

# УПРАВЛЕНИЕ ДОБЫЧЕЙ

на основе нейросетевой оптимизации режимов работы скважин на объекте БС<sub>8</sub> Западно-Малобалыкского месторождения

ПОСЛЕДНИЕ ТЕНДЕНЦИИ В ПРАКТИКЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВСЕ БОЛЬШЕ СМЕЩАЮТ АКЦЕНТЫ В СТОРОНУ ПРИНЦИПОВ ОРГАНИЗАЦИИ И УПРАВЛЕНИЯ СИСТЕМАМИ ЗАВОДНЕНИЯ. В СТАТЬЕ АВТОРЫ ПРИВОДЯТ ДОКАЗАТЕЛЬСТВА ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНТЕГРАЦИИ ЦИФРОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ПРОЦЕССАМИ ЗАВОДНЕНИЯ И ПЛАНИРОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ ДОБЫВАЮЩИХ И НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН, А ТАКЖЕ ОБОЗНАЧАЮТ ВЕКТОР ДЕЙСТВИЯ, С КОТОРЫМ СВЯЗАНЫ ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ТЕХНОЛОГИИ «УПРАВЛЕНИЯ ДОБЫЧЕЙ»

THE LATEST TRENDS IN OIL FIELD DEVELOPMENT PRACTICES ARE MORE SHIFTING FOCUS ON THE PRINCIPLES OF ORGANIZATION AND MANAGEMENT OF FLOODING SYSTEMS. THE AUTHOR CITES EVIDENCE EFFICIENCY INTEGRATION OF DIGITAL TECHNOLOGIES IN MANAGING THE WATERFLOOD AND PLANNING OF TECHNOLOGICAL MODES OF OPERATION PRODUCTION AND INJECTION WELLS AND IDENTIFIES ACTION VECTOR, AND WAS AIMED AT DEVELOPING TECHNOLOGY "PRODUCTION MANAGING»

Ключевые слова: управление добычей, цифровые технологии, заводнение, технологические режимы, добыча нефти и газа



**Рябец  
Дмитрий Александрович,**  
заместитель генерального директора –  
главный геолог  
ООО «КанБайкал»



**Бескурский  
Владимир Владимирович,**  
начальник отдела разработки  
месторождений ООО «КанБайкал»



**Бриллиант  
Леонид Самуилович,**  
генеральный директор  
ООО «Тюменский Институт Нефти и Газа»,  
к.т.н., член-корреспондент РАЕН,  
член ЦКР Роснедра, эксперт ГКЗ, ЦКР



**Завьялов  
Антон Сергеевич,**  
исполнительный директор  
ООО «Тюменский Институт Нефти и Газа»



**Горбунова  
Дарья Владимировна,**  
директор департамента  
ООО «Тюменский Институт Нефти и Газа»



**Симаков  
Евгений Алексеевич,**  
заведующий лабораторией  
ООО «Тюменский Институт Нефти и Газа»

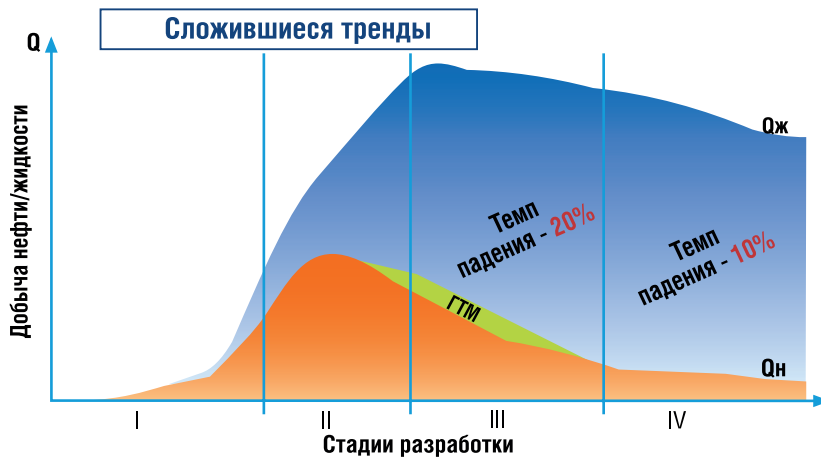
Месторождения, вступившие в III–IV стадии разработки, характеризуются достаточно высокими темпами падения добычи нефти базового фонда скважин, достигающими 20% (рис. 1). Поддержание уровня добычи за счет бурения новых точек отбора (БС, БГС) сопряжено с высокой степенью риска и малой рентабельностью. Эффективность ГТМ на базовом фонде при этом сокращается соразмерно степени выработки месторождения. Рентабельность разработки неуклонно снижается за счет увеличения эксплуатационных затрат и себестоимости добычи нефти, вследствие роста обводненности. В сложившихся условиях управление добычей за счет регулирования режимов эксплуатации скважин рассматривается как эффективный способ сокращения издержек и увеличения прибыли [1].

Методология принятия управленческих решений определяет весь дальнейший технологический процесс и получаемый конечный результат. Сложившаяся парадигма в модели управления и планирования добычи предполагает отталкиваться «от достигнутого»: все работы на месторождении планируются в условиях текущих тенденций. Процесс принятия решений, по сути, предполагает субъективное управление, в основе своей опирающееся на интуицию и личный профессиональный опыт специалистов предприятия.

