

РАЗВЕДКА И РАЗРАБОТКА  
МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

Научная статья

УДК 550.822.7

<https://doi.org/10.21285/2686-9993-2022-45-1-60-72>Бурение скважин с комбинированным  
регулированием давленияВиталий Иванович Зайцев<sup>a</sup>, Александр Владимирович Карпиков<sup>b</sup><sup>a,b</sup>Иркутский национальный исследовательский технический университет, г. Иркутск, РоссияАвтор, ответственный за переписку: Зайцев Виталий Иванович, [zaicshev@istu.edu](mailto:zaicshev@istu.edu)

**Резюме.** В рамках данного исследования проведен анализ новых технологий бурения нефтяных и газовых скважин, к числу которых относится технология бурения с регулируемым давлением. В ходе исследования рассмотрено оборудование для создания дифференциального давления в системе «скважина – пласт», поставляемое такими международными компаниями, как Schlumberger, M-I SWACO, AKROS и др. Проведен анализ применения базового комплекса оборудования для бурения с регулируемым давлением, в который входят установка управления противодавлением, азотная компрессорная станция, штуцерный манифольд, сепаратор, роторный устьевой герметизатор, факельная вышка с системой зажигания и программно-аппаратный комплекс. Рассмотрены варианты реализации технологии бурения с регулируемым давлением путем применения герметизированной системы циркуляции, которая упрощает схему промывки скважины и обеспечивает плавное регулирование давления промывочного агента на забой. Исследована реальная возможность представляемого базового оборудования для бурения с регулируемым давлением с помощью комплекса программно-аппаратного обеспечения определять допускаемые значения давления гидроразрыва пласта и пластового давления для повсеместного контроля профиля давления в затрубном пространстве. Установлено, что бурение с регулируемым давлением как принципиально новая для гидродинамических условий залежи технология первичного вскрытия пласта позволяет реализовать бурение в зонах практически с любым по начальной интенсивности поглощению: в ходе работ мы не останавливаем проходку (то есть циркуляцию) и не повышаем эквивалентное давление «на горизонт», зависящее от эквивалентной циркуляционной плотности – регулирование заключается в приближении эквивалентного давления «на горизонт» к пластовому давлению. Технологический процесс бурения с регулируемым давлением с использованием рассматриваемого оборудования поможет буровому персоналу лучше понять эффективность данной методики бурения и будет способствовать ее более осмысленному применению отечественными фирмами.

**Ключевые слова:** коллектор, первичное вскрытие, бурение, пластовое давление

**Для цитирования:** Зайцев В. И., Карпиков А. В. Бурение скважин с комбинированным регулированием давления // Науки о Земле и недропользование. 2022. Т. 45. № 1. С. 60–72. <https://doi.org/10.21285/2686-9993-2022-45-1-60-72>.

## EXPLORATION AND DEVELOPMENT OF MINERAL DEPOSITS

Original article

## Well drilling with combined pressure control

Vitaly I. Zaitsev<sup>a</sup>, Alexander V. Karpikov<sup>b</sup><sup>a,b</sup>Irkutsk National Research Technical University, Irkutsk, RussiaCorresponding author: Vitaly I. Zaitsev, [zaicshev@istu.edu](mailto:zaicshev@istu.edu)

**Abstract.** The research deals with the analysis of new technologies for drilling oil and gas wells including the technology of managed pressure drilling (MPD). A consideration is given to the equipment for creating differential pressure in the well-reservoir system, which is supplied by the foreign companies Schlumberger, M-I SWACO, AKROS, etc. The analysis is given to the application of the basic complex of managed pressure drilling equipment, which includes the installation of back-pressure control, nitrogen compressor station, choke manifold, separator, rotary wellhead dock, flare tower with ignition system and hardware and software complex. The article also deals with the implementation options of the managed pressure drilling technology through the use of a sealed circulation system, which simplifies the well flushing scheme and



ensures smooth adjustment of the flushing agent pressure at the bottomhole. A viable possibility of the presented basic MPD equipment and the attached software and hardware complex to determine the permissible values of reservoir fracturing pressure and formation pressure is studied in order to monitor the pressure profile in the casing annulus. It has been found that managed pressure drilling as a fundamentally new primary penetration technology for the hydrodynamic conditions of the reservoir allows to perform drilling in the zones with almost any initial absorption rate. That means that we do not stop sinking by boring (i.e. circulation) and do not increase the equivalent pressure on the horizon that depends on the equivalent circulating density. The adjustment involves the approximation of the equivalent pressure on the horizon to the formation pressure. The technological process of managed pressure drilling with the use of the discussed equipment will enable better understanding of the efficiency of this drilling technology by the drilling personnel and contribute to its more conscious application by domestic companies.

**Keywords:** reservoir, primary penetration, drilling, formation pressure

**For citation:** Zaitsev V. I., Karpikov A. V. Well drilling with combined pressure control. *Nauki o Zemle i nedropol'zovanie = Earth sciences and subsoil use*. 2022;45(1):60-72. (In Russ.). <https://doi.org/10.21285/2686-9993-2022-45-1-60-72>.

## Введение

Традиционная технология предлагает изменять при бурении нефтегазовых скважин значительную репрессию на забой и на стенки скважины. Это делается главным образом для предупреждения газонефтеводопроявлений и предохранения устойчивости стенок скважины. Тем не менее применение такой технологии приводит к снижению механической скорости проходки и ухудшению коллекторских свойств пластов.

Различного рода методы увеличения притока смеси на забой при вскрытии залежи, например гидроразрыв пласта, его кислотная обработка и другие, как правило, требуют значительных капитальных вложений и не оправдывают себя с технической и экономической точки зрения. Однако сегодня указанные традиционные способы решения проблемы можно заменить новым технологиями, не нарушающими фильтрационные свойства пласта [1–4].

К новым технологиям относятся технология бурения с регулируемым давлением (БРД, *англ.*: Managed Pressure Drilling, MPD) и ее разновидности. Главным назначением данной технологии является обеспечение поддержки необходимого минимального давления на забое. Вместе с тем требуются дальнейшие конструкционные разработки применяемой техники и совершенствование технологии бурения. Например, применяемые для реализации технологии расчетные методы определения забойного двигателя несовершенны по многим причинам, дросселирующие устройства в условиях абразивной среды бурового раствора обладают ограниченной работоспособностью. Недостаточно эффективно решен

вопрос о раннем обнаружении притока флюида из пласта в скважину. Требуется разработка автоматической системы, которая будет выдавать оперативное определение аномально высоких пластовых давлений посредством выявления по промывочной жидкости и шламу признаков, указывающих на приближение к высоконапорному скоплению флюидов, и давать количественную оценку ожидаемых пластовых давлений. Причем при интерпретации результатов исследований бурового раствора и шлама необходимо учитывать дальнейшее углубление скважины. Такое отслеживание аномально высоких пластовых давлений должно вестись сразу по нескольким признакам: содержанию в нем нефти и газа, форме шлама, изменению показателей свойств раствора и пр.

