УДК 622.244.5

ОПРЕДЕЛЕНИЕ СТЕПЕНИ НАСЫЩЕНИЯ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ ИНЕРТНЫМ ГАЗОМ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ВЕЛИЧИНЫ ТРЕБУЕМОЙ ДЕПРЕССИИ И ПРОФИЛЯ СКВАЖИНЫ

♦♦♦♦♦

DETERMINATION OF THE DEGREE OF INERT GAS SATURATION OF THE DRILLING FLUID BASED ON THE REQUIRED PRESSURE DRAWDOWN AND THE WELL PROFILE

Тихонов Евгений Владимирович
технический директор отдела буровых растворов
ООО «БУРСЕРВИС»
evgeny.tikhonov@internet.ru

Аннотация. В статье выполнено определение степени насыщения промывочной жидкости инертным газом в зависимости от величины требуемой депрессии и профиля скважины. Определены показатели и параметры перед началом работ по бурению при отрицательном дифференциальном давлении. Описана методика определения оптимальной степени газонасыщения промывочной жидкости, позволяющая учитывать различные факторы при проектировании технологических режимов вскрытия продуктивных пластов в условиях депрессии.

Ключевые слова: степень насыщения промывочной жидкости инертным газом; оптимальный режим промывки в условиях депрессии; минимальная скорость восходящего потока жидкой фазы; возникновения отрицательного дифференциального давления; совместимость жидкости с пластовым флюидом; вскрытие продуктивных пластов в условиях депрессии; зависимость забойного давления от режимов промывки скважины.

Tikhonov Evgeny Vladimirovich
Technical Director of the Drilling Fluids Department of «BURSERVICE» LLC
evgeny.tikhonov@internet.ru

Annotation. The article determines the degree of inert gas saturation of the drilling fluid based on the required pressure drawdown and the well profile. Key indicators and parameters are established for drilling operations conducted under negative differential pressure. A methodology is described for determining the optimal gas saturation level of the drilling fluid, enabling the consideration of various factors when designing operational procedures for penetrating productive formations under drawdown conditions.

Keywords: degree of inert gas saturation of the circulation fluid; optimal circulation mode under underbalanced conditions; minimum upward flow velocity of the liquid phase; occurrence of negative differential pressure; fluid compatibility with formation fluid; penetration of productive formations under underbalanced conditions; dependence of bottomhole pressure on well circulation modes.

Зачастую, ввиду сложных геолого-технических условий в скважинах, для обеспечения требуемого уровня забойного динамического давления необходимо применение облегчённых газифицированных промывочных жидкостей. Для газификации жидкостной системы может быть применён целый ряд методов, основной целью которых является снижение эффективной плотности промывочной жидкости.

При выборе оптимального режима промывки в условиях депрессии руководствуются следующими основными принципами:

1) забойное циркуляционное давление должно быть меньше пластового давления;

2) минимальная скорость восходящего потока жидкой фазы газожидкостной смеси в затрубном пространстве должна быть достаточной, чтобы обеспечить эффективный вынос шлама на поверхность;

3) количество жидкости, проходящей через забойный двигатель, должно быть достаточным для обеспечения его работы и передачи необходимого вращающего момента на долото.

Поскольку сжимаемость газов выше сжимаемости жидкостей, доля жидкости в облёгченном буровом растворе будет изменяться по мере движения потока вниз по бурильной колонне и вверх по кольцевому пространству. По мере повышения давления объёмная и эффективная плотность жидкости будут возрастать. Согласно закону Бойля, объём любой массы газа обратно пропорционален его давлению, поэтому по мере продвижения газа вверх по кольцевому пространству он подвергается воздействию отрицательного дифференциального давления, позволяющего газу расширяться.

При бурении с применением сжимаемых флюидов (буровых растворов) их плотность варьируется между плотностью чистой жидкости и чистого газа. Это метод, при котором один или несколько наиболее широко применяемых циркулирующих флюидов (вода или раствор) насыщаются или заменяются газами с высокой степенью сжимаемости. Газ выполняет большую часть функций бурового раствора, которые сводятся к охлаждению долота и выносу на поверхность бурового шлама из ствола скважины.

Структура и свойства указанных буровых растворов в значительной мере зависят от относительных объёмов газа и жидкости, т.е. от степени газонасыщения промывочной жидкости инертным газом.

