УДК 622.244.442

ОЧИСТКА БУРОВЫХ РАСТВОРОВ И УПРАВЛЕНИЕ ИХ СВОЙСТВАМИ ПРИ ЗАКАНЧИВАНИИ СКВАЖИН

CLEANING AND MANAGING DRILLING FLUID PROPERTIES DURING WELL COMPLETION

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

Аннотация. В статье рассмотрена очистка буровых растворов и управление их свойствами при заканчивании скважин. Рассмотрены основные факторы, влияющие на скорость фильтрации бурового раствора в скважине и толщину глинистой корки. Показано, что скорость фильтрации и толщина глинистой корки зависят от перепада давления, температуры в скважине, плотности бурового раствора, содержания коллоидной глинистой составляющей, содержания органического коллоида и коэффициента коллоидальности твёрдой фазы. Сформулированы правила оценки качества буровых растворов, предназначенных для заканчивания скважин.

Ключевые слова: управление свойствами буровых растворов; качество крепления скважин; скорость фильтрации бурового раствора в скважине; показатель температурной фильтрации бурового раствора; толщина глинистой корки; объёмное содержание твёрдой фазы в буровом растворе; объёмное содержание коллоидной глинистой составляющей.

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

Annotation. The article discusses the cleaning of drilling fluids and the management of their properties when completing wells. The main factors affecting the filtration rate of the drilling fluid in the well and the thickness of the clay cake are considered. It is shown that the filtration rate and the thickness of the clay cake depend on the pressure drop, temperature in the well, the density of the drilling fluid, the content of the colloidal clay component, the content of the organic colloid and the colloidality coefficient of the solid phase. The rules for assessing the quality of drilling fluids intended for well completion are formulated.

Keywords: control of drilling fluid properties; well casing quality; wellbore filtration rate; drilling fluid temperature filtration rate; clay cake thickness; volume content of solid phase in drilling fluid; volume content of colloidal clay component.

Основное требование при вскрытии и разобщении продуктивных пластов – максимально возможное сохранение их коллекторских свойств и обеспечение надёжной изоляции затрубного пространства при цементировании скважин, предотвращающее заколонные перетоки и флюидопроявления.

Качество крепления скважин определяется как комплексом технологических мероприятий в процессе цементирования, так и физико-химическими свойствами применяемых буровых растворов при заканчивании скважин.

Буровые растворы, имеющие высокий показатель фильтрации, являются причиной не только резкого снижения коллекторских свойств продуктивных пластов, но и создают на стенках скважины толстую, рыхлую, высокопроницаемую глинистую корку, которая снижает качество крепления скважин и является одной из причин каналообразования в затрубном пространстве скважин, флюидопроявления и перетоков.

Глинистая корка, образуемая буровым раствором, с одной стороны, снижает скорость фильтрации воды из цементного раствора, а с другой, – препятствует надёжному разобщению пластов. В этом случае необходим выбор такого состава бурового раствора, при котором бы формировалась тонкая малопроницаемая глинистая корка, обеспечивающая минимальную скорость фильтрации бурового и цементного раствора, и создавался плотный контакт цементного камня со стенкой скважины.

Рассмотрим основные факторы, влияющие на скорость фильтрации бурового раствора в скважине и толщину глинистой корки:

$$\Phi_t = \frac{\left(100 - C_{тв}\right) \cdot \Delta P^{0,5}}{\left[\exp A_t \cdot \rho_{бр} \cdot \left(C_к + \sum C_p \cdot K_p\right)\right] \cdot K_{тв}}, \quad (1)$$

$$h_к = \frac{B \cdot C_{тв} \cdot \Delta P}{\left[\exp A_t \cdot \rho_{бр} \cdot \left(C_к + \sum C_p \cdot K_p\right)\right] \cdot K_{тв}}, \quad (2)$$

где Φ_t – показатель температурной фильтрации бурового раствора, см^3/30 мин.; $h_к$ – толщина глинистой корки, мм; $C_{тв}$ – объёмное содержание твёрдой фазы в буровом растворе, %; ΔP – перепад давления, МПа; A_t – температурный показатель; $\rho_{бр}$ – плотность бурового раствора, г/см^3; $C_к$ – объёмное содержание коллоидной глинистой составляющей, %; $\sum C_p \cdot K_p$ – содержание органического коллоида; $C_р$ – содержание реагента-стабилизатора, %; Кр – коэффициент активности реагента-стабилизатора; $K_{тв}$ – коэффициент коллоидальности твёрдой фазы бурового раствора, равный отношению коллоидной глинистой составляющей $C_к$ к общему содержанию твёрдой фазы $C_{тв}$.

