ и способы минимизации геологических рисков;
- Цифровой двойник сейсморазведочных работ – база результатов сейсмических исследований со всех ЛУ Компании для обеспечения подбора оптимальных решений по изучению новых перспективных участков;
- 365 – обеспечение возможности круглогодичного проведения ГРП;
- БПЛА для магниторазведки;
- Цифровая нефть – анализ данных и выявление пропущен-

ных залежей. В 2019 г. проект опробован на Вынгапуровском месторождении²;

- Цифровое проектирование месторождений – оптимизация инфраструктуры гринфилдов. Реализованы пилоты на Ямбургском, Западно-Зимнем, Оурынском и Чонской группе месторождений;
- Центр управления добычи (ЦУД) – интеграция промышленных данных месторождения, прогнозов цифровых двойников элементов системы разработки, отправка запросов в систему ЭРА (Электронная разработка активов) - АРМ геологов/разработчиков или операторам. Реализован на активах Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз, Газпромнефть-Хантос и Газпромнефть-Ямал;
- Интегрированная система управления разработкой – пилот полного цифрового двойника реализуется на Оренбургском месторождении;
- Мобильный бурильщик – набор современных устройств (смартфоны, беспроводные гарнитуры, световые колонны, смарт-браслеты, ТВ-панели и устройства дополненной реальности) для буровых бригад, работающие при низких температурах для онлайн-оповещения о текущих и предстоящих операциях и критичных изменениях в процессе бурения. Протестировано на Новопортовском месторождении.

ПАО «НК «Роснефть»

Реализация стратегии «Роснефть-2022»³, утвержденной в 2018 г., является приоритетным направлением развития компании. Обозначено четыре основных цели цифровой трансформации бизнеса: интенсификация технологического прорыва, сокращение затрат, рост маржинальности и привлечение новых форм управления и организации бизнеса. Цифровая трансформация компании затрагивает все сегменты деятельности и включает в себя 6 основных направлений: цифровое месторождение, цифровой завод, цифровая цепочка поставок, цифровой трейдинг, цифровая АЗС, цифровой рабочий⁴.

2 <https://digital.gazprom-neft.ru/about-project?id=digitalneft>

3 <https://www.rosneft.ru/docs/report/2017/ru/strategy.html>

4 https://www.rosneft.ru/upload/site1/document_file/a_report_2019.pdf

Таблица 3.

Ключевые цифровые проекты «Роснефти» в сегменте РиД в 2019 г.

Проект	Описание
Цифровое месторождение	<p>Полный цифровой двойник создан для Илишевского месторождения. Разработаны шесть моделей активов РН-Уватнефтегаз, Славнефть-Красноярскнефтегаз, РН-Ванкор, Конданефть, Верхнечонскнефтегаз и Востсибнефтегаз для последующей реализации на них цифрового месторождения. Разработана концепция цифрового газового месторождения, апробация планируется на Пырейском м/р. Создана пилотная интегрированная модель Пырейского м/р с трехмерной визуализацией промысла.</p>
Big Data	<p>На объекте Варьеганнефтегаза внедрены технологии ИИ в области HSE. На объектах Самотлорнефтегаза – технологии ИИ для прогноза отказов установок электроприводного центробежного насоса (УЭЦН), управления поставками и запасами товарно-материальных ценностей (ТМЦ). Сибнефтегаз апробирует технологию контроля устойчивости скважины и объектов инфраструктуры в реальном времени, технологии онлайн-контроля техрежима скважин и обработки исследований на газовых скважинах в реальном времени с применением машинного обучения. В 2019 г. был разработан прототип программного комплекса для обработки и интерпретации данных геофизических исследований скважин «РН-ПЕТРОЛОГ» с использованием алгоритмов машинного обучения. В середине 2022 г. планируется выпуск промышленной версии.</p>
Дроны	<p>Система дрон-мониторинга объектов инфраструктуры и трубопроводов прошла летные испытания на нефтяных активах. На активах Роспан Интернешнл запущена апробация дронов для контроля за состоянием ликвидированных и законсервированных скважин.</p>
Цифровые бригады ТКРС	<p>Проект реализуется с целью удаленного мониторинга утечек газа лазерными газоанализаторами.</p>
Цифровой работник	<p>Проект находится на стадии прототипа. Представляет из себя носимую электронику в области HSE, подключенную к среде «Сфера 3D» (информационная система, включающая цифровые двойники более 3,5 тыс. объектов и единиц техники Уватского проекта).</p>

Источник: ПАО «НК «Роснефть», VYGON Consulting

ПАО «НК «Роснефть» с 2006 г. начало разрабатывать собственное программное обеспечение (ПО) для сегмента РиД. С 2014 г. в компании используется корпоративный гидродинамический симулятор «РН-КИМ», который позволяет создавать и анализировать трехмерные цифровые модели месторождений, используемые для оценки извлекаемых запасов и прогнозирования добычи. В 2017 г. «Роснефть» создала первый в Евразии промышленный симулятор гидравлического разрыва пласта «РН-ГРИД».

В 2019 г. разработан программный комплекс «РН-СИГМА» для геомеханического моделирования при бурении.

21 января 2020 г. «Роснефть» объявила о внедрении автоматизированной системы интеллектуального бурения (АСИБ) на буровых установках, используемых на месторождениях Оренбургской области.

В Таблице 3 приведены ключевые цифровые проекты, реализуемые «Роснефтью» в сегменте Рид в 2019 г.

Можно выделить следующие основные направления стратегии цифровизации компании в сегменте «Разведка и Добыча»:

- Цифровое месторождение;
- Центры удаленного управления бурением и добычей;
- Промышленный интернет вещей;
- Big Data.

ПАО «Татнефть»

В компании «Татнефть» курс на цифровую трансформацию всей производственной системы был взят в 2014 г. Цифровая модель была протестирована на ключевом активе – Ромашкинском месторождении, в результате, по сообщениям компании, удалось снизить себестоимость добычи на 30%.

Действующая в ПАО «Татнефть» стратегия цифровизации является частью утвержденной в 2018 г. «Стратегии развития Группы «Татнефть» до 2030 г.»⁵. Основные усилия по цифровизации направлены на внедрение технологий Big Data, промышленного интернета вещей, роботов, цифровых двойников и автоматизации.

Центр моделирования компании планирует к концу 2020 г. охватить 44% нефтяных объектов гидродинамическими моделями (ГДМ) (86% годовой добычи)⁶. На конец 2021 г. запланирован полный охват нефтяных объектов моделями, на основе которых будет приниматься большинство бизнес-решений в компании. В 2019 г. был реализован пилотный проект по управлению раз-

⁵ https://www.tatneft.ru/storage/block_editor/files/02427faf51999c3fc3fb83572b07c3e242f7ec3e.pdf

⁶ <http://www.ec.tatneft.ru/deyatelnost/tsentr-modelirovaniya?lang=ru>

работкой актива на основе интегрированной модели на Соколинском месторождении.

В период 2017-2019 гг. на Восточно-Макаровском месторождении была применена модифицированная методика прогнозирования нефтегазоносности доманиковых отложений «Нейросейсм-Foreground», основанная на обработке нейронными сетями результатов сейсморазведки. С 2018 г. компания внедряет собственную производственную систему связи «Татнефть-TETRA» для передачи данных телеметрии с промысла⁷.

Для реализации плана по созданию цифровых двойников объектов нефтедобычи к 2021 г. в 2020 г. было начато наземное лазерное сканирование резервуаров на промысле. Уже полностью отсканированы резервуары НГДУ «Елховнефть». Помимо этого, с 2016 г. реализуется лазерное сканирование и мониторинг объектов обустройства с помощью БПЛА.

Потенциальными проектами являются цифровизация процессов подсчета запасов, планирования и строительства скважин, управления их ремонтом; внедрение инструментов бизнес-анализа для управления затратами, цифровизация процессов управления эффективностью и пр.

