

Нефтегазовое дело. 2023. Т. 21, № 5. С. 99-104. ISSN 2073-0128 (print)

Petroleum Engineering. 2023. Vol. 21. No. 5. P. 99-104. ISSN 2073-0128 (print)

Научная статья

УДК 622.24

DOI: 10.17122/ngdelo-2023-5-99-104

ПОДБОР БУРОВОГО РАСТВОРА ДЛЯ ВСКРЫТИЯ ОСЛОЖНЁННОГО ГОРИЗОНТА C_2B ВОДОНАГНЕТАТЕЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ НА ТЕРРИТОРИИ ПРОИЗВОДСТВА «НОДА»

Мартин Гарикович Казазян, Кирилл Викторович Парфенов,
Павел Николаевич Букин

Самарский государственный технический университет, Самара, Россия

Corresponding author

Мартин Гарикович Казазян, kazazyan98@mail.ru

Аннотация. Проведение бурения скважин в условиях добычи из пласта C_2B на территории производства «НОДА» представляет собой сложную задачу, сопряженную с различными техническими и геологическими трудностями. Эти сложности включают в себя увеличение времени строительства скважин и потенциальную угрозу потери ствола скважины. Процесс бурения может нарушить равновесие горных пород, формирующих стенки скважины, особенно в случае сложных глинистых образований. Для успешного бурения и минимизации рисков необходимо уделять особое внимание выбору промывочной жидкости и рецептурам буровых растворов. Рассмотрены различные типы буровых растворов, включая высокоингибирующие системы (HPWBM) и промывочные жидкости тройного ингибирования, которые способствуют улучшению условий бурения в осложненных геологических условиях. Особое внимание уделено интервалу бурения от 1650 до 2220 метров, который представлен сложными горными породами, включая известняки, аргиллиты и доломитизированные участки с пористой структурой. Рассмотрены потенциальные проблемы, такие как образование каверн, обвалы, потеря бурового раствора и дифференциальный прихват, и предложены рецептуры буровых растворов для эффективной борьбы с этими проблемами. Для оценки воздействия растворов на породы проведено исследование изменения проницаемости образцов керна, используя коэффициент восстановления проницаемости. Результаты первичных исследований позволяют сделать предварительное заключение о соответствии раствора малоглинистого известково-ингибированного необходимым характеристикам. В целом, данное исследование выделяет важность выбора правильных рецептур буровых растворов для обеспечения безопасного и эффективного бурения скважин в сложных геологических условиях.

Ключевые слова

буровой раствор; пласт C_2B ; коллоидная фаза; керн; ингибирующие свойства; вскрытие пласта; глинистые породы

For citation

Казазян М.Г., Парфенов К.В., Букин П.Н. Отработка методики вскрытия осложнённого горизонта C_2B водонагнетельной скважины на территории производства «НОДА» // Нефтегазовое дело. 2023. Т. 21, № 5. С. 99-104. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2023-5-99-104>.

