

# Обзор мирового опыта ограничения режимов работы скважин в контексте борьбы с прорывами воды и газа в подгазовых зонах

Ялаев А.В., Исламов Р.Р., Муслимов Б.Ш., Кулеш В.А.  
ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия  
yalaevav@bnipi.rosneft.ru

## Аннотация

При разработке водонефтяных и газодонефтяных зон нефтяных оторочек залежей и месторождений в силу различных причин со временем добыча попутного нецелевого флюида в виде воды или газа начинает преобладать в общем потоке продукции, что ведет к снижению добычи нефти и вызывает необходимость уменьшения отбора/закачки ограничением режимов работы как добывающих, так и нагнетательных скважин.

Поиск оптимального режима эксплуатации скважин является важной задачей минимизации добычи нецелевого флюида и, как следствие, достижения наибольшей нефтеотдачи пласта.

## Материалы и методы

Рассмотрен опыт применения различных вариантов борьбы с конусообразованием воды и газа: ограничение режимов работы скважины, в том числе периодическая эксплуатация, а также автономные устройства контроля притока.

## Ключевые слова

оптимальный режим работы скважины, предотвращение конусообразования, критический дебит нефти, методы снижения газового фактора, устройства контроля притока, нефтяная оторочка

## Для цитирования

Ялаев А.В., Исламов Р.Р., Муслимов Б.Ш., Кулеш В.А. Обзор мирового опыта ограничения режимов работы скважин в контексте борьбы с прорывами воды и газа в подгазовых зонах // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 2. С. 24–31. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-2-24-31

Поступила в редакцию: 21.03.2024

## OIL PRODUCTION

UDC 622.276 | Original Paper

## Review of the world experience of well operation mode limitation in the context of water and gas breakthrough control in sub-gas zones

Yalaev A.V., Islamov R.R., Muslimov B.Sh., Kulesh V.A.  
“RN-BashNIPneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia  
yalaevav@bnipi.rosneft.ru

## Abstract

When developing water-in-oil and gas-in-oil-water zones of oil rims, over time the production of non-target fluid in the form of water or gas begins to dominate the overall flow, which leads to lower cumulative oil production and necessitates limiting the operating modes of both production and injection wells.

Finding the optimal well operation mode is an important task to minimize the production of non-target fluid and, consequently, to achieve the highest oil recovery.

## Materials and methods

The experience of application of various options of water and gas coning control is considered: restriction of well operation modes, including intermittent operation, as well as autonomous inflow control devices.

## Keywords

optimal well operation mode, coning prevention, critical oil flow rate, gas-oil ratio reduction methods, inflow control devices, oil rim

## For citation

Yalaev A.V., Islamov R.R., Muslimov B.Sh., Kulesh V.A. Review of the world experience of well operation mode limitation in the context of water and gas breakthrough control in sub-gas zones. Exposition Oil Gas, 2024, issue 2, P. 24–31. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-2-24-31

Received: 21.03.2024

## Введение

Одной из проблем разработки нефтяных оторочек являются прорывы конусов воды и газа к нефтяным скважинам. Под термином «нефтяная оторочка» будем понимать относительно тонкий слой нефти между газовой шапкой и водоносным горизонтом. Прорывы газа ведут к быстрому снижению пластового давления, перемещению

нефти в газовую шапку, что существенно приводит к снижению проектного коэффициента извлечения нефти (КИН) и экономической эффективности. По этой причине долгое время разработка тонких нефтяных оторочек являлась экономически нерентабельной [1–3]. Так, например, в работе [1] указано, что для нефтенасыщенных толщин менее 20 м пласта НП4 Новопортовского

месторождения разработка на безводном и безгазовом режиме является экономически невыгодной.

Тем не менее, текущее развитие науки и технологий, а также выработка залежей нефти с более простым строением подталкивают искать рентабельные способы разработки нефтяных оторочек с относительно малыми толщинами.

Для реализации выработки запасов нефти без образования конусов газа и воды необходимо определять предельные дебиты, а также соответствующие им предельные депрессии. Вопрос определения предельных критических дебитов решался многими авторами [4–9]. Но проблема с выбором безводной и безгазовой депрессии состоит в том, что при этом дебит добывающих скважин зачастую настолько мал, что добыча нефти может быть экономически невыгодна. Кроме того, малые депрессии не позволяют вовлечь в разработку низкопроницаемые зоны, что также способствует уменьшению конечного КИН.

Кроме того, важно оптимизировать расположение горизонтального ствола скважины в нефтяной оторочке, которое меняется в различных условиях [10].

В связи с этим возникает необходимость ограничения газопитока и водопитока к скважине. Существуют различные методы ограничения влияния газовой шапки на нефтяную оторочку: создание всевозможных барьеров на уровне газонефтяного контакта, разработка на предельных безгазовых депрессиях, а также использование многозбойных горизонтальных скважин (МЗГС) с устройствами контроля притока (УКП).

Тема создания барьеров на уровне газонефтяного контакта, имеющая свои достоинства и недостатки [11, 12], достаточно обширна, и в текущей работе не будет рассмотрена.

В данной работе сделан акцент на методах борьбы с прорывами воды и газа за счет ограничения режимов работы скважины:

- работа скважин на предельных дебитах (депрессиях);
- периодическая эксплуатация скважин;
- использование УКП.

В этом аспекте интерес представляет такое управление режимами работы скважин, при котором возможно предотвращение или снижение интенсивности образования конусов воды и газа.

#### Объект исследования и литературный обзор

Известно достаточно много вариантов эксплуатации скважин, среди которых

периодическая добыча, регулируемая добыча для поддержания заданного газового фактора (ГФ), регулируемая добыча с ограничением по дебиту жидкости.

При разработке нефтяных оторочек с газовыми шапками чрезмерное наличие свободного газа в пласте приводит к явлению прорыва газа. Результатом прорыва газа является резкий рост значения ГФ. Газовый фактор является важной эксплуатационной характеристикой в процессе разработки месторождения, требующей контроля и мониторинга. При этом резкое увеличение ГФ — это лишь последствие прорыва свободного газа к скважине, ему предшествует образование конуса газа и его продвижение к перфорациям скважины. Все вышеописанное справедливо и для образования водяного конуса, в данном случае проявлением прорыва воды является резкое увеличение обводненности скважины.