Международная ассоциация буровых подрядчиков (*англ.*: International Association of Drilling Contractors, IADC) определяет БРД как «адаптивный процесс бурения», используемый для точного контроля профиля давления в кольцевом пространстве по всему стволу скважины. Целью является установление пределов давления в забойном пространстве и управление гидравлической системой в затрубном пространстве. В настоящее время дальнейшее развитие технологии БРД при бурении глубоких эксплуатационных скважин и ее усовершенствование является актуальной задачей.

## Материалы и методы исследования

В ходе исследования авторами анализировались опубликованные работы по осуществлению точного контроля профиля давления по

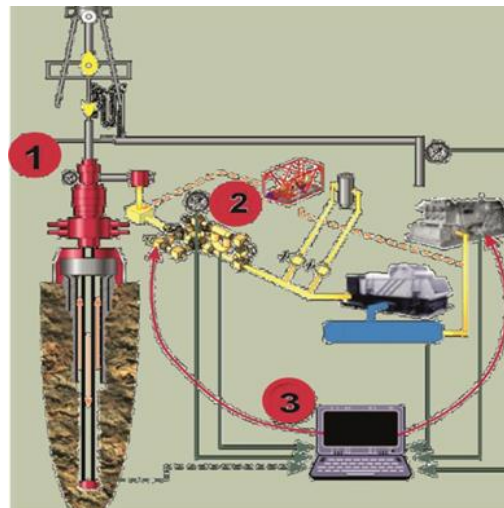


всему кольцевому пространству ствола скважины [5–8]. Изучалось специальное оборудование (зарубежное), а также программно-аппаратный комплекс для осуществления контроля профиля давления в затрубном пространстве. Рассматривались и анализировались более эффективные технологии первичного вскрытия трещиноватых и кавернозных анизотропно-проницаемых коллекторов с точки зрения добычи, что более соответствует геологическим особенностям строения и гидродинамики залежи [9–11]. С помощью технологии БРД исследовалось забойное давление с противодавлением блока дросселирования БРД. Определялись возможности новой технологии оперативно реагировать на изменение скважинных условий (поглощение, проявление) увеличением давления в затрубном пространстве за счет дросселирования потока промывочной жидкости или понижением его эквивалентной циркуляционной плотности (ЭЦП) за счет аэрации этой жидкости. В целях безопасности персонала и буровой установки анализировалось устройство, а также эксплуатация роторного устьевого герметизатора, обеспечивающего отвод воздуха от пола буровой установки.

### Результаты исследования

Для качественного вскрытия продуктивного горизонта нужно отойти от привычной практики использования утяжеленных буровых растворов. Требуется разработка новых технологий и технических решений, которые не ухудшат фильтрационные свойства пласта и снизят вероятность осложнений и аварий до минимума. Технология БРД, применяемая в системе «скважина – пласт» отвечает такого рода требованиям (рис. 1) [12, 13]. Использование специального оборудования и технологии позволяет достичь значительного снижения воздействия промывочной жидкости на продуктивный пласт (снижение скин-эффекта в призабойной зоне скважины), дает возможность проводить бурение трещиноватых коллекторов без необходимости кольматирования продуктивных зон, способствует увеличению коэффициента извлечения нефти и сроков продуктивности скважин. Также предлагаемая технология увеличивает механическую скорость бурения, способствует снижению

дифференциальных прихватов, повышает нормативный ресурс долот и может применяться при ведении добычи нефтегазовой смеси (последнее используется только при необходимости).



**Рис. 1. Схема обвязки скважины:**

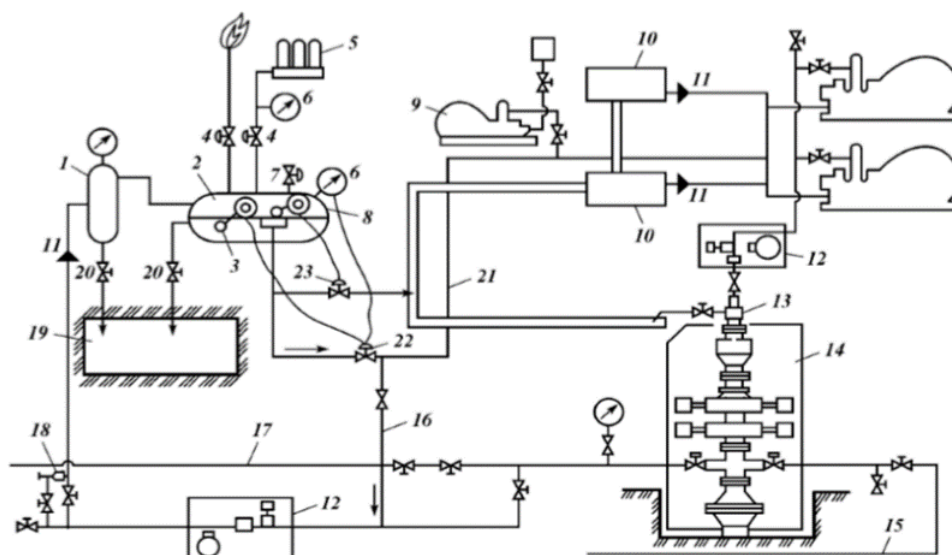
- 1 – вращающийся превентор;  
2 – штуцерный манифольд;  
3 – автоматизированная система управления

**Fig. 1. Well piping diagram:**

- 1 – rotating preventer; 2 – choke manifold;  
3 – automated control system

Рассмотрим оборудование, применяемое для бурения с комбинированным регулированием давления (рис. 2), предлагаемое компаниями АКРОС и M-I SWACO [14, 15]. Это установка управления противодавлением 12 (см. рис. 2, справа). Она предназначена для оперативного дистанционного управления превенторов с помощью гидроуправляемых задвижек. Установка управления противодавлением компании АКРОС с помощью закачки азота (англ.: Nitrogen Back Pressure) является уникальным решением для операций БРД, так как она устраняет зависимость от системы циркуляции бурового раствора поддержания нужного противодавления на поверхности во время отключения насосов.