За последние десять лет большинство компаний нефтедобывающего сектора в попытке частично решить задачи увеличения рентабельности производства инвестировали большие объемы средств в «цифровизацию» нефтяных месторождений [2]. Колоссальный объем инвестиций



РИС. 1 Сложившиеся тренды разработки «зрелых» месторождений



позволил совершить качественный скачок в развитии технической и информационной оснащенности месторождений. Нефтяной промысел активно оснащается различными средствами контроля и измерений, получения и передачи данных, создавая потоки информации в десятки и сотни гигабайт, поступающие в режиме реального времени.

В условиях увеличения на порядок объема поступающей информации становится непонятным, что делать инженеру-геологу промысла, с всевозрастающим потоком данных, когда даже имеющаяся информация при управлении разработкой месторождения и планировании ГТМ востребована не в полном объеме.

Образовался разрыв между возможностями, которые предоставляют новые средства учета, контроля, передачи и систематизации данных, и той информацией, которая закладывается в основу принятия решений. При этом система управления и принятия решений осталась

неизменной, субъективной и, по мнению авторов, анахроничной по отношению к тем возможностям, которые предоставляет уровень развития инструментов контроля, передачи и систематизации данных.

Созданный задел по увеличению базы знаний о процессах, протекающих в недрах, не реализуется и тем более не трансформируется в дополнительную добычу нефти, а из этого следует, что колоссальные инвестиции нефтяных компаний в «цифровизацию» промысла не окупаются, а это миллионы и миллиарды рублей капитальных вложений.

В связи с этим реализация заложенного потенциала «цифрового» месторождения возможна двумя путями: 1) В сложившейся модели управления и планирования «от достигнутого»:

увеличение штата инженеров-геологов для сокращения разрыва между объемом поступающей и используемой геолого-промысловой информации. Однако данный вариант требует

значительного увеличения финансирования фонда заработной платы производителей, при и так не малых капитальных вложениях в развитие инфраструктуры «цифрового» месторождения.

2) Трансформация модели управления: Преодоление разрыва в системе принятия решений между поступающим объемом информации и используемым на текущий момент при управлении разработкой и принятии решений посредством внедрения цифровых решений в области обработки больших объемов данных с применением элементов машинного обучения, что позволит консолидировать весь объем поступающей информации в формат управленческих решений, который доступен инженеру-разработчику и геологу промысла.

**Трансформация модели управления и внедрение достижений в области BD и ML в производство**

Накопленная история разработки, которой нефтяные компании располагают сегодня благодаря внедрению систем контроля и измерений, дает возможность диагностировать положительные тенденции, связанные со снижением обводненности продукции и увеличением дебитов нефти скважин, годами формировавшихся под влиянием геологического, технологического и, не в последнюю очередь, человеческого фактора. Тиражирование таких тенденций, по мнению авторов, следует считать главной задачей нефтяного производства на «зрелых» месторождениях.

Для описания взаимовлия-

РИС. 2 Сложности решения оптимизационной задачи

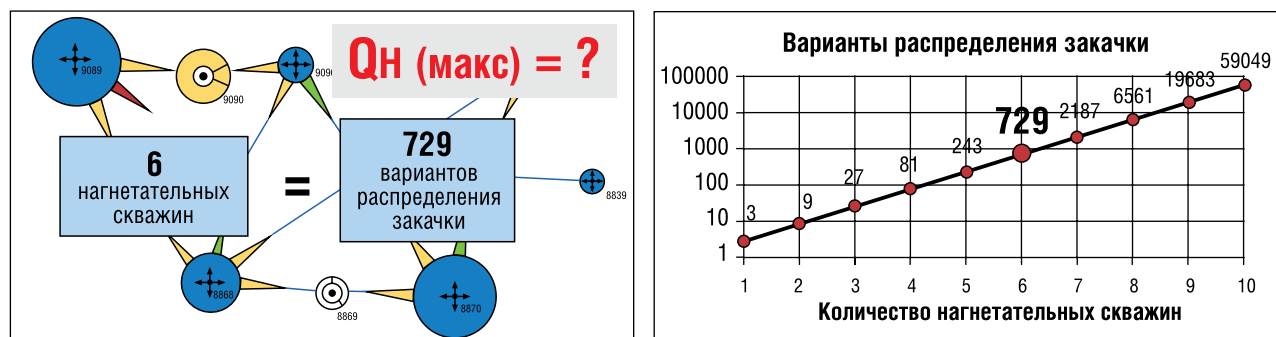
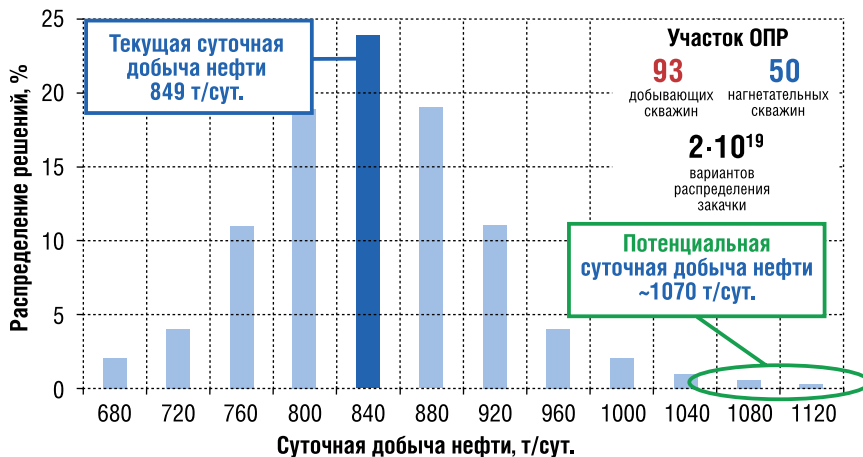