Применение в процессе бурения сжимаемого флюида ограничивается специфическим набором условий, связанных с особенностями литологического и порового давления, и осуществляется в тех случаях, когда может быть достигнута значительная экономия времени бурения и денежных средств, несмотря на потребность в дополнительном оборудовании. В качестве сжимаемого флюида применяются азот, природный газ, выхлопной газ или другие газы.

Азот, безусловно, является наиболее распространённым газом, применяемым в настоящее время для снижения массы циркулирующего столба флюида в процессе бурения на депрессии. Азот нетоксичен, не горюч и не вызывает коррозии, он мало растворим в углеводородах и ещё менее в воде, а также совместим практически с любым флюидом, применяемым при производстве буровых работ. Кроме того, азот не имеет тенденции к образованию гидратных комплексов или эмульсий. Известно, что атмосферный воздух состоит из следующих компонентов: азот – 78,03 %; кислород – 20,93 %; аргон – 0,93 % и прочие газы – 0,11 %; поэтому азот, применяемый при бурении скважин, обычно извлекается посредством процесса разделения атмосферного воздуха на молекулы азота и кислорода через мембранную систему или за счёт фракционной перегонки.

Для обеспечения возникновения отрицательного дифференциального давления в стволе скважины необходим промежуток времени для регулирования исходного притока углеводородов в ствол скважины и стабилизации системы циркуляции. Перед началом работ по бурению при отрицательном дифференциальном давлении необходимо определить следующие показатели и параметры:

- выбрать тип нагнетаемого флюида;
- определить оптимальное значение степени газонасыщения промывочной жидкости;
- выбрать метод нагнетания и порядок управления режимными параметрами на поверхности.

При выборе типа жидкой фазы руководствуются следующими основными принципами и требованиями:

- совместимость жидкости с пластовым флюидом, который может поступать в скважину;
- технологические характеристики образуемой дисперсной системы должны удовлетворять выбранному режиму промывки скважины.

Оптимальный выбор жидкости зависит от конкретных пластовых условий на объекте, как, например, тип пласта, механизм вытеснения, давление, заданный уровень депрессии. Регулирование забойного давления, главным образом, обеспечивается за счёт выбора типов и соотношений нагнетаемых жидкостей и газов.

Для выбора режима промывки необходимо определить степень газонасыщения промывочной жидкости при условии создания требуемого уровня депрессии на вскрываемый пласт, обеспечения стабильной работы забойного двигателя и качественной очистки ствола скважины от шлама.

С целью решения этих задач нами разработана методика определения оптимальной степени газонасыщения промывочной жидкости, позволяющая учитывать вышеизложенные факторы при проектировании технологических режимов вскрытия продуктивных пластов в условиях депрессии.

Существующие методы, применяемые для прогнозирования градиента давления, можно классифицировать как эмпирические корреляции или механистические модели, используя которые представляется возможным прогнозировать изменение забойного давления в зависимости от типа профиля скважины (вертикальные, наклонно-направленные и горизонтальные).

Прогнозирование снижения давления для одновременного течения многофазной системы в стволе скважины является крайне сложным процессом. Наиболее важную сторону многофазного течения представляет изменение физического распределения фаз в кольцевом пространстве, что обозначается общим термином «структура потока» или «режим течения». При многофазном течении по стволу структура потока зависит от относительных значений сил, действующих на флюид: плавучести, турбулентности, инерции и поверхностного натяжения, изменяющихся по мере величины расхода жидкости, диаметра труб, угла наклона ствола скважины и физических характеристик флюида.

Ниже приведён фрагмент расчёта степени газификации промывочной жидкости для статических условий, исходя из следующего соотношения:

$$G_{газа}^{ст} = \frac{10{,}2 \cdot \left(P_{заб} - P_{уст}^{ст} - \rho_{ж} \cdot g \cdot H \cdot 10^{-6}\right)}{10^{-4} \cdot \left[\rho_{газа} \cdot H - 36 \cdot \left(T_{ср} + 273{,}15\right) \cdot \ln\left(\frac{P_{заб}}{P_{уст}}\right)\right]}, \ \frac{\text{ст.м}^3 \text{ азота}}{\text{м}^3 \text{ жидкости}}, \quad (1)$$

где $G_{газа}^{ст}$ – расход газа (азота) в стандартных условиях (P_0 = 1,033 кгс/см^2; T = 20 °С); $P_{заб}$ – забойное давление (устанавливается, исходя из требуемой величины депрессии), МПа; $P_{уст}^{ст}$ – давление на устье герметизированной скважины, МПа; $\rho_{ж}$ – плотность исходной жидкости, кг/м^3; g – ускорение свободного падения, м/с^2; H – глубина скважины, м; $\rho_{газа}$ – плотность газа (азота) в стандартных условиях, кг/м^3; $T_{ср}$ – средняя температура по стволу, °С.