Вместо того чтобы закачивать буровой раствор с помощью вспомогательного насоса или отдельного манифольда, установка позволяет закачивать небольшое количество азота с заданным давлением (определяется пользователем в соответствии с потребностями скважины) в трубопроводы БРД для поддержания соответствующего давления



**Рис. 2. Принципиальная схема замкнутой герметизированной системы циркуляции при бурении на депрессии (репрессии):**

1 – сепаратор; 2, 8, 10 – емкость; 3, 4, 7, 22, 23 – система автоматики; 5 – баллон;  
6, 12 – контроль; 11 – клапан; 13 – превентор; 14 – устье; 15, 17, 21 – трубопровод;  
16 – долив; 18 – блок; 19 – амбар; 20 – задвижка

**Fig. 2. Schematic diagram of a closed pressure-sealed circulation system under drilling on depression (overbalanced drilling)**

1 – separator; 2, 8, 10 – tank; 3, 4, 7, 22, 23 – automation system; 5 – gas cartridge;  
6, 12 – controller; 11 – valve; 13 – preventor; 14 – wellhead; 15, 17, 21 – pipeline;  
16 – fill-up line; 18 – block; 19 – pit; 20 – gate valve

на поверхности в случае, если оно не может быть обеспечено дросселем или падает в статических условиях, например при выполнении трубных соединений.

Преимущества этой установки заключаются в отсутствии необходимости монтажа трубопроводов к закачивающему манифольду или емкости для бурового раствора. Установка интегрирована в систему БРД: система автоматически включает подачу азота при необходимости поддержания противодействия на поверхности.

Азотная компрессорная станция ТГА-10/250 Д95 активируется с помощью регулируемого клапана, который немедленно начинает закачивать азот с требуемым давлением без необходимости включения насоса или закрытия / открытия клапанов манифольда. Мобильная установка минимизирует затраты на транспортировку, монтаж и вывоз, а также влияние на окружающую среду, обеспечивая при этом максимальную эффективность и требуя минимального технического обслуживания.

Принципиальная схема закрытой циркуляции при комбинированном способе бурения

с регулированием давления (см. рис. 2) выглядит следующим образом. ЭЦП в скважине снижается путем подачи азота в линию нагнетания бурового раствора и в скважину. Далее газожидкостная смесь проходит через бурильную колонну, забойное и затрубное пространства и поступает в роторный устьевой герметизатор 14, подается в дроссельный блок 12 (см. рис. 2, внизу слева) и фильтруется в сепараторе 1.

Азот и пластовый газ в газосепараторе отделяются, и освобожденный раствор сливается на вибросита. Далее дегазированный раствор насосами закачивается в манифольд, где вновь происходит его насыщение азотом.

Штуцерный дроссельный манифольд представляет собой автоматизированный комплекс, включающий в себя такие агрегаты, как массовый расходомер, прецизионные кварцевые датчики давления, гидравлическая силовая установка (НПУ), «умный» блок управления (ICU) и система интерпретации данных в режиме реального времени. Манифольд оснащен двумя штуцерами, при этом один может использоваться постоянно, а второй – в аварийной ситуации, массовый расход



дометр установлен на манифольде после штуцеров по ходу движения флюида. Штуцерный манифольд является частью устьевого оборудования 14, предназначенного для успешного управления выбросом из скважины и выполнения технологии контроля давления на нефтяных и газовых скважинах в процессе бурения. В настоящее время устройство используется для выполнения техники баланса давления на новой буровой скважине, таким образом предотвращается загрязнение нефтяного слоя, увеличивается скорость бурения и контроль фонтана. Сбалансированное бурение достигается при минимальном давлении.

Гидравлическая силовая установка расположена на раме, что обеспечивает простоту ее транспортировки и подключения. Пневматический насос, скрытый внутри нее, использует систему технического воздуха буровой установки для нагнетания давления в гидравлическую систему аккумулятора, который передает гидравлическую энергию для перемещения штуцеров, а также позволяет в аварийном режиме, то есть при отказе пневматики и электрики, управлять штуцерами за счет аккумулярованного давления.

«Умный» блок управления является «мозгом» системы, куда направляются все собранные данные, и из него же осуществляется мониторинг и контроль всех операций. Все важнейшие средства управления, алгоритмы и устройства сбора данных установлены в блоке во избежание потенциальных проблем с коммуникацией и для повышения надежности системы. Система получения и контроля данных в реальном времени включает в себя интерфейс «пользователь – машина», в том числе панель оператора системы, панель бурильщика и дистанционную панель, если необходимо. Забойный клапан устанавливается как часть предыдущей обсадной колонны. Принцип действия клапана заключается в его открытии / закрытии с поверхности с помощью гидравлической панели, с которой давление передается к клапану посредством гидравлического кабеля.

Блок дроссельного манифольда компании M-I SWACO позволяет автоматически регулировать давление на стояке при любых усло-

виях, в том числе в случае регулировки пуска или остановки бурового насоса, свинчивания и развинчивания труб, автоматической регулировки отверстия дросселя.

Сепаратор предназначен для разделения на фазы газожидкостной смеси бурового раствора с пластовым флюидом, направления потока газовой фазы на рассеивание в атмосферу или на факельный стояк для сжигания, возврата бурового раствора в циркуляционную систему буровой установки в процессе ликвидации газонефтепроявления при строительстве глубоких скважин на нефть и газ. Двухфазный сепаратор (газоотделитель) компании АКРОС применяется во время бурения с контролем давления и бурения на малой скорости, когда требуется удаление газа из смеси бурового раствора и шлама. Четырехфазный горизонтальный сепаратор компании АКРОС разработан для глубокого бурения скважин с помощью азотированного бурового раствора. Он может разделять скважинную смесь на нефть, газ и воду или буровой раствор и шлам. Модуль сепаратора разработан в утепленном варианте для работы в зимних условиях. Преимуществами данных сепараторов являются автоматический контроль уровня жидкости в сепараторе, применение расходомеров на линиях сброса жидкости, клапанов автоматического контроля давления и визуальных уровнемеров. Это оборудование также имеет винтовой насос для сброса шлама.

Роторный устьевой герметизатор предназначен для автоматической герметизации устья скважины вокруг любой части бурильной колонны, в том числе ведущей, утяжеленных, насосно-компрессорных, а также замковых соединений бурильных труб, при вращении колонны, ее расхаживании, наращивании и выполнении спуско-подъемных операций. Роторный устьевой герметизатор компании АКРОС серии TITAN позволяет вести бурение с контролем давления на любой заданной глубине. Роторный устьевой герметизатор марки RCD3, разработанный фирмой M-I SWACO, имеет пассивные уплотнения, способствующие быстрому отводу из скважины материалов – газа, жидкости и выбуренного шлама – на сепарацию при бурении с равновесным



давлением или бурении на депрессии. Устройство RCD3 является компактным роторным устьевым герметизатором. В комплект устройства входит полный контур выравнивания давления и гидравлический клапан с дистанционным управлением, установленный на боковом выходном патрубке, что позволяет использовать давление на устье скважины для герметизации бурильной колонны во время всех бурильных операций со сбалансированным давлением.

