



Обзорная статья

УДК 622.276.6

EDN: ILMEWW

DOI: 10.21285/2686-9993-2026-49-3-2

## Сравнительный анализ технологий бурения в тектонически нарушенных карбонатных коллекторах Восточной Сибири

И. А. Ярошук<sup>a✉</sup>, В. Ю. Панфилов<sup>b</sup>, П. С. Пушмин<sup>c</sup>

<sup>a-c</sup>Иркутский национальный исследовательский технический университет, Иркутск, Российская Федерация

**Резюме.** В работе представлен сравнительный анализ современных технологий бурения, применяемых при строительстве нефтегазовых скважин в тектонически нарушенных карбонатных коллекторах Восточной Сибири. Актуальность исследования обусловлена высокой частотой осложнений при бурении в условиях интенсивной трещиноватости, разломно-блокового строения и неоднородности карбонатных пород. Целью работы являлся анализ преимуществ, ограничений и областей рационального применения современных технологий осложненного бурения. В рамках исследования рассмотрены три основных технологических направления: пневмоударное бурение, аэрированные и пенные буровые системы, технологии бурения с управляемым давлением. Методологическую основу работы составили сравнительный анализ и систематизация опубликованных отечественных и зарубежных научно-технических источников, посвященных бурению в осложненных геолого-технических условиях. Установлено, что эффективность технологий определяется степенью трещиноватости пород, уровнем обводненности, устойчивостью стенок ствола и условиями контроля гидродинамического режима. Показано, что пневмоударное бурение наиболее эффективно при проходке твердых трещиноватых карбонатных пород, аэрированные системы – в условиях интенсивных поглощений, а технологии бурения с управляемым давлением – при необходимости точного контроля давления в скважине. Сделан вывод о том, что универсальной технологии бурения для всех условий Восточной Сибири не существует. Наиболее эффективным подходом является адаптивный выбор технологических решений с учетом геологических, гидродинамических и геомеханических особенностей конкретного объекта.

**Ключевые слова:** бурение скважин, Восточная Сибирь, карбонатные коллекторы, пневмоударное бурение, аэрированные буровые растворы, управляемое давление, газонефтеводопроявления, поглощения бурового раствора

**Для цитирования:** Ярошук И. А., Панфилов В. Ю., Пушмин П. С. Сравнительный анализ технологий бурения в тектонически нарушенных карбонатных коллекторах Восточной Сибири // Науки о Земле и недропользование. 2026. Т. 49. № ? . С. ?–?. DOI: 10.21285/2686-9993-2026-49-3-2. EDN: ILMEWW.

### Review article

## Comparative analysis of drilling technologies in tectonically disturbed carbonate reservoirs of Eastern Siberia

Ilya A. Yaroshchuk<sup>a✉</sup>, Vladimir Yu. Panfilov<sup>b</sup>, Pavel S. Pushmin<sup>c</sup>

<sup>a-c</sup>Irkutsk National Research Technical University, Irkutsk, Russian Federation

**Abstract.** The article presents a comparative analysis of modern drilling technologies used in the construction of oil and gas wells in tectonically disturbed carbonate reservoirs of Eastern Siberia. The relevance of the study is due to the high frequency of drilling complications associated with intense fracturing, fault-block structures, and heterogeneity of carbonate formations. The purpose of the study is to analyze the advantages, limitations, and areas of effective application of modern drilling technologies for challenging drilling. The study focuses on three main technological approaches: pneumatic hammer drilling, aerated and foam drilling systems, managed pressure drilling technologies. The methodological basis of the study includes comparative analysis and systematization of published domestic and international scientific and technical sources on drilling in challenging geological and technical conditions. It was established that the efficiency of drilling technologies is determined by the degree of rock fracturing, water cut level, borehole wall stability, and hydrodynamic control conditions. Pneumatic hammer drilling is shown to be the most effective when drilling through hard fractured carbonate formations, while aerated systems are efficient when drilling in severe lost circulation intervals, and managed pressure drilling technologies provide the highest efficiency under conditions requiring precise pressure control. It has been concluded that there is no universal drilling technology suitable for all geological conditions in Eastern Siberia. The most effective approach is the adaptive selection of technological solutions considering geological, hydrodynamic, and geomechanical features of a particular field.



**Keywords:** well drilling, Eastern Siberia, carbonate reservoirs, pneumatic hammer drilling, aerated drilling muds, managed pressure drilling; gas, oil, and water shows, mud losses

**For citation:** Yaroshchuk I.A., Panfilov V.Yu., Pushmin P.S. Comparative analysis of drilling technologies in tectonically disturbed carbonate reservoirs of Eastern Siberia. *Earth sciences and subsoil use*. 2026;49(?):?-?. (In Russ.). DOI: 10.21285/2686-9993-2026-49-3-2. EDN: ILMEWW.

## Введение

Восточная Сибирь относится к числу наиболее сложных регионов Российской Федерации с точки зрения строительства нефтегазовых скважин. Значительная часть перспективных объектов региона приурочена к карбонатным коллекторам, характеризующимся высокой тектонической нарушенностью, интенсивной естественной трещиноватостью и неоднородным распределением фильтрационно-емкостных свойств [1–3]. Дополнительные сложности создают трапповые интрузии, кавернозные зоны, соленосные интервалы и нестабильное геомеханическое состояние породного массива [4–6].

Бурение в подобных условиях сопровождается осложнениями, среди которых наиболее распространенными являются потери циркуляции бурового раствора, нарушение устойчивости стенок ствола, прихваты бурильного инструмента и газонефтеводопроявления. Возникновение данных осложнений приводит к увеличению непроизводительного времени и росту стоимости строительства скважин.