Следует иметь в виду, что после остановки циркуляции избыточное давление $P_{уст}^{ст}$ возрастёт на величину:

$$P_{уст}^{ст} = P_{уст}^{дин} + \Delta P_{деп} + \Delta P_{тр}, \quad (2)$$

где $\Delta P_{деп}$ – депрессия на пласт; $\Delta P_{тр}$ – гидродинамические сопротивления в кольцевом пространстве.

Расчёты степени газонасыщения позволяют построить графики зависимости изменения забойного давления при различных вариантах режимов промывки скважины, что даёт возможность прогнозировать потребное количество технических средств и оборудования (азотные станции, насосный блок). Пример построенных зависимостей представлен на рисунке 1.

Общее забойное давление для многофазного течения складывается из следующих основных компонентов:

- давления гидростатического столба газожидкостной смеси;
- избыточного давления на устье при промывке скважины;
- давления в результате потерь напора от трения в трубах;
- давления в результате ускорения или изменения кинетической энергии многофазного флюида.

Давление в результате подъёма флюида является функцией плотности смеси многофазного флюида и может быть рассчитано по уравнению для многофазной смеси, допуская проскальзывание флюидов в верхней части. По рекомендациям Международной конференции буровых подрядчиков по проблеме бурения на депрессии избыточное давление на устье ($P_{уст}^{дин}$) при промывке скважины не следует превышать

более 5–10 кгс/см^2. Давление в результате потерь напора от трения в трубах требует оценки коэффициента трения при многофазном течении, а давление в результате ускорения потока зачастую ничтожно мало и игнорируется в основной массе расчётов, кроме случаев с высокоскоростным течением или в случае наличия сжимаемой фазы при низком давлении, как, например, в газлифтных скважинах на устье. Давление, вызываемое высотой столба смеси флюидов, составляет наиболее значительную часть общего давления, кроме случаев с высокой скоростью течения, когда потери давления при ускорении могут быть очень велики.