Систему БРД компании АКРОС дополняют факельные вышки: она включают трапную установку и вышку при бурении скважины с большим газовым фактором, а также газовых скважин. Факельная вышка Beyond представляет собой интегрированное решение, включающее усовершенствованную систему зажигания и пламегаситель с байпасом для использования в аварийных ситуациях.

Эхомер «Геостар» – это комплекс программно-аппаратного обеспечения, который определяет уровень жидкости и величину давления в затрубном пространстве нефтяных скважин. Устанавливается на колонную головку.

Газовый карбонтракер измеряет скорость потока от 0,03 до 84 %. Точность измерений –  $\pm 5$ . Точность массового расхода углеводородной смеси – от 3 до 7 %.

При процедуре спуско-подъемных операций производят установку вязкоупругой пачки, имеющей гелеподобный состав на основе сшитого биополимера, с целью разделения растворов с различными плотностями для стабилизации скважины от газонефтеводопроявлений в статическом режиме при бурении на депрессии.

Важным фактором является то, что при использовании оборудования системы БРД устьевая и околоустьевая обвязка не заменяется, а лишь дополняется, при этом совместно используется и стандартное противовыбросовое оборудование, и все элементы стандартного комплекта буровой установки. Это не доставляет неудобств и повышает безопасность операций, поскольку обвязка дает больше возможностей для манипуляций при управлении скважиной. Роторный устьевой герметизатор не является противовыбросо-

вым оборудованием и устанавливается сверху блока противовыбросового оборудования. Роторный устьевой герметизатор обеспечивает герметизацию ствола скважины при нахождении в ней бурового инструмента, позволяет безопасно отводить поступающие из скважины газ, буровой раствор, пластовый флюид и выбуренную породу.

Авторами статьи изучены предлагаемые специалистами иркутского филиала «РН-Бурение» С. А. Сверкуновым и А. Г. Вахромеевым новые технологии вскрытия углеводородной залежи [16]. Рассмотрены горно-геологические условия применения данных технологий при бурении горизонтального ствола в коллекторах с аномально низкими и аномально высокими пластовыми давлениями.

В ряде работ вышеуказанных специалистов [17, 18] предполагается производить бурение при помощи регулируемого давления, применяя совмещенную технологию бурения на депрессии с технологией на репрессии, но делать это так, чтобы диапазон текущего забойного давления был очень близок к пластовому давлению в месте бурения. Получается, что, возможно, бурение будет происходить то с поглощением, то с проявлением, так как текущее пластовое давление тоже меняется. То есть предлагается бурить на давлении, максимально близком к «равновесию», где давление на забое примерно равно пластовому давлению (рис. 3). При этом будет наблюдаться приток пластового флюида в скважину во время депрессии. При помощи станции управления объем притока может быть уменьшен до незначительной величины. В случае, если даже при полном отключении воздуха интенсивность выброса увеличивается, включают в работу регулируемый штуцер, создают с его помощью на устье противодействие: уменьшают проходное сечение до тех пор, пока флюидопроявление стабилизируется на уровне избыточного давления на устье перед штуцером порядка 0,4–0,6 МПа. Иными словами, управление гидродинамическим давлением на забой осуществляют регулированием подачи воздуха в бурильную колонну и расхода газожидкостной смеси через штуцерную батарею на выходе из скважины. Таким образом, по сути будет происходить бурение

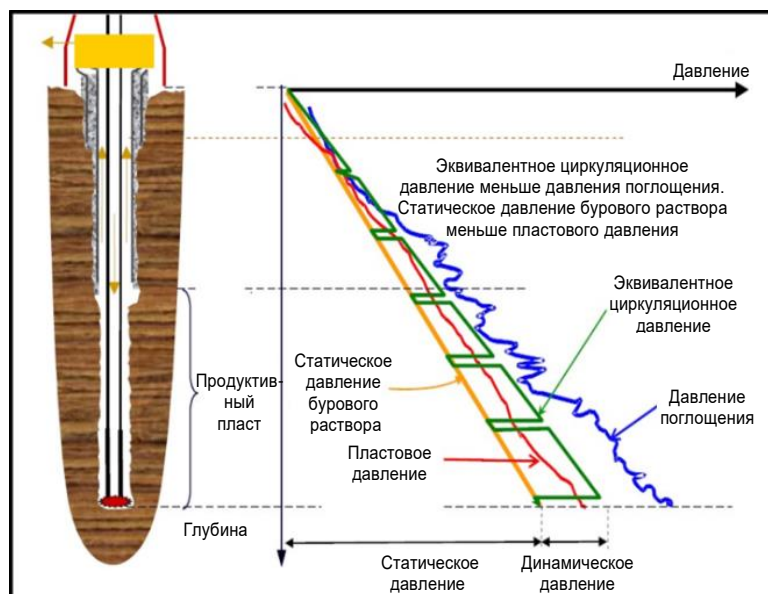


Рис. 3. Типовой график давлений при бурении с регулируемым давлением  
Fig. 3. Typical pressure graph under controlled pressure drilling

с регулируемым газонефтеводопроявлением. Данную технологию можно назвать технологией с «комбинированным» регулируемым давлением.

Целесообразным представляется в начале процесса бурения использовать данные от бурения предыдущих скважины. Принять во внимание границы диапазонов давлений на депрессии и репрессии для добычного пласта, а также его температурные и барические характеристики. В процессе бурения ствола скважины (с замкнутым контуром) текущее забойное давление будет меняться с бурения на депрессию на бурение с репрессией при помощи блока автоматических дросселей. Регулирование давления дросселями происходит за счет изменения давления в заколонном пространстве и определяется на забое обычными манометрами, а на устье образцовыми манометрами.

Предлагаемый допустимый диапазон регулируемого давления в забое горизонтального ствола скважины описывается известными неравенствами:

$$P_{\text{пл}} + \Delta_{\text{репр}} \geq P_{\text{заб}} \geq P_{\text{пл}} - \Delta_{\text{депр}}.$$

Величина давления дросселирования в режиме депрессии определяется как

$$P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}} \geq P_{\text{дросс}} \geq (P_{\text{пл}} - \Delta_{\text{депр}}) - P_{\text{заб}};$$

в режиме репрессии – как

$$(P_{\text{пл}} + \Delta_{\text{депр}}) - P_{\text{заб}} \geq P_{\text{дросс}} \geq P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}.$$

Применение технологии БРД делает ненужными большие затраты на химические

реагенты и буровой раствор, поглощаемые при аномально низком пластовом давлении, и позволяет повысить уровень техники безопасности при строительстве скважины. Поступление газонефтяной смеси из пласта легко обнаруживается, а его объем значительно уменьшается под давлением. Блок дросселей быстро повышает забойное давление для ограничения дальнейшего притока.