Конус, представляющий собой локальное искривление газонефтяного контакта (ГНК) или водонефтяного контакта (ВНК), распространяется к зоне перфорации скважины. Когда конус достигает зоны перфорации, происходит прорыв воды и газа, после чего резко повышается газовый фактор и (или) обводненность скважины (рис. 1).

Образование и продвижение конуса к скважине происходит в том случае, если градиент давления, вызванный отбором флюида в скважине, удовлетворяет неравенству:

$$\frac{\partial W}{\partial z} > (\rho_r - \rho_n) g,$$

где  $W = (P_n - \rho_n g h)$  — давление, приведенное к уровню ГНК, Па,  $P_n$  — давление в нефтяной фазе, Па,  $\rho_n$  и  $\rho_z$  — плотность нефти и газа, соответственно, кг/м<sup>3</sup>,  $g \approx 9,81$  м/с<sup>2</sup> — ускорение свободного падения,  $h$  — расстояние от точки, в которой вычисляют градиент давления, до ГНК, м,  $z$  — вертикальная ось, вдоль которой рассчитывают градиент давления [13].

Значение дебита жидкости при максимальном градиенте давления, при котором конус воды или газа не достигает зоны перфорации, принято называть критическим.

Определение критических значений дебита стало целым направлением изучения конусообразования воды и газа. Идея состояла в том, что, зная критическое значение дебита жидкости, можно регулировать режимы работы скважины с целью предупреждения прорывов воды и газа.

Основополагающей работой, посвященной исследованию конусообразования, является публикация М. Muskat, R.D. Wysockoff [13], где рассмотрены условия устойчивости конуса. В работе Н.И. Meyer, А.О. Garder [5] получены аналитические формулы для расчета критического безводного и безгазового дебита нефти для вертикальных скважин. G.L. Chierici и G.M. Ciucci [6] получили формулы для расчета критического безводного и безгазового дебита нефти для вертикальных скважин (ВС) при помощи потенциометрической модели. F.M. Giger и В. J. Karcher [7] получили аналитические формулы для расчета критического безводного и безгазового дебита нефти для горизонтальных скважин (ГС). S.D. Joshi [8] получил аналитические формулы для расчета критического безводного и безгазового дебита нефти для ГС и ВС. В полученных формулах не учитывается влияние анизотропии. В работе I. Chareron [9] получены простые уравнения для расчета критического дебита нефти горизонтальных и вертикальных скважин в анизотропных пластах.

W. Yang и R.A. Wattenberger [14] получили формулы для расчета времени прорыва конуса воды в ГС и ВС. В методике предполагается равномерный подъем контактов. Проведен сравнительный расчет по разработанной корреляции с результатом расчета в гидродинамическом симуляторе и по методике Р. Papatzacos [15]. В работе D.G. Hatzignatiou, F. Mohamed [16] получены корреляции для расчета времени прорыва конуса воды или газа на основе 2D и 3D гидродинамических моделей (ГДМ) для ВС и ГС, соответственно. В работе R. Recham [17] просчитаны эмпирические зависимости для расчета времени прорыва конуса газа и оптимального дебита нефти скважины не только с точки зрения конусообразования, но и из экономических соображений.

В работах О. Espinola, J.D. Guzman [18] и J. Alvarez [19] разрабатывается модуль секторного моделирования для определения значений критического дебита нефти и времени прорыва конуса.

На практике рассчитанные значения критических дебитов нефти достаточно низки и зачастую экономически нецелесообразны, из-за чего скважины эксплуатируются с повышенными значениями газового фактора. Кроме того, стоит отметить, что работа на малых депрессиях не позволяет включить в процесс дренирования низкопроницаемые нефтенасыщенные интервалы, вследствие чего происходит падение КИН. Поэтому существует интервал оптимальной величины депрессии, позволяющий продлить период безводных и безгазовых дебитов, и совместно с этим не допустить снижения плановых значений КИН.

Поэтому задача состоит в выборе таких средств ограничения режимов работы скважин, чтобы ГФ не увеличивался до таких значений, при которых эксплуатация невозможна по техническим ограничениям и (или) при которых происходит ухудшение энергетического состояния пласта, ведущее к снижению КИН.

С целью проведения анализа влияния ограничения по целевому дебиту жидкости на газовый фактор и обводненность

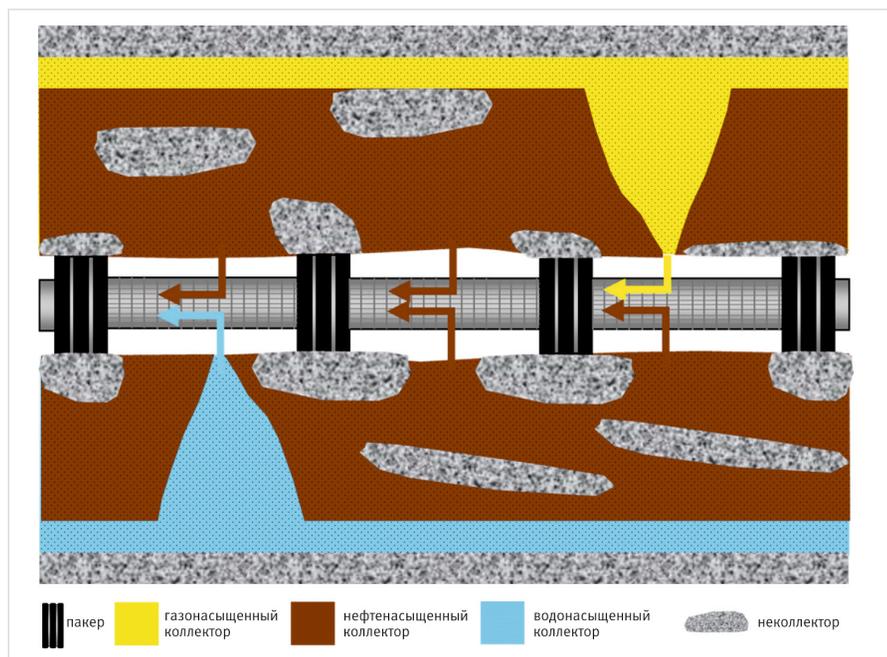


Рис. 1. Схема образования конуса воды и газа в горизонтальной скважине  
Fig. 1. Scheme of water and gas cone formation in a horizontal well

произведено моделирование конусообразования. Для определения критического дебита графическим способом произведен перебор ограничений по целевому дебиту жидкости от 3 до 200 м<sup>3</sup>/сут. На рисунке 2 представлены результаты расчетов синтетической секторной модели для условий месторождения У при различных значениях ограничения по дебиту жидкости. Некоторые параметры геолого-физических характеристик (ГФХ) пласта представлены в таблице 1.

