

## Автоматизация процессов управления режимами работы нагнетательных скважин при нейросетевой оптимизации на объекте БС<sub>8</sub> Западно-Малобалыкского месторождения

### Авторы:



Рябец Д. А.  
Заместитель генерального директора – главный геолог  
ООО «КанБайкал»  
e-mail: RyabetsDA@canbaikal.ru



Бескурский В. В.  
Начальник отдела разработки месторождений  
ООО «КанБайкал»  
г. Нефтеюганск, ул. Киевская, стр. 2  
e-mail: BeskurskiiVV@canbaikal.ru



Бриллиант Л. С.  
Генеральный директор  
ООО «Тюменский Институт Нефти и Газа»  
Кандидат технических наук, член-корреспондент РАЕН,  
член ЦКР Роснедр, эксперт ГКЗ, ЦКР  
г. Тюмень, ул. Герцена, 64, 10-11 этажи  
e-mail: Ting@togi.ru



Завьялов А. С.  
Исполнительный директор  
ООО «Тюменский Институт Нефти и Газа»  
г. Тюмень, ул. Герцена, 64, 10-11 этажи  
e-mail: ZavialovAS@togi.ru



Горбунова Д. В.  
Директор департамента  
ООО «Тюменский Институт Нефти и Газа»  
г. Тюмень, ул. Герцена, 64, 10-11 этажи  
e-mail: GorbunovaDV@togi.ru



Симаков Е. А.  
Заведующий лабораторией  
ООО «Тюменский Институт Нефти и Газа»  
г. Тюмень, ул. Герцена, 64, 10-11 этажи  
e-mail: Simakov@togi.ru

## Аннотация

Современные тенденции развития мировой нефтяной отрасли в общем, и российской в частности, все больше тяготеют к процессам управления добычей посредством регулирования режимов работы нагнетательных скважин на объектах, достигших значительной стадии выработки. Уже реализуемые в отечественной практике методы основываются на процессах машинного обучения и применении математических прокси-моделей на основе нейронных сетей.

**Ключевые слова:** автоматизация, нейронные сети, нагнетательная скважина, добыча нефти и газа, Западно-Малобалыкское месторождение.

## Summary

Modern trends of the global oil industry, both in general and in Russia, are increasingly gravitating to production control processes by regulating the operation of injection wells at significant stage of development facilities. Methods, which already implemented in domestic practice are based on machine learning processes and using of mathematical proxy models, based on neural networks.

**Key words:** automation, neural networks, injection well, oil and gas production, Zapadno-Malobalykское field.

Процесс управления режимами работы нагнетательных скважин с использованием нейронных сетей можно разделить на два основных этапа:

- **Построение нейронной сети и её обучение (адаптация) к условиям и фактическим показателям эксплуатации фонда скважин.**

Нейронная сеть представляет из себя математическую модель взаимодействия нагнетательных и добывающих скважин в рамках единого объекта разработки. Для построения прокси-модели используются первичные данные суточных замеров дебита жидкости и обводненности добывающих, а также приемистость нагнетательных скважин. Процессом обучения нейронной сети следует называть процедуру поиска функциональной зависимости между показателями приемистости влияющих нагнетательных скважин и показателями работы (дебит жидкости, обводненность) зависимой добывающей скважины. Результатом настройки нейронной сети является функциональное описание связи показателей работы (дебит жидкости, обводненность) каждой добывающей скважины и показателей работы (приемистость) соседних влияющих нагнетательных скважин [1].

- **Решение оптимизационной задачи распределения необходимого объема закачки.**

На основе уже обученной нейронной сети решается оптимизационная задача в следующей постановке: «Как распределить доступные ресурсы таким образом, чтобы обеспечить максимум целевого показателя разработки –

суточной добычи нефти» [3]. Оптимизационная задача решается в условиях ограничений, накладываемых как на приемистость нагнетательных скважин, так и на дебит жидкости добывающих скважин. Заданная модель ограничений обусловлена геологическим строением залежей, параметрами и состоянием объектов обустройства, экономическими условиями, логистикой, организацией материально-технического снабжения. Результатом решения оптимизационной задачи является комбинация режимов работы всех нагнетательных скважин, отвечающая заданным ограничениям и обеспечивающая максимизацию целевого показателя суточной добычи нефти. Режимы работы нагнетательных скважин, полученные в результате решения оптимизационной задачи, будем называть «оптимальными режимами».