Контур управления бурением скважины обеспечивает точный контроль забойного давления при прокачке притоков нефтегазоводяной смеси.

В контур входит следующее оборудование:

- блок автоматических дросселей;
- система измерения давления и каротажа в процессе бурения;
- система измерения давления промывочного раствора, его объемов и расхода при циркуляции.

Рассматриваемое оборудование и технология БРД успешно применяются в некоторых странах зарубежья при бурении зон с аномально высоким пластовым давлением. Используются также буровые растворы малой плотности, но с учетом возможности создания противодействия на устье скважины. Все большее применение при бурении находят тяжелые буровые растворы без твердой фазы, как правило это рассолы на основе солей брома – их часто используют нефтяные



компании мира. Используются ими и другие технологии, в том числе на депрессии.

Возможности метода БРД по контролю и снижению давления в скважине обеспечивают улучшение и дополнение традиционных методов управления скважиной. В качестве дополнительного уровня управления скважиной их можно использовать на ранних стадиях, что обеспечит высокую эффективность и минимальные нарушения процесса, а также более низкие по сравнению с традиционными технологиями затраты. Метод БРД также предоставляет возможность проведения динамических испытаний на герметичность и испытаний на гидроразрыв для определения предельных значений порового давления / градиента гидроразрыва пласта. Благодаря этому инженеры в режиме реального времени получают точные данные с глубины скважины, что позволяет им точно определить фактическое окно бурения и перемещать его, управляя забойным давлением.

При правильном использовании и управлении метод БРД может помочь значительно снизить затраты и степень неопределенности, а также способствует постепенному изменению экономических показателей бурения. Универсальность, точность и гибкость настройки значений давления в скважине при использовании БРД изменили сам принцип традиционного управления скважиной. Данный метод является улучшенной формой управления скважиной, в которой сочетаются протоколы как традиционного бурения, так и бурения на депрессии (рис. 4) [19–21].

Рассматриваемая технология считается наиболее совершенной на данный период времени, так при помощи нее можно контролировать давление по всей глубине скважины, регулируя ЭЦП раствора. Герметичность циркуляционной системы «насос – пласт» дает возможность увеличивать давление в затрубном пространстве за счет применения системы дросселей или, наоборот, уменьшать это давление за счет азотирования бурового раствора. При возможных осложнениях, например при проявлении или поглощении, применяя базовое оборудование, инженер БРД может оперативно вмешиваться и изменять условия бурения в скважине, в первую очередь через автоматическую систему дросселей.

Рассматриваемая технология БРД, как и соответствующее ей оборудование, может применяться для всех месторождений углеводородов с учетом доработки, если это необходимо при апробации конкретной скважины [22–25]. Так, при бурении на депрессии очень опасным фактором является постоянный приток в скважину растворенного газа и пластовой нефти. Устьевое давление может при этом увеличиваться до 4–8 МПа, а при остановках бурения до 20 МПа, что небезопасно и может привести к аварии. Дебит скважины при притоке нефти может достигать 200–600 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. В некоторых карбонатных коллекторах при бурении на депрессии при входе на горизонтальный участок дебит газа достигал 30–38 тыс. м<sup>3</sup>/сут., поглощение – 4–6 м<sup>3</sup>/ч, а поступление газа – 105 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

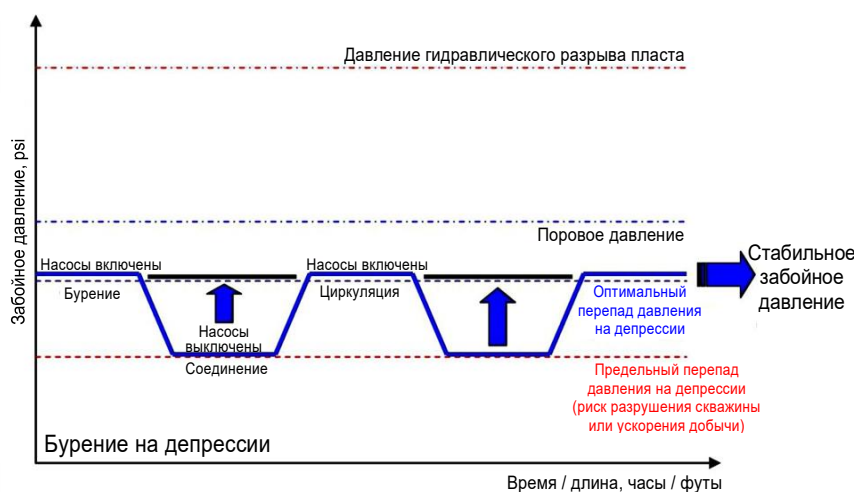


Рис. 4. Типовая гидравлическая программа бурения на депрессии  
Fig. 4. Typical hydraulic drilling program on the depression



В качестве наглядности применения БРД на Юрубчено-Тохомском месторождении приведем пример бурения горизонтальной скважины длиной 897 м. Принимая во внимание уже установленное эквивалентное давление пласта, плотность бурового раствора была определена в пределах  $0,94 \text{ г/см}^3$ , подача азота из установки производилась в диапазоне  $14\text{--}18 \text{ м}^3/\text{мин}$ . В результате ЭЦП достигла  $0,95 \text{ г/см}^3$ . Тем не менее из-за полученного обильного поглощения потребовалось снизить плотность бурового раствора до  $0,86 \text{ г/см}^3$  и продолжить бурение скважины с проявлением пластового газа до  $2\text{--}3 \text{ м}^3/\text{ч}$ , что является приемлемым. В результате были подобраны окончательные параметры процесса бурения при ЭЦП в пределах  $0,78\text{--}0,82 \text{ г/см}^3$  – производительность насосов  $11 \text{ л/с}$  и подача азота около  $20 \text{ м}^3/\text{мин}$ . При помощи замеров было установлено, что противодействие при циркуляции достигало  $0,2 \text{ МПа}$ , а при наращивании колонны –  $2,4 \text{ МПа}$ . В качестве связи системы телеметрии SlimPulse с дневной поверхностью использовался гидравлический канал связи. В процессе бурения для определения и регулирования ЭЦП применялся газовый расходомер. С его помощью в режиме реального времени определялась интенсивность проявления пластового газа, после чего полученные данные использовались для моделирования гидродинамических условий в скважине и определялась необходимая ЭЦП. Во время спуско-подъемных операций для противодействия на пласт в скважину сбрасывалась вязкоупругая пачка. Она замещала применяемый буровой раствор на утяжеленный плотностью  $1,05 \text{ г/см}^3$ .