Индикатором прорыва газа будет являться резкое увеличение ГФ при относительно небольшом увеличении накопленной добычи нефти. Максимальное значение целевого дебита жидкости, при котором еще не происходит резкое увеличение газового фактора, и будет являться критическим значением. Конкретного значения газового фактора, при котором можно говорить о прорыве газа, в общем случае не существует. В данном случае оно было определено по качественному изменению вида графика газового фактора. Видно, что при ограничении по дебиту в 20 м<sup>3</sup>/сут и ниже не отмечается резкого скачкообразного роста газового фактора, а значение максимального газового фактора снижается на порядок.

На результат моделирования конусообразования значительно влияет размер ячейки по латерали. Поэтому для исключения влияния размера ячейки на результат проведен анализ чувствительности модели к размеру ячейки. Целевая функция — дебит нефти. По результатам анализа чувствительности выявлено, что при размере ячейки  $\Delta x = \Delta y = 10$  м и ниже изменения в профиле добычи нефти составляют менее 4 %.

Для анализа ограничения режимов работы скважин в газонефтеводной зоне провели секторное гидродинамическое моделирование подгазовых зон.

По полученным графикам следует, что в случае ограничения предельного дебита жидкости не более 20 м<sup>3</sup>/сут, что соответствует депрессии не более 0,015 МПа, возможна длительная эксплуатация без прорыва газа (отбор 80 тыс. м<sup>3</sup> нефти происходит без прорыва газа). При этом оценка предельного безгазового дебита по Шарперон — 19,4 м<sup>3</sup>/сут, что соответствует депрессии 0,015 МПа (табл. 1). Таким образом, для текущих исходных данных получили соответствие предельного безгазового дебита на основе аналитического расчета по Шарперон и расчета на основе ГДМ. При таком предельном безгазовом дебите газовый фактор составил не более 2 000 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

При росте дебита жидкости от 20 до 50 м<sup>3</sup>/сут (депрессия от 0,015 до 0,12 МПа) происходит ускорение прорыва конуса газа, т.е. уменьшается накопленного отбора жидкости на момент прорыва. При этом происходит увеличение величины ГФ после прорыва газа и сокращение длительности работы до прорыва. Прорыв газа, ввиду его высокой подвижности, приводит к резкому изменению состояния системы — газ быстро извлекается из газовой шапки, за счет чего снижается давление, в газовую шапку устремляется нефть из оторочки и закачиваемая вода для поддержания пластового давления (ППД). По этой причине после длительной разработки с прорывом газа систему невозможно вернуть в прежнее состояние: защемление нефти, проникшей в газовую шапку, приводит

к снижению КИН и безвозвратным потерям извлекаемых запасов нефти.

При ограничении по дебиту жидкости выше 50 м<sup>3</sup>/сут (депрессия выше 0,12 МПа) прорыв газа с последующим обводнением за счет прихода фронта нагнетаемой воды происходит меньше чем за 2 года.

Ввиду того, что добыча нефти в случае работы скважин на предельных безгазовых дебитах зачастую экономически нерентабельна, следует, что выбор режима работы скважины рекомендуется производить на основе многовариантных технико-экономических расчетов.

На практике значение предельных безгазовых дебитов зачастую нужно лишь для оценки времени работы скважины без прорыва и возможности выбора такого дебита, при котором ГФ будет не выше тех значений, при которых возможна работа электроцентробежных насосов (ЭЦН).

#### Другие методы ограничения газопитока и водопитока к скважине

Следующий проверенный метод снижения газового фактора скважин — это периодическая эксплуатация скважин. Использование периодической эксплуатации скважин для предотвращения прорывов газа — довольно действенный метод, однако на практике скважины останавливают уже после прорыва газа, когда ГФ скважины достигает высоких, неприемлемых для разработки значений. На рисунке 3 показан пример периодической эксплуатации скважин на месторождении X.

В работе [20] исследуется вопрос периодической эксплуатации газовых скважин.

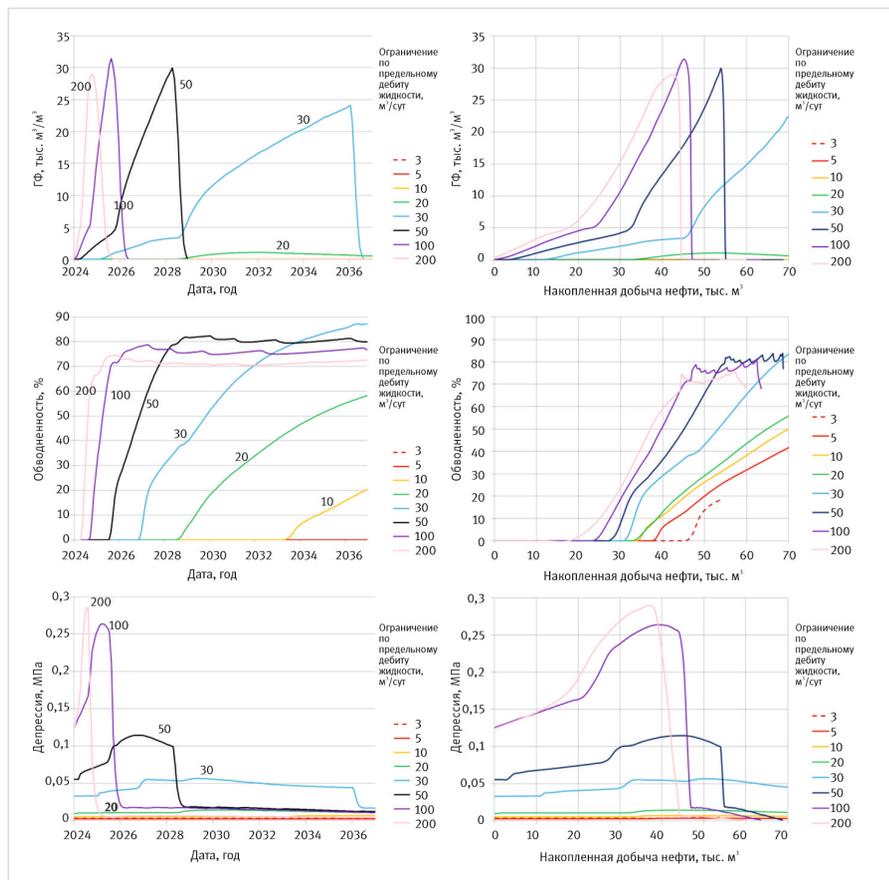


Рис. 2. Динамика ГФ, обводненности и депрессии в зависимости от принятого ограничения по предельному дебиту жидкости