РИС. 3 Многовариантность решения оптимизационной задачи



ния скважин с учетом большого объема данных необходимо применение элементов машинного обучения, которое позволяет на качественном уровне описать взаимосвязь каждой нагнетательной скважины с зависящей от нее добывающей.

Результатом же машинного обучения является математическое описание связи показателей работы (дебит жидкости, обводненность) каждой добывающей скважины и показателей работы (приемистость) соседних влияющих нагнетательных скважин, так называемая нейронная сеть или прокси-модель.

Соответственно, имея математическое описание взаимос-

вязей добывающих и нагнетательных скважин в виде нейронной сети, появляется возможность решить оптимизационную задачу в следующей постановке: «Как распределить доступные ресурсы таким образом, чтобы обеспечить максимум целевого показателя разработки (суточной добычи нефти)» [3].

При этом число возможных вариантов распределения приемистости, в которых заключено истинное решение, даже при условии, что в каждой скважине реализуются не более трех изменений (режимов), возрастает катастрофически и, например, для элемента в составе шести нагнетательных скважин, дости-

гает 729 случаев (рис. 2). Для среднего месторождения с числом нагнетательных скважин от 30 до 50 – количество возможных распределений закачки превышает 1014 случаев. Угадать вариант распределения приемистости нагнетательных скважин, которому соответствует максимум нефтедобычи, невозможно!

Соответственно, целью интеграции цифровых технологий в практику планирования является последовательное смещение случайным образом сложившегося распределения закачки в системе нагнетательных скважин к диапазону оптимальных режимов, соответствующих ограниченному числу вариантов распределения закачки в правой части распределения, которым соответствует максимум нефтедобычи [3].

На примере ЗападноМалобалыкского месторождения большинство решений оптимизационной задачи обеспечивают текущую суточную добычу 849 т/сут (рис. 3). Иными словами, даже если назначать режимы работы нагнетательных скважин случайно, то вероятность получить текущую добычу достаточно высока. Нас же интересует область редких решений, случайно получить которые практически невозможно:

РИС. 4 Принципиальная схема технологии «Управление добычей»