Важно заметить, что БРД не заменяет традиционные методы строительства скважины, а только дополняет их. БРД обеспечивает безопасность бурения скважины и в конечном счете является экономически выгодным. Особенно это заметно в морских арктических условиях с автономным характером бурения, где требуется специализированное оборудование, а также регламенты и квалифицированный персонал с навыками работы именно в подобных сложных условиях.

### Заключение

На основе анализа приведенных данных можно сделать вывод о необходимости вне-

рения технологии первичного вскрытия с дальнейшим горизонтальным бурением под контролем регулируемого давления как совмещенной версии репрессии и депрессии, то есть бурения, близкого к равновесию.

Относительно большая затратность этой технологии на этапе внедрения будет закономерно снижаться при серийном ее применении в эксплуатационном горизонтальном бурении. Как показывает практика, газожидкостная смесь с применением азота может применяться для циркуляции раствора и достижения сбалансированного давления, когда давление на забое скважины находится почти на уровне пластового давления. Основной особенностью системы БРД является ее полная герметичность на участке «буровой насос – газосепаратор», что позволяет управлять всеми процессами на забое скважины во время бурения и существенно минимизировать риск возникновения газонефтеводопроявлений.

Применение систем бурения скважин с комбинированным управляемым давлением позволяет снизить все риски при бурении, повысить его эффективность, а также бурить ранее не подлежащие разбуриванию скважины. БРД позволяет:

- минимизировать загрязнения буровым раствором продуктивного пласта;
- производить бурение пластов с аномально низким пластовым давлением без поглощения бурового раствора;
- увеличить механическую скорость в связи с отсутствием поглощений;
- повысить безопасность работ в сложных горно-геологических условиях;
- управлять профилем давления в скважине на любой глубине;
- определять фактические градиенты давления в динамике;
- оперативно повышать давление на забое без необходимости замещения раствора при проявлениях и нестабильности стенок скважины;
- контролировать основные параметры системы: противодействие, плотность флюида, его реологические свойства, уровень в затрубном пространстве, потери циркуляционного давления на трение в затрубном пространстве.

К недостаткам БРД следует отнести сложность технологического процесса, необходи-



мость высокого уровня подготовки персонала и повышенный риск получения выброса флюида.

На сегодняшний день БРД получает распространение в компаниях России. Опытно-промышленные работы с использованием БРД проводятся в компаниях ИГС-НЭУ, «Газпром» и других. Из представленного выше материала видно, что бурение с комбинирован-

ными регулированием давления имеет огромные перспективы развития и применения как на давно разрабатываемых месторождениях (в условиях проработанных пластовых давлений), так и на новых разведанных месторождениях для минимизации рисков возникновения газонефтеводопроявлений и других осложнений.

#### Список источников

1. Гасумов Р. А. Риски при бурении поисково-разведочных скважин в осложненных горно-геологических условиях // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. 2014. № 9. С. 26–30.
2. Сверкунов С. А. Применение технологии бурения с регулируемым давлением в условиях Восточной Сибири // Известия Сибирского отделения секции наук о Земле Российской академии естественных наук. Геология, поиски и разведка рудных месторождений. 2012. № 2. С. 122–125.
3. Вахромеев А. Г., Иванишин В. М., Сверкунов С. А., Поляков В. Н., Розяпов Р. К. Глубокая скважина как стенд гидравлических «on-line» исследований напряженного состояния горного массива флюидонасыщенных трещиноватых коллекторов // Геодинамика и тектонофизика. 2019. Т. 10. № 3. С. 761–778. <https://doi.org/10.5800/GT-2019-10-3-0440>.
4. Вахромеев А. Г., Иванишин В. М., Акчурин Р. Х., Сверкунов С. А. Первые выводы по результатам внедрения технологии бурения с комбинированным регулируемым давлением для сложных горно-геологических условий Восточной Сибири // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и море. 2019. № 9. С. 5–12. <https://doi.org/10.30713/0130-3872-2019-9-5-12>.
5. Гасумов Р. А. Копченков В. Т. Лукьянов В. Т., Фёдорова Н. Г., Овчаров С. Н. Особенности строительства глубоких скважин в осложненных горно-геологических условиях Предкавказья // Наука. Инновации. Технологии. 2017. № 1. С. 123–140.
6. Сираев Р. У., Сверкунов С. А., Данилова Е. М., Сотников А. К., Вахромеев А. Г. Анализ горно-геологических условий бурения геологоразведочных скважин на нефть и газ на Даниловской площади, Непский свод // Вестник Иркутского государственного технического университета. 2013. № 12. С. 131–136.
7. Economides M. J., Watters L. T., Dunn-Norman S. Petroleum well construction. New York: Wiley, 1998. 640 p.
8. Гасумов Р. А., Керимов И. А., Харченко В. М. Влияние геологических факторов на коллекторские свойства продуктивных пластов с трещиноватыми глинистыми коллекторами при их вскрытии бурением // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2018. № 7. С. 28–31. <https://doi.org/10.30713/0130-3872-2018-7-28-31>.
9. Fertl W. H., Chapman R. E., Hotz R. F. Studies in abnormal pressures. Oxford: Elsevier, 1994. 454 p.
10. Белонин М. Д., Славин В. И., Чилингар Д. В. Аномально высокие пластовые давления. Происхождение, прогноз, проблемы освоения залежей углеводородов: монография. СПб.: Недра, 2005. 324 с.
11. Rabia H. Oilwell drilling engineering: principles and practice. London: Graham & Trotman, 1985. 322 p.
12. Вахромеев А. Г., Сверкунов С. А., Мартынов Н. Н. Бурение на депрессии в сложных горно-геологических условиях Восточной Сибири // Геонаука-2016: материалы Всероссийской научно-технической конференции. Вып. 16. Иркутск: Изд-во ИрГТУ, 2016. С. 30–34.
13. Вахромеев А. Г., Сверкунов С. А., Иванишин В. М., Розяпов Р. К., Данилова Е. М. Геодинамические аспекты исследования сложных горно-геологических условий бурения древнейших карбонатных резервуаров нефти и газа рифея: обзор проблемы на примере месторождений Байkitской нефтегазоносной области // Геодинамика и тектонофизика. 2017. Т. 8. № 4. С. 903–921. <https://doi.org/10.5800/GT-2017-8-4-0323>.
14. Сверкунов С. А., Вахромеев А. Г., Сираев Р. У., Данилова Е. М. Бурение скважин с горизонтальным окончанием в сложных горно-геологических условиях. Иркутск: Изд-во ИРНТУ, 2016. 201 с.
15. Гиниатуллин Р. Р., Кириев В. В., Крепостников Д. Д., Чернокалов К. А., Загивный Ф. А., Доброхлеб П. Ю. [и др.]. Эффективный способ бурения скважин в условиях катастрофических поглощений в трещиноватых коллекторах Юрубчено-Тохомского месторождения // Нефтяное хозяйство. 2017. № 11. С. 40–43. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2017-11-40-43>.
16. Пат. № 2598268, Российская Федерация, МПК E21B 21/08. Способ первичного вскрытия сложного кавернозно-трещинного карбонатного нефтегазонасыщенного пласта горизонтальным стволом большой протяженности / С. А. Сверкунов, А. Г. Вахромеев, Р. У. Сираев. Заявл. 13.10.2015; опубл. 20.09.2016. Бюл. № 26.
17. Robinson L. Optimising bit hydraulics increases penetration rate // World Oil. 1982. July. P. 24–26.
18. Вахромеев А. Г., Розяпов Р. К., Постникова О. В., Кутукова Н. М., Сверкунов С. А., Сираев Р. У. Литологические и гидродинамические факторы, определяющие условия первичного вскрытия горизонтальным бурением и освоение продуктивных интервалов рифейского природного резервуара Юрубчено-Тохомского НГКМ // Геология и минерально-сырьевые