На рис. 1 представлена схема основных осложнений, возникающих при бурении в тектонически нарушенных карбонатных коллекторах Восточной Сибири.

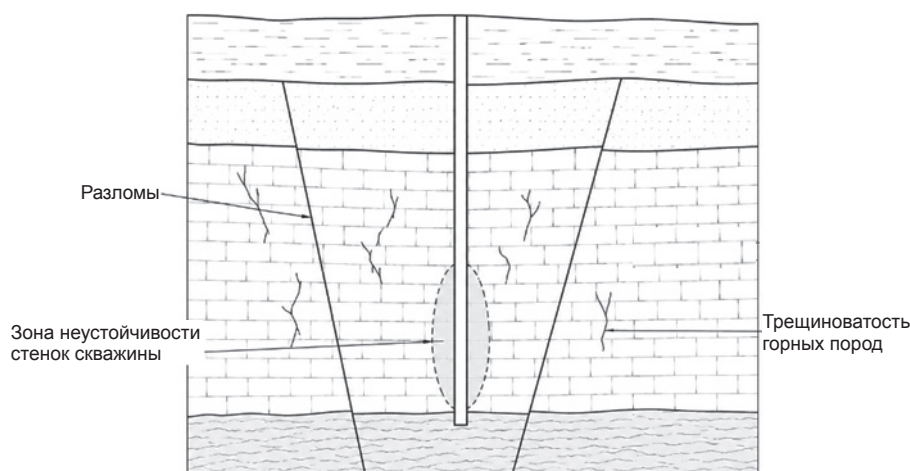
Наибольшее влияние на устойчивость процесса бурения оказывают зоны интен-

сивной трещиноватости и тектонических нарушений, в пределах которых существенно возрастает вероятность потерь циркуляции и поступления пластовых флюидов в ствол скважины.

В последние годы для повышения эффективности бурения в осложненных условиях все более широкое распространение получают технологии бурения с пониженным давлением [7–10]. Наиболее распространенными технологическими направлениями являются: пневмоударное бурение; аэрированные и пенные буровые системы; технологии бурения с управляемым давлением (MPD, от англ.: Managed Pressure Drilling).

Применение данных технологий позволяет снижать гидростатическое давление на пласт, уменьшать интенсивность поглощений и повышать эффективность очистки забоя. Вместе с тем область их применения определяется геолого-техническими условиями бурения, уровнем обводненности и устойчивостью пород.

В табл. 1 приведена обобщенная характеристика основных осложнений, возникающих при строительстве скважин в тектонически нарушенных карбонатных коллекторах Восточной Сибири.



**Рис. 1. Основные осложнения при бурении в тектонически нарушенных карбонатных коллекторах Восточной Сибири**

**Fig. 1. Main challenges when drilling through tectonically disturbed carbonate reservoirs of Eastern Siberia**



**Таблица 1. Основные осложнения при бурении в тектонически нарушенных карбонатных коллекторах**  
**Table 1. Main challenges when drilling through tectonically disturbed carbonate reservoirs**

| Осложнение                    | Основная причина                              | Возможное последствие                               | Основной метод предупреждения                              |
|-------------------------------|-----------------------------------------------|-----------------------------------------------------|------------------------------------------------------------|
| Поглощения бурового раствора  | Трещиноватость, кавернозность, разломные зоны | Потеря циркуляции, рост непроизводительного времени | Аэрированные системы, MPD, изоляционные материалы          |
| Газонефтеводопроявления       | Снижение гидростатического давления           | Приток пластового флюида, аварийные ситуации        | Контроль давления, противовыбросовое оборудование          |
| Нарушение устойчивости ствола | Геомеханическая нестабильность                | Обвалы, прихваты                                    | Геомеханическое моделирование, контроль плотности раствора |
| Кавернообразование            | Мягкие и соленосные породы                    | Нарушение геометрии ствола                          | Ингибирующие буровые растворы                              |
| Прихваты бурового инструмента | Обвалы, дифференциальное давление             | Аварийные работы                                    | Оптимизация гидравлики и очистки ствола                    |

Представленные осложнения имеют взаимосвязанный характер и существенно усложняют процесс строительства скважин. В подобных условиях эффективность бурения во многом определяется правильным выбором технологии и возможностью адаптации параметров бурения к изменяющимся геолого-техническим условиям.

Целью исследования являлось проведение сравнительного анализа современных технологий бурения, применяемых при строительстве нефтегазовых скважин в тектонически нарушенных карбонатных коллекторах Восточной Сибири, а также определение их преимуществ, ограничений и областей рационального применения.

В рамках исследования были рассмотрены три основных технологических направления осложненного бурения, ранее указанные выше:

- пневмоударное бурение;
- аэрированные и пенные буровые системы;
- технология MPD.

### **Материалы и методы исследования**

В основе проведенного исследования лежат методы сравнительного анализа, систематизации и критического обобщения опубликованных научно-технических данных, посвященных бурению нефтегазовых скважин в осложненных геолого-технических условиях.

В работе проанализированы отечественные и зарубежные публикации, посвященные пневмоударному бурению, аэрированным и пенным буровым системам, технологиям управляемого давления, а также вопросам устойчивости ствола скважины, ликвидации

поглощений и предупреждения газонефтеводопроявлений [11–21]. Основное внимание уделялось исследованиям, связанным с бурением трещиноватых карбонатных коллекторов и осложненных интервалов Восточной Сибири.

### **Геолого-технические особенности бурения в Восточной Сибири**

Геолого-технические условия Восточной Сибири характеризуются высокой степенью тектонической нарушенности, развитием естественной трещиноватости и значительной неоднородностью карбонатных коллекторов [1, 14, 15]. Существенная часть перспективных объектов региона приурочена к древним рифейским и венд-кембрийским карбонатным отложениям, осложненным разломными зонами, кавернозностью и трапповыми интрузиями.