ПАО «ЛУКОЙЛ»

В рамках программы «Цифровой ЛУКОЙЛ 4.0» работа ведется по четырем направлениям: цифровые двойники, цифровой персонал, роботизация и цифровая экосистема. Цифровые двойники, цифровой персонал и технологии роботизации объединены в единую цифровую экосистему, в рамках которой происходит обмен информацией с каждым участником в рамках зоны его ответственности. Реализация такой экосистемы нацелена на повышение рентабельности добычи, сокращение затрат, оптимизацию численности сотрудников и рост производительности их труда, а также увеличение эффективности управленческих решений.

В направлении Рид особое внимание уделяется проекту «Интегрированного моделирования» и «Интеллектуального месторождения»⁸.

Проект «Интегрированное моделирование» включает в себя создание моделей пласта, скважины, системы сбора и транспорта,

⁷ https://iadevon.ru/news/Technologies/tatneft_razvivaet_svoyu_sistemu_tsifrovoy_svyazi_dlya_upravleniya_dobichey_i_pererabotkoy_nefti-7599/

⁸ <https://lukoil.ru/FileSystem/9/469460.pdf>

завода. На конец 2018 г. было построено 29 моделей месторождений, на конец 2019 г. – 45 моделей, в т.ч. для 12 зарубежных проектов. К концу 2020 г. планируется построить 60 моделей месторождений, а к концу 2025 г. – 125 моделей (20% общего числа).

Проект «Интеллектуальное месторождение» включает в себя интегрированное моделирование, интегрированное планирование, Центр интегрированных операций (ЦИО) и пр., т.е. покрывает весь производственный цикл от стадии поиска до завершения разработки месторождения. На текущий момент на базе ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь» создано три ЦИО с 14-ю интегрированными моделями. Проект находится на стадии тиражирования. «Интеллектуальное месторождение» также реализовано на месторождениях им. В. Филановского и им. Ю. Корчагина.

Также в 2019 г. запущен проект управления разработкой зрелых месторождений с применением нейронных сетей на пилотном участке ЦДНГ-4 Тевлинско-Русскинского месторождения. В 2020 г. планируется внедрение прототипа экспертной системы.⁹

ПАО «Сургутнефтегаз»

Программа цифровизации ПАО «Сургутнефтегаз» охватывает проекты внедрения электронного документооборота, элементы технологии промышленного интернета вещей и блокчейн:

- В годовом отчете компания отмечает, что обеспечила 100% дистанционный контроль электропогружных насосных установок, телеконтроль механизированного фонда скважин и телемеханизацию измерения эксплуатационного фонда скважин¹⁰;
- В апреле 2018 г. реализован пилотный проект по использованию блокчейна, на основе которого создан журнал аудирования процесса поставки металлических труб от Выксунского металлургического завода (Группа «ОМК»)¹¹;
- В планах компании начать оснащать нефтяные насосы метками RFID¹² вместо ламинированных бирок для исклю-

⁹ <https://technologies.lukoil.ru/ru/News/News?rid=454076>

¹⁰ <https://www.surgutneftegas.ru/download.php?id=49975>

¹¹ [https://www.tadviser.ru/index.php/Проект:Сургутнефтегаз_\(пилотный_проект_блокчейн\)](https://www.tadviser.ru/index.php/Проект:Сургутнефтегаз_(пилотный_проект_блокчейн))

¹² RFID (англ. Radio Frequency IDentification, радиочастотная идентификация) — способ автоматической идентификации объектов, в котором посредством радиосигналов считываются или записываются данные, хранящиеся в так называемых транспондерах, или RFID-метках.

чения их потери, соответственно, потери информации об истории эксплуатации насоса¹³.

В рамках общекорпоративного блока «Сургутнефтегаза» реализованы проекты в направлении автоматизации:

- В 2018 г. совместно с компанией Directum была внедрена система электронного документооборота предприятия¹⁴;
- В 2018 г. компания совместно с «БДО Юникон Бизнес Солюшнс» и Comindware внедрила CRM систему, которая позволяет в сжатые сроки строить бизнес-приложения практически без программирования¹⁵;

В рамках программы «Орбита 2.0» также проводятся исследования устойчивости бизнес-процессов, подвергшихся цифровизации. Предполагается, что у таких бизнес-процессов должна появиться способность к проведению быстрых изменений.

ПАО «Газпром»

ПАО «Газпром» в рамках «Стратегии информатизации», утвержденной в 2008 г., реализует программу внедрения цифровых технологий, целью которой является формирование единого информационного пространства¹⁶. В компании активно внедряются сквозные цифровые решения, такие как роботизированные комплексы, нейротехнологии и искусственный интеллект при анализе больших данных, создании моделей действующих производственных объектов (цифровых двойников) с применением технологий высокоскоростных вычислений. Также предполагается организация единого виртуального хранилища данных, автоматически (с применением IoT) поступающих с объектов в режиме реального времени. Компания планирует использовать высокопроизводительные инструменты для глубокого анализа всего массива данных.

В 2019 г. при участии IBM и Инновационного центра «Сколково» разработана самообучающаяся программа, позволяющая корректировать траекторию ствола скважины для предотвращения выхода из продуктивного пласта в процессе бурения.

13 <http://www.gcs.ru/news/?ID=179>

14 <https://www.directum.ru/blog-post/1866>

15 https://www.cnews.ru/news/line/2018-08-08_v_surgutneftegazze_zapushchena_sistema_upravleniya

16 <https://www.gazprom.ru/press/news/2008/january/article56444/>

Научный центр «Газпром ВНИИГАЗ» работает над созданием интеллектуальной системы управления разработкой месторождения¹⁷.

В сервисной компании «Газпром недра» создается единое информационное пространство и инструментарий обращения с геолого-геофизической и промысловой информацией на основе онтологической модели данных. Там же с 2018 г. разрабатывается программный комплекс удаленного мониторинга бурения и обеспечения процесса капитального ремонта, который должен выйти на этап тестирования в 2021 г.¹⁸. Также тестируются БПЛА в условиях Арктики¹⁹.

«Газпром добыча Ямбург» внедрил технологию прогноза начала гидратообразования в газосборном шлейфе и определения момента и места подачи метанола²⁰. Также внедрена автоматизированная технология удаленного гидропрослушивания.

Мощным стимулом для роста компетенций в цифровой трансформации могут стать партнерства IT и нефтегазовых компаний. Например, в ноябре 2019 г. на конференции AI Journey было подписано соглашение о создании первого межотраслевого альянса для продвижения технологий ИИ в России. Его участниками стали «Сбербанк», «Яндекс», «Газпром нефть», Mail.ru Group, «МТС» и Российский фонд прямых инвестиций (РФПИ). Целью альянса является ускорение развития технологий на основе искусственного интеллекта для достижения лидерских позиций российских компаний на глобальных рынках. В рамках сотрудничества РФПИ планирует привлечь от глобальных инвесторов 2 млрд долл. инвестиций в развитие российских компаний, занимающихся ИИ.

Таким образом, основными целями внедрения цифровых технологий в сегменте РИД для компаний являются: сокращение времени получения и обработки больших объемов данных, увеличение точности прогнозирования добычи, снижение неэффективного времени работы оборудования, предупреждение аварий, своевременная оптимизация режимов работы и сокращение времени проведения ремонта скважин, оптимизация логистики грузов и онлайн мониторинг производственных процессов. Все эти элементы являются фундаментом концепции цифрового месторождения.