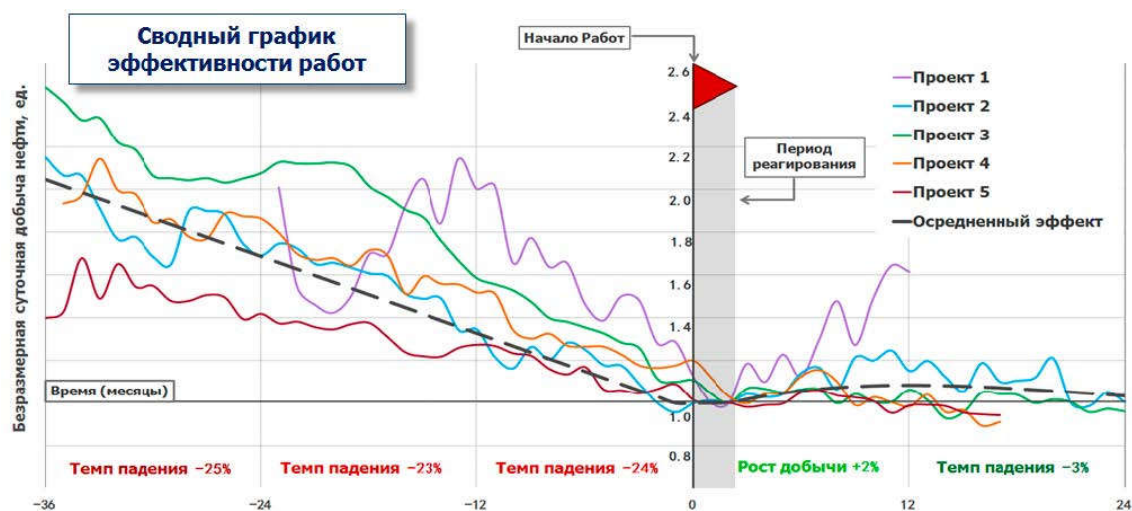
Основным параметром, контролирующим эффективность выполнения работ в рамках проектов «Управление добычей на основе нейронных сетей», является показатель оптимизированности, характеризующий степень отклонения текущих режимов закачки от оптимальных. Оптимизированность рассчитывается по элементам заводнения – группам скважин, в которых присутствует одна добывающая скважина и влияющие на нее соседние нагнетательные скважины. Элемент считается **оптимизированным**, если все нагнетательные скважины, входящие в элемент, находятся в оптимальном режиме работы. Другим немаловажным критерием эффективности работ является **устойчивость оптимизированности элементов заводнения**. Устойчивость оптимальных режимов характеризует долю календарного времени за период, в который элемент заводнения пребывал в категории оптимальных. Обеспечение высоких значений оптимизированности и устойчивости режимов работы нагнетательных скважин напрямую связано с эффективностью работ по теме «Управление добычей на основе нейросетевой оптимизации режимов работы скважин» [4].

Таким образом, первостепенной задачей инженерной службы нефтяного промысла в процессе нейросетевой оптимизации является вывод нагнетательных скважин на расчетные режимы работы и сохранение их максимально возможный промежуток времени.

#### **Опыт внедрения. Достигнутые результаты**

В течение семи лет в различных нефтяных компаниях реализуются проекты по теме «Управление добычей на основе нейросетевой оптимизации работы скважин». Средняя эффективность работ составляет 12-13% прироста суточной добычи нефти (рис. 1). В частности, на объекте БС<sub>8</sub> Западно-Малобалыкского месторождения ООО «КанБайкал» дополнительная добыча нефти составила 134,6 тыс. т за два года реализации проекта.