Original article

SELECTION OF DRILLING MUD TO PENETRATE COMPLICATED HORIZON S₂V WATER INJECTION WELL AT NODA PRODUCTION SITE

Martin G. Kazazyan, Kirill V. Parfenov, Pavel N. Bukin

Samara state technical university, Samara, Russia

Автор, ответственный за переписку

Martin G. Kazazyan, kazazyan98@mail.ru

Abstract. Drilling wells under conditions of production from the S₂V reservoir in the territory is a difficult task, which is associated with various technical and geological difficulties. These complications include increased well construction time and the potential for wellbore loss. The drilling process can disrupt the equilibrium of the rocks forming the walls of the well, especially in the case of complex clay formations. For successful drilling and risk minimization, special attention must be paid to the choice of drilling fluid and mud formulations. Various types of drilling fluids have been considered, including High Inhibition Systems (HPWBM) and Triple Inhibition Flushing Fluids, which contribute to improving drilling conditions in difficult geological conditions. Particular attention is paid to the drilling interval from 1650 to 2220 meters, which is represented by complex rocks, including limestones, mudstones and dolomitic areas with a porous structure. Potential problems such as caving, collapses, loss of drilling fluid, and differential sticking have been considered and mud formulations have been proposed to effectively combat these problems. To assess the impact of the solutions on the rocks, a study of the change in permeability of core samples was carried out using the permeability recovery factor. The results of the primary studies make it possible to make a preliminary conclusion on the compliance of the solution of small-linous lime-inhibited with the necessary characteristics. Overall, this study highlights the importance of selecting the right mud formulations to ensure safe and efficient drilling of wells in challenging geological conditions.

Keywords

drilling mud; C₂B formation; colloidal phase; core; inhibiting properties; formation penetration; clay rocks

For citation

Kazazyan M.G., Parfenov K.V., Bukin P.V. Otrabotka metodiki vskrytiya oslozhnyonnogo gorizonta C₂B vodonagnetel'noj skvazhiny na territorii proizvodstva «NODA» // [Development of the procedure for penetrating the complicated horizon C₂B a water injection well in the territory of NODA production] // *Neftegazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2023, Vol. 21, No. 5. pp. 99-104. [in Russian]. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2023-5-99-104>.

Введение

При осуществлении бурения скважин на территории, где проводится добыча из пласта C₂B, возникают различные сложности, которые не только увеличивают время строительства скважин, но также могут привести к потере ствола. Процесс бурения может нарушить структурное равновесие горных пород, образующих стенки скважин. Часто встречающиеся осложнения при строительстве скважин — это потеря устойчивости стенок скважин, сложенных глинодержащими горными породами [1]. Особое внимание следует уде-

лить этапу первичного вскрытия пласта C₂B и выбору подходящей промывочной жидкости.

Интервал бурения под эксплуатационную колонну 1650-2220 м приурочен к Московскому, Башкирскому, Серпуховскому, Визейскому ярусам. Исследуемый интервал представлен известняками с переменным содержанием глины и местами прослоями аргиллитов. Отдельные участки этого интервала доломитизированы и обладают пористой структурой, что может создавать потенциальные риски, такие как образование каверн, обвалы стенок скважины, застревание и износ

бурового оборудования, а также потери бурового раствора и дифференциальные прихваты [2–5]. Для успешного бурения в данном интервале необходимо использовать буровой раствор с высокими ингибирующими и стабилизирующими свойствами для того, чтобы обеспечить эффективное очищение и устойчивость ствола скважины в этих сложных условиях. При выборе рецептуры промывочной жидкости необходимо учитывать свойства глинистых пород, физические и химические свойства жидкости, прочность обсадных труб и другие факторы. Неудачный выбор рецептуры промывочной жидкости может привести к неэффективному бурению и значительным экономическим потерям [6].

Несмотря на то, что на рынке буровых услуг по промывке скважин представлен широкий ассортимент систем буровых растворов и реагентной базы, вопрос разработки новых технологий актуален и своевременен [1]. Современные направления требуют новых подходов к выбору промывочных жидкостей, которые должны обладать более высокими ингибирующими свойствами. Это включает в себя такие решения, как системы буровых растворов с повышенной ингибирующей способностью (HPWBM) [7–8], применение промывочных жидкостей с тройным ингибированием [9], использование растворов на основе углеводородов и другие инновации, которые способствуют более эффективному бурению скважин в условиях, представляющих определенные трудности. Для регулирования фильтрационных свойств бурового раствора необходимо применять ПАЦ ВВ, ПАЦ НВ, для регулирования реологических свойств бурового раствора требуются биополимерная добавка на основе ксантановой смолы XAN-PLEX D. Для снижения вероятности дифференциального прихвата в проницаемых пластах рекомендуется включать в состав бу-

рового раствора определенное соотношение КАРБОНАТА КАЛЬЦИЯ и графита. Это позволит временно создать эффективное уплотнение в скважине и уменьшить риск проблем при бурении. Для приготовления раствора необходимо повысить pH воды затворения до 10,5–11 с помощью каустической соды и оксида магния, снизить жесткость воды до <150–200 мг/л с помощью кальцинированной соды.