ресурсы Сибири. 2015. № 3. С. 67–81.

19. Auzina L. I., Parshin A. V. System-intergrated GIS-based approach to estimating hydrogeological condition of oil-and gas fields in Eastern Siberia // IOP Conference. Series: Earth and Environmental Science. 2016. Vol. 33. P. 012060. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/33/1/012060>.

20. Ofei T. N., Irawan S., Pao W. CFD method for predicting annular pressure losses and cuttings concentration in eccentric horizontal wells // Journal of Petroleum Engineering. 2014. P. 486423. <https://doi.org/10.1155/2014/486423>.

21. Поляков В. Н., Ишкаев Р. К., Лукманов Р. Р. Технология закачивания нефтяных и газовых скважин. Уфа: ТАУ, 1999. 404 с.

22. Van Golf-Racht T. D. Fundamentals of fractured reservoir engineering. Amsterdam: Elsevier, 1986. 732 p.

23. Рябчук В. А., Сердобинцев Ю. П., Шмелев В. А.,

Кривошеева Н. Н. Анализ применения технологий бурения с управляемым давлением на забое при проводке ствола скважины в карбонатных отложениях // Молодой ученый. 2019. № 22. С.138–139.

24. Пат. № 2617820, Российская Федерация, МПК E21B 43/16. Способ определения максимальной длины горизонтального ствола в условиях каверново-трещинного карбонатного нефтегазонасыщенного пласта с аномально низким пластовым давлением / С. А. Сверкунов, А. Г. Вахромеев, Р. У. Сираев. Заявл. 11.09.2015; опубл. 16.03.2017. Бюл. № 12.

25. Пат. № 2657052, Российская Федерация, МПК E21B 43/25, E21B 43/02. Способ испытания и освоения флюидонасыщенного пласта-коллектора трещинного типа / В. М. Иванисин, А. Г. Вахромеев, С. А. Сверкунов, Р. У. Сираев, И. В. Горлов, Ю. В. Ланкин. Заявл. 21.04.2017; опубл. 08.06.2018.

### References

1. Gasumov R. A. Exploratory wells drilling risks in complicated geological conditions. *Problemy ekonomiki i upravleniya neftegazovym kompleksom = Problems of economics and management of oil and gas complex*. 2014;9:26-30. (In Russ.).

2. Sverkunov S. A. Managed pressure drilling technology under conditions of Eastern Siberia. *Izvestiya Sibirskogo otdeleniya seksii nauk o Zemle Rossiiskoi akademii estestvennykh nauk. Geologiya, poiski i razvedka rudnykh mestorozhdenii = Proceedings of the Siberian Department of the Section of Earth Sciences of the Russian Academy of Natural Sciences. Geology, Prospecting and Exploration of Ore Deposits*. 2012;2:122-125. (In Russ.).

3. Vakhromeev A. G., Ivanishin V. M., Sverkunov S. A., Polyakov V. N., Razyapov R. K. Deep well as a facility for on-line hydraulic studies of the stress state of the rock mass in fluid-saturated fractured reservoirs. *Geodinamika i tektonofizika = Geodynamics & Tectonophysics*. 2019;10(3):761-778. (In Russ.). <https://doi.org/10.5800/GT-2019-10-3-0440>.

4. Vakhromeev A. G., Ivanishin V. M., Akchurin R. Kh., Sverkunov S. A. The first conclusions made by the results obtained after the implementation of the drilling technology with combined regulated pressure for complex geological conditions of the Eastern Siberia. *Stroitel'stvo neftyanykh i gazovykh skvazhin na sushe i more*. 2019;9:5-12. (In Russ.). <https://doi.org/10.30713/0130-3872-2019-9-5-12>.

5. Gasumov R. A., Kopchenkov V. G., Luk'yanov V. T., Fodorova N. G., Ovcharov S. N. Peculiarities of deep wells construction in complicated mining and geological conditions of the Ciscaucasia. *Nauka. Innovatsii. Tekhnologii*. 2017;1:123-140. (In Russ.).

6. Siraev R. U., Sverkunov S. A., Danilova E. M., Sotnikov A. K., Vakhromeev A. G. Analysis of mining and geological conditions of exploratory well drilling for oil and gas in Danilovskaya area, Nepsky arch. *Vestnik Irkutskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta = Proceedings of Irkutsk State Technical University*. 2013;12:131-136. (In Russ.).

7. Economides M. J., Watters L. T., Dunn-Norman S. *Petroleum well construction*. New York: Wiley; 1998. 640 p.

8. Gasumov R. A., Kerimov I. A., Kharchenko V. M. The influence of geological factors on the collecting properties of productive formations composed of fractured clay reservoirs while their drilling-in. *Stroitel'stvo neftyanykh i gazovykh skvazhin na sushe i more*. 2018;7:28-31. (In Russ.). <https://doi.org/10.30713/0130-3872-2018-7-28-31>.