Рост добычи нефти относительно базовых показателей характеризуется периодом стабилизации добычи жидкости, что говорит о том, что эффект от внедрения технологии «Управление добычей» обусловлен не интенсификаци-

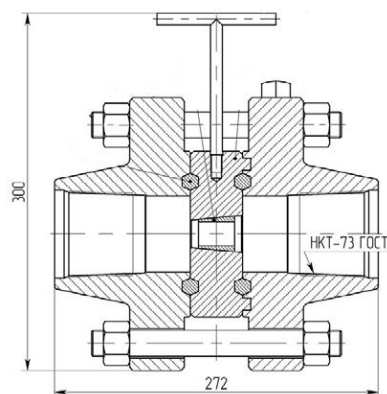


**Рис. 1. Эффективность работ по технологии «Управление добычей на основе нейросетевой оптимизации режимов работы скважин»**

ей отборов, а исключительно оптимизацией режимов работы нагнетательных скважин и рациональным распределением закачки по площади.

Опыт, полученный на объекте БС<sub>8</sub> Западно-Малобалыкского месторождения [4], свидетельствует о том, что задача реализации программы работ по выводу скважин на оптимальные режимы и их дальнейшее поддержание достаточно сложна. Обусловлено это, в первую очередь, низким среднесуточным количеством подходов к скважинам операторов промысла, что, в свою очередь, связано со слабой оснащенностью производства современными средствами регулирования закачки. Основным инструментом по регулированию режимов закачки нагнетательных скважин на Западно-Малобалыкском месторождении является штуцерование. При этом на начало работ над проектом все скважины были оснащены нерегулируемыми штуцерами с креплениями между фланцами (рис. 2). Смена штуцера в таком типе устройств – достаточно трудоемкая и продолжительная процедура и требует остановки нагнетательной скважины, что, в свою очередь, сказывалось на оперативности вывода скважин на режим и, как следствие, вызывало потери в добыче нефти. Для примера, за один день в таких условиях оператор промысла может сменить режим на одной, максимум двух скважинах.

Также на показатель оптимизированности косвенное влияние оказывает такой фактор, как эксплуатационный износ водоводов высокого давления, приводящий к необходимости остановки целых кустовых площадок для замены аварийного участка, что, в свою очередь, вследствие интерференций сказывается на режимах работы соседних нагнетательных скважин. Дополнительные осложнения вызывает необходимость периодической



**Рис. 2. Схема фланцевого крепления штуцера**

остановки БКНС (блочная кустовая насосная станция) для проведения ремонтно-профилактических работ, что, впоследствии, приводит к быстрому износу или выбиванию штуцера вследствие гидравлических ударов в системе от запуска в работу насосной станции. Износ водоводов и периодические остановки БКНС в совокупности приводят к частой непроизвольной смене режима работы нагнетательной скважины, что, в свою очередь, приводит к низкой устойчивости оптимальных режимов работы.

Помимо низкой устойчивости оптимальных режимов работы нагнетательных скважин и слабой оснащенности промысла современным оборудованием регулирования режимов работы нагнетательных скважин, большое влияние на оптимизированность оказывает такой параметр, как успешность работ по выводу скважин на оптимальные режимы работы. Под успешностью работ следует понимать долю от общего количества мероприятий, направленных на смену режима работы нагнетательной скважины и позволивших вывести скважину на оптимальный режим работы [4]. По имеющемуся опыту успешность таких мероприятий не превышает 50%, что обусловлено невозможностью получения точного аналитического решения гидравлической задачи по определению необходимого диаметра штуцера.

Таким образом, низкая оснащенность промысла современными средствами регулирования режимов работы нагнетательных скважин и высокая аварийность водоводов высокого давления не позволяли вывести оптимизированность на показатели выше 30-40% (рис. 3), при этом целевым показателем является 70-80% [5].

Решение вышеописанной проблемы низкого уровня оптимизированности системы заводнения возможно различными подходами:



**Рис. 3. Показатели эффективности управления режимами работы скважин на момент начала реализации программы модернизации промысла**

1. Нарращивание штата операторов промысла, что позволит увеличить количественную составляющую подходов к скважинам. Однако данное решение сопряжено со значительным повышением финансовых затрат на фонд оплаты труда.
2. Модернизация промысла, в частности, установка современных систем регулирования режимов работы нагнетательных скважин, что позволит в условиях сохранения прежней величины штата сотрудников увеличить количество подходов к скважине с целью смены режима работы. Данный подход не вызовет роста операционных расходов за весь период реализации проекта, необходимы лишь единовременные капитальные вложения на установку новых систем регулирования режимов работы нагнетательных скважин.

