УДК 622.244.443

К ВОПРОСУ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ ЗА СЧЁТ ПРИМЕНЕНИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА ОСНОВЕ ПОЛИАНИОННОЙ ЦЕЛЛЮЛОЗЫ

♦♦♦♦♦

ON THE QUESTION OF IMPROVING THE QUALITY OF PRODUCTIVE FORMATION DISCOVERY BY USING DRILLING MUDS BASED ON POLYANIONIC CELLULOSE

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

Аннотация. Буровые растворы, применяемые при бурении и заканчивании скважин, ухудшают проницаемость пласта в призабойной зоне в основном за счёт двух факторов: отрицательного влияния фильтрата на проницаемость пласта; кольматации поровых каналов твёрдыми частицами. Поэтому основной тенденцией в промывке скважин при вскрытии продуктивных пластов является использование не содержащих глинистой фазы полимерных буровых растворов на основе полимеров, не оказывающих негативного влияния на продуктивный пласт. В статье приведены сравнительные данные по исследованию ПАЦ и КМЦ. Показано влияние ингибирующей добавки (KCl) на коэффициент восстановления проницаемости кернов пород-коллекторов месторождений Западной Сибири, а также влияние проницаемости пласта на коэффициент восстановления проницаемости для различных типов буровых растворов.

Ключевые слова: отрицательное влияние фильтрата на проницаемость пласта; кольматация поровых каналов твёрдыми частицами; полимерная основа для буровых растворов; система бурового раствора FLO-PRO; буровой раствор на основе полианионной целлюлозы; сравнительные данные по исследованию ПАЦ и КМЦ; коэффициент восстановления проницаемости кернов.

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

Annotation. Drilling fluids used in drilling and completing wells worsen the permeability of the formation in the bottomhole zone mainly due to two factors: the negative effect of filtrate on the permeability of the formation; clogging of pore channels with solid particles. Therefore, the main trend in well flushing when opening productive formations is the use of clay-free polymer drilling fluids based on polymers that do not have a negative effect on the productive formation. The article presents comparative data on the study of polyanionic cellulose and carboxymethylcellulose. The effect of the inhibitory additive (KCl) on the permeability recovery factor of reservoir rock cores in Western Siberia is shown, as well as the effect of formation permeability on the permeability recovery factor for different types of drilling fluids.

Keywords: negative impact of filtrate on formation permeability; colmatation of pore channels with solid particles; polymer base for drilling fluids; FLO-PRO drilling fluid system; drilling fluid based on polyanionic cellulose; comparative data on the study of polyanionic cellulose and carboxymethylcellulose; core permeability recovery coefficient.

За последние годы существенно возросла актуальность проблемы сохранения потенциальной продуктивности скважин, в том числе и в связи с вовлечением в разработку месторождений со сложнопостроенными залежами и низкопроницаемыми продуктивными пластами, к качеству вскрытия которых предъявляются более высокие требования.

В этом случае выбор надлежащих буровых растворов может быть определяющим фактором в достижении эффективного заканчивания скважины. Растворы для первичного вскрытия должны обеспечивать оптимальную защиту (сохранение) продуктивности пласта и обеспечивать свойства, подходящие для эффективного, скоростного бурения.

Исследования, проведённые на кернах, позволили установить, что загрязнение коллектора является результатом образования в нём зоны повышенной водонасыщенности, проникновения в поровое пространство пласта глинистых частиц из бурового раствора, кольматации ими поровых каналов и гидратации глин, содержащихся в коллекторе.

Буровые растворы, применяемые при бурении и заканчивании скважин, ухудшают проницаемость пласта в призабойной зоне в основном за счёт двух факторов:

1) отрицательного влияния фильтрата на проницаемость пласта;

2) кольматации поровых каналов твёрдыми частицами. Поэтому основной тенденцией в промывке скважин при вскрытии продуктивных пластов является использование не содержащих глинистой фазы полимерных буровых растворов на основе полимеров, не оказывающих негативного влияния на продуктивный пласт.