9. Fertl W. H., Chapman R. E., Hotz R. F. *Studies in abnormal pressures*. Oxford: Elsevier; 1994. 454 p.

10. Belonin M. D., Slavin V. I., Chilingar D. V. *Abnormally high reservoir pressures. The origin, forecast and problems in hydrocarbon deposit development*. Saint Petersburg: Nedra; 2005. 324 p. (In Russ.).

11. Rabia H. *Oilwell drilling engineering: principles and practice*. London: Graham & Trotman; 1985. 322 p.

12. Vakhromeev A. G., Sverkunov S. A., Martynov N. N. Underbalanced drilling in complex mining and geological conditions of eastern Siberia. *Geonauka-2016: materialy Vserossiiskoi nauchno-tekhnicheskoi konferentsii = Geo-science-2016: materials of All-Russian scientific and technical conference*. Irkutsk: Irkutsk State Technical University; 2016, vol. 16, p. 30–34. (In Russ.).

13. Vakhromeev A. G., Sverkunov S. A., Ivanishin V. M., Razyapov R. K., Danilova E. V. Geodynamic aspects in the study of complex mining and geological conditions for drilling into oil-and-gas reservoirs in the Riphean carbonate rocks: an overview of the problem as exemplified by the deposits in the Baikite petroliferous district. *Geodinamika i tektonofizika = Geodynamics & Tectonophysics*. 2017;8(4):903-921. (In Russ.). <https://doi.org/10.5800/GT-2017-8-4-0323>.

14. Sverkunov S. A., Vakhromeev A. G., Siraev R. U., Danilova E. M. *Drilling of horizontal-end wells in complex mining and geological conditions*. Irkutsk: Irkutsk National Research Technical University; 2016. 201 p. (In Russ.).

15. Giniatullin R. R., Kireev V. V., Krepostnov D. D., Chernokalov K. A., Zagrivnyi F. A., Dobrokhleb P. Yu., et al. Effective solution for wells drilling in conditions of catastrophic mud losses in fractured reservoirs of the Yurubcheno-Tokhomskoye field. *Neftyanoe khozyaistvo*. 2017; 11:40-43. (In Russ.). <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2017-11-40-43>.



16. Sverkunov S. A., Vakhromeev A. G., Siraev R. U. *Method for initial exposing of complex cavernous-fracture of carbonate oil and gas saturated formation with horizontal shaft of long length*. Patent RF, no. 2598268; 2016. (In Russ.).
17. Robinson L. Optimising bit hydraulics increases penetration rate. *World Oil*. 1982;July:24-26.
18. Vakhromeev A. G., Razyapov R. K., Postnikova O. V., Kutukova N. M., Sverkunov S. A., Siraev R. U. Lithological and hydrodynamic factors controlling conditions of primary horizontal drilling and development of producing intervals of the Riphean natural reservoir in the Yurubcheno-Tokhomskoye oil-gas-condensate field. *Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri = Geology and Mineral Resources of Siberia*. 2015;3:67-81. (In Russ.).
19. Auzina L. I., Parshin A. V. System-intergrated GIS-based approach to estimating hydrogeological condition of oil-and gas fields in Eastern Siberia. *IOP Conference. Series: Earth and Environmental Science*. 2016;33:012060. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/33/1/012060>.
20. Ofei T. N., Irawan S., Pao W. CFD method for predicting annular pressure losses and cuttings concentration in eccentric horizontal wells. *Journal of Petroleum Engineering*. 2014:486423. <https://doi.org/10.1155/2014/486423>.
21. Polyakov V. N., Ishkaev R. K., Lukmanov R. R. *Oil and gas well injection technology*. Ufa: TAU; 1999. 404 p. (In Russ.).
22. Van Golf-Racht T. D. *Fundamentals of fractured reservoir engineering*. Amsterdam: Elsevier; 1986. 732 p.
23. Ryabchuk V. A., Serdobintsev Yu. P., Shmelev V. A., Krivosheeva N. N. Analysis of the application of controlled pressure drilling technologies at the bottomhole when drilling a wellbore in carbonate deposits. *Molodoi uchenyi*. 2019;22:138-139. (In Russ.).
24. Sverkunov S. A., Vakhromeev A. G., Siraev R. U. *Method for determining the maximum length of a horizontal wellbore in a cavernous-fractured carbonate oil- and gas-saturated formation with abnormally low formation pressure*. Patent RF, no. 2617820; 2017. (In Russ.).
25. Ivanishin V. M., Vakhromeev A. G., Sverkunov S. A., Siraev R. U., Gorlov I. V., Lankin Y. K. *Method of testing and conversion of fluid-saturated fracture reservoir bed (variants)*. Patent RF, no. 2657052; 2018. (In Russ.).

#### Информация об авторах / Information about the authors



**Зайцев Виталий Иванович,**  
кандидат технических наук, доцент,  
доцент кафедры нефтегазового дела,  
Институт недропользования,  
Иркутский национальный исследовательский технический университет,  
г. Иркутск, Россия,  
[zaicshev@istu.edu](mailto:zaicshev@istu.edu).  
**Vitaly I. Zaitsev,**  
Cand. Sci. (Eng.), Associate Professor,  
Associate Professor of the Oil and Gas Department,  
Institute of Subsoil Use,  
Irkutsk National Research Technical University,  
Irkutsk, Russia,  
[zaicshev@istu.edu](mailto:zaicshev@istu.edu).



**Карпиков Александр Владимирович,**  
кандидат технических наук, доцент,  
доцент кафедры нефтегазового дела,  
Институт недропользования,  
Иркутский национальный исследовательский технический университет,  
г. Иркутск, Россия,  
[karpikov@istu.edu](mailto:karpikov@istu.edu).  
**Alexander V. Karpikov,**  
Cand. Sci. (Eng.), Associate Professor,  
Associate Professor of the Oil and Gas Department,  
Institute of Subsoil Use,  
Irkutsk National Research Technical University,  
Irkutsk, Russia,  
[karpikov@istu.edu](mailto:karpikov@istu.edu).

#### Вклад авторов / Contribution of the authors

Все авторы сделали эквивалентный вклад в подготовку публикации.  
The authors contributed equally to this article.

**Конфликт интересов / Conflict of interests**

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.  
The authors declare no conflicts of interests.

*Все авторы прочитали и одобрили окончательный вариант рукописи.*  
*The final manuscript has been read and approved by all the co-authors.*

**Информация о статье / Information about the article**

Статья поступила в редакцию 14.12.2021; одобрена после рецензирования 26.01.2022; принята к публикации 28.02.2022.

The article was submitted 14.12.2021; approved after reviewing 26.01.2022; accepted for publication 28.02.2022.