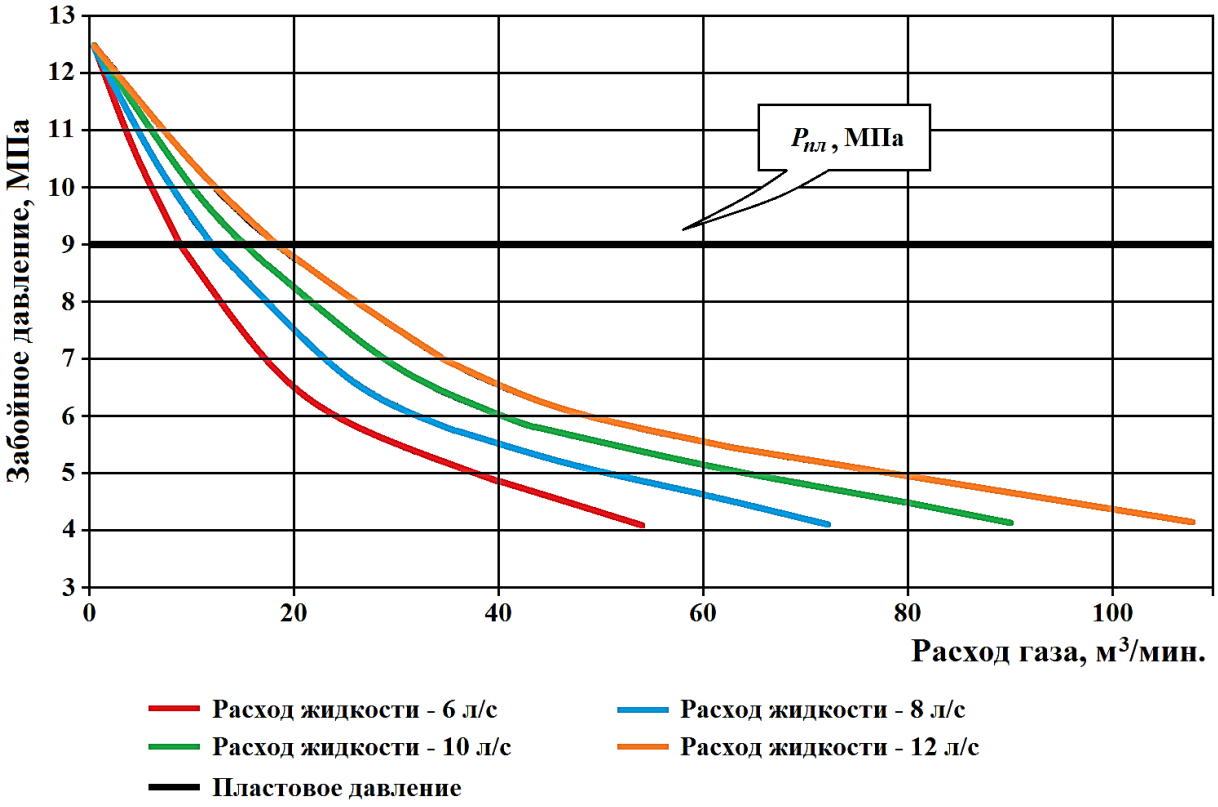


Рисунок 1 – Зависимость забойного давления от режимов промывки скважины

Данная методика использовалась при разработке проектов регламентов и выборе оптимальных режимов промывки при вскрытии продуктивных пластов в условиях депрессии на месторождениях ряда нефтяных компаний. Для подтверждения теоретических расчётов степени газонасыщения перед вскрытием пласта произведён ряд промысловых экспериментов. Для этого в скважину спустили компоновку, включающую два контейнера с дублирующими друг друга глубинными манометрами «Микон-107». Осуществили перевод скважины на товарную нефть с плотностью 870 кг/м^3 и произвели промывку скважины на различных режимах по два цикла на каждом режиме.

На рисунке 2 представлена динамика изменения забойного давления в реальном времени в зависимости от степени насыщения промывочной жидкости, т.е. соотношения жидкой и газообразной фаз при различных режимах промывки.

При проведении промысловых испытаний технологии вскрытия продуктивных пластов в условиях депрессии получены величины с высокой степенью сходимости с прогнозируемыми показателями.

Проведённый промысловый эксперимент подтвердил правильность выбранного режима промывки, что позволило приступить к вскрытию продуктивного пласта с режимом промывки – 6 л/с по жидкости и 15 м^3/мин. по азоту с обеспечением степени газонасыщения величиной 41,7 ст. м^3 азота / 1 м^3 нефти.

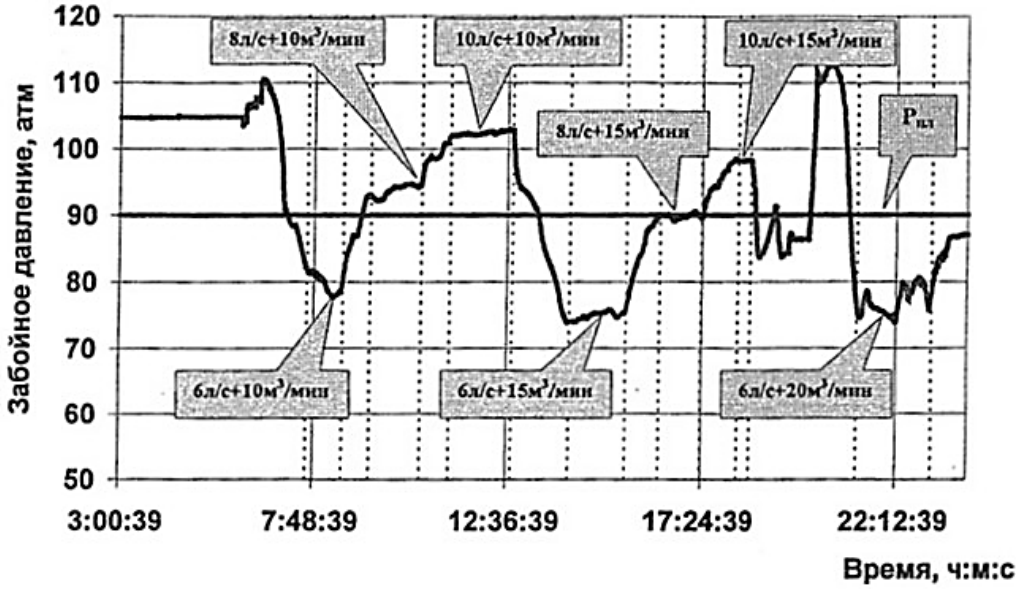


Рисунок 2 – Динамика изменения забойного давления в зависимости от степени газонасыщения промывочной жидкости и режима промывки

Результаты выполненных исследований показали, что данная методика во многом упрощает процесс выбора режимных параметров для осуществления вскрытия продуктивного пласта в пределах заданной величины забойного давления. При этом обеспечивается экономия времени и материальных средств вследствие исключения или значительного сокращения этапов промысловых испытаний по подбору оптимального значения соотношения газовой и жидкой фаз методом проб и ошибок.