17 <https://vniigaz.gazprom.ru/research-and-development/digitization/>

18 <https://neftegaz.ru/analysis/projects/635596-portfel-tsifrovyykh-proektov-gazprom-nedra-stroitelstvo-skvazhin-monitoring-bureniya-konsolidatsiya-g/>

19 <https://rogtectmagazine.com/испытания-отечественного-бпла-прове/?lang=ru>

20 <https://neftegas.info/upload/iblock/cb7/cb7cd223fe1954eec6c278eacc9169d1.pdf>

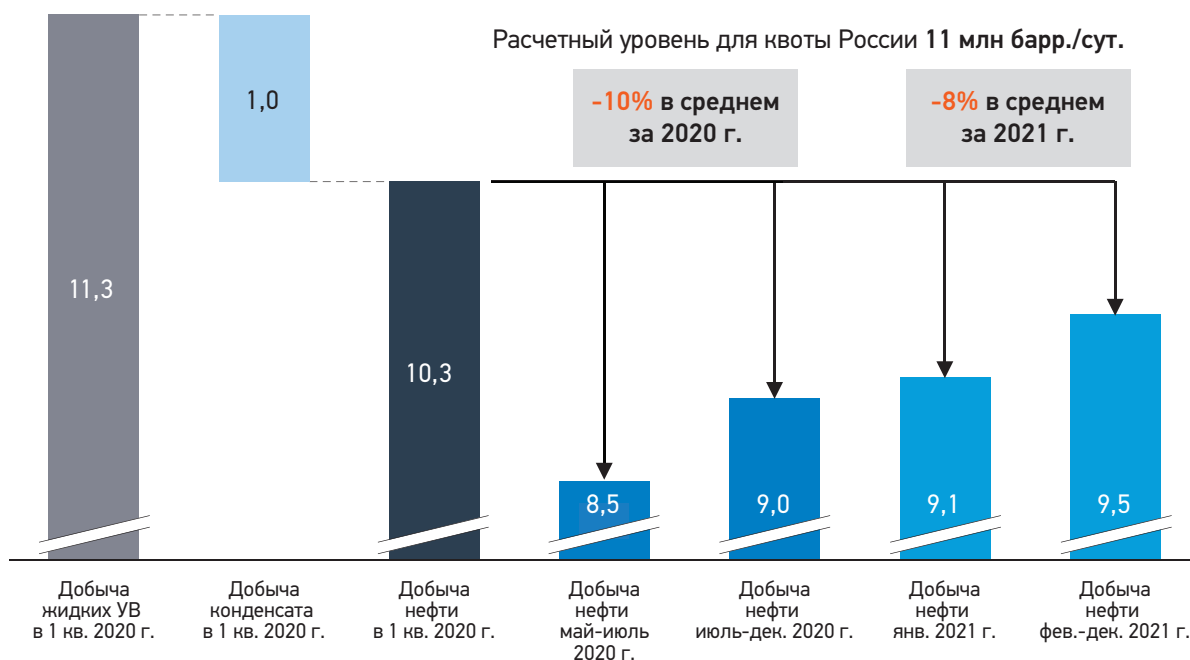
АКТУАЛЬНЫЕ ВЫЗОВЫ РОССИЙСКОЙ НЕФТЕДОБЫЧИ

СОКРАЩЕНИЕ ДОБЫЧИ В РАМКАХ СДЕЛКИ ОПЕК+

Участие России в соглашении ОПЕК+ в 2020 г. впервые поставило перед компаниями сложную задачу оперативного выбора большого количества скважин для остановки, приоритизации операций бурения и ГТМ и выявило необходимость внедрения передовых программных средств для этой цели. Действующий эксплуатационный фонд скважин в России составляет более 180 тыс. единиц, поэтому легко себе представить масштаб работы, которую необходимо было выполнить в кратчайшие сроки.

В 1-ом квартале 2020 г. добыча нефти в стране находилась на уровне 11,3 млн барр./сут., включая нестабильный газовый конденсат, добываемый попутно с природным газом (Рисунок 3). После заключения соглашения ОПЕК+ в апреле 2020 г. нефтяные компании должны были начать снижать добычу. Уровень, с которого было согласовано сокращение, составлял 11 млн барр./сут. В итоге общее годовое снижение добычи нефти может составить около 50 млн т в 2020 г. и порядка 40 млн т в 2021 г. или 10% и 8% соответственно.

Рис. 3. Структура добычи жидких УВ в России и квоты по снижению, млн барр./сут.



Источник: Минэнерго России, VYGON Consulting

Квоты по снижению добычи среди всех российских нефтяных компаний распределены пропорционально. К этому процессу привлечены даже проекты, реализуемые в рамках соглашений о разделе продукции (СРП), что происходит впервые в истории существования этого фискального режима в нашей стране.

Нефтяники оказались в сложной ситуации, когда в сжатые сроки пришлось искать способы управления активами для минимизации ущерба. Подход к сокращению добычи у каждой компании свой: от отключения низкодебитного базового фонда, до полной остановки добычи по активам/дочерним обществам.

Основным способом снижения добычи в 2020 г. стала остановка низкоэффективной базовой добычи и сокращение объемов проводимых ГТМ, направленных на интенсификацию производства. Ключевыми индикаторами качества активов являются дебиты, обводненность, наличие ТриЗ и технологические особенности разработки. Все это напрямую влияет на себестоимость добычи нефти. Дополнительно к остановке базовой добычи для выполнения условий сделки ОПЕК+ в 2021-2022 гг. должны быть пересмотрены объемы нового бурения. Важно понимать, что скважинный фонд у каждой компании имеет свои особенности и во многом зависит от структуры портфеля месторождений. Следовательно, решения по управлению фондом не могут быть универсальными. Необходим индивидуальный подход, который позволит минимизировать отрицательный эффект. Поэтому наличие цифровых инструментов оперативного управления портфелем добывающих активов должно помочь компаниям справиться с возникшими задачами.

По состоянию на октябрь 2020 г. половина объемов сокращения добычи нефти в России пришлась на Западную Сибирь. В первую очередь компании избавлялись от низкодебитного и обводненного базового фонда на зрелых месторождениях. В новых регионах к вопросу подошли иначе: сокращались программы бурения, и в отдельных случаях были приняты решения по остановке всего добывающего актива.

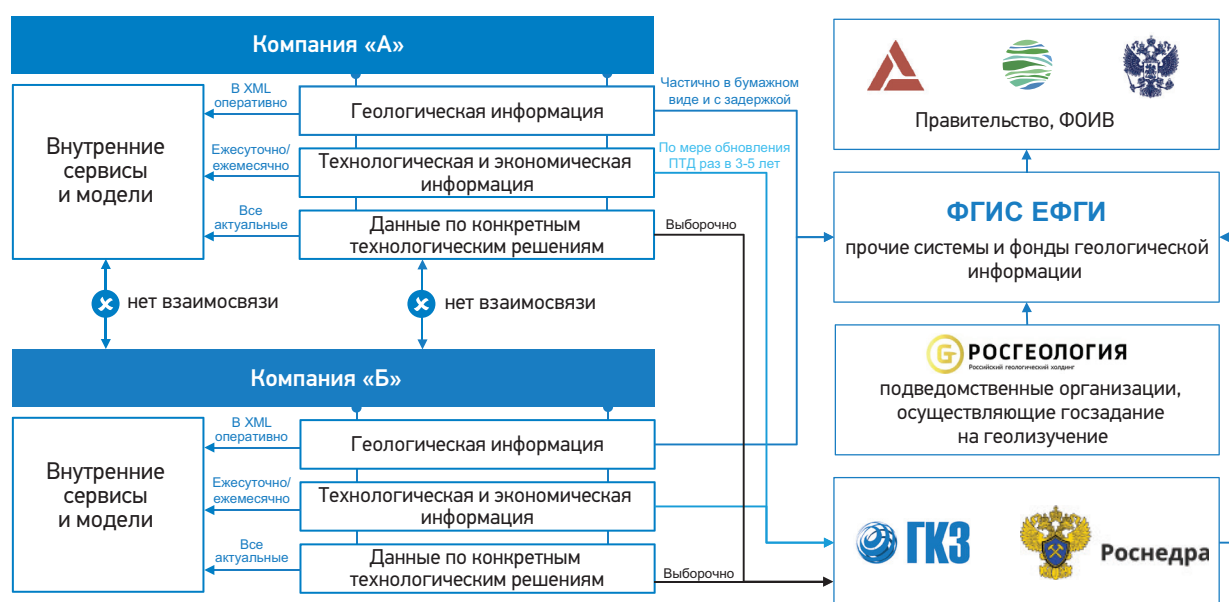
Разумеется, никто заранее не мог прогнозировать такого резкого падения спроса и цен, связанного с пандемией COVID-19, и необходимости снижения добычи в кратчайшие сроки в рамках ОПЕК+. Поэтому компании при принятии решений о выборе скважин-кандидатов под остановку или исключение из программы бурения в большинстве случаев основывались на укрупненном экономическом бенчмарке и экспертном мнении геологов и разработчиков. Такой подход не позволяет в полной мере учесть индивидуальные геологические, технологические и экономические особенности активов.