Fig. 2. Dynamics of gas/oil ratio, watercut and depression depending on the adopted limitation on the ultimate fluid flow rate

Табл. 1. ГФХ пласта

Tab. 1. Geological and physical characteristics of the reservoir

Параметр	Значение
Нефтенасыщенная толщина пласта, м	10
Газонасыщенная толщина пласта, м	15
Проницаемость пласта по горизонтали, мкм <sup>2</sup>	0,667
Расстояние до границы постоянного давления, м	300
Анизотропия проницаемости, д.ед.	0,07
Длина ГС, м	2 000
Радиус скважины, м	0,1
Вязкость нефти в пластовых условиях, Па·с	69,5·10 <sup>-3</sup>
Плотность газа в пластовых условиях, кг/м <sup>3</sup>	82
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м <sup>3</sup>	924
Объемный коэффициент нефти, д.ед.	1,07
Предельный дебит нефти ГС (Шарперон), м <sup>3</sup> /сут	19,4

В статье [21] приводится пример перевода скважины с высоким ГФ на автоматическую периодическую эксплуатацию. В этих и других работах по периодической эксплуатации скважин исследуются такие вопросы как:

- какова оптимальная длительность работы и остановки, от каких факторов это зависит;
- что эффективнее — остановка скважины или снижение депрессии.

Следующий вариант ограничения — это регулируемая эксплуатация скважин. Существует несколько способов регулирования работы скважин с ЭЦН, но мы выделим только те, которые интересны с точки зрения контроля конусов воды и газа:

- ограничение дебита по расчетному газожидкостному фактору на приеме насоса [22; 23];
- управление устьевым штуцером с помощью системы автоматического управления [24–27].

Интересным представляется вариант ограничения режимов работы скважины, описанный E.D. Nennie, S.V. Savenko и др. в работе [25]. Сравниваются периодическая и регулируемая эксплуатация нефтяной оторочки с высокой проницаемостью коллектора в 0,212 мкм<sup>2</sup>. При периодической эксплуатации скважина работает до тех пор, пока дебит газа не достигнет заданного значения, затем скважину останавливают на некоторое количество суток и далее запускают снова. Регулирование предлагается с помощью специального устьевого штуцера с возможностью автоматического ограничения дебита газа по заданному максимальному значению. Регулируемая эксплуатация предполагает ограничение по дебиту газа без остановок скважины с полностью автоматическим управлением — режимом работы без участия человека. Показано, что накопленные показатели нефти в случае регулируемой добычи существенно выше таковых в случае периодической эксплуатации. Кроме вопроса об экономической целесообразности используемых методов, возникают вопросы, связанные с подбором параметров для автоматического регулирования дебита на устьевом штуцере.

Например, в работе [24] описаны проблемы настройки пропорционально-интегрально-дифференцирующего регулятора (ПИД-регулятор). ПИД-регулятор — это специальное устройство для осуществления управления устьевым штуцером, а также поинтервального контроля притока ICV (Interval Control Valve — управляющий интервальный клапан). В работе сравниваются варианты ограничения скважины на устье и ограничения с помощью клапанов поинтервального контроля притока ICV. Принципиальное допущение в статье состоит в том, что доля газа в газожидкостном потоке может быть измерена как на клапане поинтервального контроля притока, так и на устьевом штуцере. На данный момент развития технологий доля газа в общем потоке не может быть замерена на входе в ICV (на забое скважины), поэтому статья носит исключительно теоретический характер. Показано, что ограничение работы скважины с помощью нескольких ICV гораздо более гибко ограничивает дебит газа. Но в силу высокой стоимости и сложности оборудования поинтервального клапана на данный момент использование таких устройств ограничения режимов работы скважины может быть экономически оправдано только лишь в каких-то конкретных случаях, поэтому общая рекомендация видится следующей — использовать клапаны поинтервального контроля

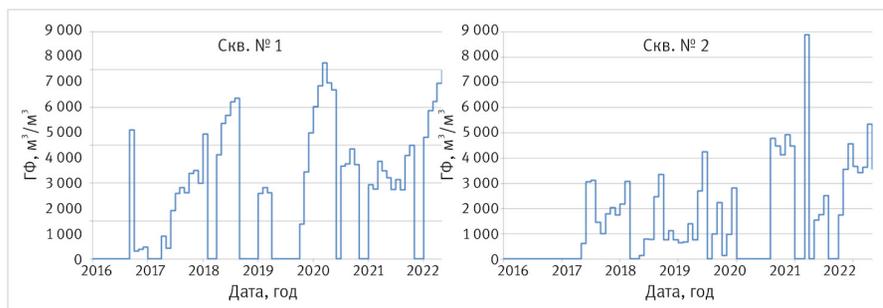


Рис. 3. Значения ГФ при периодической эксплуатации  
Fig. 3. Gas/oil ratio values for periodic operation

притока, если это экономически рентабельно, если нет, то использовать другие методы. Кроме того, для использования ICV имеется ограничение в используемом количестве на одном стволе — не более 5, что также необходимо учитывать.

Ограничение режимов работы скважины с помощью управления устьевым штуцером создает дополнительные нагрузки на глубинную установку, что может привести к снижению эффективности работы и нерациональному расходу электроэнергии, а также преждевременному выходу из строя ЭЦН.

Подбор оптимального режима работы скважины и периодическая эксплуатация одновременно уменьшают как ГФ, так и обводненность. Но на практике иногда с одним из этих осложнений можно смириться: например, если на месторождении используется обратная закачка газа, то приоритетной является борьба с высокой обводненностью скважины. В этом случае возможно размещение зон перфораций ближе к ГНК. Если же использование попутного нефтяного газа весьма ограничено, то приходится балансировать. На практике выбор приоритетного осложнения и способов борьбы с ним весьма индивидуален и может зависеть от многих параметров залежи, причем инфраструктурные ограничения могут иметь весьма большое значение.