При строительстве скважин в подобных условиях наиболее распространенными осложнениями являются:

- интенсивные поглощения бурового раствора;
- нарушение устойчивости стенок ствола;
- прихваты бурового инструмента;
- кавернообразование;
- газонефтеводопроявления.

Возникновение осложнений приводит к росту непроизводительного времени, увеличению стоимости строительства скважин и снижению эффективности буровых работ.

Дополнительную сложность создает высокая неоднородность породного массива. В пределах одного разреза могут одновременно присутствовать:

- твердые карбонатные породы;
- трещиноватые интервалы;



- мягкие глинистые прослои;
- соленосные отложения;
- кавернозные зоны.

Подобные условия существенно осложняют выбор оптимальной технологии бурения и требуют адаптивного управления параметрами циркуляции и давления.

В ряде исследований отмечается, что применение традиционных буровых растворов в условиях интенсивной трещиноватости сопровождается значительными потерями циркуляции и ухудшением устойчивости ствола скважины [17, 18]. В связи с этим все большее распространение получают технологии бурения с пониженным давлением, позволяющие снижать нагрузку на пласт и уменьшать вероятность осложнений [22].

### Пневмоударное бурение

На рис. 2 представлена принципиальная схема пневмоударного бурения. Здесь показаны компрессорное оборудование, бурильная колонна, пневмоударный механизм и направление движения рабочего агента.

Пневмоударное бурение основано на ударно-вращательном механизме разрушения породы и наиболее эффективно при проходке твердых трещиноватых карбонатных интервалов. Использование ударного воздействия позволяет

повышать механическую скорость проходки и улучшать разрушение прочных пород [8, 9, 21, 23].

Основным преимуществом пневмоударного бурения является высокая эффективность разрушения твердых и абразивных пород. Дополнительным преимуществом технологии является снижение объема жидкой фазы в системе циркуляции, что может способствовать уменьшению интенсивности поглощений бурового раствора.

Вместе с тем применение пневмоударных систем сопровождается рядом ограничений. Эффективность технологии существенно снижается:

- при высокой обводненности;
- при бурении мягких пород;
- в соленосных интервалах;
- при нестабильных стенках скважины.

Попадание жидкости в рабочую зону пневмоударника приводит к демпфированию ударных нагрузок и ухудшению разрушения породы. Кроме того, использование воздуха или азота сопровождается снижением гидростатического давления, что повышает вероятность возникновения газонефтеводопроявлений.

В табл. 2 представлены основные преимущества и ограничения пневмоударного бурения.

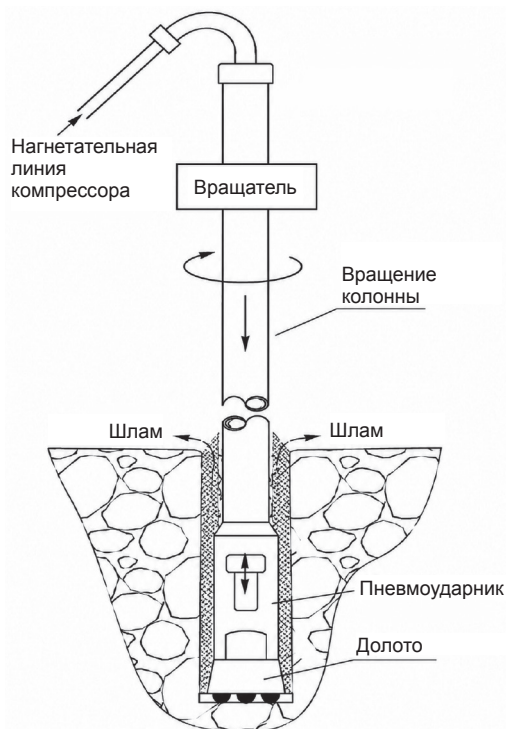


Рис. 2. Принципиальная схема пневмоударного бурения  
Fig. 2. Schematic diagram of pneumatic hammer drilling



**Таблица 2. Преимущества и ограничения пневмоударного бурения**  
**Table 2. Advantages and limitations of pneumatic hammer drilling**

| Параметр                  | Преимущество                               | Ограничение                             |
|---------------------------|--------------------------------------------|-----------------------------------------|
| Разрушение твердых пород  | Высокая скорость проходки                  | Снижение эффективности в мягких породах |
| Очистка забоя             | Эффективный вынос шлама                    | Зависимость от устойчивости циркуляции  |
| Потери циркуляции         | Снижение объема жидкой фазы                | Ограничения при высокой обводненности   |
| Гидростатическое давление | Возможность бурения с пониженным давлением | Повышенный риск газонефтеводопроявлений |

Пневмоударное бурение наиболее эффективно в твердых трещиноватых породах при относительно низкой обводненности. В условиях нестабильных пород и интенсивного притока пластовых флюидов применение технологии требует повышенного контроля параметров циркуляции и давления.