Сейчас важнейшей задачей для всех предприятий является детальная оценка своих активов и приоритизация опций бурения и ГТМ на ближайшие годы. Чтобы решить ее, необходима актуализация информации о состоянии разработки и привлечение современного программного обеспечения, позволяющего решать проблему адресно, с учетом индивидуальных характеристик активов.

ПРОБЛЕМЫ МОНИТОРИНГА ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ

Выполнение поручения Правительства от 18 сентября 2018 г.²¹ по оценке инвентаризации запасов нефти и дифференциации налоговых условий наглядно показало отсутствие возможности оперативного анализа состояния разработки месторождений нефти. Несмотря на то что ежегодно большой объем геологической, технологической и экономической информации собирается профильными министерствами и ведомствами, требуется значительная адаптация данных, и не всегда присутствует связанность между ними (Рисунок 4).

Рис. 4. Упрощенная схема оборота данных в нефтегазовой отрасли



Источник: VYGON Consulting

Сами форматы данных могут быть как электронные, в виде табличных и текстовых файлов, так и бумажные, работа с которыми сводится либо к администрированию состава информации, либо к долгой переработке данных для дальнейшего использования. Одним из знакомых всем примеров является государственный баланс запасов, формирование которого занимает более 9 месяцев.

Отсутствие общей базы отраслевой информации, единых форматов предоставления данных и периодичности их актуализации не позволяет ФОИВ принимать своевременные оперативные решения и формировать стратегию развития отрасли в краткой и долгосрочной перспективе.

21 Резолюция от 18.09.2018 г. № ДМ-П9-51 пр "О решениях по итогам совещания о развитии нефтяной отрасли и стимулировании добычи нефти".

Существующая система государственной экспертизы технических проектов разработки месторождений углеводородов не приспособлена к оперативной и гибкой оценке текущего состояния ресурсной базы.

Ежегодно около 600 проектных документов по разработке месторождений проходят государственную экспертизу в ФБУ «ГКЗ» в рамках подготовки и утверждения технической документации по пользованию недрами (ПТД). В среднем на подготовку и утверждение одного ПТД уходит полгода. Сюда входят работы по подсчету начальных и технологически извлекаемых запасов, создание геолого-гидродинамических моделей, выбор варианта разработки и анализ экономической эффективности с целью оценки рентабельно извлекаемых запасов. В процессе экспертизы рассматриваются несколько предварительно подготовленных вариантов развития активов, исходя из текущих макроэкономических и налоговых предпосылок. Такой подход исключает гибкость по формированию набора отдельных опций добычи в случае изменения предпосылок. То есть для того, чтобы сформировать новый вариант рационального использования недр или учесть внешние ограничивающие факторы (например, снижение добычи в рамках соглашения ОПЕК+), необходимо заново подготовить технический проект, а это даже по упрощенной схеме может занять 2-3 месяца.

Важной проблемой при экспертизе технических проектов является отсутствие средств для верификации исходных данных, на основе которых компании формируют проектный документ. В частности, сложности возникают при экспертизе текущих и капитальных затрат. Сегодня для этого нет ни инструментов, ни баз данных, ни достаточной экспертизы у специалистов. Для качественной верификации необходимо четко понимать обоснованность затрат, иметь информацию по рыночным ценам и программное обеспечение для корректного сравнения.

Для принятия взвешенных решений по обеспечению долгосрочного стабильного воспроизводства минерально-сырьевой базы, роста инвестиций и сохранения доходов бюджета профильным органам государственной власти необходимо иметь в наличии актуальную информацию о структуре ресурсной базы и количестве рентабельных запасов. Именно поэтому во всех крупнейших нефтедобывающих странах имеются требования по ежегодному раскрытию информации о запасах углеводородов и состоянии разработки месторождений.

Конечно, ежегодная оценка рентабельных запасов может быть проведена посредством госэкспертизы всех месторождений УВС,

находящихся на государственном балансе. Но это однозначно приведет к значительному росту затрат недропользователей и государственного бюджета на проведение такой экспертизы из-за увеличения объема работ ФБУ «ГКЗ» минимум в 3-4 раза (и это только для УВС).

Альтернативой является создание сегмента национальных аудиторских компаний и передача им возможности оперативной оценки рентабельных запасов без изменения геологических и гидродинамических моделей, а также проектных решений, утвержденных ранее в рамках государственной экспертизы запасов и согласования технических проектов разработки месторождений полезных ископаемых²²).

Очевидно, в условиях быстроменяющейся внешнеэкономической конъюнктуры привычные процессы госрегулирования и администрирования недропользования требуют внедрения продвинутого программного обеспечения. Потенциал опять же видится в использовании цифровых решений на базе современных средств сбора, хранения и анализа данных.

Значительным достижением является внедрение электронной экспертизы в процесс согласования и утверждения подсчетов запасов и проектных документов в ГКЗ и ЦКР Роснедр по УВС. Пока цифровизация затронула только перевод проектной документации и сопровождающих материалов в электронный формат, но и это серьезный шаг в сторону формирования полноценной цифровой экспертизы.

²² Подробнее см. исследование VYGON Consulting «Инвентаризация запасов: необходимость системных изменений», декабрь 2019 г.

КЛЮЧЕВЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ

ОСНОВНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ ЦИФРОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Исчерпание традиционных запасов и стремительный рост «трудных» ресурсов выводит на первый план вопрос экономической эффективности их освоения, в первую очередь, это относится к активам на шельфе. И именно необходимость оптимизации затрат на морских месторождениях привела к появлению концепции минимизации человеческого участия, автоматизации производственных процессов и их удаленного управления. Органически концепция «интеллектуального» или «цифрового месторождения» распространилась и на объекты на суше.

В отрасли существует множество определений понятия «цифровое месторождение». Но если обобщить: это интегрированная система управления процессами ввода скважин, режимами добычи, подготовки и транспорта продукции, позволяющая повысить экономическую эффективность освоения месторождения (Рисунок 5). Компонентами такого месторождения являются интеллектуальная скважина и интеллектуальный нефтепромысел, объединенные в единый цифровой комплекс на основе интегрированного моделирования.

Рис. 5. Компоненты цифрового месторождения



Источник: VYGON Consulting

Ключевым элементом цифрового месторождения являются данные, а именно их качество и скорость получения и обработки для принятия своевременных управленческих решений.

До сих пор известны случаи, когда показания со скважинных приборов в России снимаются вручную. Учитывая количество

скважин и удаленность их друг от друга, сбор данных в среднем осуществляется 1-2 раза в месяц. После полученные показатели анализируются непосредственно инженерами, ими же исключаются некондиционные значения, так называемые шумы. Все это показывает начальный этап цифровизации некоторых отечественных компаний и наличие значительного потенциала для внедрения IT-систем сбора и анализа данных в реальном времени.