Все вышеперечисленные методы борьбы с прорывами газа и воды не являются универсальными, поэтому при выборе конкретного метода необходимо учитывать как геолого-физические характеристики нефтегазовой залежи, так и инфраструктурные ограничения.

Таким универсальным средством могло бы стать устройство контроля притока. УКП — это устройства заканчивания горизонтальных скважин, предназначенные для выравнивания профиля притока к скважине, а также ограничения притока нежелательной фазы. Различают пассивные устройства контроля притока, которые предназначены для выравнивания притока в скважину и предотвращения раннего прорыва воды и газа, и автономные УКП, которые позволяют ограничить приток нежелательной фазы (газа или воды) в каждый из интервалов скважины. Так как пассивные устройства контроля притока ограничивают приток к скважине с начала разработки, уменьшая при этом начальные дебиты, то их широкое применение целесообразно и экономически выгодно в основном в высокопроницаемых залежах. Кроме того, после прорыва воды или газа пассивные УКП продолжают пропускать воду или газ, ограничивая при этом приток нефти из других секций скважины. Автономные УКП (АУКП), в отличие от пассивных, способны полностью

перекрывать секции скважины, где произошел прорыв воды или газа. Одной из первых автономных УКП (AICD) разработала компания StatOil в 2006 г., автономные клапаны (AICV) изобретены компанией InflowControl в 2011 г.

АУКП успешно применяются, и их эффективность достаточно высока для высоковязких нефтей [28], а также для нефти с низкими значениями вязкости [29]. Существует методология оптимального проектирования заканчивания скважин с УКП в трещиновых коллекторах [30–34]. В трещиноватых карбонатных коллекторах ситуация иная из-за сложности достоверного определения проводимости трещин и, как следствие, неопределенности в характере и интенсивности притока по горизонтальному стволу скважины [35].

Кроме того, необходимо отметить условия, когда применение УКП неэффективно:

- в случае сопоставимых значений вязкости воды и нефти (не позволяет отсекают добычу воды);
- в случае однородного коллектора.

На основе проведенного обзора показана эволюция подходов к ограничению режимов работы скважин для борьбы с прорывами воды и газа (рис. 4).

Выделим ключевые моменты по каждому этапу:

1. Выбор оптимального безводного и безгазового дебитов на основе различных корреляций:
  - с 1930-х годов появляются простые аналитические формулы для расчета критических безводных и безгазовых дебитов для ВС [5–8, 36];
  - с конца 1980-х появляются аналитические корреляции для расчета критических безводных и безгазовых дебитов для ГС [14, 16, 17, 39];
  - рассчитанные критические дебиты часто настолько низки, что для достижения экономически приемлемого уровня добычи скважины эксплуатируются с дебитами, значительно превышающими рассчитанный критический дебит;
  - расчеты служат главным образом для того, чтобы получить оценку порядка величины критических дебитов жидкости и выявить чувствительность поведения скважины при конусообразовании к изменению параметров.
2. Периодическая эксплуатация скважин:
  - распространенный способ ограничения ввиду простоты использования оборудования. Технология известна с 1930-х и используется по сегодняшнее время;
  - наиболее широкое распространение периодическая эксплуатация получила для малодобитных нефтяных скважин.