Считается, что лучшей полимерной основой для буровых растворов являются реагенты полисахаридной природы – производные целлюлозы и крахмала, которые в силу своих структурных особенностей в сочетании с биополимерами или другими материалами подобного типа способны создавать водные полимерные растворы, не содержащие глинистой твёрдой фазы, с широким диапазоном эксплуатационных свойств.

В качестве примера такой системы можно рассмотреть систему бурового раствора FLO-PRO, не содержащую глинистой фазы. Система FLO-PRO максимально защищает призабойную зону пласта. Опыт применения её показывает, что она позволяет увеличить производительность скважин в 2–3 раза по сравнению с обычными глинистыми растворами.

В последнее время из числа водорастворимых эфиров целлюлозы всё большее и большее применение в бурении находит новое производное целлюлозы – полианионная целлюлоза (ПАЦ).

По своему строению ПАЦ можно отнести к типу высокозамещённой КМЦ (по карбоксиметильным группам). ПАЦ, в отличие от КМЦ, имеет в своём составе большее количество карбоксильных групп (более 100 в ПАЦ при 75–85 в КМЦ). В этой связи ПАЦ по сравнению с КМЦ приобретает новые возможности по эффективности снижения водоотдачи, загущения растворов, устойчивости к солям и инкапсулирующему действию, по отношению к глинистым породам (табл. 1).

Таблица 1 – Сравнительные данные по исследованию ПАЦ и КМЦ

Состав раствора, %						Показатели свойств						
бентонит	ПАЦ HV	ПАЦ LV	КМЦ 85/600	КМЦ 85/400	$CaCl_2$	ρ, г/см^3	УВ, с	$СНС_{1/10}$, дПа	$\eta_{пл}$, мПа · с	τ_0, дПа	pH	Ф, см^3
4	–	–	–	–	–	1,03	33	51/60	6,5	53	9,7	12,5
4	0,5	–	–	–	–	1,03	н/з	210/330	43	402	9,4	3,6
4	0,5	–	–	–	0,1	1,03	н/з	294/360	49	366	9,1	4,4
4	0,5	–	–	–	0,2	1,03	н/з	211/369	37	229	8,5	4,5
4	–	1,0	–	–	–	1,03	96	9/30	36	120	9,4	5,8
4	–	1,0	–	–	0,1	1,03	87	6/27	30	114	8,8	6,8
4	–	1,0	–	–	0,2	1,03	78	9/24	30	84	8,4	7,0
4	–	–	2,0	–	–	1,03	360	66/105	52	258	9,5	4,6
4	–	–	2,0	–	0,1	1,03	213	24/66	50	213	9,1	5,0
4	–	–	2,0	–	0,2	1,03	195	24/64	54	180	8,6	5,5
4	–	–	–	3,0	–	1,03	90	9/27	33	117	9,2	5,5
4	–	–	–	3,0	0,1	1,03	84	9/29	32	90	9,0	5,4
4	–	–	–	3,0	0,2	1,03	66	9/21	30	78	8,6	5,5

Реагент ПАЦ, имеющий много полезных функций, прежде всего, используется в сочетании с другими полисахаридными реагентами (биополимерами, модифицированным крахмалом), как гель – основа безглинистых буровых растворов. Такие растворы позволяют обеспечивать низкую скорость фильтрации в пласт, что значительно снижает радиус обводнения, предупреждение набухания и диспергирования глинистого материала пласта; исключение выпадения нерастворимых продуктов взаимодействия буровых флюидов и пластовых вод, а также быстрое и полное восстановление исходной проницаемости при вызове притока из скважины. Поэтому весьма актуальной является оценка влияния буровых растворов на основе полианионной целлюлозы (ПАЦ) на восстановление проницаемости пород-коллекторов и продуктивность скважины по результатам экспериментальных и промысловых испытаний.

Перед выбором состава раствора проанализированы результаты исследования минералогического состава кернового материала породы-коллектора (табл. 2).