В концепции интеллектуальной скважины и интеллектуального промысла информация с сенсорных дистанционных датчиков на подземном и поверхностном оборудовании передается в единую базу. А сами показатели работы скважин фиксируются вплоть до отдельных интервалов перфораций и передаются по оптоволокну на устье и далее в центр управления. Обработка промысловой информации осуществляется с применением технологий Big Data и ИИ, когда применяется комплексный подход к анализу больших объемов данных с использованием алгоритмов, основанных на машинном обучении. Основной принцип заключается в классификации данных, выявлении аномальных значений и новых закономерностей, а также создании дополнительной полезной информации для повышения качества прогнозов. Например, работа с данными в режиме реального времени позволяет выявлять критичные значения параметров и подбирать необходимые способы исключения возможных рисков. Подбор осуществляется с помощью интегрированной модели месторождения. А наличие дистанционной системы управления делает возможным удаленно настраивать приборы с целью своевременной оптимизации режимов работы скважин и промыслового оборудования.

Известны единичные примеры внедрения глубоко интеллектуальных месторождений в нефтегазовой отрасли России. Главным образом это шельфовые месторождения, разработка которых ведется с морских платформ. И это больше вынужденная мера, связанная с ограничением доступа к активу. В их числе месторождения ПАО «ЛУКОЙЛ» на шельфе Каспия, на которых данные многоствольных скважин фиксируются в разрезе каждого вскрытого горизонта. На Новопортовском месторождении ПАО «Газпром нефть», расположенном в сложных климатических и географических условиях полуострова Ямал, реализована полномасштабная интегрированная модель, которая объединила в себе данные скважин и наземных объектов обустройства.

Внедрение цифрового месторождения требует инновационных решений на всех этапах работы с промысловыми данными. Для этого необходимы соответствующие IT-решения: программное обеспечение, аппаратные средства и телекоммуникационные системы, чтобы эффективно подготовить и соединить практиче-

ски все процессы нефтегазодобычи в интегрированную модель в режиме реального времени.

Объединяющим элементом управления цифровым месторождением является экономическая модель, определяющая критерии эффективности разработки.

ПЕРЕХОД НА ПОСКВАЖИННУЮ ОЦЕНКУ ЭКОНОМИКИ

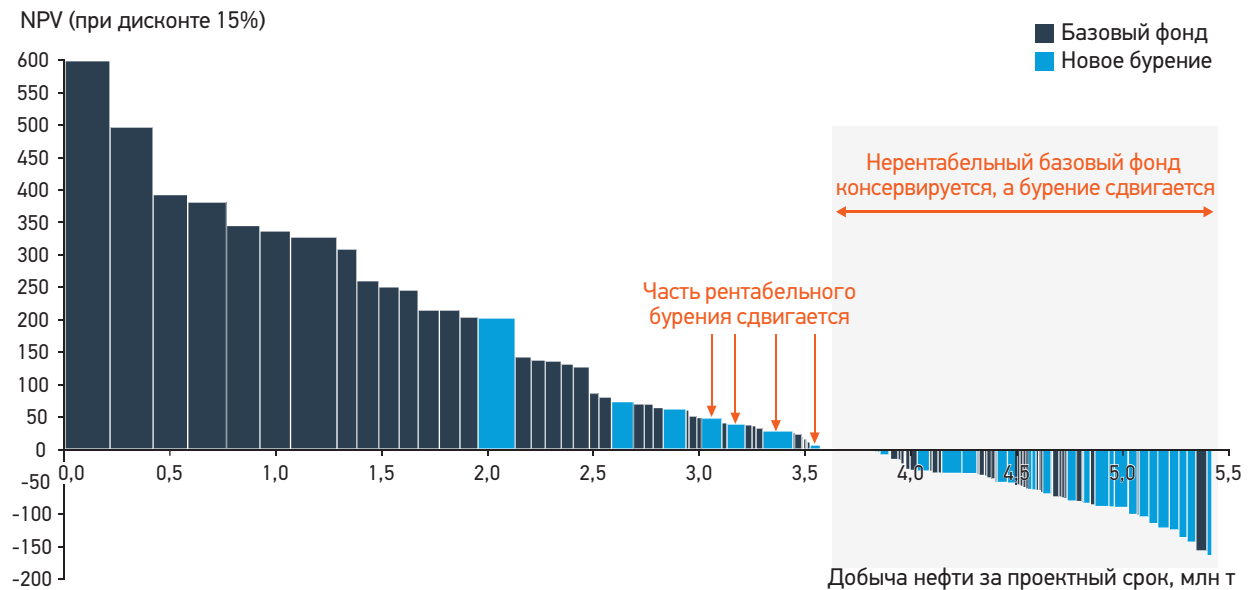
Для повышения обоснованности принимаемых инвестиционных решений и снижения геолого-технологических рисков стратегии развития портфеля месторождений должны строиться на детальном прогнозе технологических показателей отдельных скважин.

Данный подход предполагает оценку экономической эффективности каждой добывающей скважины с привязкой (например, по радиусу приемистости) к ней группы нагнетательных скважин. Именно такой подход заложен в основу программного комплекса СМАРТЭК.

По результатам оценки СМАРТЭК, в действующем фонде выявляются скважины – кандидаты для относительно «безболезненной» остановки. Для оценки новых скважин (кустов) производится ранжирование операций по рентабельности в принятых макроэкономических и налоговых предпосылках. По результатам ранжирования наиболее экономически эффективные операции предлагаются к реализации (бурению) в приоритетном порядке, а оставшиеся к пересмотру даты ввода или исключению из программы бурения.

Проиллюстрировать поскважинный технико-экономический анализ с применением СМАРТЭК можно на конкретном месторождении в Западной Сибири. Его выработанность к настоящему моменту составляет 36%, обводненность при этом находится на уровне 70%. В текущих макроэкономических условиях (цена нефти марки Urals 40 долл./барр. и обменный курс 80 руб./долл.) рентабельно только 45% фонда скважин, а доля рентабельной добычи, приходящейся на этот фонд, составляет 70% (Рисунок 6). Значительный объем нерентабельных скважин связан с падением цен на нефть относительно начала 2020 г. Выявленный наименее эффективный базовый фонд в текущих условиях можно предложить под консервацию с последующим восстановлением добычи. Что касается нового бурения, его частично можно сдвинуть за период ограничения добычи в рамках ОПЕК+.

Рис. 6. Ранжирование скважин месторождения в Западной Сибири по NPV при текущих макроусловиях*