- заводнения // Нефтяное хозяйство. 2016. № 6. С. 46–49.
13. Muskat M., Wycokoff R.D. An approximate theory of water-coning in oil production. Transactions of the AIME, 1935, Vol. 114, issue 1, P. 144–163. (In Eng).
  14. Yang W., Wattenbarger R.A. Water coning calculations for vertical and horizontal wells. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, October 1991, SPE-22931-MS. (In Eng).
  15. Papatzacos P., Herring T.R., Martinsen R., Skjaeveland S.M. Cone breakthrough time for horizontal wells. SPE Reservoir Engineering, 1991, Vol. 6, issue 3, P. 311–318. (In Eng).
  16. Hatzignatiou D.G., Mohamed F. Water and gas coning in horizontal and vertical wells. PETSOC Annual technical meeting, Calgary, Alberta, June 1994, PETSOC-94-26. (In Eng).
  17. Recham R. Super-critical rate based on economic recovery in water and gas coning by using vertical and horizontal well performance. SPE Offshore Europe Oil and Gas Exhibition and Conference, Aberdeen, United Kingdom, September 2001, SPE-71820-MS. (In Eng).
  18. Espinola O., Guzman J.D., Mehranfar R., Pineda H. An integrated and reliable workflow to determine critical rates for gas and water coning in oil and gas reservoirs – a multi well approach, case study pemex, Mexico. SPE Trinidad and Tobago Section Energy Resources Conference, Port of Spain, Trinidad and Tobago, June 2016, SPE-180775-MS. (In Eng).
  19. Alvarez J., Espinola O., Diaz L.R., Cruces L. Digital workflow to enhance reservoir management strategies for a complex oil field through real time and advanced engineering monitoring solution. SPE Trinidad and Tobago Section Energy Resources Conference, Virtual, June 2021, SPE-200932-MS. (In Eng).
  20. Chen Y., Xie Y., Tian W. et al. Research on intelligent production technology of intermittent gas wells in sulige gas field. International Petroleum Technology Conference, Virtual, March 2021, IPTC-21280-MS. (In Eng).
  21. Dutta B.K., Ali M.Y. Field Application of stopcocking for gas coning control and its optimization. SPE Middle East Oil Show, Manama, Bahrain, March 2001, SPE-68130-MS. (In Eng).
  22. Urbanczyk C.H., Wattenbarger R.A. Optimization of well rates under gas coning conditions. SPE Advanced Technology Series, 1994, Vol. 2, issue 2, P. 61–68. (In Eng).
  23. Zolotukhin A.A., Salikhov M.R. Selection of the best development scenario for the thin oil rim with reservoir pressure maintenance system involving gas injection into the gas cap. case study: West Messoyakha PK 1-3 horizon. SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition, Moscow, Russia, October 2016, SPE-181917-MS. (In Eng).
  24. Leemhuis A.P., Nennie E.D., Belfroid S.P.C. et al. Gas coning control for smart wells using a dynamic coupled well-reservoir simulator. Intelligent Energy Conference and Exhibition, Amsterdam, The Netherlands, February 2008, SPE-112234-MS. (In Eng).
  25. Nennie E.D., Savenko S.V., Alberts G.J.N. et al. Comparing the benefits: use of various well head gas coning control strategies to optimize production of a thin oil rim. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, October 2009, SPE-125050-MS. (In Eng).
  26. Awotunde A.A. A comprehensive evaluation of dimension-reduction approaches in optimization of well rates. SPE Journal, 2019, Vol. 24, issue 3, P. 912–950. (In Eng).
  27. Aljubran M.J., Horne R. Surrogate-based prediction and optimization of multilateral inflow control valve flow performance with production data. SPE Production & Operations, 2021, Vol. 36, issue 1, P. 224–233. (In Eng).
  28. Соловьев Т.И. Опыт применения автономных устройств контроля притока (АУКП) на примере месторождения высоковязкой нефти с тонкой нефтяной оторочкой в Западной Сибири // Нефть. Газ. Новации. 2020. № 2. С. 61–72.
  29. Зюзев Е.С., Давыдов А.А., Опарин И.А. Опыт применения автономных устройств контроля притока // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 1. С. 36–40.
  30. Ахмадеев Р.Ф., Аюшинов С.П., Исламов Р.Р. и др. Обоснование применения устройств контроля притока для эффективной разработки нефтегазовых залежей // Нефтяное хозяйство. 2021. № 12. С. 124–127.
  31. Solovyev T., Mikhaylov N. From completion design to efficiency analysis of inflow control device: comprehensive approach for AICD implementation for thin oil rim field development efficiency improvement. SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, October 2021, SPE-206413-MS. (In Eng).
  32. Meyer E., Bormashov D., Shkred V. et al. Experience of the autonomous inflow control devices application at the oil-gas-condensate field to control early gas breakthroughs. SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, October 2020, SPE-201907-MS. (In Eng).
  33. Solovyev T. Enhancing efficiency of high-viscosity oil development with using autonomous flow control devices case study in Western Siberia. SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, October 2019, SPE-196851-MS. (In Eng).
  34. Nigmatullin T.E., Nikulin V.Yu., Shaymardanov A.R. et al. Water-and-gas shutoff technologies in horizontal wells on North Komsomolskoe field: screening and successful trial. SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, October 2021, SPE-206496-MS. (In Eng).
  35. Ашин М.С., Нигматуллин Ф.Н., Муслимов Б.Ш. и др. К проблеме выбора оптимальной технологии заканчивания горизонтальных скважин с устройствами контроля притока в условиях карбонатных коллекторов // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 5. С. 30–34.
  36. Nøylund L.A., Papatzacos P., Skjaeveland S.M. Critical rate for water coning: correlation and analytical solution. SPE Reservoir Engineering, 1989, Vol. 4, issue 4, P. 495–502. (In Eng).
  37. Баушин В.В., Никифоров А.И., Рамазанов Р.Г. Особенности организации и моделирования процесса нестационарного циклического заводнения // Нефть. Газ. Новации. 2022. № 5. С. 37–41.
  38. Равелев К.А., Илюшин П.Ю., Казаков И.А. Выбор эффективной технологии нестационарного заводнения геологически неоднородного пласта на примере нефтегазового комплекса Пермского края // Инженер-нефтяник. 2022. № 1. С. 12–16.
  39. Benamara A., Tiab D. Gas coning in vertical and horizontal wells, a numerical approach. SPE Rocky Mountain Petroleum Technology Conference, Keystone, Colorado, May 2001, SPE-71026-MS. (In Eng).
  40. Chen Y., Xie Y., Tian W. et al. Research on intelligent production technology of intermittent gas wells in sulige gas field. International Petroleum Technology Conference, Virtual, March 2021, IPTC-21280-MS. (In Eng).
  41. Krishnan T., Sandhu H., Lai C. Optimisation of oil production with RCP autonomous inflow control devices in a field in offshore Malaysia, a case study with shell Malaysia. Offshore Technology Conference, Houston, Texas, USA, May 2022, OTC-31994-MS. (In Eng).
  42. Муслимов Б.Ш., Ашин М.С. Эффективность управляемых устройств контроля притока при разработке нефтегазовых залежей с трещиноватым коллектором // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 5. С. 36–41.

## ENGLISH

### Results

There is currently no universal method or device that can effectively combat the formation of water and gas cones. Each of the methods described above has its own application in certain situations. Maintaining flow rates at critical levels to prevent water and gas breakthroughs is often not cost effective in oil production. Intermittent operation has significant results in reducing current GF, with the issue of the duration of well shutdowns.

Adaptive regulated well operation using an automatic control system currently has disadvantages such as:

- the need to select control parameters,
- necessity of continuous measurement of oil and gas flow rate,
- it is difficult to provide an optimal level of control of operating modes,
- low resource of automatic equipment.

The application of adaptive controlled well operation is still very limited. ASCPs are quite effective in reducing GF and water cut, but they are not always applicable due to high cost, comparable values of oil and water density, and reservoir homogeneity.

Thus, the choice of the optimal operation mode of oil wells in the sub-gas zone is a complex problem, which is solved by multivariate modeling,

taking into account the features of the equipment used for mechanized production, flow rate limitation of the well, as well as the limitations imposed by the infrastructure.

### Conclusions

In the literature at present there are still not enough works concerning the solution of the problem of isolation of gas cap gas and water from aquifers in oil wells exploiting oil and gas deposits. There are mainly publications on various methods of cone control, which are theoretical

in nature, and there are few results that are confirmed by practical field examples. This greatly complicates the comparative analysis and systematization of existing methods.

The paper highlights the main trends in methods of prevention and control of water and gas breakthroughs, the most promising methods, as well as the pros and cons of each technology. The results obtained can be used for a quick excursion into the research topic, as well as for further analysis of existing and future methods of isolating gas cap gas and water from aquifers in oil wells in sub-gas zones.