Литература

1. Двойников М.В. Обоснование возможности и оценка эффективности применения технологии бурения скважин на депрессии с регулируемым давлением / М.В. Двойников, Н.Ю. Кузнецова, Я.Д. Минаев // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2021. – № 9(345). – С. 5–9. DOI: 10.33285/0130-3872-2021-9(345)-5-9
2. Квеско Н.Г. Бурение на депрессии – перспективный метод вскрытия продуктивных пластов для обеспечения максимальной производительности скважин / Н.Г. Квеско, А.А. Харитонов // Академический журнал Западной Сибири. – 2014. – Т. 10. – № 4(53). – 17 с.
3. Коба Е.М. Бурение на депрессии с применением азота / Е.М. Коба, А.Е. Анашкина // Нефть и газ Западной Сибири: материалы Международной научно-технической конференции (02-03 ноября 2017 года, г. Тюмень). – Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2017. – С. 68–71.
4. Мишин С.А. Бурение скважин на депрессии / С.А. Мишин, Р.Х. Туктаров, В.Н. Коньков // Интервал. Передовые нефтегазовые технологии. – 2008. – № 7(126). – С. 10–12.
5. Современные технологии вскрытия трещиноватых карбонатных пород-коллекторов на депрессии при бурении горизонтальных скважин / Д.Г. Подопригора [и др.] // Нефть, газ, промышленность. – 2014. – № 1(51). – С. 20–25.
6. Савенок О.В. Разработка принципов, методов и технологий ресурсосбережения для нефтедобычи с учётом комплекса факторов // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2013. – № S46. – С. 3–60.
7. Бурение на депрессии в сложных горно-геологических условиях Восточной Сибири / С.А. Сверкунов [и др.] // Геология, поиски и разведка полезных ископаемых и методы геологических исследований: материалы Всероссийской научно-практической конференции «Геонауки – 2019» (24-26 апреля 2019 года, г. Иркутск). – Иркутск : Иркутский национальный исследовательский технический университет, 2019. – С. 30–34.
8. Соболева Т.И. Опыт и перспективы применения технологии вскрытия продуктивных пластов на депрессии / Т.И. Соболева, Е.В. Соболева // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2015. – № 11. – С. 62–70.
9. Тагиров К.М. Бурение скважин в условиях депрессии на пласт / К.М. Тагиров, В.И. Нифантов, А.Н. Гноевых // Наука и технология углеводородов. – 2000. – № 6. – С. 60–65.
10. Тамамянц Т.Л. Выбор допустимой величины депрессии и степени аэрации промывочной жидкости для заданных горно-геологических условий // Бурение и нефть. – 2008. – № 11. – С. 32–35.

11. Тихонов Е.В. Анализ проблем бурения скважин и вскрытия нефтегазовых пластов в осложнённых условиях // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2023. – № 4. – С. 206–222.
12. Тихонов Е.В. Подбор рецептур бурового раствора для устранения и предотвращения осложнений при бурении скважин в условиях вечной мерзлоты // Булатовские чтения. – 2024. – Т. 1. – С. 314–320.
13. Тихонов Е.В. Основные направления снижения стоимости буровых работ и капитального ремонта скважин / Е.В. Тихонов, Л.Г. Кусова; Под редакцией Р.В. Агиней // СЕВЕРГЕОЭКОТЕХ – 2025: материалы XXVI Международной молодёжной научной конференции (27–28 марта 2025 года, г. Ухта) : в 2 ч. – Ухта : Ухтинский государственный технический университет, 2025. – Ч. 2. – С. 151–156.
14. Тихонов Е.В. Анализ изменения плотности нагнетаемой в скважину аэрированной жидкости / Е.В. Тихонов, Л.Г. Кусова // Инженер-нефтяник. – 2025. – № 2. – С. 50–52.
15. Шмончева Е.Е. Исследование преимуществ способа бурения на депрессии с целью применения его на месторождениях Вьетнама / Е.Е. Шмончева, Д.Д. Нго // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 3. – С. 338–340.