### **Аэрированные и пенные буровые системы**

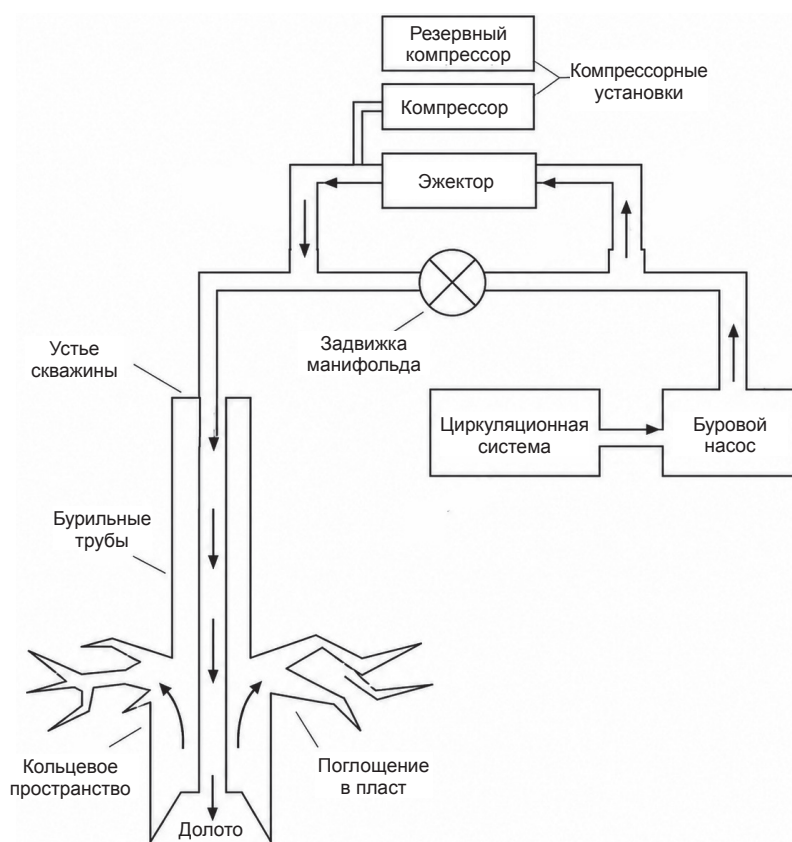
Одним из наиболее распространенных способов снижения потерь циркуляции является применение аэрированных и пенных буровых систем [3, 16, 24, 25]. Данные технологии осно-

ваны на снижении плотности бурового агента за счет введения газовой фазы, что позволяет уменьшать гидростатическое давление на пласт.

В качестве газовой фазы обычно используются:

- воздух;
- азот;
- газожидкостные смеси;
- пенные композиции.

На рис. 3 представлена схема бурения с использованием аэрированной промывочной системы, а также процессы подачи газожидкостной смеси и циркуляции бурового агента



**Рис. 3. Схема бурения с использованием аэрированной промывочной системы**  
**Fig. 3. Schematic diagram of drilling with an aerated drilling fluid system**



Применение аэрированных систем позволяет снижать эквивалентную плотность бурового раствора и уменьшать интенсивность потерь циркуляции. В ряде исследований отмечается повышение механической скорости проходки и сокращение непроизводительного времени при использовании газожидкостных систем [3, 20, 25].

Дополнительным преимуществом аэрированных технологий является снижение расхода бурового раствора и объема потребляемой воды.

Вместе с тем применение аэрированных и пенных систем сопровождается рядом ограничений. Основным фактором риска является вероятность возникновения газонефтеводопроявлений вследствие снижения гидростатического давления в стволе скважины. Кроме того, нарушение устойчивости газожидкостной смеси может приводить к ухудшению очистки забоя и неустойчивости гидродинамического режима.

Дополнительные осложнения возможны:

- при высокой обводненности;
- в нестабильных породах;
- в соленосных интервалах;
- при интенсивных притоках пластовых флюидов.

Сравнительная характеристика аэрированных и пенных буровых систем приведена в табл. 3.

Аэрированные и пенные системы наиболее эффективны в условиях интенсивных поглощений, где требуется снижение гидростатического давления на пласт. При этом устойчивость процесса бурения напрямую зависит от качества контроля параметров циркуляции и гидродинамического режима [24, 25].

### **Технологии бурения с управляемым давлением**

Технологии бурения с управляемым давлением (MPD) являются одним из наиболее

перспективных направлений развития осложненного бурения [4, 17, 19, 24, 26]. Основная задача MPD заключается в поддержании контролируемого давления в стволе скважины в пределах безопасного диапазона между пластовым давлением и давлением разрушения пород.

Особую эффективность технологии MPD демонстрируют в условиях:

- интенсивной трещиноватости;
- нестабильных пород;
- узкого диапазона допустимых давлений;
- высоких рисков газонефтеводопроявлений;
- зон частичных и полных поглощений.

Технологии MPD позволяют оперативно регулировать эквивалентную циркуляционную плотность и контролировать давление в кольцевом пространстве скважины. Это особенно важно при бурении неоднородных карбонатных коллекторов, где даже незначительные изменения гидродинамического режима могут приводить к осложнениям.

В ряде исследований отмечается, что применение MPD способствует:

- снижению непроизводительного времени;
- уменьшению количества осложнений;
- сокращению аварийно-восстановительных работ;
- повышению устойчивости процесса бурения [4, 17, 19, 24].

Вместе с тем применение MPD сопровождается высокой технологической сложностью и требует:

- специализированного оборудования;
- постоянного мониторинга давления;
- высокой квалификации персонала;
- оперативного управления параметрами циркуляции.

Дополнительным ограничением являются повышенные капитальные и эксплуатационные затраты, связанные с внедрением технологии.

Сравнительная оценка рассмотренных технологий бурения представлена в табл. 4.