В течение всего времени бурения интервала необходимо поддерживать pH бурового раствора в интервале 8,5–10, а также программные значения концентраций ингибиторов (гидрофобизаторов) набухания глин в буровом растворе.

Пластовое давление 1650–2220 м по вертикали нормальное (коэффициент аномальности $K_a=1,188$ до глубины 2135 м) величина пластового давления на глубине 2135 м составляет 24,88 МПа, плотность бурового раствора должна удовлетворять соотношению (1):

$$\frac{24,88 \cdot 1,05}{9,81 \cdot 2135 \cdot 10^3} = 1,25 < \rho. \quad (1)$$

Поэтому, в данном интервале, требуется, чтобы плотность бурового раствора составляла не менее 1,25 г/см³. Учитывая требования к плотности бурового раствора, которые устанавливаются исходя из необходимости обеспечения устойчивости стенок скважины, при бурении под эксплуатационную колонну, выбираем плотность бурового раствора: в интервале от 1650 до 2220 м — 1,25 г/см³.

Для последующего подбора, предложены четыре типа буровых растворов: глинистый, стабилизированный глинистый, полимер глинистый, малоглинистый известково-ингибированный. Данные растворы были приготовлены в лаборатории кафедры «БНГС» ФГБОУ ВО СамГТУ.

Далее был проведен анализ свойств буровых растворов, результаты которых представлены в таблицах 1 и 2.

Таблица 1. Интервалы по стволу

Table 1. Mud parameters

Название (тип) раствора	Интервал по стволу, м	
	от (верх)	до (низ)
Глинистый	0	30
Стабилизированный глинистый	30	380
Полимер глинистый	380	1650
Малоглинистый известково ингибированный	1650	2220

Таблица 2. Параметры буровых растворов

Table 2. Mud Parameters

Параметры бурового раствора													
Название (тип) раствора	плотность, г/см³	условная вязкость, сек/кварта	Водоотдача, мл/30 мин	Статическое напряжение сдвига (СНС), дПа		толщина фильтрационной корки, мм	содержание песка, %	рН	МВТ, кг/м³	жесткость по Са²⁺, мг/л	содержание хлорид-ионовCl⁻, мг/л	пластическая вязкость, сПз / мПа · с	Динамическое напряжение сдвига, дПа
				через 10 с	через 10 мин.								
Глинистый	1,12	70-90	<20	24-73	58-120	<2,0	<3,0	8,5-9,5	<100	<200	<200	12-25	73-144
Стабилизи- рованный глинистый	1,31	70-90	8-10	39-73	48-146	<1,5	<1,5	8,0-9,0	<80	<200	<2000	12-22	73-170
Полимер глинистый	1,31	50-75	<5	24-73	48-146	<1,5	<1,0	8,0-9,0	<60	<200	<25000	10-20	54-120
Малогли- нистый известково ингиби- рованный	1,25	50-65	<5	24-73	48-146	<1,0	<1,0	8,0-9,0	<45	<200	<25000	10-20	73-150

Выводы

Результаты первичных исследований позволяют сделать предварительное заключение о соответствии раствора «малоглинистого известково-ингибированного» необходимым характеристикам (представленным в табл-

це 2) по плотности и значениям фильтрации в интервале бурения от 1650 до 2220 метров, который представлен сложными горными породами, включая известняки, аргиллиты и доломитизированные участки с пористой структурой.