Таблица 2 – Результаты исследования по определению минералогического состава породы-коллектора Харампурского нефтегазоконденсатного месторождения (Западная Сибирь)

Состав и характеристика кернов	Образцы кернов		
	I	II	III
Кварц, %	38	39	38
Полевые шпаты, %	23	20	24
Скальная часть %	12	18	21
Пирит, %	1	–	2
Глина, %	11	6	4
Пористость, %	15	17	11
Размер зёрен, мм	0,3	0,3	0,2
Размер пор, мкм	60	60	50

Представленные образцы кернов имели следующие особенности:

1) полевые шпаты, в основном, представлены иллитом и каолинитом;

2) скелет породы представляет собой хлоритовые глины и мелкодисперсные частицы кварца;

3) в поровом пространстве в плёночной форме присутствуют каолинитовые отложения.

Это позволило обоснованно выбрать ингибирующий тип бурового раствора и концентрацию ингибирующей добавки. Наличие глинистых отложений в скелете и поровом пространстве образцов керна является веской причиной для применения буровых растворов, ингибированных ионами калия.

Затем проведены эксперименты по определению коэффициента восстановления проницаемости коллекторов с различных месторождений Западной Сибири после воздействия на них бурового раствора на основе полианионной целлюлозы (Polypac R или UL) и системы раствора FLO-PRO. Результаты этих исследований (табл. 3) полностью подтвердили настоятельную необходимость использования растворов, ингибированных ионами калия. В случае их применения коэффициент восстановления проницаемости увеличивается для безглинистых систем (FLO-PRO) на 22–28 %, а для глинистых растворов на основе Polypac R – на 4–5 %.

Таблица 3 – Влияние ингибирующей добавки (KCl) на коэффициент восстановления проницаемости кернов пород-коллекторов месторождений Западной Сибири

Месторождение	Тип раствора	Добавка KCl, %	Проницаемость, мкм$^2 \cdot 10^{-3}$		β, %
			$K_{нач}$	$K_{восст}$	
Ново-Покурское	FLO-PRO*	3	1,01	0,96	95,0
	FLO-PRO*	–	1,13	0,75	66,4
	PolyPac**	3	0,75	0,69	92,0
	PolyPac**	–	0,88	0,77	87,5
Фёдоровское	промысловый полимерглинистый раствор	–	386,80	260,50	67,3
	FLO-PRO	3	469,50	381,50	81,2
	FLO-PRO	5	107,00	95,00	89,6

* Состав раствора FLO-PRO:
Flo-Vis – 5,5 кг/м^3
Flo-Trol – 7,0 кг/м^3
KCl – 30,0 кг/м^3
KOH – 1,0 кг/м^3
$CaCO_3$ – 70,0 кг/м^3

** Состав раствора PolyPac:
PolyPac R – 5,0 кг/м^3
M-I Gel – 50,0 кг/м^3
KCl – 30,0 кг/м^3
KOH – 1,0 кг/м^3
$CaCO_3$ – 70,0 кг/м^3

Кроме того, эти результаты показывают, что раствор на основе полианионной целлюлозы обеспечивает достижение коэффициента восстановления проницаемости, близкого к получаемому при использовании системы FLO-PRO.

Обобщение результатов исследований по оценке влияния безглинистых растворов (система FLO-PRO) и полимерглинистых растворов на основе полианионной целлюлозы – ПАЦ (Polypac R), ингибированных ионами калия (3 % в расчёте на KCl), на восстановление проницаемости пород-коллекторов с различных месторождений Западной Сибири (Харампурское нефтегазоконденсатное месторождение, Фестивальное газонефтяное месторождение, Ново-Покурское нефтяное месторождение, Фёдоровское нефтегазоконденсатное месторождение) показало (рис. 1), что в низкопроницаемых коллекторах (проницаемость менее 40 · 10^{-3} мкм^2) безглинистая система FLO-PRO даёт более предпочтительные результаты, чем система на основе ПАЦ.