### References

1. Bazhenov D.Yu., Arkhipov V.N., Polkovnikov F.I., Loginova D.S. Optimization of oil rim technology. *Nedropolzovanie XXI vek*, 2016, issue 4, P. 60–67. (In Russ).
2. Rastrogina A.E., Fominykh O.V., Saranchin S.N. The problem of justification of horizontal wells limited production in oil and in gas deposits. *Oilfield engineering*, 2015, issue 6, P. 5–7. (In Russ).
3. Tomskaya V.F., Gracheva S.K., Krasnov I.I., Vaganov E.V. Forecasting the development of oil and gas deposits with application of technology for the restriction of gas outlets in wells. *Petroleum and gas: experience and innovation*, 2019, Vol. 3, issue 2, P. 3–19. (In Russ).
4. Kulesh V.A., Islamov R.R. Determination of critical gas free rate of oil production wells using hydrodynamic modeling. *Exposition Oil Gas*, 2023, issue 5, P. 58–62. (In Russ).
5. Meyer H.I., Garder A.O. Mechanics of two immiscible fluids in porous media. *Journal of applied physics*, 1954, Vol. 25, issue 11, P. 1400–1406. (In Eng).
6. Chierici G.L., Ciucci G.M., Pizzi G. A systematic study of gas and water coning by potentiometric models. *Journal of petroleum technology*, 1964, Vol. 16, issue 08, P. 923–929. (In Eng).
7. Karcher B.J., Giger F.M., Combe J. Some practical formulas to predict horizontal well behavior. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, New Orleans, Louisiana, October 1986, SPE-15430-MS. (In Eng).
8. Joshi S.D. Augmentation of well productivity using slant and horizontal wells. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, New Orleans, Louisiana, October 1986, SPE-15375-MS. (In Eng).
9. Chaperon I. Theoretical study of coning toward horizontal and vertical wells in anisotropic formations: subcritical and critical rates. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, New Orleans, Louisiana, October 1986, SPE-15377-MS. (In Eng).
10. Tomskiy K.O., Ivanova M.S. Optimization of the location of a multilateral well in a thin oil rim, complicated by the presence of an extensive gas cap. *Journal of Mining Institute*, 2024, Vol. 265, P. 140–146. (In Russ).
11. Mukanov A. Oil rim development by waterflooding: lessons learned from the South Turgai basin case studies. *ADIPEC*, Abu Dhabi, UAE, October 2022, SPE-211322-MS. (In Eng).
12. Topal A.Yu., Firsov V.V., Zorin A.M., Tsepelev V.P., Usmanov T.S. Features of the development of carbonate oil rims with the presence of extensive gas caps using barrier waterflooding of fields of Udmurtneft OJSC. *Oil Industry*, 2019, issue 6, P. 46–49. (In Russ).
13. Muskat M., Wycokoff R.D. An approximate theory of water-coning in oil production. *Transactions of the AIME*, 1935, Vol. 114, issue 1, P. 144–163. (In Eng).
14. Yang W., Wattenbarger R.A. Water coning calculations for vertical and horizontal wells. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Dallas, Texas, October 1991, SPE-22931-MS. (In Eng).
15. Papatzacos P., Herring T.R., Martinsen R., Skjaeveland S.M. Cone breakthrough time for horizontal wells. *SPE Reservoir Engineering*, 1991, Vol. 6, issue 3, P. 311–318. (In Eng).
16. Hatzignatiou D.G., Mohamed F. Water and gas coning in horizontal and vertical wells. *PETSOC Annual technical meeting*, Calgary, Alberta, June 1994, PETSOC-94-26. (In Eng).
17. Recham R. Super-critical rate based on economic recovery in water and gas coning by using vertical and horizontal well performance. *SPE Offshore Europe Oil and Gas Exhibition and Conference*, Aberdeen, United Kingdom, September 2001, SPE-71820-MS. (In Eng).
18. Espinola O., Guzman J.D., Mehranfar R., Pineda H. An integrated and reliable workflow to determine critical rates for gas and water coning in oil and gas reservoirs – a multi well approach, case study pemex, Mexico. *SPE Trinidad and Tobago Section Energy Resources Conference*, Port of Spain, Trinidad and Tobago, June 2016, SPE-180775-MS. (In Eng).
19. Alvarez J., Espinola O., Diaz L.R., Cruces L. Digital workflow to enhance reservoir management strategies for a complex oil field through real time and advanced engineering monitoring solution. *SPE Trinidad and Tobago Section Energy Resources Conference*, Virtual, June 2021, SPE-200932-MS. (In Eng).
20. Chen Y., Xie Y., Tian W. et al. Research on intelligent production technology of intermittent gas wells in sulige gas field. *International Petroleum Technology Conference*, Virtual, March 2021, IPTC-21280-MS. (In Eng).
21. Dutta B.K., Ali M.Y. Field Application of stopcocking for gas coning control and its optimization. *SPE Middle East Oil Show*, Manama, Bahrain, March 2001, SPE-68130-MS. (In Eng).
22. Urbanczyk C.H., Wattenbarger R.A. Optimization of well rates under gas coning conditions. *SPE Advanced Technology Series*, 1994, Vol. 2, issue 2, P. 61–68. (In Eng).
23. Zolotukhin A.A., Salikhov M.R. Selection of the best development scenario for the thin oil rim with reservoir pressure maintenance system involving gas injection into the gas cap. case study: West Messoyakha PK 1-3 horizon. *SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition*, Moscow, Russia, October 2016, SPE-181917-MS. (In Eng).
24. Leemhuis A.P., Nennie E.D., Belfroid S.P.C. et al. Gas coning control for smart wells using a dynamic coupled well-reservoir simulator. *Intelligent Energy Conference and Exhibition*, Amsterdam, The Netherlands, February 2008, SPE-112234-MS. (In Eng).
25. Nennie E.D., Savenko S.V., Alberts G.J.N. et al. Comparing the benefits: use of various well head gas coning control strategies to optimize production of a thin oil rim. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, New Orleans, Louisiana, October 2009, SPE-125050-MS. (In Eng).
26. Awotunde A.A. A comprehensive evaluation of dimension-reduction approaches in optimization of well rates. *SPE Journal*, 2019, Vol. 24, issue 3, P. 912–950. (In Eng).
27. Aljubran M.J., Horne R. Surrogate-based prediction and optimization of multilateral inflow control valve flow performance with production data. *SPE Production & Operations*, 2021, Vol. 36, issue 1, P. 224–233. (In Eng).
28. Soloviev T.I. Experience in applying autonomous inflow control devices (AFCD) at the example of west siberian heavy oil field with thin oil rim. *Neft. Gas. Novacii*, 2020, issue 2, P. 61–72. (In Russ).
29. Zyuzev E.S., Davydov A.A., Oparin I.A. Autonomous inflow control devices usage experience. *Exposition Oil Gas*, 2023, issue 1, P. 36–40. (In Russ).
30. Akhmadeev R.F., Ayushinov S.P., Islamov R.R. et al. Justification of using inflow control devices for the effective development of oil rims. *Oil industry*, 2021, issue 12, P. 124–127. (In Russ).
31. Solovyev T., Mikhaylov N. From completion design to efficiency analysis of inflow control device: comprehensive approach for AICD implementation for thin oil rim field development efficiency improvement. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, Virtual, October 2021, SPE-206413-MS. (In Eng).
32. Meyer E., Bormashov D., Shkred V. et al. Experience of the autonomous inflow control devices application at the oil-gas-condensate field to control early gas breakthroughs. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, Virtual, October 2020, SPE-201907-MS. (In Eng).
33. Solovyev T. Enhancing efficiency of high-viscosity oil development with using autonomous flow control devices case study in Western Siberia. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, Moscow, Russia, October 2019, SPE-196851-MS. (In Eng).
34. Nigmatullin T.E., Nikulin V.Yu., Shaymardanov A.R. et al. Water-and-gas shutoff technologies in horizontal wells on North Komsomolskoe field: screening and successful trial. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, Virtual, October 2021, SPE-206496-MS. (In Eng).
35. Ashin M.S., Nigmatullin F.N., Muslimov B.Sh. et al. Selecting the optimal completion technology with inflow control devices in carbonate reservoirs. *Exposition Oil Gas*, 2022, issue 5, P. 30–34. (In Russ).
36. Høyland L.A., Papatzacos P.,