**Таблица 3. Сравнение аэрированных и пенных буровых систем**  
**Table 3. Comparison of aerated and foam drilling systems**

| Параметр                            | Аэрированные системы | Пенные системы              |
|-------------------------------------|----------------------|-----------------------------|
| Снижение гидростатического давления | Высокое              | Высокое                     |
| Очистка забоя                       | Хорошая              | Высокая при стабильной пене |
| Работа в зонах поглощений           | Эффективна           | Эффективна                  |
| Работа в мягких породах             | Ограничена           | Ограничена                  |
| Риск газонефтеводопроявлений        | Повышенный           | Повышенный                  |
| Требования к контролю параметров    | Высокие              | Очень высокие               |



**Таблица 4. Сравнительная оценка технологий бурения**  
**Table 4. Comparative assessment of drilling technologies**

| Критерий                     | Пневмоударное бурение | Азрированные системы     | Технологии бурения с управляемым давлением |
|------------------------------|-----------------------|--------------------------|--------------------------------------------|
| Твердые карбонатные породы   | Высокая эффективность | Средняя эффективность    | Высокая эффективность                      |
| Зоны интенсивных поглощений  | Средняя эффективность | Высокая эффективность    | Высокая эффективность                      |
| Высокая обводненность        | Низкая эффективность  | Использование ограничено | Высокая эффективность                      |
| Контроль давления            | Ограниченный          | Средний                  | Максимальный                               |
| Риск газонефтеводопроявлений | Повышенный            | Повышенный               | Сниженный при корректной настройке         |
| Сложность технологии         | Средняя               | Высокая                  | Очень высокая                              |
| Стоимость внедрения          | Средняя               | Средняя                  | Высокая                                    |

Представленные данные показывают, что универсальной технологии бурения для всех геолого-технических условий не существует. Пневмоударное бурение наиболее эффективно при проходке твердых трещиноватых пород, азрированные системы – в условиях интенсивных поглощений, технологии MPD же обеспечивают наиболее высокий уровень контроля гидродинамического режима [22, 24, 27, 28].

#### **Обсуждение полученных результатов**

Проведенный анализ показывает, что эффективность технологий осложненного бурения определяется совокупностью геологических, гидродинамических и геомеханических факторов.

Пневмоударное бурение обеспечивает высокую механическую скорость проходки в твердых карбонатных породах, однако его применение ограничивается высокой обводненностью и нестабильными геомеханическими условиями. В подобных интервалах эффективность ударного механизма существенно снижается.

Азрированные и пенные системы позволяют уменьшать интенсивность поглощений и снижать гидростатическое давление на пласт. Вместе с тем применение газожидкостных систем требует постоянного контроля параметров циркуляции и повышенного внимания к вопросам предупреждения газонефтеводопроявлений [29].

Технологии MPD обладают наиболее широкими возможностями управления гидродинамическим режимом, однако сопровождаются высокой технологической сложностью и значи-

тельными затратами. Наибольшую эффективность MPD демонстрирует в условиях узкого диапазона допустимых давлений и повышенных рисков осложнений.

Сравнительный анализ показывает, что выбор технологии должен определяться не только механической скоростью проходки, но и следующими параметрами [30]:

- устойчивостью стенок скважины;
- вероятностью потерь циркуляции;
- рисками газонефтеводопроявлений;
- уровнем обводненности;
- экономической эффективностью применения технологии.

Пневмоударное бурение обеспечивает максимальную эффективность разрушения твердых пород, однако уступает технологиям MPD по уровню контроля гидродинамического режима. Азрированные системы занимают промежуточное положение, сочетая возможность снижения гидростатического давления с относительно меньшей стоимостью внедрения.

Дополнительной проблемой остается ограниченный объем опубликованных промысловых данных по объектам Восточной Сибири. Большинство исследований посвящено либо отдельным технологическим решениям, либо лабораторным и модельным исследованиям, что осложняет формирование универсальных инженерных рекомендаций.

В связи с этим дальнейшее развитие технологий осложненного бурения должно быть направлено на:

- совершенствование систем контроля давления;
- развитие комбинированных технологий бурения;



- повышение устойчивости газожидкостных систем;
- развитие цифрового мониторинга;
- накопление промысловых данных по объектам Восточной Сибири.

### Заключение

Выполненный сравнительный анализ современных технологий бурения показал, что строительство нефтегазовых скважин в тектонически нарушенных карбонатных коллекторах Восточной Сибири сопровождается комплексом осложнений, основными из которых являются интенсивные поглощения бурового раствора, нестабильность стенок ствола и газонефтеводопроявления.

Установлено, что эффективность технологий осложненного бурения определяется совокупностью геологических, гидродинамических и геомеханических факторов.

Пневмоударное бурение наиболее эффективно при проходке твердых трещиноватых карбонатных пород, однако его применение ограничивается высокой обводненностью, мягкими и соленосными интервалами, а также рисками нарушения устойчивости ствола скважины.

Аэрированные и пенные буровые системы позволяют снижать интенсивность потерь циркуляции и уменьшать гидростатическое давление на пласт, однако требуют постоянного контроля параметров циркуляции и повышен-

ного внимания к вопросам предупреждения газонефтеводопроявлений.

Технологии MPD обеспечивают наиболее высокий уровень контроля гидродинамического режима и наиболее эффективны в условиях узкого диапазона допустимых давлений и повышенных рисков осложнений. Вместе с тем их применение сопровождается высокой технологической сложностью и значительными затратами.

Показано, что универсальной технологии бурения для всех геолого-технических условий Восточной Сибири не существует. Наиболее эффективным подходом является адаптивный выбор технологических решений с учетом:

- степени трещиноватости пород;
- уровня обводненности;
- устойчивости стенок скважины;
- характера пластовых давлений;
- вероятности осложнений.

Перспективными направлениями дальнейших исследований являются:

- совершенствование технологий управляемого давления;
- развитие комбинированных систем бурения;
- повышение устойчивости газожидкостных растворов;
- развитие цифрового мониторинга;
- накопление промысловых данных по объектам Восточной Сибири.