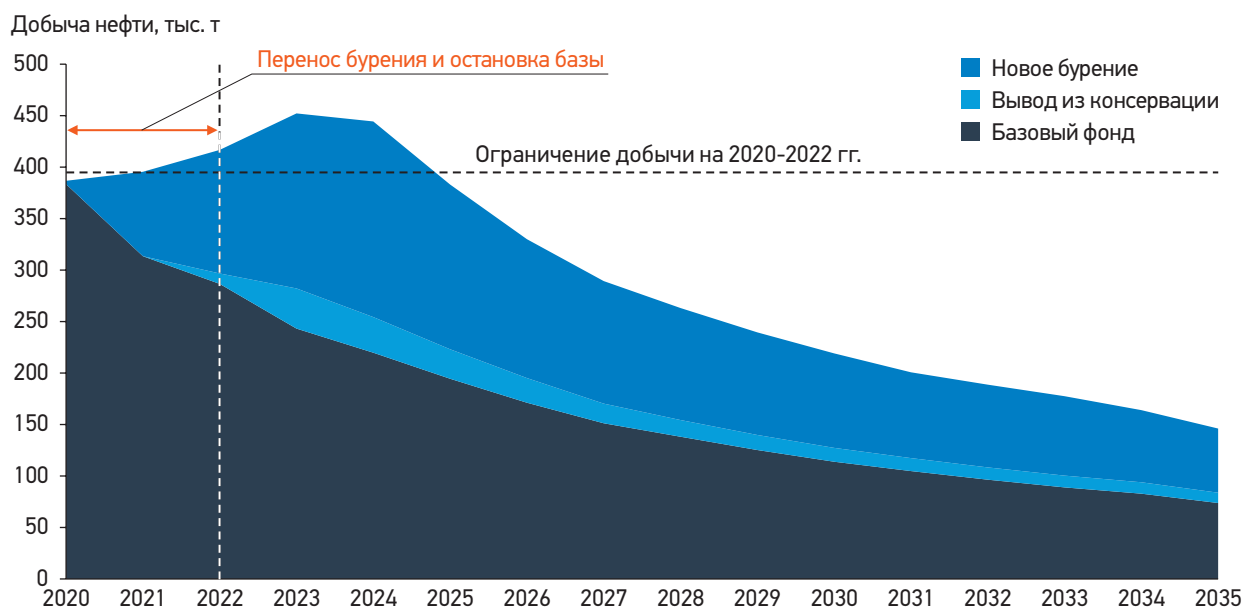


* Цена на нефть Urals 40 \$/bbl и обменный курс доллара 80 руб./\$

Источник: VYGON Consulting

В результате на основе такой поскважинной оценки экономики в SMARTЭК мы получаем оптимизированный сценарий разработки месторождения, в условиях выполнения соглашения ОПЕК+ с учетом текущих макроэкономических условий (Рисунок 7).

Рис. 7. Оптимизированная добыча нефти месторождения в Западной Сибири



Источник: VYGON Consulting

Ключевым здесь является сам подход к управлению базовым и новым фондом скважин, который основан на оценке экономической эффективности каждой отдельной скважины.

Для повышения качества прогноза параметров разработки технико-экономическая оценка должна производиться в единой связке с гидродинамикой пласта, с возможностью итеративного пересчета технологических показателей и экономики разработки. Что это означает? В общепринятой практике оценка экономической эффективности операций применяется, зачастую, на завершающей стадии оценки инвестрешений. При этом выбор сетки скважин, траектория бурения и технологические особенности разработки проектируются без привязки к экономической эффективности или с косвенной привязкой через отдельные драйверы затрат. Такой подход приводит к тому, что проектные решения, которые попадают в инвестиционную программу, могут содержать неоптимальный набор опций. Избежать этого можно, если оценку экономики включить в этап проектирования вариантов разработки. То есть необходимо связать между собой гидродинамическое и экономическое моделирование (Рисунок 8).

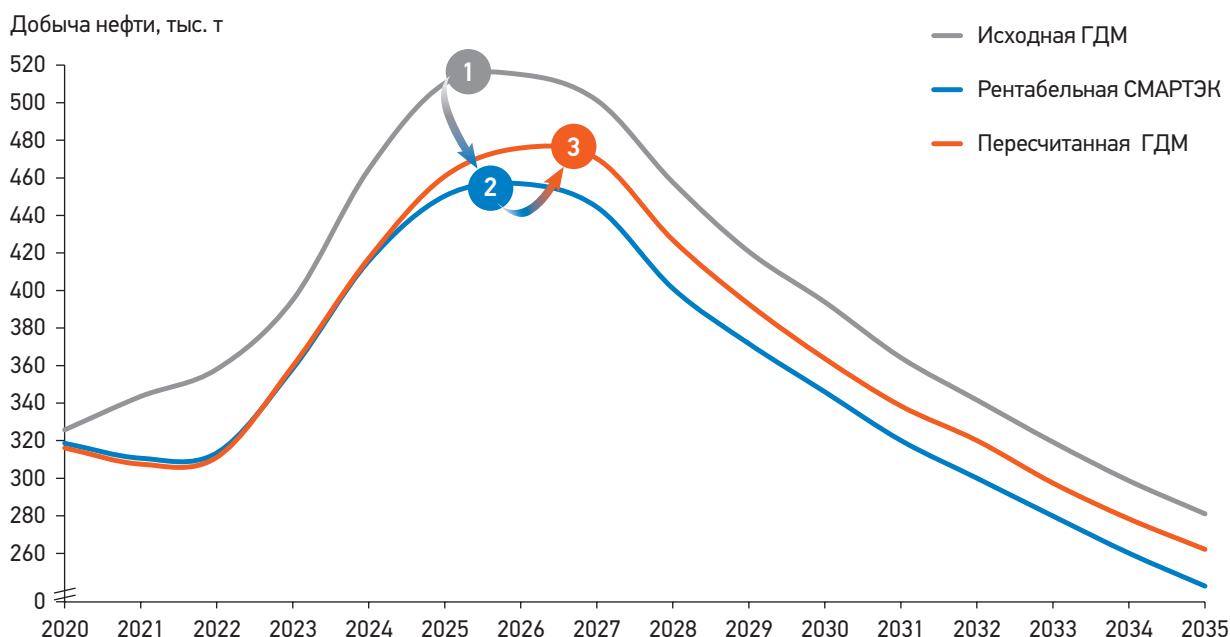
Рис. 8. Последовательность обоснования и принятия решений при разработке месторождений на основе связки гидродинамики и экономики



Источник: VYGON Consulting

Расчет экономической эффективности скважин в СМАРТЭК на основе технологических показателей исходной ГДМ (Рисунок 9, 1 – Исходная ГДМ) позволяет определить нерентабельные опции. Таким образом профиль добычи по результатам оценки экономики состоит только из рентабельных скважин (Рисунок 9, 2 – Рентабельная). При этом, чтобы учесть интерференцию скважин и законтурного пространства, необходим пересчет модифицированной ГДМ, где исключены нерентабельные скважины. В результате формируется уточненный прогноз технологических показателей с оптимизированным фондом скважин (Рисунок 9, 3 – Пересчитанная ГДМ). Уточнение уровней добычи увеличивает качество расчетов и повышает обоснованность принимаемых решений.

Рис. 9. Профиль добычи нефти на различных этапах расчетов (реальный пример)



Источник: VYGON Consulting

Еще одним шагом в создании цифровой модели месторождения является соединение физики пласта с наземными сетями сбора скважинной продукции.

Создание интегрированной модели пласт – скважина – сеть сбора позволяет с большей точностью прогнозировать параметры разработки и увеличивает гибкость процесса освоения месторождения (группы месторождений) к меняющимся внешним условиям, позволяет учесть все ограничения, связанные с сетями сбора продукции скважин и закачки агентов для поддержания пластового давления. Особенно это актуально для шельфовых

проектов, газодобывающих активов, в т.ч. с обратной закачкой газа, проектов разработки высоковязкой нефти с закачкой пара. При этом повышаются требования к исходным данным (качество и своевременность), описывающим работу объектов добычи, подготовки и транспорта продукции.

Таким образом, развитие междисциплинарных компетенций по управлению портфелем активов в сегменте РИД является ключевым элементом снижения потерь при принятии инвестиционных решений. Здесь может помочь цифровой мониторинг базового и проектного фонда скважин, основанный на поскважинной оценке экономики в сочетании с постоянно действующими полномасштабными и секторными гидродинамическими моделями.

Подобная интегральная связка позволит оперативно пересматривать технологические решения, основываясь на текущих и прогнозных макроэкономических условиях. Например, применяемый компаниями традиционный (дисциплинарный) подход к формированию стратегии развития месторождений на основе вариантов, предварительно подготовленных отдельными департаментами, является эффективным инструментом, но требует своего органического развития, в первую очередь, ускорения процессов в разы и изменения гранулярности экономической оценки. Сейчас, в эпоху быстро меняющихся внешних условий и развития цифровых технологий, необходимо применение инструментов формирования портфеля активов и оперативного управления им на основе единичных скважин, т.е. нужно привлекать современные ИТ-решения, использующие всю мощь современных аппаратно-программных средств.