СПИСОК ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

- Парфенов К.В., Нечаева О.А. Анализ современных систем промывочных жидкостей при проводке скважин в глинистых отложениях // Ашировские чтения. 2022. Т. 2. № 1 (14). С. 49-52.
- Двойников М.В. Исследования технико-технологических параметров бурения наклонных скважин // Записки Горного института. 2017. Т. 223. С. 86-92. DOI: 10.18454/PMI.2017.1.86. DOI: 10.18454/PMI.2017.1.86.
- Уляшева Н.М., Дуркин В.В. К вопросу оптимизации промывки и свойств буровых растворов в осложненных условиях // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2014. № 10. С. 26-32.
- Шарафутдинов З.З. Буровые растворы на водной основе и управление их реологическими параметрами // Электронный журнал «Нефтегазовое дело». 2004. № 1. С. 3-21. URL: chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Sharafutdinov/Sharafutdinov_2.pdf.
- Волков М.М., Нечаева О.А. Виды и причины осложнений, возникающих при бурении скважин в глиноносодержащих неустойчивых породах // Ашировские чтения. 2020. Т. 1. №1 (12). С. 256-258.
- Парфенов К.В., Нечаева О.А., Парфенова С.Н. Разработка механизма подбора рецептуры промывочной

жидкости для бурения глинистых интервалов // Ашировские чтения. 2023. Т. 1. № 1 (15). С. 63-64.

- Игнатъева Е.О., Нечаева О.А., Капитонов В.А., Ковалева К.О. Результаты исследований аргиллитов на тестере линейного набухания // Ашировские чтения. 2021. Т. 1. № 1(13). С. 109-114.
- Хузина Л.Б., Усманов Р.А., Голубь С.И. АГНИ-DRILL — комплексный буровой раствор для бурения кыновских аргиллитов // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2016. № 3 (117). С. 110-114. DOI: 10.31660/0445-0108-2016-3-110-114.
- Войтенко Д.Н., Фролов М.П., Шепелев В.И., Кожухов С.В., Шокин Е.А., Лукьянов П.В., Попов К.А. Высокоингибирующие буровые растворы на водной основе (HPWBM) для строительства сложных нефтегазовых скважин // Бурение и нефть. 2022. № 11. С. 17-23.
- Четвертнева И.А., Беленко Е.В., Гайсин И.Ф., Тептерева Г.А., Шавшукова С.Ю. Оценка эффективности применения эмульсионного бурового раствора при разбуривании глинисто-аргиллитовых пород Волго-Уральского региона // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2019. № 1. С. 34-37. DOI: 10.24411/0131-4270-2019-10107.
- Нуцкова М.В., Сидоров Д.А., Тсикплону Д.Э., Сергеев Г.М., Васильев Н.И. Исследования буровых растворов на углеводородной основе для первичного

вскрытия продуктивных пластов // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2019. Т. 19. № 2. С. 138–149. DOI: 10.15593/2224-9923/2019.2.4.

12. Парфирьев В.А., Ваганов Ю.В., Закиров Н.Н. Инвертно-эмульсионные растворы для вскрытия хамакинского горизонта Восточно-Алинского месторождения // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2020. № 3. С. 44–53. DOI 10.31660/0445-0108-2020-3-44-53.

13. Ягафаров Н.П., Кузнецов А.А., Ручкин О.В., Нагарев И.А., Кудрявцев И.И., Клещенко Ю.А., Савиных А.К. Теоретические и практические аспекты методологии вскрытия продуктивных пластов и интенсификации притоков // Нефтяное хозяйство. 2004. № 12. С. 32–35.

14. Юсупов Т.К. Подбор бурового раствора для первичного вскрытия продуктивного пласта ЮК2-4 на Сынеганском месторождении // Молодой ученый. 2020. № 6 (296). С. 53–55.