- Skjaeveland S.M. Critical rate for water coning: correlation and analytical solution. SPE Reservoir Engineering, 1989, Vol. 4, issue 4, P. 495–502. (In Eng).
37. Baushin V.V., Nikiforov A.I., Ramazanov R.G. Features to organize and simulate the process of non-stationary cyclic flooding. Neft. Gas. Novacii, 2022, issue 5, P. 37–41. (In Russ).
38. Ravelev K.A., Ilyushin P.Yu., Kazakov I.A. Choice of effective technology of non-stationary flooding of geologically heterogeneous reservoir on the example of oil and gas bearing complex of Perm region. Neftyanik-Engineer, 2022, issue 1, P. 12–16. (In Russ).
39. Benamara A., Tiab D. Gas coning in vertical and horizontal wells, a numerical approach. SPE Rocky Mountain Petroleum Technology Conference, Keystone, Colorado, May 2001, SPE-71026-MS. (In Eng).
40. Chen Y., Xie Y., Tian W. et al. Research on intelligent production technology of intermittent gas wells in sulige gas field. International Petroleum Technology Conference, Virtual, March 2021, IPTC-21280-MS. (In Eng).
41. Krishnan T., Sandhu H., Lai C. Optimisation of oil production with RCP autonomous inflow control devices in a field in offshore Malaysia, a case study with shell Malaysia. Offshore Technology Conference, Houston, Texas, USA, May 2022, OTC-31994-MS. (In Eng).
42. Muslimov B.Sh., Ashin M.S. Efficiency of controlled inflow control devices in the development of oil and gas fields with a fractured reservoir. Exposition Oil Gas, 2022, issue 5, P. 36–41. (In Russ).

#### ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Ялаев Андрей Витальевич**, к.ф.-м.н., ведущий специалист отдела сопровождения разработки нефтегазовых залежей, ООО «РН-БашНИПНефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия  
**Для контактов: yalaevav@bnipi.rosneft.ru**

**Исламов Ринат Робертович**, к.ф.-м.н., начальник отдела сопровождения разработки нефтегазовых залежей, ООО «РН-БашНИПНефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

**Муслимов Булат Шамилевич**, зам. начальника управления по разработке нефтегазовых месторождений ПНГ СИ, ООО «РН-БашНИПНефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

**Кулеш Владислав Александрович**, старший специалист отдела сопровождения разработки нефтегазовых залежей, ООО «РН-БашНИПНефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

**Yalaev Andrey Vitalievich**, ph.d. of physico-mathematical sciences, leading specialist, oil and gas reservoir development support department, “RN-BashNIPneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia  
**Corresponding author: yalaevav@bnipi.rosneft.ru**

**Islamov Rinat Robertovich**, ph.d. of physico-mathematical sciences, head of oil and gas reservoir development support department, “RN-BashNIPneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

**Muslimov Bulat Shamilevich**, deputy head of the department for development of oil and gas fields, “RN-BashNIPneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

**Kulesh Vladislav Aleksandrovich**, senior specialist, oil and gas deposits development support department, “RN-BashNIPneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia



**03–07 ИЮНЯ 2024, г. МАХАЧКАЛА, Республика Дагестан, отель «МОНТО»**

«Инновационные решения в области КРС, ПНП, ГНКТ, внутрискважинные работы и супервайзинг в горизонтальных и разветвленных скважинах. Контроль скважин. Управление скважиной при ГНВП. Противофонтовая безопасность»

**15–19 ИЮЛЯ 2024, г. ТЮМЕНЬ, отель «ЛЕТОЛЕТО», конференц-зал «ИюньИюль»**

«Инновационные технологические решения при эксплуатации и ремонте скважин»

**09–13 СЕНТЯБРЯ 2024, г. ВЛАДИВОСТОК**

«Бурение, освоение, испытания, ремонт и эксплуатация горизонтальных скважин. Инновации в области добычи нефти и газа. Промышленная безопасность на ОПО нефтегазовой отрасли»

**07–11 ОКТЯБРЯ 2024, г. ТЮМЕНЬ, отель «DOUBLE TREE BY HILTON TYUMEN», конференц-зал «Diamond», конференц-зал «Golden»**

«Кадровый ресурс — потенциал повышения эффективности и безопасности компании. Оценка квалификаций и развитие персонала»

**+7 3452 520-958**

бронирование участия в конференциях  
[academy.intechnol.com](http://academy.intechnol.com)

Генеральный информационный партнер

**ЭКСПОЗИЦИЯ  
НЕФТЬ ГАЗ**