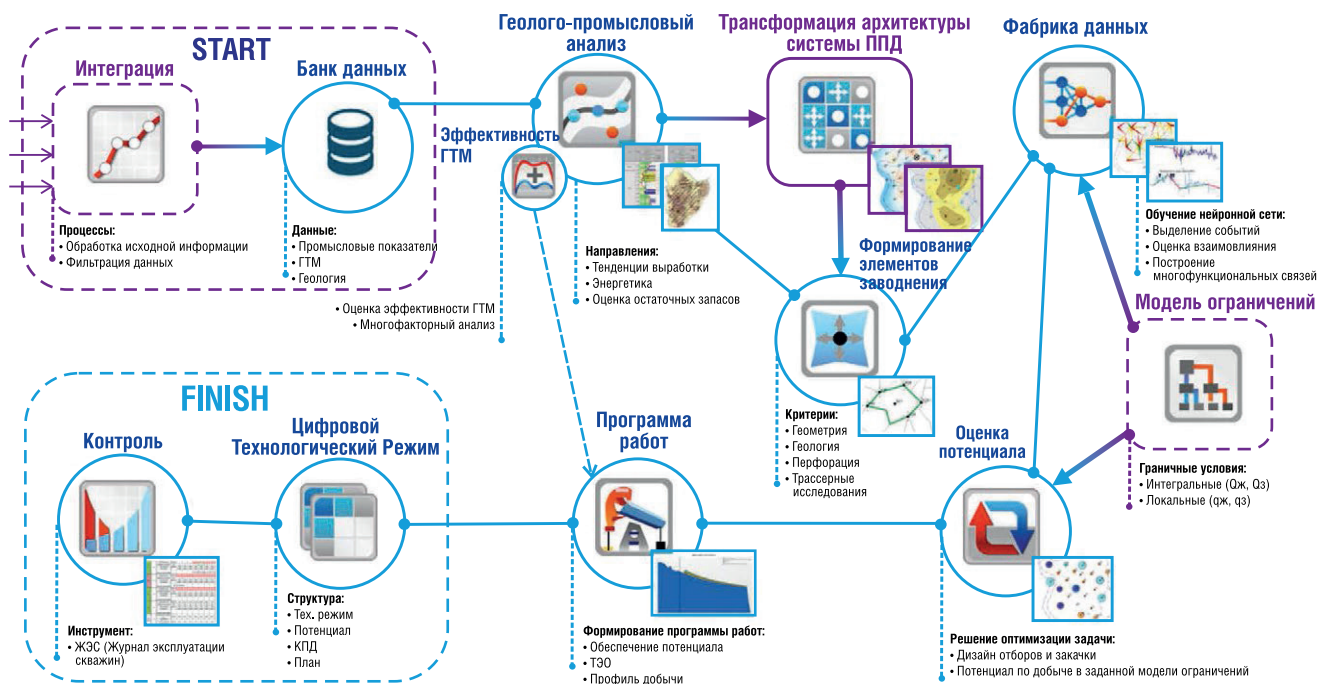
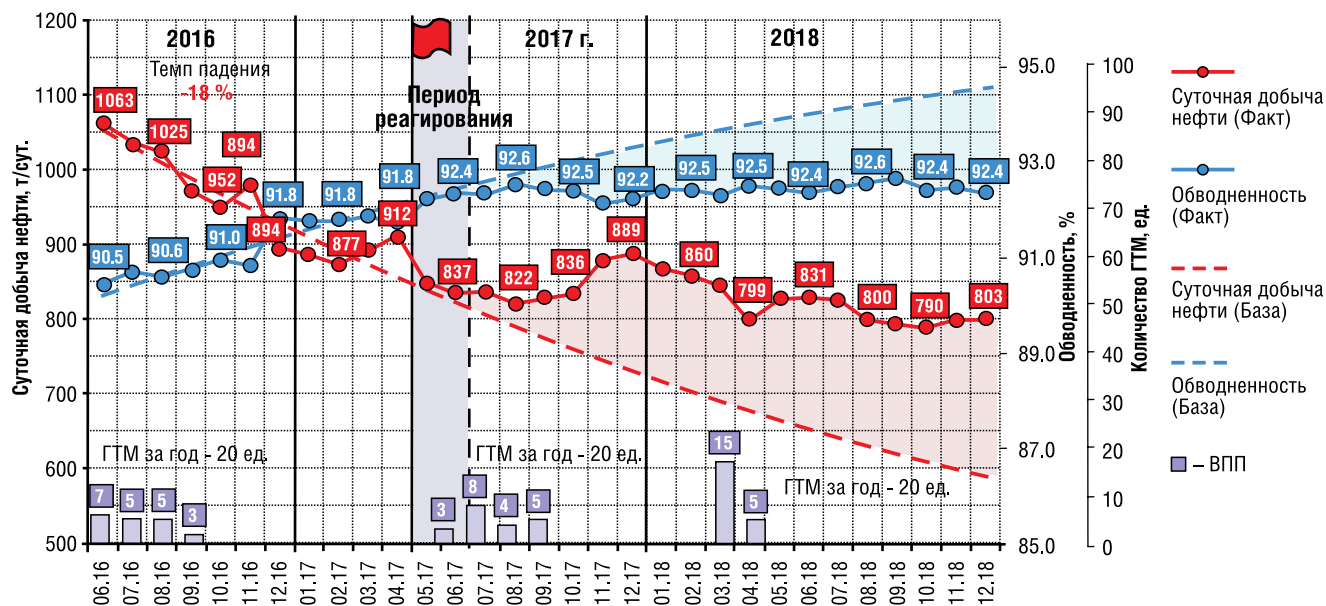




РИС. 5 Эффективность работ по технологии «Управление добычей»



потенциал таких решений по суточной добыче нефти ~1070 т/сут, что на 25% выше текущих показателей разработки.

Таким образом, мы переходим к трансформации модели управления добычей с поступательным движением к реализации потенциала системы разработки [1]. Решение оптимизационной задачи находит отражение в технологическом режиме скважин. В отличие от классической формы представления технологического режима (отдельно по нагнетательным и добывающим скважинам), предлагается новая форма отображения оптимальных и рекомендуемых режимов, составленная по ячейкам анализа (добывающая и окружающие ее нагнетательные скважины). Таким образом, используется технология преобразования больших массивов данных в формат управленческих решений, который будет доступен геологу промысла.

### Реализуемая схема внедрения технологии

Практика работ по внедрению технологии управления и планирования добычей «от потенциала» включает следующие ключевые компоненты:

#### Этап 1. Изучение объекта

Работы по внедрению технологии управления и планирования добычей «от потенциала» стартуют с этапа изучения

объекта, охватывающего следующие задачи:

- Определение основных трендов в добыче углеводородов и факторов, сдерживающих производство, выдача рекомендаций, направленных на предотвращение потерь извлекаемых запасов.

- Формирование технологической модели ограничений: интегральные уровни закачки и добычи жидкости, геологотехнические характеристики скважин, система обустройства.

- Создание и настройка проксимодели взаимовлияния скважин с целью генерации процессов в системе нагнетания воды, направленных на снижение обводненности продукции добывающих скважин.

- Оценка потенциала реализованной системы разработки. Формирование дорожной карты работ: элементно-ориентированное назначение цифрового технологического режима соответственно потенциалу по добыче элементов заводнения.

Принципиальная схема очередности работ при внедрении технологии «Управления добычей» приведена на рисунке 4.