### Список источников

1. Вахромеев А.Г., Сверкунов С.А., Иванишин В.М., Разяпов 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 Байкитской нефтегазоносной области // Геодинамика и тектонофизика. 2017. Т. 8. № 4. С. 903–921. DOI: 10.5800/GT-2017-8-4-0323. EDN: USDKNN.
2. Bourgoyne A.T., Millheim K.K., Chenevert M.E., Young F.S. Applied drilling engineering. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 1986. 502 p.
3. Lyons W.C., Guo B., Graham R.L., Hawley G.D. Air and gas drilling manual. Applications for oil and gas recovery wells and geothermal fluids recovery wells. Burlington: Gulf Professional Publishing, 2009. 776 p. DOI: 10.1016/B978-0-12-370895-3.X0001-6.
4. Managed pressure drilling / eds B. Rehm, J. Schubert, A. Haghsheenas, A.S., Paknejad J. Hughes. Houston: Gulf Publishing Company, 2008. 384 p.
5. Aadnøy B.S., Cooper I., Miska S., Mitchell R.F., Payne M.L. Advanced drilling and well technology. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2009. 842 p.
6. Fjaer E., Holt R.M., Horsrud P., Raaen A.M., Risnes R. Petroleum related rock mechanics. Amsterdam: Elsevier, 2008. 514 p.
7. Ma T., Chen P., Zhao J. Overview on vertical and directional drilling technologies for the exploration and exploitation of deep petroleum resources // Geomechanics and Geophysics for Geo-Energy and Geo-Resources. 2016. Vol. 2. P. 365–395. DOI: 10.1007/s40948-016-0038-y.
8. Teodoriu C., Falcone G., Moeck I. Use of downhole mud-driven hammer for geothermal drilling // Proceedings of 37th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering (Stanford, 30 January – 1 February 2012). Stanford: Stanford University, 2012. P. 1–10.
9. Rossi E., Jamali S., Wittig V., Saar M.O., von Rohr P.R. A combined thermo-mechanical drilling technology for deep geothermal and hard rock reservoirs // Geothermics. 2020. Vol. 85. P. 101771. DOI: 10.1016/j.geothermics.2019.101771.



10. Gaurina-Međimurec N., Pašić B., Mijić P., Medved I. Drilling fluid and cement slurry design for naturally fractured reservoirs // *Applied Sciences*. 2021. Vol. 11. Iss. 2. P. 767. DOI: 10.3390/app11020767.
11. Orun C.B., Akpabio J.U., Agwu O.E. Drilling fluid design for depleted zone drilling: an integrated review of laboratory, field, modelling and cost studies // *Geoenergy Science and Engineering*. 2023. Vol. 226. P. 211706. DOI: 10.1016/j.geoen.2023.211706.
12. Salimi S., Ghalambor A. Experimental study of formation damage during underbalanced-drilling in naturally fractured formations // *Energies*. 2011. Vol. 4. Iss. 10. P. 1728–1747. DOI: 10.3390/en4101728.
13. Weijermars R., Wang J., Pham T. Borehole failure mechanisms in naturally fractured formations // *Rock Mechanics and Rock Engineering*. 2022. Vol. 55. P. 3001–3022. DOI: 10.1007/s00603-021-02678-7.
14. Гладков Е.А., Ширибон А.А., Карпова Е.Г. Пути решения проблем, возникающих при бурении скважин в Восточной Сибири // *Бурение и нефть*. 2015. № 4. С. 42–45. EDN: TVPTKF.
15. Тузов Е.В. Проблематика бурения скважин в интервале трапповой интрузии на Среднеботуобинском месторождении // *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. 2021. № 2. С. 18–24. DOI: 10.33285/0130-3872-2021-2(338)-18-24. EDN: TSZGQL.
16. Жданов И.И., Агеев М.М. Применение азрированных буровых растворов при строительстве скважин на депрессии // *Прогрессивные научные исследования – основа современной инновационной доктрины: сборник статей Междуна. науч.-практ. конф. (г. Киров, 25 ноября 2022 г.)*. Уфа: Изд-во ООО «Аэтерна», 2022. С. 57–64. EDN: YCVHMO.
17. Зайцев В.И., Карпиков А.В. Бурение скважин с комбинированным регулированием давления // *Науки о Земле и недропользование*. 2022. Т. 45. № 1. С. 60–72. DOI: 10.21285/2686-9993-2022-45-1-60-72. EDN: AMYOAG.
18. Ташкевич И.Д., Вахромеев А.Г., Сверкунов С.А., Буглов Н.А., Карпиков А.В. Изоляция полного поглощения при бурении нефтяных и газовых скважин за счет достижения гидродинамического баланса // *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. 2020. № 11. С. 17–22. DOI: 10.33285/0130-3872-2020-11(335)-17-22. EDN: YQTXWT.
19. 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 на море*. 2019. № 9. С. 5–12. DOI: 10.30713/0130-3872-2019-9-5-12. EDN: TTNVTO.
20. Заливин В.Г. Эффективные технологии применения отверждаемых пен при креплении скважин // *Науки о Земле и недропользование*. 2019. Т. 42. № 4. С. 511–528. DOI: 10.21285/2686-9993-2019-42-4-511-528. EDN: WLUTHI.
21. McLean M.R., Addis M.A. Wellbore stability analysis: a review of current methods of analysis and their field application // *Proceedings of the IADC/SPE Drilling Conference (Houston, 27 February – 2 March 1990)*. Houston, 1990. P. SPE-19941-MS. DOI: 10.2118/19941-MS.
22. *Fundamentals of numerical reservoir simulation* / ed. D.W. Peaceman. Amsterdam: Elsevier, 1977. 176 p. DOI: 10.1016/S0376-7361(08)X7013-X.
23. Guo B., Lyons W.C., Ghalambor A. *Petroleum production engineering: a computer-assisted approach*. Oxford: Gulf Professional Publishing, 2007. 288 p. DOI: 10.1016/B978-0-7506-8270-1.X5000-2.
24. Renpu W. *Advanced well completion engineering*. Amsterdam: Gulf Professional Publishing, 2011. 715 p. DOI: 10.1016/C2010-0-66820-9.
25. Satter A., Iqbal G., Buchwalter J. *Practical enhanced reservoir engineering: assisted with simulation software*. Tulsa: PennWell Publishing, 2008. 688 p.
26. *Well cementing* / eds E.B. Nelson, D. Guillot. Schlumberger: Sugar Land, 2006. 773 p.
27. Smith M.B., Montgomery C. *Hydraulic fracturing*. Boca Raton: CRC Press, 2015. 812 p. DOI: 10.1201/b16287.
28. Van Golf-Racht T.D. *Fundamentals of fractured reservoir engineering*. Amsterdam: Elsevier, 1982. 710 p. DOI: 10.1016/S0376-7361(08) X7018-9.
29. Lee J., Wattenbarger R.A. *Gas reservoir engineering*. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 1996. 349 p. DOI: 10.2118/9781555630737.
30. Joshi S.D. *Horizontal well technology*. Tulsa: PennWell Publishing Company, 1991. 535 p.