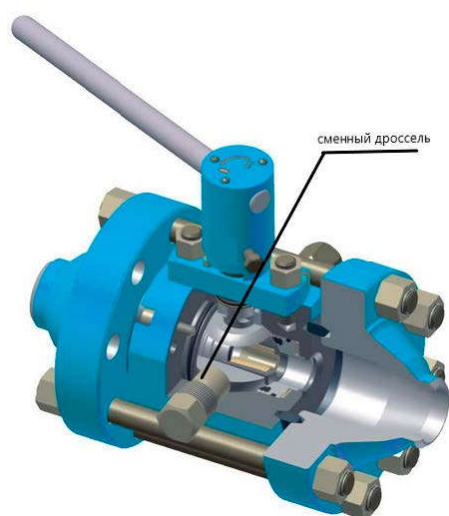
В рамках реализации проекта компанией ООО «КанБайкал» в 2019 г. был инициирован процесс модернизации промысла, задачей которого является повышение показателей оптимизированности до целевых значений. Программа рассчитана на несколько лет и включает в себя два основных этапа:

1. Укомплектование промысла средствами механического регулирования закачкой (КШД – кран шаровой со сменными дросселями рис. 4).
2. Оснащение полигона (двух кустовых площадок) устройствами дистанционного управления закачкой (КДУ – клапан дистанционно управляемый), апробация технологии и по результатам – дальнейшее тиражирование на мощности всего промысла.

На текущий момент (по состоянию на 01.01.2020) завершен первый этап модернизации промысла, месторождение полностью укомплектовано оборудованием КШД.

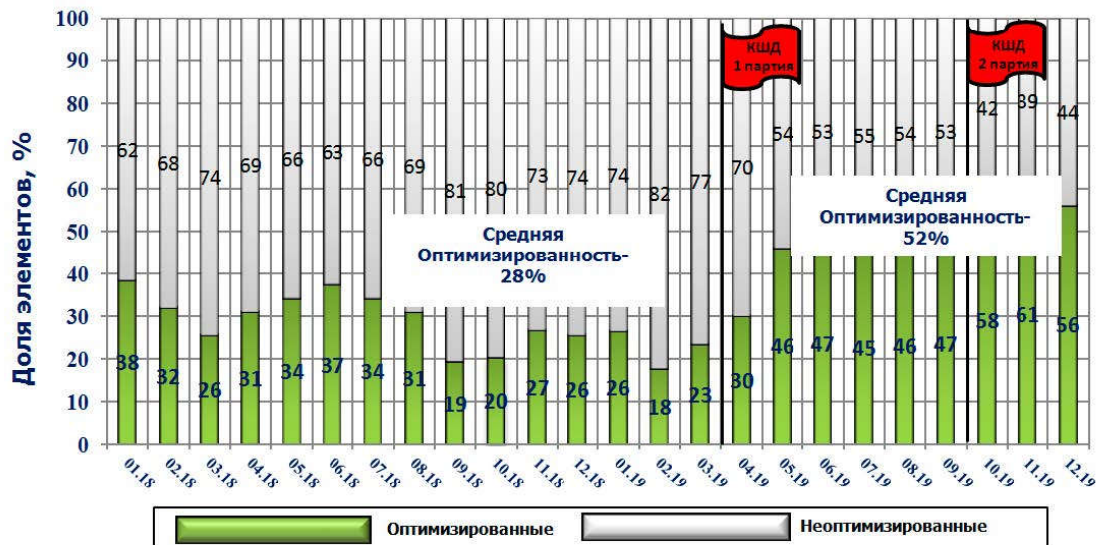
Преимущество КШД перед нерегулируемыми штуцерами заключается в значительном сокращении количества действий оператора, которые необходимо совершить для смены режима нагнетательной скважины.