References

1. Dvoynikov M.V. Justification of the feasibility and assessment of the efficiency of using underbalanced drilling technology with pressure control / M.V. Dvoynikov, N.Yu. Kuznetsova, Ya.D. Minaev // Construction of Oil and Gas Wells Onshore and Offshore. – 2021. – № 9(345). – P. 5–9. DOI: 10.33285/0130-3872-2021-9(345)-5-9
2. Kvesko N.G. Underbalanced drilling as a promising method for penetrating productive formations to ensure maximum well productivity / N.G. Kvesko, A.A. Kharitonov // Academic Journal of Western Siberia. – 2014. – Vol. 10. – № 4(53). – 17 p.
3. Koba E.M. Underbalanced Drilling Using Nitrogen / E.M. Koba, A.E. Anashkina // Oil and Gas of Western Siberia: Proceedings of the International Scientific and Technical Conference (November 2–3, 2017, Tyumen). – Tyumen : Industrial University of Tyumen, 2017. – P. 68–71.
4. Mishin S.A. Underbalanced Well Drilling / S.A. Mishin, R.Kh. Tuktarov, V.N. Konkov // Interval. Advanced Oil and Gas Technologies. – 2008. – № 7(126). – P. 10–12.
5. Modern technologies for penetrating fractured carbonate reservoir rocks under underbalanced conditions during horizontal well drilling / D.G. Podoprigora [et al.] // Oil, Gas, Industry. – 2014. – № 1(51). – P. 20–25.
6. Savenok O.V. Development of principles, methods, and technologies for resource conservation in oil production, accounting for a complex set of factors // Mining Informational and Analytical Bulletin (scientific and technical journal). – 2013. – № S46. – P. 3–60.
7. Underbalanced drilling in complex geological conditions of Eastern Siberia / S.A. Sverkunov [et al.] // Geology, Prospecting and Exploration of Mineral Deposits, and Methods of Geological Research: Proceedings of the All-Russian Scientific and Practical Conference «Geosciences – 2019» (April 24–26, 2019, Irkutsk). – Irkutsk : Irkutsk National Research Technical University, 2019. – P. 30–34.
8. Soboleva T.I. Experience and prospects for the application of underbalanced drilling technology for penetrating productive formations / T.I. Soboleva, E.V. Soboleva // Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields. – 2015. – № 11. – P. 62–70.
9. Tagirov K.M. Well Drilling Under Formation Pressure Drawdown Conditions / K.M. Tagirov, V.I. Nifantov, A.N. Gnoevykh // Science and Technology of Hydrocarbons. – 2000. – № 6. – P. 60–65.
10. Tamamyants T.L. Selection of Permissible Pressure Drawdown and Aeration Level of Drilling Fluid for Specific Geological Conditions // Drilling and Oil. – 2008. – № 11. – P. 32–35.
11. Tikhonov E.V. Analysis of Challenges in Well Drilling and Penetration of Oil and Gas Formations Under Complex Conditions // Science. Engineering. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2023. – № 4. – P. 206–222.
12. Tikhonov E.V. Selection of Drilling Fluid Formulations to Eliminate and Prevent Complications During Well Drilling in Permafrost Conditions // Bulatov Readings. – 2024. – Vol. 1. – P. 314–320.
13. Tikhonov E.V. Key Approaches to Reducing the Cost of Drilling Operations and Well Workovers / E.V. Tikhonov, L.G. Kusova; Ed. by R.V. Aginey // SEVERGEOEKOTEKH – 2025: Proceedings of the XXVI International Youth Scientific Conference (March 27–28, 2025, Ukhta) : in 2 parts. – Ukhta : Ukhta State Technical University, 2025. – Part 2. – P. 151–156.
14. Tikhonov E.V. Analysis of density changes in aerated fluid injected into a well / E.V. Tikhonov, L.G. Kusova // Petroleum Engineer. – 2025. – № 2. – P. 50–52.
15. Shmoncheva E.E. Investigation of the advantages of underbalanced drilling for application in oil fields in Vietnam / E.E. Shmoncheva, D.D. Ngo // Bulatov Readings. – 2018. – Vol. 3. – P. 338–340.