Как видно из формул (1) и (2), скорость фильтрации и толщина глинистой корки зависят от перепада давления, температуры в скважине, плотности бурового раствора, содержания коллоидной глинистой составляющей, содержания органического коллоида и коэффициента коллоидальности твёрдой фазы.

Минимальные значения показателя фильтрации и толщины фильтрационной корки могут быть получены при определённых оптимальных значениях этих показателей.

Для регламентирования содержания коллоидной глинистой составляющей Ск в буровом растворе рассмотрим зависимость показателя фильтрации Ф от кинематической вязкости бурового раствора – $\lambda = \frac{\eta}{\rho_{бр}}$ (рис. 1).

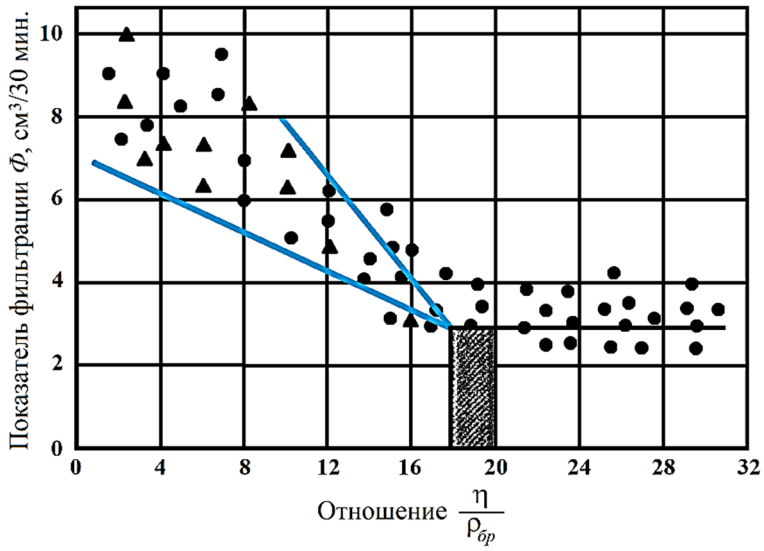

Рисунок 1 – Зависимость показателя фильтрации бурового раствора Ф от отношения $\frac{\eta}{\rho_{бр}}$

Как следует из рисунка 1, с увеличением $\lambda = \frac{\eta}{\rho_{бр}}$ до 17–20 показатель фильтрации бурового раствора снижается до 3–4 см^3/30 мин. При дальнейшем повышении λ показатель фильтрации не изменяется, т.е. для качественных растворов, отвечающих требованиям минимальной фильтрации и толщины фильтрационной корки, пластическая вязкость бурового раствора должна быть равной:

$$\eta = (17 \div 20) \cdot \rho_{бр}, \quad (3)$$

а содержание коллоидной глинистой составляющей должно быть

$$C_к = \frac{\ln \eta}{\rho_{бр}} = \frac{[(17 \div 20) \cdot \rho_{бр}]}{\rho_{бр}} = 2{,}0 \pm 0{,}3. \quad (4)$$

Определение оптимального содержания коллоидной глинистой составляющей является важным, но не достаточным мероприятием для снижения показателя фильтрации и толщины корки. При этом должно быть определённое соотношение между коллоидной глинистой составляющей $C_к$ и об-

щим содержанием твёрдой фазы $C_{тв}$ $\left(K_{тв} = \frac{C_к}{C_{тв}} \right)$ и отношение содержания органического коллоида $\sum C_p \cdot K_p$ к содержанию коллоидной глинистой составляющей $\left(n = \frac{\sum C_p \cdot K_p}{C_к} \right)$.

На рисунке 2 приведено влияние коэффициента коллоидальности твёрдой фазы бурового раствора $K_{тв}$ на толщину глинистой корки $h_к$, на рисунке 3 – влияние коэффициента коллоидальности твёрдой фазы бурового раствора $K_{тв}$ на показатель температурной фильтрации $Ф_t$, радиус проникновения фильтрата в пласт $R_ф$, коэффициент восстановления проницаемости пласта β и относительную продуктивность пласта ОП.