Конструкция крана позволяет производить смену дросселирующей насадки под давлением через боковое окно в корпусе крана. Применение данной конструкции позволяет сократить затраты времени на изменение режима скважины. Замена насадки занимает не более 15 минут и при этом не требует остановки скважины и использования специального инструмента. Сокращение времени, необходимого для смены режима работы нагнетательной скважины, значительно увеличивает среднесуточное количество подходов по регулированию закачки, а значит, и производительность труда оператора



**Рис. 4. Кран шаровой со сменными дросселями**

## Показатель оптимизированности



Показатели	2018	2019	Эффективность
<b>Средняя оптимизированность по объекту БСВ</b>	28%	42%	<b>+ 14%</b>
<b>Оперативность вывода скважины на режим</b>	7 дней	4 дня	<b>+ 42%</b>
<b>Среднемесячное количество скважин выведенных на оптимальных режим</b>	8 скв	16 скв	<b>+ 100%</b>
<b>Средняя устойчивость режимов ППД</b>	57%	68%	<b>+ 11%</b>

Рис. 5. Оптимизированность системы заводнения

промысла, что, в свою очередь, благоприятно сказывается на оптимизированности (рис. 5).

Укомплектование промысла современным оборудованием регулирования режимов работы нагнетательных скважин (КШД) позволило сократить среднее время вывода скважин на режим более чем в 2 раза. Показатели оптимизированности достигли 50-60% (рис. 5).

Рост оптимизированности сказался на показателях добычи нефти. По группе скважин, где оборудование КШД было установлено в первой половине года (1 партия) наблюдается относительный рост суточной добычи нефти (на 3-4% в годовом выражении) вследствие роста уровня оптимизированности. Оставшаяся группа скважин, не охваченная оборудованием КШД на момент середины 2019г., имеет снижение суточной добычи нефти с темпом 4-6% в годовом выражении (рис. 6).

Общий эффект от внедрения оборудования КШД оценивается в 2,6 тыс. т дополнительной добычи нефти за 9 месяцев. При оценке эффективности за базовые темпы падения добычи нефти принимались темпы падения добычи нефти группы скважин, где КШД было установлено только в конце III квартала 2019 года (2-я партия).

Уменьшение доли попутно добываемой воды и рост доли нефти сократили операционную себестоимость добычи и позволили получить положительную