## References

1. 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 Baikit petroliferous district. *Geodynamics & Tectonophysics*. 2017;8(4):903-921. (In Russ.). DOI: 10.5800/GT-2017-8-4-0323. EDN: USDKNN.
2. Bourgoyne A.T., Millheim K.K., Chenevert M.E., Young F.S. *Applied drilling engineering*. Richardson: Society of Petroleum Engineers; 1986, 502 p.
3. Lyons W.C., Guo B., Graham R.L., Hawley G.D. *Air and gas drilling manual. Applications for oil and gas recovery wells and geothermal fluids recovery wells*. Burlington: Gulf Professional Publishing; 2009, 776 p. DOI: 10.1016/B978-0-12-370895-3.X0001-6.
4. Rehm B., Schubert J., Haghshenas A., Paknejad A.S., Hughes J. *Managed pressure drilling*. Houston: Gulf Publishing Company; 2008, 384 p.
5. Aadnøy B.S., Cooper I., Miska S., Mitchell R.F., Payne M.L. *Advanced drilling and well technology*. Richardson: Society of Petroleum Engineers; 2009, 842 p.



6. Fjaer E., Holt R.M., Horsrud P., Raaen A.M., Risnes R. *Petroleum related rock mechanics*. Amsterdam: Elsevier; 2008, 514 p.
7. Ma T., Chen P., Zhao J. Overview on vertical and directional drilling technologies for the exploration and exploitation of deep petroleum resources. *Geomechanics and Geophysics for Geo-Energy and Geo-Resources*. 2016;2:365-395. DOI: 10.1007/s40948-016-0038-y.
8. Teodoru C., Falcone G., Moeck I. Use of downhole mud-driven hammer for geothermal drilling. *Proceedings of 37th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*. 30 January – 1 February 2012, Stanford. Stanford: Stanford University; 2012, P. 1-10.
9. Rossi E., Jamali S., Wittig V., Saar M.O., von Rohr P.R. A combined thermo-mechanical drilling technology for deep geothermal and hard rock reservoirs. *Geothermics*. 2020;85:101771. DOI: 10.1016/j.geothermics.2019.101771.
10. Gaurina-Medimurec N., Pašić B., Mijić P., Medved I. Drilling fluid and cement slurry design for naturally fractured reservoirs. *Applied Sciences*. 2021;11(2):767. DOI: 10.3390/app11020767.
11. Orun C.B., Akpabio J.U., Agwu O.E. Drilling fluid design for depleted zone drilling: an integrated review of laboratory, field, modelling and cost studies. *Geoenergy Science and Engineering*. 2023;226:211706. DOI: 10.1016/j.geoen.2023.211706.
12. Salimi S., Ghalambor A. Experimental study of formation damage during underbalanced-drilling in naturally fractured formations. *Energies*. 2011;4(10):1728-1747. DOI: 10.3390/en4101728.
13. Weijermars R., Wang J., Pham T. Borehole failure mechanisms in naturally fractured formations. *Rock Mechanics and Rock Engineering*. 2022;55:3001-3022. DOI: 10.1007/s00603-021-02678-7.
14. Gladkov E.A., Sheribon A.A., Karpova E.G. Ways solutions of the problems encountered during drilling in Eastern Siberia. *Burenie i Neft*. 2015;4:42-45. (In Russ.). EDN: TVPTKF.
15. Tuzov E.V. Problems of wells drilling in the interval of trap intrusion at the Srednebotuobinskoye field. *Stroitel'stvo neftyanykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more*. 2021;2:18-24. (In Russ.). DOI: 10.33285/0130-3872-2021-2(338)-18-24. EDN: TSZGQL.
16. Zhdanov I.I., Ageev M.M. Use of aerated drilling fluids during underbalanced well construction. *Progressive scientific research – basis of modern innovation doctrine: collected articles of the International scientific and practical conference*. 25 November 2022, Kirov. Ufa: Aeterna LLC; 2022, p. 57-64. (In Russ.). EDN: YCVHMO.
17. Zaitsev V.I., Karpikov A.V. Well drilling with combined pressure control. *Earth sciences and subsoil use*. 2022;45(1):60-72. (In Russ.). DOI: 10.21285/2686-9993-2022-45-1-60-72. EDN: AMYOAG.
18. Tashkevich I.D., Vakhromeev A.G., Svergunov S.A., Buglov N.A., Karpikov A.V. Isolation of total absorption when drilling oil and gas wells by achieving a hydrodynamic balance. *Stroitel'stvo neftyanykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more*. 2020;11:17-22. (In Russ.). DOI: 10.33285/0130-3872-2020-11(335)-17-22. EDN: YQTXWT.
19. Vahromeev A.G., Ivanishin V.M., Akchurin R. Kh., Svergunov 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 na more*. 2019;9:5-12. (In Russ.). DOI: 10.30713/0130-3872-2019-9-5-12. EDN: TTNVTO.
20. Zalivin V.G. Effective technologies for the use of hardenable foams in well plugging. *Earth sciences and subsoil use*. 2019;42(4):511-528. (In Russ.). DOI: 10.21285/2686-9993-2019-42-4-511-528. EDN: WLUTHI.
21. McLean M.R., Addis M.A. Wellbore stability analysis: a review of current methods of analysis and their field application. *Proceedings of the IADC/SPE Drilling Conference*. 27 February – 2 March 1990, Houston. Houston; 1990, p. SPE-19941-MS. DOI: 10.2118/19941-MS.
22. Peaceman D.W. *Fundamentals of numerical reservoir simulation*. Amsterdam: Elsevier; 1977, 176 p. DOI: 10.1016/S0376-7361(08)X7013-X.
23. Guo B., Lyons W.C., Ghalambor A. *Petroleum production engineering: a computer-assisted approach*. Oxford: Gulf Professional Publishing; 2007, 288 p. DOI: 10.1016/B978-0-7506-8270-1.X5000-2.
24. Renpu W. *Advanced well completion engineering*. Amsterdam: Gulf Professional Publishing; 2011, 715 p. DOI: 10.1016/C2010-0-66820-9.
25. Satter A., Iqbal G., Buchwalter J. *Practical enhanced reservoir engineering: assisted with simulation software*. Tulsa: PennWell Publishing; 2008, 688 p.
26. Nelson E.B., Guillot D. *Well cementing*. Schlumberger: Sugar Land; 2006, 773 p.
27. Smith M.B., Montgomery C. *Hydraulic fracturing*. Boca Raton: CRC Press; 2015, 812 p. DOI: 10.1201/b16287.
28. Van Golf-Racht T.D. *Fundamentals of fractured reservoir engineering*. Amsterdam: Elsevier; 1982, 710 p. DOI: 10.1016/S0376-7361(08)X7018-9.
29. Lee J., Wattenbarger R.A. *Gas reservoir engineering*. Richardson: Society of Petroleum Engineers; 1996, 349 p. DOI: 10.2118/9781555630737.
30. Joshi S.D. *Horizontal well technology*. Tulsa: PennWell Publishing Company; 1991, 535 p.