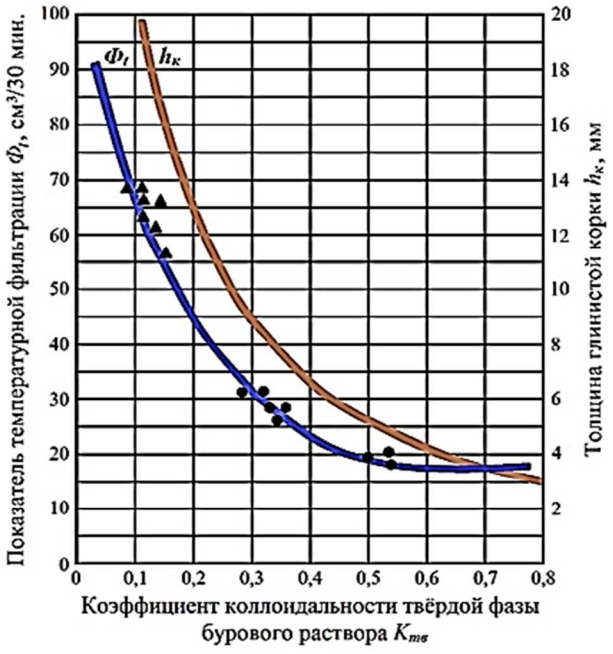

Рисунок 2 – Влияние коэффициента коллоидальности твёрдой фазы бурового раствора $K_{тв}$ на показатель $h_к$

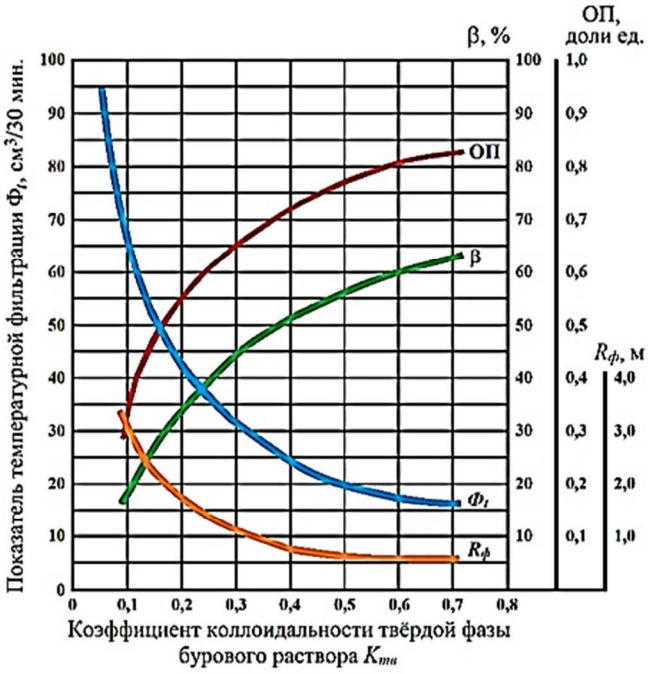

Рисунок 3 – Влияние коэффициента коллоидальности твёрдой фазы бурового раствора $K_{тв}$ на показатели $Ф_t$, $R_ф$, β и ОП

Как видно из рисунков 2 и 3, с увеличением $K_{тв}$ от 0,1 до 0,7 показатель температурной фильтрации $Ф_t$ и толщина глинистой корки hк резко снижаются. Особенно резкое снижение этих показателей происходит при увеличении $K_{тв}$ от 0,1 до 0,3, при дальнейшем повышении $K_{тв}$ – Фt и hк снижаются более плавно. Таким образом, повышение $K_{тв}$ от 0,1 до 0,5 позволяет в 3–4 раза уменьшить показатель фильтрации и толщину фильтрационной корки и тем самым значительно улучшить её кольматирующую способность и повысить качество крепления скважин.

Кроме этого, снижение $Ф_t$ и $h_к$ с увеличением отношения $K_{тв} = \frac{C_к}{C_{тв}}$ приводит к трёхкратному снижению радиуса фильтрации раствора $R_ф$ и трёхкратному повышению коэффициента восстановления проницаемости продуктивных пластов β и относительной продуктивности ОП.

На проницаемость, толщину глинистой корки и скорость фильтрации бурового раствора оказывает влияние содержание органического коллоида в буровом растворе и величина отношения $n = \frac{\sum C_p \cdot K_p}{C_к}$.