**Этап 2. Опытные промышленные работы на участке месторождения**

На этапе опытно-промышленных работ проходит внедрение в службы нефтяной компа-

нии элементов технологии «Управление добычей», предполагающее непрерывное взаимодействие специалистов института и промысла в составе мультидисциплинарной группы.

Этап опытно-промышленных работ проводится с преобладанием основных обязанностей и компетенций у специалистов института.

#### Этап 3. Промышленное внедрение на месторождении

Передача специалистам проектного офиса основных компетенций в задачах оперативного управления добычей на основе системы интегрированного планирования работ, переориентирование компетенций института в область сопровождения проекта.

#### Достигнутые результаты

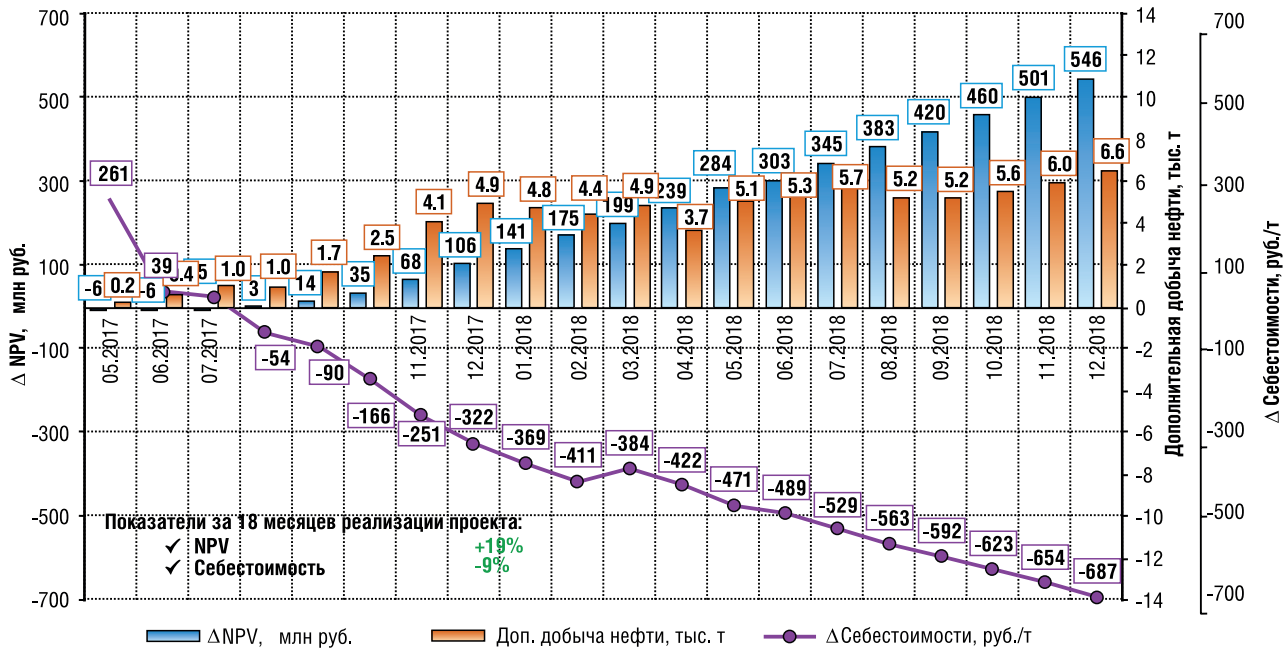
В течение полутора лет реализации проекта «Управление добычей» в сотрудничестве с ООО «КанБайкал» на объекте БС8 Западно-Малобалыкского месторождения достигнуто значительно снижение среднегодовых темпов падения добычи нефти с 18 до 4% (рис. 5).

За период работ с 01.05.2017 г. по 01.01.2019 г. добыча нефти превысила базовые показатели на 18%, в абсолютных цифрах это 78,5 тыс. т дополнительной добычи нефти.

Рост добычи нефти относительно базовых показателей



РИС. 6 Экономическая эффективность работ по технологии «Управление добычей»



характеризуется периодом стабильной добычи жидкости, что говорит о том, что эффект от внедрения технологии «Управление добычей» обусловлен не интенсификацией добычи нефти, а исключительно рациональным распределением закачки по площади. При этом следует отметить, что количество ГТМ, проведенных за период реализации проекта, не превышает количество ГТМ, проведенных за аналогичный период разработки до внедрения технологии (рис. 5).

Рост добычи нефти сопровождается снижением обводненности продукции скважин, которая стабилизировалась на отметке 92,4%. Сокращение

доли попутно добываемой воды позволило в течение 18 месяцев реализации проекта сократить себестоимость добычи нефти на 9%. Экономическая эффективность при этом составила 546,5 млн руб. в целом по объекту или 3,8 млн руб. на единицу фонда скважин (рис. 6).

Таким образом, предварительные итоги внедрения цифровых решений в практику управления добычей на Западно-Малобалыкском месторождении свидетельствуют о достижении заявленных целей и подтверждают свою эффективность.

**Индикаторы эффективности**

Контроль эффективности

процесса управления добычей осуществляется с использованием уникальных цифровых индикаторов эффективности модели планирования и управления [4].