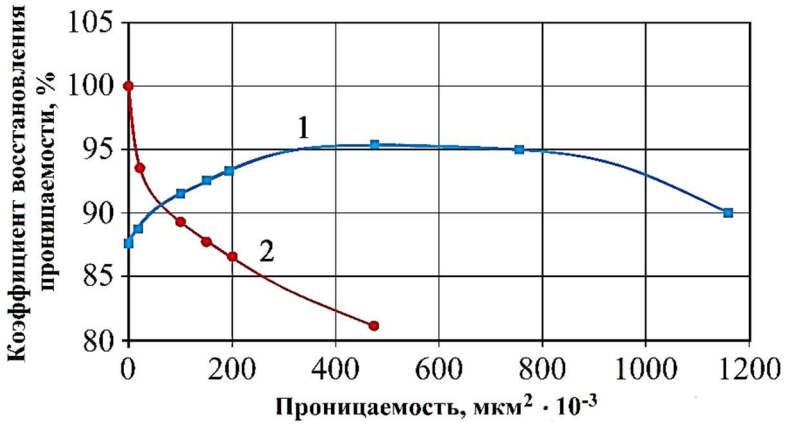

Рисунок 1 – Влияние проницаемости пласта на коэффициент восстановления проницаемости для различных типов буровых растворов:
1 – глинистый раствор, стабилизированный PAC* (5 кг/м^3);
2 – безглинистый биополимерный раствор.

* реагент PAC предназначен для контроля фильтрации бурового раствора на водной основе с широким диапазоном минерализации от пресной до соленасыщенной без существенного увеличения вязкости и сдвигового напряжения.

Однако, начиная с проницаемости 50 · 10^{-3} мкм^2 и выше, более предпочтительные результаты даёт глинистый раствор на основе ПАЦ (Polypac R). Это обусловлено тем, что с увеличением проницаемости увеличивается глубина проникновения высоковязкого тиксотропного раствора в пласт и возрастает усилие, необходимое для его вытеснения из пласта. Фильтрация же глинистого раствора постоянная при любых проницаемостях и определяется только проницаемостью корки.

Результаты этих исследований свидетельствует о том, что применение растворов на основе полисахаридов, в частности, полианионной целлюлозы (ПАЦ) с низкой фильтрацией и высоким, там, где это необходимо, ингибирующим действием, обеспечивает достижение продуктивности скважин, близкой к потенциальной.

Промышленная апробация ПАЦ (Polypac R) проведена на Северо-Харампурском газонефтяном месторождении при бурении скважины № 196 (куст № 69-а). Раствор не ингибировался ионами калия. В результате получен дебит скважины 62,7 тонн/сут. при среднем дебите скважин на этом участке 40-45 тонн/сут.

Таким образом, использование ПАЦ позволяет повысить качество вскрытия продуктивного горизонта.

Литература

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. Глазко В.И. Использование раствора FLO-PRO NT для первичного вскрытия продуктивного пласта наклонно-направленной с горизонтальным окончанием нефтяной добывающей скважины // Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса: материалы VIII Международной научно-практической конференции обучающихся, аспирантов и учёных (27 апреля 2018 года, г. Нижневартовск) : в 2 томах. – Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2018. – Т. 2. – С. 39–41.
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. Полианионная целлюлоза как лучший стабилизатор буровых растворов на водной основе / С.В. Карлович [и др.] // Нефть. Газ. Новации. – 2014. – № 3(182). – С. 60–64.
5. Кряжев В.Н. КМЦ и ПАЦ – экологически безопасные реагенты для буровых растворов / В.Н. Кряжев, О.В. Гальцева, С.И. Смирнов // Нефть. Газ. Новации. – 2017. – № 6. – С. 28–33.
6. Липатов Е.Ю. Исследования влияния буровых промывочных жидкостей на продуктивные пласты юрских отложений / Е.Ю. Липатов, Н.Р. Кривова, Х.Н. Курбанов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2021. – № 1(337). – С. 42–48. DOI: 10.33285/0130-3872-2021-1(337)-42-48
7. Новая цифровая модель фильтрации бурового раствора при первичном вскрытии низкопроницаемых отложений / В.В. Минибаев [и др.] // Бурение и нефть. – 2023. – № S2. – С. 6–15.
8. Петров Н.А. Исследования безглинистой промывочной системы FLO-PRO для бурения горизонтального ствола скважин / Н.А. Петров, И.Н. Давыдова // Нефтегазовое дело. – 2011. – Т. 9. – № 3. – С. 21–28.
9. 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.
10. Тихонов Е.В. Анализ проблем бурения скважин и вскрытия нефтегазовых пластов в осложнённых условиях // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2023. – № 4. – С. 206–222.
11. 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.
12. Тихонов Е.В. Основные направления снижения стоимости буровых работ и капитального ремонта скважин / Е.В. Тихонов, Л.Г. Кусова; Под ред. 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.
13. Тихонов Е.В. Анализ изменения плотности нагнетаемой в скважину аэрированной жидкости / Е.В. Тихонов, Л.Г. Кусова // Инженер-нефтяник. – 2025. – № 2. – С. 50–52.
14. Цуканова А.Н. Сравнительный анализ эффективности применения анионных полиэлектролитов в компонентном составе буровых растворов для регулирования реологических и фильтрационных характеристик на примере ПАЦ и КМЦ / А.Н. Цуканова, В.Ю. Близнюков // REFERATOTECH: материалы III Международной научно-практической конференции (15 ноября 2022 года, г. Краснодар). – Краснодар: Издательство «Новация», 2022. – С. 559–563.
15. Куксов В.А. Исследование и разработка полимерных безглинистых растворов для бурения и заканчивания наклонно-направленных и горизонтальных скважин : дис. … на соискание учёной степени кандидата технических наук. – Краснодар : ОАО НПО «Бурение», 2001. – 135 с.