### Информация об авторах / Information about the authors



**Ярошук Илья Александрович**,  
аспирант,  
Институт недропользования,  
Иркутский национальный исследовательский технический университет,  
г. Иркутск, Российская Федерация,  
✉ [ilya.yaroshuk@yandex.ru](mailto:ilya.yaroshuk@yandex.ru)  
<https://orcid.org/0009-0000-3955-8501>  
**Ilya A. Yaroshchuk**,  
Postgraduate Student,  
Institute of Subsoil Use,  
Irkutsk National Research Technical University,  
Irkutsk, Russian Federation,  
✉ [ilya.yaroshuk@yandex.ru](mailto:ilya.yaroshuk@yandex.ru)  
<https://orcid.org/0009-0000-3955-8501>



**Панфилов Владимир Юрьевич**,  
аспирант,  
Институт недропользования,  
Иркутский национальный исследовательский технический университет,  
г. Иркутск, Российская Федерация,  
[panfilov\\_vu@mai.ru](mailto:panfilov_vu@mai.ru)  
<https://orcid.org/0009-0004-1248-5567>  
**Vladimir Yu. Panfilov**,  
Postgraduate Student,  
Institute of Subsoil Use,  
Irkutsk National Research Technical University,  
Irkutsk, Russian Federation,  
[panfilov\\_vu@mai.ru](mailto:panfilov_vu@mai.ru)  
<https://orcid.org/0009-0004-1248-5567>



**Пушмин Павел Сергеевич**,  
кандидат технических наук,  
доцент кафедры нефтегазового дела,  
Институт недропользования,  
Иркутский национальный исследовательский технический университет,  
г. Иркутск, Российская Федерация,  
[pps@ex.istu.edu](mailto:pps@ex.istu.edu)  
<https://orcid.org/0000-0001-5127-849X>  
**Pavel S. Pushmin**,  
Ph.D. in Engineering,  
Associate Professor of the Department of Oil and Gas Engineering,  
Institute of Subsoil Use,  
Irkutsk National Research Technical University,  
Irkutsk, Russian Federation,  
[pps@ex.istu.edu](mailto:pps@ex.istu.edu)  
<https://orcid.org/0000-0001-5127-849X>

### Вклад авторов / Contribution of the authors

И.А. Ярошук – разработка концепции, формальный анализ, написание черновика рукописи.  
В.Ю. Панфилов – разработка концепции, формальный анализ, написание черновика рукописи.  
П.С. Пушмин – научное руководство, редактирование рукописи.  
Ilya A. Yaroshchuk – conceptualization, formal analysis, writing – original draft.  
Vladimir Yu. Panfilov – conceptualization, formal analysis, writing – original draft.  
Pavel S. Pushmin – supervision, writing – editing.

### Конфликт интересов / Conflict of interests

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.  
The authors declare no conflict 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 05.02.2026; одобрена после рецензирования 14.07.2026; принята к публикации 12.08.2026.

The article was submitted 05.02.2026; approved after reviewing 14.07.2026; accepted for publication 12.08.2026.