**Оптимизированность**

Одним из таких индикаторов является показатель оптимизированности элемента, характеризующий степень отклонения текущих режимов закачки от оптимальных.

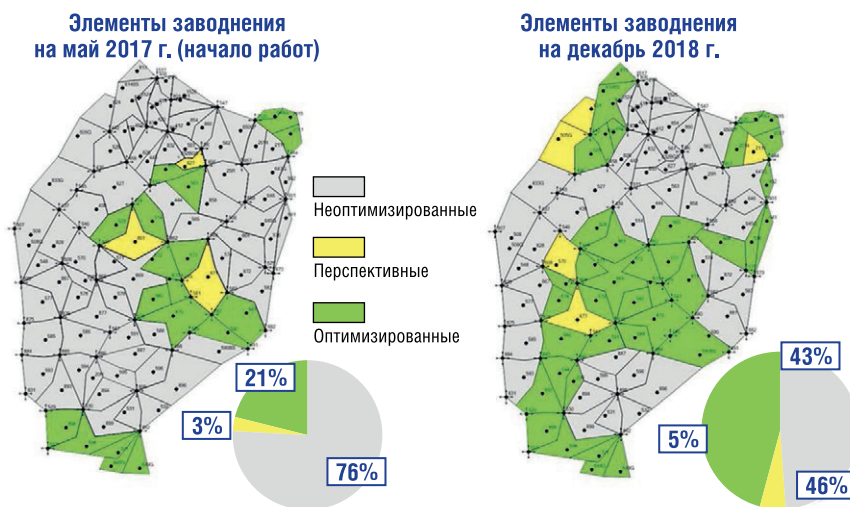
Элемент заводнения – это группа скважин, в которой присутствует одна добывающая скважина, и влияющие на нее соседние нагнетательные скважины.

Выделяется три уровня оптимизированности элемента заводнения – оптимизированный, перспективный и неоптимизированный:

- 1) оптимизированный – текущая закачка в элементе достигла оптимальной, потенциал для интенсификации добычи реализован;
- 2) перспективный – текущая закачка в элементе достигла оптимального значения, создан потенциал для интенсификации добычи нефти;
- 3) неоптимизированный – текущая закачка в элементе не достигла оптимальной.

В процессе поступательного движения в декабре 2018 г. оптимизированность системы заводнения (отношение опти-

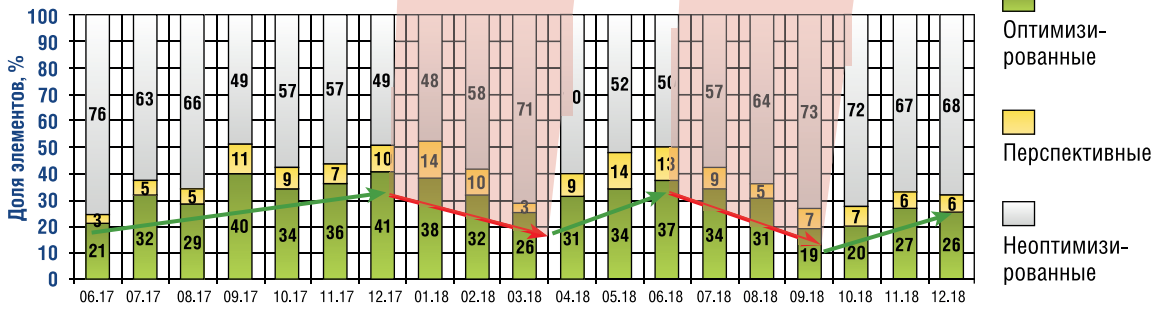
РИС. 7. Оптимизированность системы заводнения





**РИС. 8** Сопоставление суточной добычи нефти и оптимизированности элементов заводнения

| Параметр                      | Май 17 | Июнь 17 | Июль 17 | Авг 17 | Сент 17 | Ноя 17 | Дек 17 | Дек 17 | Янв 18 | Фев 18 | Март 18 | Апр 18 | Май 18 | Июнь 18 | Июль 18 | Авг 18 | Сен 18 | Окт 18 | Ноя 18 | Дек 18 |
|-------------------------------|--------|---------|---------|--------|---------|--------|--------|--------|--------|--------|---------|--------|--------|---------|---------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Суточная добыча нефти, т/сут. | 849    | 837     | 839     | 822    | 830     | 836    | 880    | 889    | 868    | 860    | 847     | 799    | 829    | 831     | 826     | 800    | 794    | 790    | 800    | 803    |
| Δ суточной добычи нефти       | -      | -12     | +2      | -17    | +8      | +6     | +44    | +9     | -21    | -8     | -13     | -43    | +30    | +2      | -5      | -26    | -6     | -4     | +10    | +3     |
| Эволюция оптимизации, %       | 26     | 21      | 32      | 29     | 40      | 34     | 36     | 41     | 38     | 32     | 26      | 31     | 34     | 37      | 34      | 31     | 19     | 20     | 27     | 26     |
| Δ эволюции оптимизации        | -      | -5      | +11     | -3     | +11     | -6     | +2     | -5     | -3     | -6     | -6      | +5     | +3     | +3      | -3      | -2     | -12    | +1     | +7     | -1     |



мизированных и перспективных элементов к общему числу элементов заводнения) объекта БС8 достигла 48% (рис. 7), что позитивно отразилось на тенденциях нефтедобычи.