На рисунке 4 показано влияние отношения $n = \frac{\sum C_p \cdot K_p}{C_к}$ на показатель температурной фильтрации $Ф_t$, радиус проникновения фильтрата в пласт $R_ф$, коэффициент восстановления проницаемости пласта β и относительную продуктивность пласта ОП.

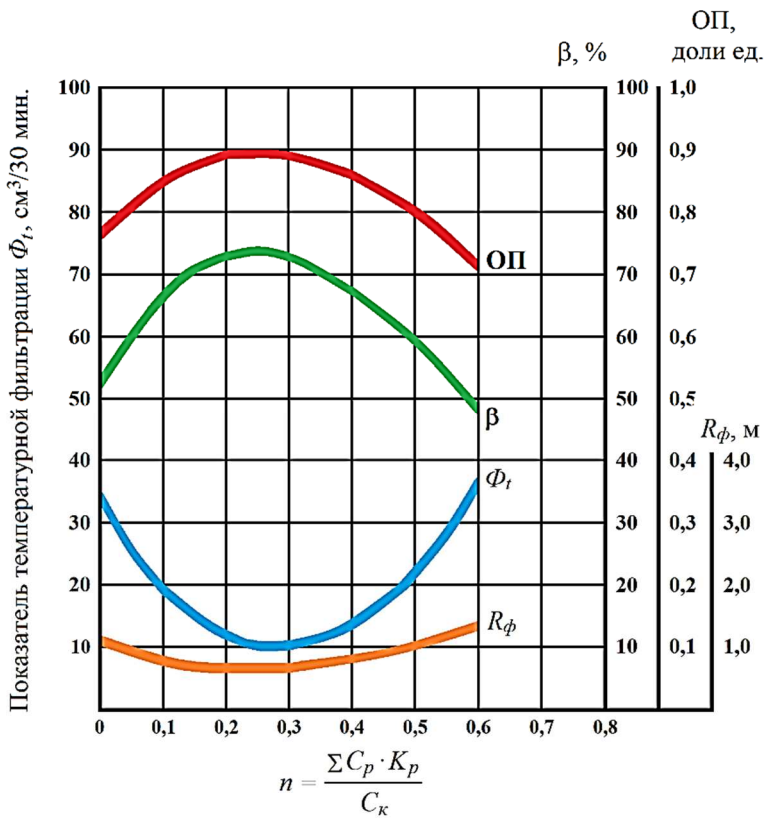

Рисунок 4 – Влияние отношения $n = \frac{\sum C_p \cdot K_p}{C_к}$ на показатели $Ф_t$, $R_ф$, β и ОП

Как видно из рисунка 4, с изменением величины *n* от 0,5 до 3,0 изменяются все рассматриваемые показатели. При этом оптимальная величина *n* находится в пределах *n* = 1,0–2,0.

Из вышесказанного вытекают простые правила оценки качества буровых растворов, предназначенных для заканчивания скважин:

Правило 1-е:

Объёмное содержание коллоидной глинистой составляющей в буровом растворе должно быть равным:

$$C_к = 2{,}0 \pm 0{,}3 \ \%. \tag{5}$$

Правило 2-е:

$$\frac{\ln \eta}{\rho_{бр}} = C_к = 2{,}0 \pm 0{,}3 \ \%, \tag{6}$$

где ln η – натуральный логарифм пластической вязкости бурового раствора.

Правило 3-е:

Отношение объёмного содержания твёрдой фазы бурового раствора Г к содержанию коллоидной глинистой составляющей $C_к$ должно быть равным:

$$\frac{Г}{C_к} = 2{,}0 \pm 1{,}0 \ \text{ или } \ K_Г = \frac{C_к}{Г} \geq 0{,}3. \tag{7}$$

Правило 4-е:

Отношение содержания органического коллоида $\sum C_p \cdot K_p$ к содержанию коллоидной глинистой составляющей $C_к$ должно быть равным

$$\frac{\sum C_p \cdot K_p}{C_к} = 1{,}5 \pm 0{,}5 . \quad (8)$$

Из рассмотренных правил оценки качества буровых растворов для подготовки ствола скважины к спуску обсадных колонн и цементированию вытекают правила управления компонентным составом и свойствами буровых растворов:

1. При $C_к$ = 2,0 ± 0,3 %; $\frac{\ln \eta}{\rho_{бр}} = C_к = 2{,}0 \pm 0{,}3$ % – буровой раствор качественный и не требует дополнительной обработки.