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. 297–315.
2. Glazko V.I. Use of FLO-PRO NT solution for primary opening of productive formation of inclined oil production well with horizontal end // Experience, current problems and prospects of development of oil and gas complex: materials of VIII International scientific and practical conference of students, postgraduates and scientists (April 27, 2018, Nizhnevartovsk) : in 2 vol. – Tyumen : Tyumen Industrial University, 2018. – Vol. 2. – P. 39–41.
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. Poly-anionic cellulose as the best water based drill mud stabilizer / S.V. Karlovich [et al.] // Oil. Gas. Innovations. – 2014. – № 3(182). – P. 60–64.

5. Kryazhev V.N. Carboxymethylcellulose and polyanionic cellulose – environmentally friendly reagents for drilling fluids / V.N. Kryazhev, O.V. Galtseva, S.I. Smirnov // Oil. Gas. Innovations. – 2017. – № 6. – P. 28–33.
6. Lipatov E.Yu. Research of the influence of drilling washing fluids on productive formations of the Jurassic deposits / E.Yu. Lipatov, N.R. Krivova, Kh.N. Kurbanov // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2021. – № 1(337). – P. 42–48. DOI: 10.33285/0130-3872-2021-1(337)-42-48
7. 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.
8. Petrov N.A. Studies bore solution of the system FLO-PRO for boring the horizontal stem of the bore holes / N.A. Petrov, I.N. Davydova // Oil and Gas Business. – 2011. – Vol. 9. – № 3. – P. 21–28.
9. 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.
10. Tikhonov E.V. Analysis of the problems of drilling wells and tapping oil and gas formations in difficult conditions // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2023. – № 4. – P. 206-222.
11. Tikhonov E.V. Selection of drilling fluid formulations to eliminate and prevent complications when drilling wells in permafrost conditions // Readings of A.I. Bulatov. – 2024. – Vol. 1. – P. 314–320.
12. Tikhonov E.V. Main directions of reducing the cost of drilling operations and well workovers / E.V. Tikhonov, L.G. Kusova; Edited by R.V. Aginey // SEVERGEOECOTECH – 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.
13. Tikhonov E.V. Analysis of the change in the density of aerated liquid injected into a well / E.V. Tikhonov, L.G. Kusova // Petroleum engineer. – 2025. – № 2. – P. 50–52.
14. Tsukanova A.N. Comparative analysis of the efficiency of application of anionic polyelectrolytes in the component composition of drilling fluids to control rheological and filtration characteristics, on the example of polyanionic cellulose and carboxymethylcellulose / A.N. Tsukanova, V.Yu. Bliznyukov // REFERATOTECH: Proceedings of the III International scientific and practical conference (November 15, 2022, Krasnodar). – Krasnodar : «Novation» Publishing House, 2022. – P. 559–563.
15. Kuksov V.A. Research and development of polymer clay-free solutions for drilling and completing directional and horizontal wells: dissertation for the degree of candidate of technical sciences. – Krasnodar : OJSC scientific and production association «Burenie», 2001. – 135 p.