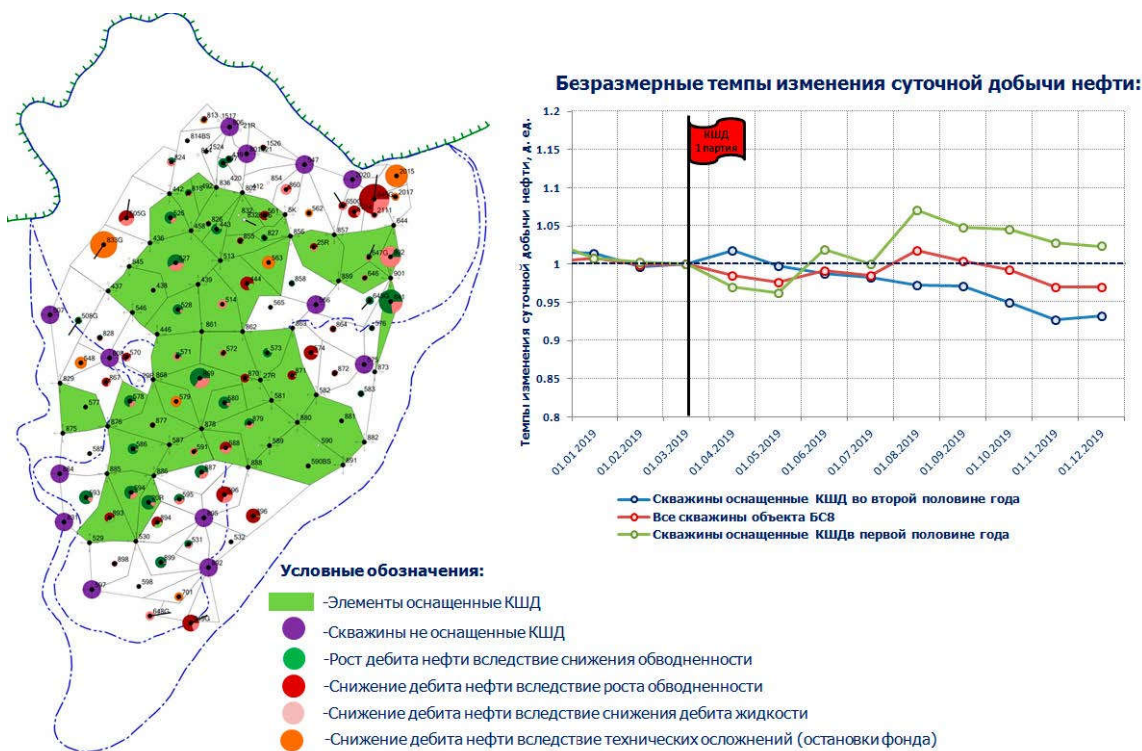


Рис. 6. Эффективность внедрения оборудования КШД

экономическую эффективность внедрения оборудования КШД. Экономический эффект оценивается в 12 млн рублей за 2019 г. (рис. 7), при этом срок окупаемости установки нового оборудования составил два месяца.

Результат по увеличению показателей оптимизированности после внедрения оборудования КШД достигнут исключительно за счет увеличения общего количества подходов как таковых (рис. 8). Средняя успешность подходов не изменилась, обусловлено это тем, что, несмотря на внедрение нового оборудования, инструменты определения необходимого диаметра штуцера не изменились и остаются на уровне опыта геолога промысла. Соответственно,