2. При $C_к$ < 2,0 ± 0,3 % – в буровой раствор следует ввести бентонит в количестве, определяемом по формуле:

$$A_{бент} = \frac{\left(C_{к(тр)} - C_{к(ф)}\right) \cdot \rho_{бр}}{K_{бент} \cdot 100}, \text{ кг/м}^3. \quad (9)$$

3. При $K_{тв} = \frac{C_к}{Г} < 0{,}3$ – следует очистить буровой раствор от избыточного содержания грубодисперсных частиц выбуренной породы механическими средствами (вибросито, пескоотделитель, илоотделитель, центрифуга).

Следует отметить, что поддерживать показатель $K_{тв} \geq 0{,}3$ стало возможным только при применении центрифуг для очистки буровых растворов. Как следует из рисунка 2, до применения центрифуг $K_{тв}$ применяемых растворов не превышало 0,1–0,2, в то время как при очистке растворов центрифугами коэффициент коллоидальности твёрдой фазы повысился до 0,30–0,55, что в несколько раз уменьшило толщину фильтрационной корки и показатель фильтрации.

4. При $C_к$ = 2,0 ± 0,3 % и $\frac{\ln \eta}{\rho_{бр}} > C_к$ или $\frac{\sum C_p \cdot K_p}{C_к} > 2{,}0$ – буровой раствор пересыщен полимерными реагентами. Требуется разбавить раствор бентонитовым раствором.

5. При $C_к$ = 2,0 ± 0,3 % и $\frac{C_к}{Г} \geq 0{,}3$ показатель фильтрации выше требуемого – буровой раствор следует обработать полимерным реагентом-стабилизатором в количестве:

$$A_p = \frac{10 \cdot \ln\left(\frac{Ф_2}{Ф_1}\right) \cdot \rho_n}{a \cdot K_p}, \text{ кг/м}^3. \quad (10)$$

6. Если пластическая вязкость бурового раствора имеет значения ниже рекомендуемого ($\eta ф < \eta пр$), в буровой раствор вводят бентонитовый глинопорошок или полимерный реагент в количестве

$$A_г = \frac{10 \cdot \ln\left(\frac{\eta_{пр}}{\eta_ф}\right) \cdot \rho_{бент}}{a \cdot K_{бент}}, \text{ кг/м}^3. \quad (11)$$

7. Если динамическое напряжение сдвига бурового раствора имеет значения ниже рекомендуемого ($\tau_{оф} < \tau_{опр}$), в буровой раствор вводят бентонитовый глинопорошок или биополимер в количестве

$$A_г = \frac{10 \cdot \ln\left(\frac{\tau_{опр}}{\tau_{оф}}\right) \cdot \rho_{бент}}{a \cdot K_{бент}}, \text{ кг/м}^3. \quad (12)$$

Таким образом, контролируя и поддерживая в оптимальных пределах содержание коллоидной глинистой составляющей $C_к$, органического коллоида $\sum C_p \cdot K_p$, общего содержания твёрдой фазы Г, можно значительно повысить качество буровых растворов, применяемых при подготовке скважины к креплению.

Список литературы:

1. Батыров М.И. Построение регрессионной модели для определения факторов, влияющих на свойства и технологические параметры бурового раствора / М.И. Батыров, С.И. Руденко, О.В. Савенок // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 1. – С. 297–315.
2. Математическое моделирование дробления грунта и многофазного течения бурового раствора при бурении скважин / Б.С. Григорьев [и др.] // Записки Горного института. – 2019. – Т. 235. – С. 16–23.
3. Григулецкий В.Г. Динамические и тепловые поля при турбулентном течении бурового раствора в кольцевом пространстве труб / В.Г. Григулецкий, Ю.П. Савельев // Нефть, газ и бизнес. – 2016. – № 10. – С. 3–21.
4. Зеленцов А.М. Эффективная система глубокой очистки бурового раствора / А.М. Зеленцов, В.А. Кугатов, Ю.М. Рыбальченко // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 3. – С. 97–99.
5. Иванова Т.Н. Применение глинистого бурового раствора с полимерным реагентом / Т.Н. Иванова, К.Н. Гаврилов // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2022. – № 3. – С. 112–114.
6. Макарова Я.А. Новая система бурового раствора для качественного заканчивания скважин / Я.А. Макарова, А.С. Егорова // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 166–169.
7. Мариампольский Н.А. Результаты использования электрообработанных буровых растворов / Н.А. Мариампольский, Н.Б. Савенок, О.В. Савенок // Сборник научных трудов «Гипотезы, поиск, прогнозы». – Краснодар : СКО ИА РФ, 1997. – Вып. 4. – С. 213–221.
8. Новая цифровая модель фильтрации бурового раствора при первичном вскрытии низкопроницаемых отложений / В.В. Минибаев [и др.] // Бурение и нефть. – 2023. – № S2. – С. 6–15.
9. Поварова Л.В. Перспективы использования буровых растворов на основе биополимерных систем / Л.В. Поварова, В.С. Мунтян, А.С. Скиба // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 3. – С. 289–292.
10. Поварова Л.В. Обоснование выбора бурового раствора для вскрытия продуктивных пластов / Л.В. Поварова, М.И. Батыров // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2020. – № 3. – С. 215–236.
11. Основные критерии выбора промывочной жидкости, применяемой при бурении поисковых скважин на месторождениях Западной Сибири / Л.В. Поварова [и др.] // Булатовские чтения. – 2024. – Т. 1. – С. 291–294.
12. Рябоконь С.А. Технологические решения при заканчивании и ремонте скважин, направленные на сохранение коллекторских свойств продуктивных пластов / С.А. Рябоконь, Б.А. Мартынов, С.А. Доктор // Бурение и нефть. – 2008. – № 9. – С. 4–8.

List of references:

1. Batyrov M.I. The building a regression model to determine factors affecting the properties and technological parameters of the drilling fluid / M.I. Batyrov, S.I. Rudenko, O.V. Savenok // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2019. – № 1. – P. 298–315.
2. Mathematical modeling of rock crushing and multiphase flow of drilling fluid in well drilling / B.S. Grigoriev [et al.] // Journal of Mining Institute. – 2019. – Vol. 235. – P. 16–23.
3. Griguletsky V.G. Dynamic and thermal fields in turbulent flow of drilling mud in the annular space of pipes / V.G. Griguletsky, Yu.P. Savelyev // Oil, Gas and Business. – 2016. – № 10. – P. 3–21.
4. Zelenczov A.M. Drilling mud complete cleaning effective system / A.M. Zelenczov, V.A. Kugatov, Yu.M. Rybalchenko // Readings of A.I. Bulatov. – 2020. – Vol. 3. – P. 97–99.
5. Ivanova T.N. Application of clay drilling mud with polymer reagent / T.N. Ivanova, K.N. Gavrilov // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2022. – № 3. – P. 112–114.
6. Makarova Ya.A. New system of drilling mud fluid for high-quality completion of wells / Ya.A. Makarova, A.S. Egorova // Readings of A.I. Bulatov. – 2017. – Vol. 3. – P. 166–169.
7. Mariampolsky N.A. Results of using electrically treated drilling fluids / N.A. Mariampolsky, N.B. Savenok, O.V. Savenok // Collection of scientific papers «Hypotheses, search, forecasts». – Krasnodar : North Caucasian branch of the Engineering academy, 1997. – Iss. 4. – P. 213–221.
8. New digital model of rig filtration solution at primary opening low permeable sediments / V.V. Minibayev [et al.] // Drilling and Oil. – 2023. – № S2. – P. 6–15.
9. Povarova L.V. Prospects for the use of drilling fluids based on biopolymer systems / L.V. Povarova, V.S. Muntian, A.S. Skiba // Readings of A.I. Bulatov. – 2020. – Vol. 3. – P. 289–292.
10. Povarova L.V. Justification of the choice of drilling fluid for opening of productive formations / L.V. Povarova, M.I. Batyrov // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2020. – № 3. – P. 215–236.
11. The main criteria for choosing a washing liquid, used in drilling exploratory wells in the fields of Western Siberia / L.V. Povarova [et al.] // Readings of A.I. Bulatov. – 2024. – Vol. 1. – P. 291–294.
12. Ryabokon S.A. Technological decisions at completion and workover of the wells, directed on preservation collected properties of productive layers / S.A. Ryabokon, B.A. Martinov, S.A. Doctor // Drilling and Oil. – 2008. – № 9. – P. 4–8.