Нельзя исключать риски повторения кризисов, подобных сегодняшнему, когда в один момент совпали необходимость сокращения добычи в рамках ОПЕК+, резкое падение спроса и цен на сырье из-за пандемии COVID-19. В этой ситуации нефтедобывающим компаниям необходимо оперативно изменять свои прогнозы и пересматривать решения по развитию активов, что требует оперативного пересчета технико-экономических показателей разработки месторождений УВС, в том числе с учетом гидродинамики пласта. Т.е. необходимы современные ИТ-решения, учитывающие многие тысячи скважин с сотней показателей, взаимосвязанных между собой.

В этих условиях нужно задуматься о смене парадигмы стратегического планирования. Необходимо внедрять мультисценарный подход: кроме развилки цен на нефть и опций развития актива, должны использоваться налоговые сценарии и сценарии ограничения (управления) добычи.

Помимо этого, нельзя забывать о сценарии, при котором снижение добычи нефти в России может начаться по естественным причинам, и участие нашей страны в ОПЕК+ может потерять смысл. Этот сценарий вполне реализуем с учетом снижения качества ресурсной базы у всех российских недропользователей, что подтверждается наличием значительной доли выработанных и высокообводненных месторождений, резким падением добычи в традиционных регионах, а также ростом доли ТРИЗ и шельфа в структуре запасов России.

ЭЛЕКТРОННАЯ ЭКСПЕРТИЗА ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ И ЭКОНОМИКИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ

Сегодня в рамках системы Роснедр собирается колоссальный объем данных (Рисунок 10), но результат один – данная информация малопригодна для принятия на ее основе важных стратегических решений о развитии нефтегазовой отрасли. Основная причина – необходимость ручной переработки данных для обеспечения возможности их анализа с применением современных цифровых методов.

Ключевая потребность бизнеса – качественные данные для оценки перспектив добычи и принятия инвестиционных решений. Исходя из предварительной проработки с компаниями выделено 4 перспективных сервиса: цифровой керн, база данных полевых и интерпретированных данных сейсморазведки и геофизических исследований, результатов бурения, подбор аналогов залежей и эксплуатационных объектов разработки, подбор технологий для проведения ГТМ и применения МУН/МУГ/МУК.

Ключевая потребность государства – единая модель актуальных данных и сервисы, которые повышают эффективность стратегического планирования и осуществления текущих функций ФОИВ. Некоторые сервисы сейчас в какой-то мере реализованы, но требуют доработки, некоторые необходимо создавать с нуля: ежегодная экспресс-оценка запасов сырья, базы для проведения госэкспертиз, переход на цифровую экспертизу проектных документов.

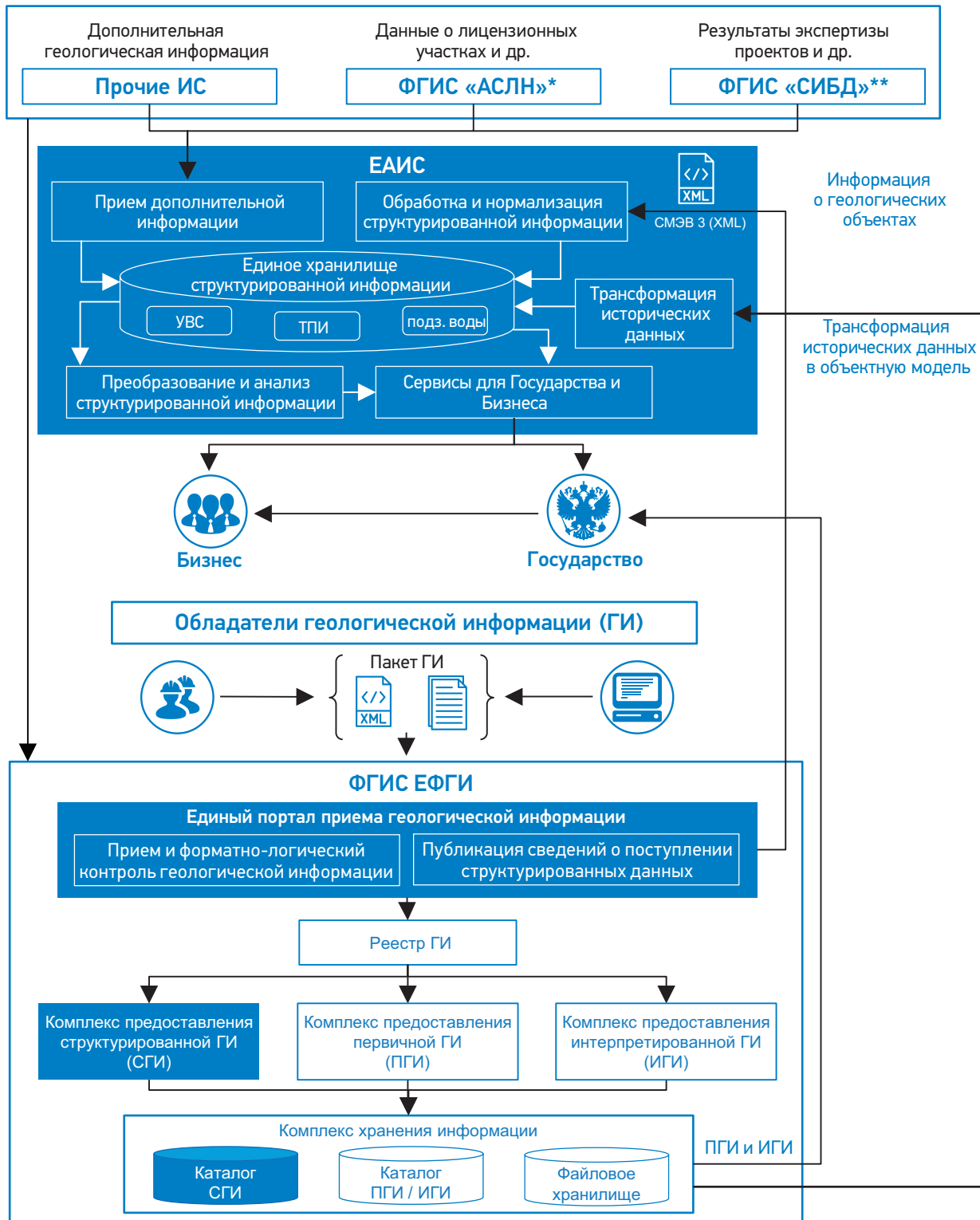
Удовлетворение вышеуказанных потребностей может быть осуществлено через создание Единой Автоматизированной Информационной Системы (ЕАИС) «Цифровые недра», которая должна органично дополнить существующую федеральную государственную информационную систему (ФГИС) «Единый фонд геологической информации о недрах» (ЕФГИ) (Рисунок 11).