Однако сопоставление двух дискретных точек общей оптимизированности на момент начала работ и на конец 2018 года не отражает в полной мере зависимость суточной добычи нефти от уровня оптимизиро-

ванности.

Эффективность реализации программы управления добычей характеризуется количеством оптимизированных элементов, что, как показывает практика (рис. 8), описывается прямой связью между уровнем оптимизированности и показателем суточной добычи нефти.

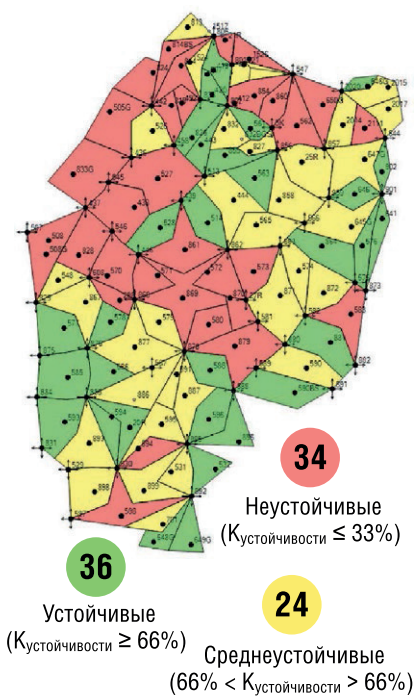
На графике наглядно представлено, что как только оптимизированность элементов

заводнения начинает снижаться, то и суточная добыча нефти оказывает сопоставимую динамику. Таким образом, помимо абсолютного эффекта от внедрения технологии «Управление добычей» в виде дополнительной добычи нефти, график иллюстрирует и природу этого эффекта.

**Устойчивость режимов закачки**

Помимо оптимизированно-

**РИС. 9** Распределение элементов заводнения по критерию устойчивости оптимальных режимов закачки



**РИС. 10** Сопоставление среднего темпа падения устойчивых и не устойчивых элементов заводнения

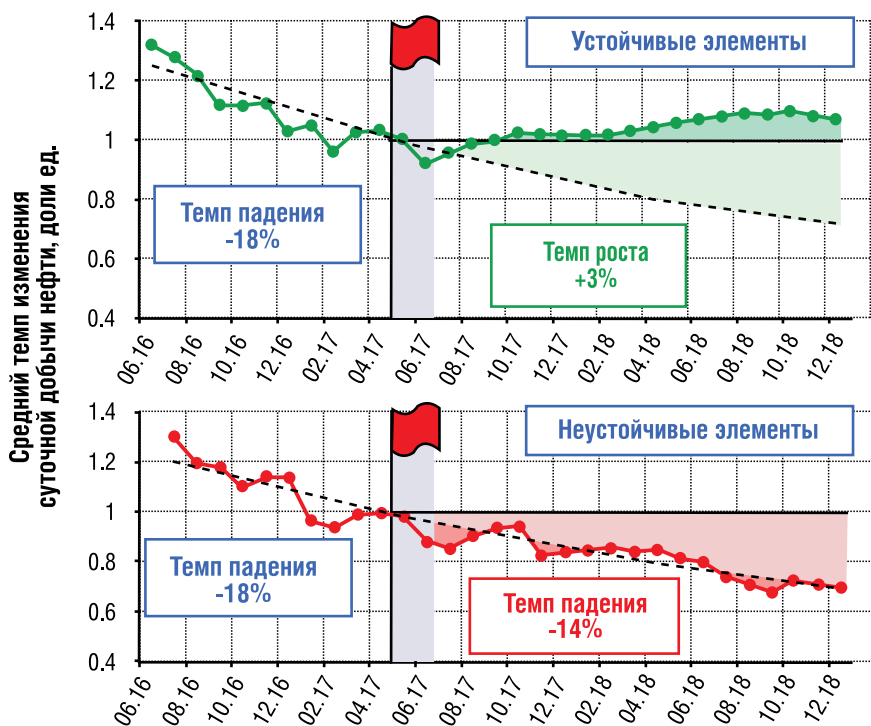
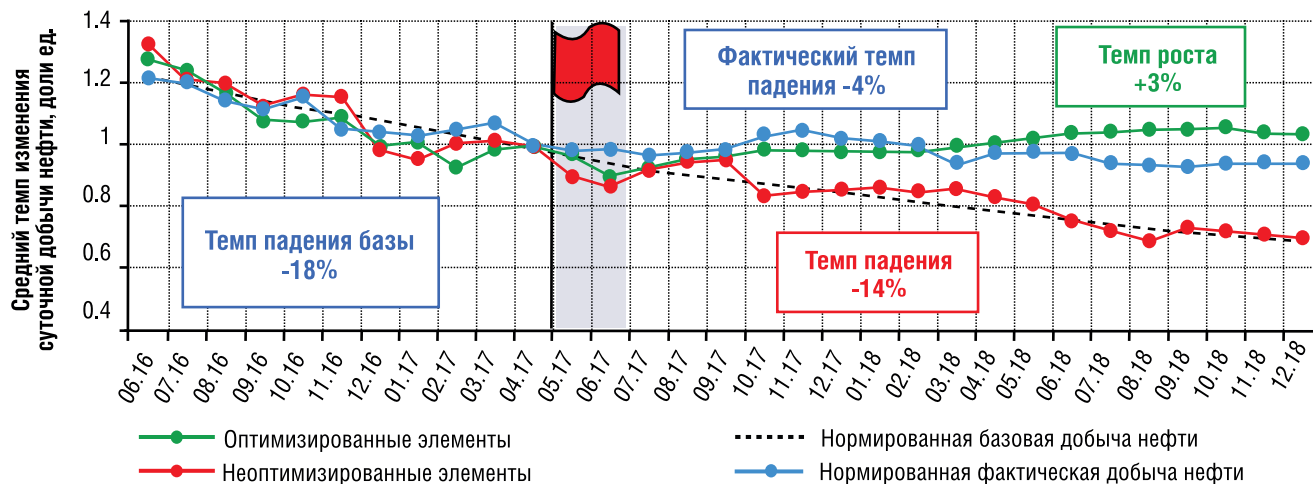