REFERENCES

1. Parfenov K.V., Nechaeva O.A. Analiz sovremennykh sistem promyshlennykh zhidkostey pri provodke skvazhin v glinistykh otlozheniyakh [Analysis of Modern Systems of Flushing Fluids During Well Drilling in Clay Deposits]. *Ashirovskie chteniya — Ashirov readings*, 2022, Vol. 2. No. 1 (14), pp. 49–52. [in Russian].
2. Dovalnikov M.V. Issledovaniya tekhniko-tekhnologicheskikh parametrov bureniya naklonnykh skvazhin [Studies of Technical and Technological Parameters of Inclined Well Drilling]. *Zapiski Gornogo instituta — Notes of the Mining Institute*, 2017, Vol. 223, pp. 86–92. DOI: 10.18454/PMI.2017.1.86. DOI: 10.18454/PMI.2017.1.86. [in Russian].
3. Ulyasheva N.M., Durkin V.V. K voprosu optimizatsii promytki i svoystv burovyykh rastvorov v oslozhnennykh usloviyakh [On The Issue of Optimizing Washing and Properties of Drilling Fluids in Complicated Conditions]. *Stroitel'stvo neftyanykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more — Construction of oil and gas wells on land and at sea*, 2014, No. 10, pp. 26–32. [in Russian].
4. Sharafutdinov Z.Z. Burovye rastvory na vodnoy osnove i upravlenie ih reologicheskimi parametrami [Water-Based Drilling Fluids and Their Rheological Parameters Control]. *Elektronnyi nauchnyi zhurnal «Neftgazovoe delo» — Electronic Scientific Journal «Oil and Gas Business»*, 2004, No. 1, pp. 3–21. URL: chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Sharafutdinov/Sharafutdinov_2.pdf. [in Russian].
5. Volkov M.M., Nechaeva O.A. Vidy i prichiny oslozhnenij, vznikayushchih pri burenii skvazhin v glinosoderzhashchih neustojchivyykh porodakh [Types and Causes of Complications Arising During Drilling of Wells in Clay-Containing Unstable Rocks]. *Ashirovskie chteniya — Ashirov readings*, 2020, Vol. 1, No. 1 (12), pp. 256–258. [in Russian].
6. Parfenov K.V., Nechaeva O.A., Parfenova S.N. Razrabotka mekhanizma podbora receptury promyshlennykh zhidkostey dlya bureniya glinistykh intervalov [Development of a Mechanism for Selecting the Formulation of Flushing Fluid for Drilling Clay Intervals]. *Ashirovskie chteniya — Ashirov readings*, 2023, Vol. 1, No. 1 (15), pp. 63–64. [in Russian].
7. Ignatieva E.O., Nechaeva O.A., Kapitonov V.A., Kovaleva K.O. Rezul'taty issledovaniy argillitov na testere linejnogo nabuhaniya [Results of Mudstone Studies on a Linear Swelling Tester]. *Ashirovskie chteniya — Ashirov readings*, 2021, Vol. 1, No. 1(13), pp. 109–114. [in Russian].
8. Khuzina L.B., Usmanov R.A., Dove S.I. AGNI-DRILL — kompleksnyj burovoy rastvor dlya bureniya kynovskikh argillitov [AGNI-DRILL — Integrated Drilling Mud for Drilling of Kynovsky Mudstones]. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedenij. Neft' i gaz — News of higher educational institutions. Oil and gas*, 2016, No. 3 (117), pp. 110–114. DOI: 10.31660/0445-0108-2016-3-110-114. [in Russian].
9. Voitenko D.N., Frolov M.P., Shepelev V.I., Kozhukhov S.V., Shokin E.A., Lukyanov P.V., Popov K.A. Vysokoingibiruyushchie burovye rastvory na vodnoy osnove (HPWBM) dlya stroitel'stva slozhnykh neftegazovykh skvazhin [High-Inhibition Water-Based Drilling Fluids (HPWBM) For The Construction of Complex Oil and Gas Wells]. *Burenie i neft' — Drilling and oil*, 2022, No. 11, pp. 17–23. [in Russian].