Рис. 10. Перечень реализованных программных комплексов в системе Роснедр для сбора и хранения информации о состоянии недропользования



Источник: VYGON Consulting

Рис. 11. Схема оборота информации и взаимодействие с пользователями в рамках ЕАИС «Цифровые недра» и ФГИС ЕФГИ



* ФГИС «АСЛН» - автоматизированная система лицензирования недропользования

** ФГИС «СИБД» - справочно-информационная система результатов экспертизы проектов и смет на геологическое изучение недр

Источник: VYGON Consulting

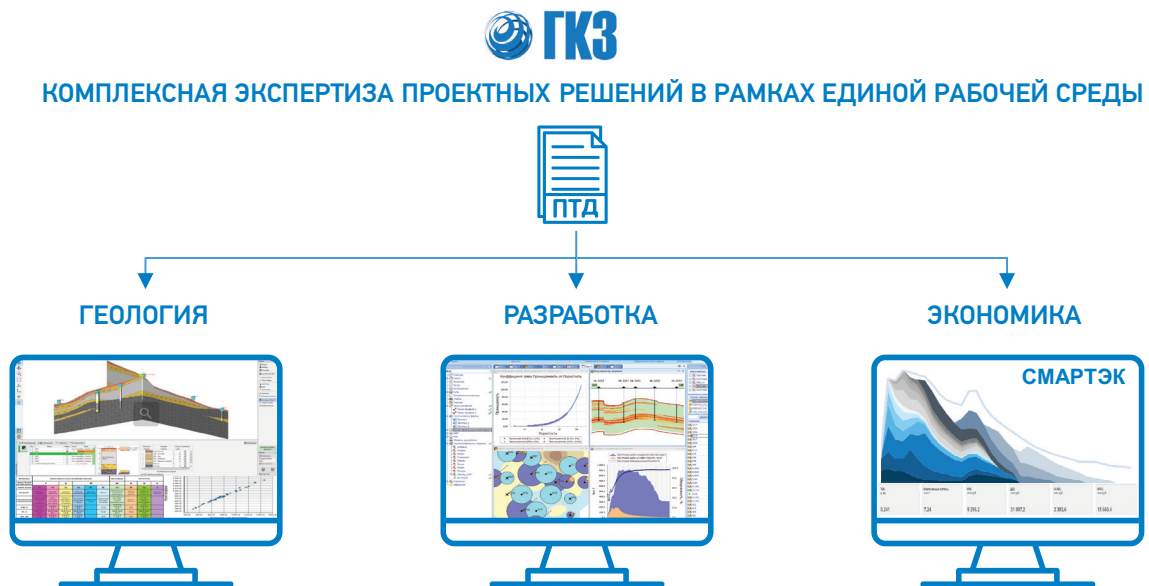
Следует отдельно выделить назревшую необходимость цифровой трансформации процесса подготовки и экспертизы технических проектов, которая позволит в разы сократить сроки рассмотрения проектных документов и увеличить качество принимаемых решений.

Экспертиза проектных решений в рамках ГКЗ состоит из трех ключевых блоков, в рамках которых производится проверка корректности и обоснованности подсчета запасов углеводородов и вариантов их разработки:

- Геология: оценка корректности интерпретаций результатов исследований; анализ обоснованности принятых геолого-физических предпосылок; оценка корректности построения геологической модели;
- Разработка: оценка качества перехода от геологической модели к фильтрационной и корректности ее инициализации; оценка качества адаптации модели и расчетных прогнозных показателей; анализ принятых проектных решений;
- Экономика – анализ обоснованности затратных предпосылок; оценка корректности налоговых и макроэкономических предпосылок; оценка качества экономической модели; экономическая обоснованность вариантов разработки.

Результатом цифровой трансформации должно стать внедрение программных средств, способных объединить геолого-гидродинамические и экономические модели в единый комплекс, позволяющий на выходе давать живую картину развития месторождения, анализировать адекватность заложенных решений, проводить сравнительный анализ технологических показателей разработки с месторождениями-аналогами, а также оценивать корректность принятых эксплуатационных и капитальных затрат и расчетных экономических показателей эффективности вариантов разработки (Рисунок 12).

Рис. 12. Рабочее место современного эксперта



Источник: VYGON Consulting

Цифровизация процесса подготовки и экспертизы технических проектов ускорит введение ежегодного аудита (экспресс-оценки) запасов углеводородного сырья, что позволит оперативно оценивать состояние минерально-сырьевой базы по всему периметру открытых месторождений страны. Одним из вариантов внедрения ежегодной экспресс-оценки запасов может быть реализация такого сервиса в рамках вышеописанной ЕАИС (Рисунок 13).

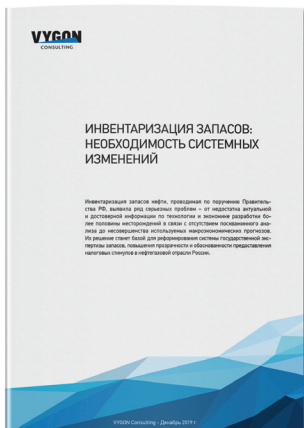
Рис. 13. Логика формирования сервиса «Ежегодная экспресс-оценка рентабельных запасов» в рамках ЕАИС



Источник: VYGON Consulting

В заключение хотелось бы отметить, что текущая макроэкономическая и внешнеполитическая обстановка требует от компаний скрупулезной работы по поиску источников рентабельной добычи, а от государства - формирования инструментов качественного управления развитием нефтегазовой отрасли. Цифровая трансформация отрасли здесь однозначно выступит драйвером роста: разработка новых и интегрированное использование передовых IT-решений обеспечит возможность оперативного управления разработкой месторождения с учетом анализа технико-экономической эффективности каждой скважины, куста скважин. Именно такой подход повысит гибкость и качество принимаемых решений и обеспечит выживаемость компании в условиях кризисных ситуаций и постоянно меняющихся правил игры.

ИССЛЕДОВАНИЯ VYGON CONSULTING



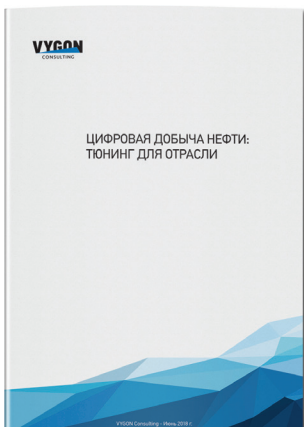
ИНВЕНТАРИЗАЦИЯ ЗАПАСОВ: НЕОБХОДИМОСТЬ СИСТЕМНЫХ ИЗМЕНЕНИЙ

Декабрь 2019 г.

Инвентаризация запасов нефти, проводимая по поручению Правительства, выявила ряд серьезных проблем – от недостатка актуальной и достоверной информации по технологии и экономике разработки более половины месторождений в связи с отсутствием необходимого анализа до несоответствия используемых макроэкономических прогнозов. По результатам работы для реформирования системы государственного управления запасами, повышения прозрачности и обоснованности предоставления информации о запасах нефти в нефтегазовой отрасли России.

Их решение станет базой для реформирования системы государственной экспертизы запасов. Об этом, а также о необходимости перехода к национальному аудиту запасов - в данном исследовании.

<https://vygon.consulting/products/issue-1701/>



ЦИФРОВАЯ ДОБЫЧА НЕФТИ: ТЮНИНГ ДЛЯ ОТРАСЛИ

Июнь 2018 г.

Цифровизация все глубже проникает в нефтегазовую отрасль. Современные решения в разведке и добыче позволят повысить конкурентоспособность углеводородного сырья, снизив стоимость освоения запасов и увеличив объем предложения нефти.

<https://vygon.consulting/products/issue-1322/>

Все материалы, представленные в настоящем документе, носят исключительно информационный характер, являются исключительно частным суждением авторов и не могут рассматриваться как призыв или рекомендация к совершению каких-либо действий.

ООО «ВЫГОН Консалтинг» и его сотрудники не несут ответственности за использование информации, содержащейся в настоящем документе, за прямой или косвенный ущерб, наступивший вследствие использования данной информации, а также за достоверность информации, полученной из внешних источников.

Любое использование материалов документа допускается только со ссылкой на источник – ООО «ВЫГОН Консалтинг».



VYGON Consulting

123610, Россия, Москва, Краснопресненская наб., 12, 3-й подъезд, офис 1608-1610

тел.: +7 495 543 76 43

e-mail: info@vygon.consulting

web: <http://vygon.consulting>