РИС. 11. Обезразмеренная динамика технологических показателей



сти режимов закачки немало-важным критерием эффективности работ является устойчивость оптимизированности элементов заводнения. Коэффициент устойчивости оптимальных режимов характеризует долю календарного времени за год, когда элемент заводнения находился в категории оптимальных либо перспективных (рис 9).

Обращаясь к динамике суточной добычи нефти по группам скважин устойчивых и не устойчивых элементов заводнения, наблюдается разительное отличие в показателях разработки (рис. 10).

Динамика суточной добычи нефти для группы элементов заводнения с низким коэффициентом устойчивости характеризуется снижением суточной добычи нефти как в 2017, так и в 2018 годах, темп падения добычи при этом в среднегодовом выражении составил порядка 14%, что соответствует представлению о базовых темпах падения добычи нефти, заложенных на 2018 год.

С другой стороны, по группе элементов заводнения с высоким коэффициентом устойчивости ( $K_{уст} > 66\%$ ) отмечается рост суточной добычи нефти в 2017–2018 годах, темп роста в среднегодовом выражении составил порядка 3%.

Следует также отметить то, что обе группы устойчивых и неустойчивых элементов заводнения на момент начала работ по проекту «Управление добычей» характеризуются схожими темпами падения (рис. 11), что в очередной раз

подтверждает эффективность представляемой технологии.

### Направления дальнейшего развития проекта

На 2019 год намечены амбициозные планы по развитию проекта. Развитие планируется в трех основных направлениях:

- Интеграция программного обеспечения, передача компетенций в рамках проекта «Управления добычей» объекта БС8 Западно-Малобалькского месторождения специалистам ООО «КанБайкал»;
- Запуск пилотного проекта установки оборудования дистанционного управления режимами закачки на мощностях двух кустовых площадок объекта БС8 – «Роботизированный участок»;
- Масштабирование технологии в рамках предприятия.

### Вывод

1. Доказанная эффективность интеграции цифровых технологий по управлению процессами заводнения и планирования технологических режимов эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин выражается в увеличении добычи нефти относительно базовых показателей на 18% и снижение операционных затрат до 9%.

2. Для успешной реализации проекта необходима тесная кооперация со специалистами соответствующих служб компании в целях увеличения показателей цифровых индикаторов эффективности, таких как устойчивость и оптимизированность режимов закачки, высокие показатели которых необходимы для

наращивания добычи нефти.

3. Перспективы развития технологии «Управление добычей» связаны с интеграцией служб управления, роботизацией процессов регулирования режимов работы нагнетательных скважин и масштабированием технологии в рамках предприятия.

### Литература

1. Арефьев С.В., Юнусов Р.Р., Валеев А.С., Корниенко А.Н., Дулкарнаев М.Р., Лабутин Д.В., Бриллиант Л.С., Печеркин М.Ф., Кокорин Д.А., Грандов Д.В., Комягин А.И. Методические основы и опыт внедрения цифровых технологий оперативного планирования и управления режимами работы добывающих и нагнетательных скважин на участке ОПР пласта ЮВ1 Ватъеганского месторождения ТПП «Повхнефтегаз» (ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь») – М.: «Недропользование XXI век», № 6, 2017 г., с. 60 – 82.
  2. Козлова Д.В. «Умная» добыча: почему цифровые технологии удержат низкие цены на нефть. Доступно на: <https://www.forbes.ru/biznes/351129-umnaya-dobycha-pochemu-cifrovyte-tehnologiiuderzhat-nizkie-ceny-na-neft>.
  3. Бриллиант Л.С., Комягин А.И. Управление заводнением нефтяных месторождений на основе прокси-моделирования. – М.: «Нефть. Газ. Новации», № 12, 2014 г., с. 32 – 37.
  4. Бриллиант Л.С., Комягин А.И. Формализованный подход к управлению заводнением нефтяного месторождения – М.: «Нефть. Газ. Новации», № 2, 2016 г., с. 66 – 72.
- Keywords:** production management, digital technologies, flooding, technological modes, oil and gas production.