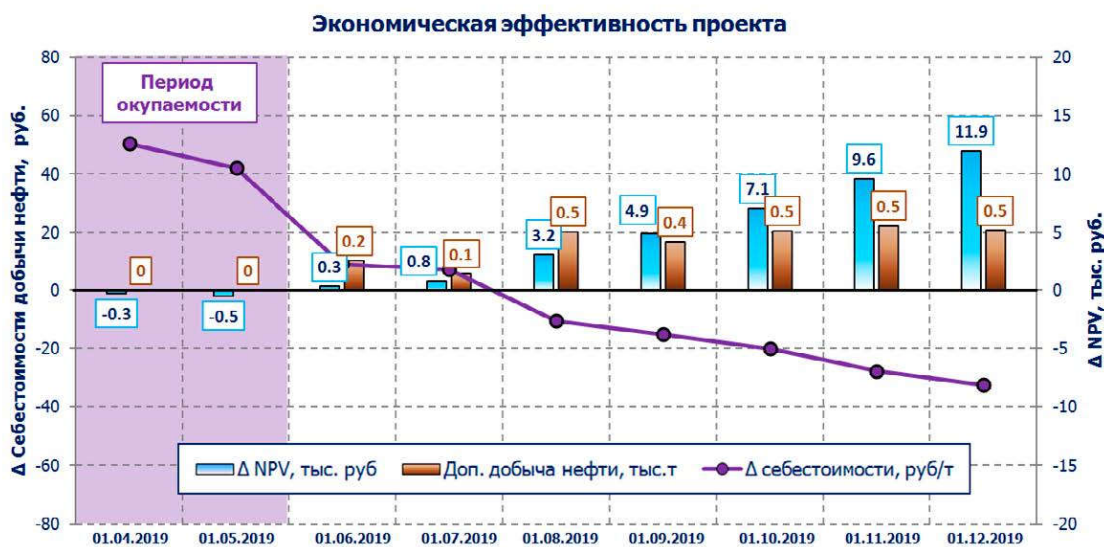


Рис. 7. Экономическая эффективность внедрения оборудования КШД



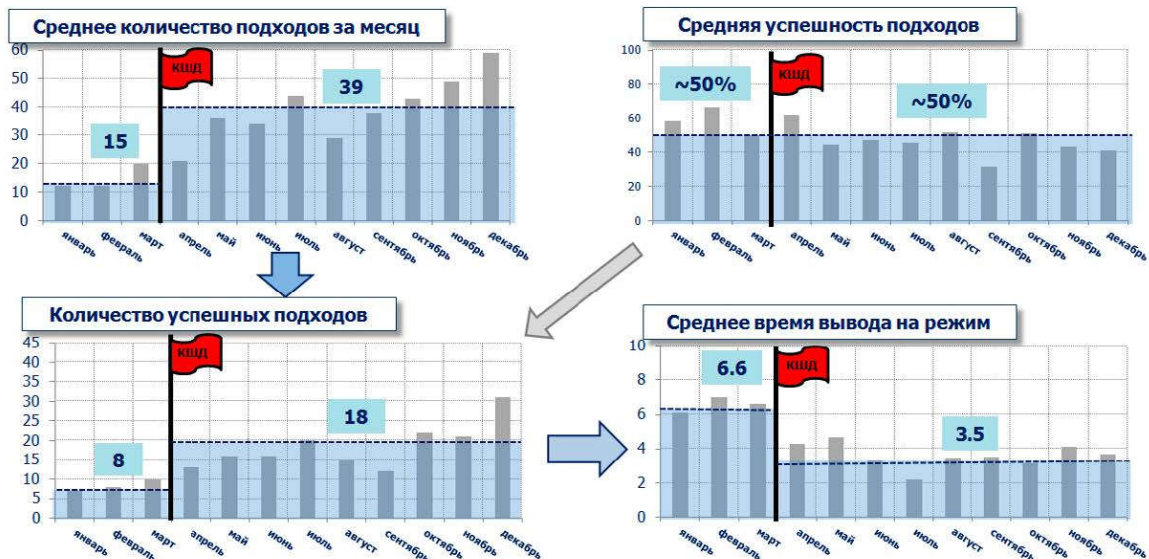


Рис. 8. Статистика по подходам к нагнетательным скважинам

существует потенциал по увеличению показателей эффективности работ за счет наращивания качественной составляющей (успешности работ).

Дальнейшая реализация потенциала по увеличению показателя оптимизированности системы заводнения требует качественного скачка в оснащённости промысла системами управления нового поколения, позволяющими корректировать режимы работы нагнетательных скважин в реальном времени без необходимости выезда оператора. Данное преимущество позволит значительно сократить время вывода скважин на оптимальный режим работы.

В рамках второго этапа модернизации промысла компания ООО «КанБайкал» на 2020 г. запланировала оснащение полигона (двух кустовых площадок) оборудованием дистанционного управления режимами работы нагнетательных скважин, что позволит повысить показатели оптимизированности и вывести показатели добычи на новый уровень.

## **Выводы:**

1. Полноценная реализация добычного потенциала в процессе реализации проектов «Управление добычей на основе нейросетевой оптимизации режимов работы скважин» невозможна без синхронного развития и совершенствования уровня технического оснащения промысла средствами регулирования режимов работы нагнетательных скважин. Только в условиях применения современных подходов к разработке месторождения и развития уровня технического оснащения промысла возможен прирост показателей добычи нефти.
2. Опыт внедрения нового оборудования регулирования закачки успешен: показатели оптимизированности достигли 60% при дополнительной добыче нефти 2,6 тыс. т за 9 месяцев. Экономический эффект оценивается в 12 млн руб. при сроке окупаемости – два месяца.
3. Для дальнейшей реализации добычного потенциала необходимо оснащение промысла оборудованием нового поколения, позволяющего в режиме реального времени отслеживать и корректировать режимы работы нагнетательных скважин.

## Список литературы:

1. Потрясов А.А., Мазитов М.Р., Никифоров С.С., Бриллиант Л.С., Печеркин М.Ф., Клочков А.А., Комягин А.И. Управление заводнением нефтяных месторождений на основе прокси-моделирования (Нефть. Газ. Новации, декабрь 2014 г.).
2. Денисов О.В. Разработка автоматизированной системы идентификации явлений интерференции и взаимовлияния скважин по данным телеметрии на основе нейросетевых алгоритмов / Денисов О.В., Желтухин В.С., Лазарева Р.Г. // Материалы XVIII Международной конференции по вычислительной механике и современным прикладным программным системам, 2013. Алушта. – М.: Изд-во МАИ, 2013. С. 189–191.
3. Бриллиант Л.С., Комягин А.И. Формализованный подход к управлению заводнением нефтяного месторождения. – М.: Нефть. Газ. Новации, № 2, 2016. С. 66–72.
4. Рябец Д.А., Бескурский В.В., Бриллиант Л.С., Завьялов А.С., Горбунова Д.В., Симаков Е.А. «Управление добычей на основе нейросетевой оптимизации режимов работы скважин на объекте БС8 Западно-Малобалыкского месторождения» М.: Neftegaz.ru, №9, 2019 г., с. 92-98.
5. 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.