10. Chetvertneva I.A., Belenko E.V., Gaysin I.F., Teptereva G.A., Shavshukova S.Yu. Ocenka effektivnosti primeneniya emul'sionnogo burovogo rastvora pri razburivani glinisto-argillitovykh porod Volgo-Ural'skogo regiona [Evaluation of the Effectiveness of Emulsion Drilling Mud in Drilling Clay-Mudstone Rocks in the Volga-Ural Region]. *Transport i hranenie nefteproduktov i uglevodorodnogo syr'ya — Transportation and storage of petroleum products and hydrocarbons*, 2019, No. 1, pp. 34–37. DOI: 10.24411/0131-4270-2019-10107. [in Russian].
11. Nutskova M.V., Sidorov D.A., Tsikplonu D.E., Sergeev G.M., Vasiliev N.I. Issledovaniya burovyykh rastvorov na uglevodorodnoy osnove dlya pervichnogo vskrytiya produktivnykh plavtsov [Studies of Hydrocarbon-Based Drilling Mud for the Initial Penetration of Productive Formations]. *Bulletin of PNIPU. Vestnik PNIPU. Geologiya. Neftgazovoe i gornoe delo — Geology. Oil and gas and mining*, 2019, Vol. 19, No. 2, pp. 138–149. DOI: 10.15593/2224-9923/2019.2.4. [in Russian].
12. Parfiriev, V.A., Vaganov Yu.V., Zakirov N.N. Invertno-emul'sionnye rastvory dlya vskrytiya hamakinskogo gorizonta Vostochno-Alinskogo mestorozhdeniya [Invertno-emulsion solutions for opening the Khamaki horizon of the East Alinsky field]. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedenij. Neft' i gaz — News of higher educational institutions. Oil and gas*, 2020, No. 3, pp. 44–53. DOI 10.31660/0445-0108-2020-3-44-53. [in Russian].
13. Yagafarov, N.P. Kuznetsov, A.A. Ruchkin, O.V. Nagarev, I.A. Kudryavtsev, I.I. Kleshchenko, Y.A. Savinykh A.K. Teoreticheskie i prakticheskie aspekty metodologii vskrytiya produktivnykh plavtsov i intensivatsii pritokov [Theoretical and practical aspects of the methodology for penetrating productive beds and intensifying tributaries]. *Neftyanoe hozyajstvo — Oil industry*, 2004, No. 12, pp. 32–35. [in Russian].
14. Yusupov T.K. Podbor burovogo rastvora dlya pervichnogo vskrytiya produktivnogo plavta YUK2-4 na Syn'eganskom mestorozhdenii [Selection of Drilling Mud for The Initial Penetration of the Yuk2-4 Pay Zone at The Sinyeganskoye Field]. *Molodoj uchenyj — Young scientist*, 2020, No. 6(296), pp. 53–55. [in Russian].

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ
INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Мартин Гаррикович Казазян, ассистент кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин», Самарский государственный технический университет, Самара, Россия

Martin G. Kazazyan, assistant, Oil and gas drilling department, Samara state technical university, Samara, Russia

kazazyan98@mail.ru

Кирилл Викторович Парфенов, ассистент кафедры «Машины и оборудование нефтегазовых и химических производств», Самарский государственный технический университет, Самара, Россия

Kirill V. Parfenov, assistant, Machines and equipment of oil and gas and chemical industries department, Samara state technical university, Samara, Russia

Павел Николаевич Букин, старший преподаватель кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин», Самарский государственный технический университет, Самара, Россия

Pavel N. Bukin, senior lecturer, Oil and gas drilling department, Samara state technical university, Samara, Russia

Статья поступила в редакцию 28.08.2023; одобрена после рецензирования 18.09.2023; принята к публикации 30.09.2023.

The article was submitted 28.08.2023; approved after reviewing 18.09.2023; accepted for publication 30.09.2023.