Нефтегазовое дело. 2021. Т. 19, № 5. С. 31–42. ISSN 2073-0128 (print)

Petroleum Engineering. 2021. Vol. 19, No. 5, P. 31–42. ISSN 2073-0128 (print)

Научная статья

УДК 622.24.062

doi: 10.17122/ngdelo-2021-5-31-42

ОПЫТ ПРОВОДКИ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ НЕСТАБИЛЬНЫХ АРГИЛЛИТОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ПАО «ГАЗПРОМ НЕФТЬ». ПРОБЛЕМАТИКА И РЕШЕНИЯ

Василий Геннадьевич Конесев¹, Алексей Александрович Арестов¹,
Галина Алексеевна Тептерева²

¹ООО «Газпромнефть Научно-технический центр», Санкт-Петербург, Россия

²Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Автор, ответственный за переписку:

Василий Геннадьевич Конесев, Konesev.VG@gazpromneft-ntc.ru

Аннотация. На примере работ в нескольких регионах Западной Сибири анализируется опыт проводки эксплуатационных скважин в интервалах неустойчивых отложений среднего катагенеза — аргиллитах. Рассмотрены случаи вскрытия отложений, так называемых «шоколадных глин», отложений баженовской толщи, а также классических аргиллитовых покрышек юрских отложений. В статье на основе фактических производственных данных рассмотрены возможные характер причин потери стабильности стенок открытых стволов, принимаемые меры для предупреждения и ликвидации данных последствий. Приводится обзор отраслевой практики по разработкам в области управления свойствами буровой промывочной жидкости с целью борьбы с данным частым видом осложнений. На основе выполненного анализа, а также известных фундаментальных данных о механизмах работы системы «среда (флюид) — горная порода» авторами предложен концепт альтернативного решения, который требует участия передовых научных центров и привлечения производителей поверхностно-активных веществ в разработке новых химических реагентов, способных обладать качеством избирательного действия при применении в различных по составу и свойствам дисперсных системах, к которым относятся буровые промывочные жидкости.

Ключевые слова

буровая промывочная жидкость, аргиллит, устойчивость стенок, скважина, коллектор, поверхностно-активные вещества, смачиваемость, раствор на углеводородной основе, осложнение, ингибирование, кольматант

Для цитирования

Конесев В.Г., Арестов А.А., Тептерева Г.А. Опыт проводки скважин в условиях нестабильных аргиллитовых отложений на месторождениях ПАО «Газпром нефть». Проблематика и решения // Нефтегазовое дело. 2021. Т. 19, № 5. С. 31–42. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2021-5-31-42>.

Original article

EXPERIENCE IN DRIVING WELLS IN CONDITIONS OF UNSTABLE ARGILLITE DEPOSITS AT THE FIELDS OF GAZPROM NEFT PJSC. PROBLEMS AND SOLUTIONS

Vasiliy G. Konesev¹, Aleksey A. Arestov¹, Galina A. Teptereva²

¹Gazpromneft Science and Technology Center LLC, Saint-Petersburg, Russia

²Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia

Corresponding author:

Vasiliy G. Konesev, Konesev.VG@gazpromneft-ntc.ru

© Конесев В.Г., Арестов А.А., Тептерева Г.А., 2021

Abstract. On the example of work in several regions of Western Siberia, the experience of drilling production wells in the intervals of unstable deposits of medium catagenesis — argillite — is analyzed. Cases of opening of deposits, the so-called «chocolate clays», deposits of the Bazhenov strata, as well as classical argillite seals of the Jurassic deposits are considered. In the article, on the basis of actual production data, the possible nature of the reasons for the loss of stability of the walls of open holes, the measures taken to prevent and eliminate these consequences are considered.

An overview of industry practice in the field of drilling mud properties management in order to combat this frequent type of complications is given. Based on the performed analysis, as well as the known fundamental data on the mechanisms of operation of the system «environment (fluid) — rock», the authors proposed a concept of an alternative solution, which requires the participation of advanced research centers and the involvement of manufacturers of surfactants in the development of new chemical reagents capable of the quality of selective action when used in dispersed systems of various composition and properties, which include drilling fluids.

For citation

Konesev V.G., Arestov A.A., Teptereva G.A. Opyt provodki skvazhin v usloviyakh nestabil'nykh argillitovykh otlozhenii na mestorozhdeniyakh PAO «Gazprom neft'. Problematika i resheniya [Experience in Driving Wells in Conditions of Unstable Argillite Deposits at the Fields of Gazprom Neft PJSC. Problems and Solutions]. *Neftegazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2021, Vol. 19, No. 5, pp. 31–42 [in Russian]. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2021-5-31-42>.

Keywords

drilling fluid, mudstone, wall stability, well, reservoir, surfactants, wettability, oil-based mud, complication, inhibition, bridging

Значительный объем эксплуатационного бурения на проектах компании «Газпром нефть» представлен скважинами с горизонтальным окончанием, скважинами с большим отходом от вертикали. Продуктивные объекты юрских отложений, разрабатываемые в большинстве регионов Западной Сибири, в кровельной части представлены аргиллитовыми отложениями среднего катагенеза. Осадочные пелитовые глинистые породы характеризуются невысокой степенью линейного набухания, несмотря на то, что в своем составе могут содержать смектит. Однако аргиллиты довольно сильно восприимчивы к водной, полярной среде и даже при незначительном увлажнении способны дестабилизироваться [1, 2], терять устойчивость и приносить серьезные проблемы в виде различного рода осложнений технологического процесса строительства скважин, таких как осыпи и обвалы, вплоть до потери и перебуривания стволов скважин. Аргиллиты не являются коллекторами, имеют низкую проницаемость при относительно высокой пористости, могут иметь аномально высокие поровые давления (АВПД), коэффициент аномальности в отдельных случаях может достигать 1,3 ед. и более. В данной статье речь пойдет не только о покрышках юрских отложений, будут рассмотрены такие виды формаций аргиллита как «шоколадные глины» или породы непродуктивного бажена, которые довольно часто

представлены битуминозными аргиллитами. Наличие неустойчивых, склонных к обвалам горных пород, условия их залегания и, что немаловажно, условия их вскрытия бурением — большие зенитные углы, недостаточная плотность промывочной жидкости, не всегда предсказуемые последствия физико-химических взаимодействий в пустотном пространстве пород, всё это описывает общую проблематику буровых работ в целом в отрасли. Данная сфера достаточно широко изучена и освещена в большом количестве научных и практических работ, тем не менее, исследования и поиск эффективных решений не прекращаются. Выдвигается множество гипотез касательно причин дестабилизации глинистых пород, в особенности аргиллитов, процесс разупрочнения которых разными авторами описывается как совокупность отдельных по природе и характеру протекания факторов. Так, часть исследователей не исключает важность ионного ингибирования данного типа пород, что скорее актуально при разбуривании активных глинистых отложений, сильно зависящих от катионно-объемной ёмкости. Другие исследователи делают упор на экранирование аргиллитов микрокольматантами, инкапсуляторами и заменой анионных полимеров катионными [3] с целью минимизации степени увлажнения пород. Однако практически все точки зрения сводятся к тому, что на стабильность аргиллитовых отложений вли-

яют два основных фактора: физико-химическое взаимодействие с компонентами среды промывочной жидкости и геомеханическая составляющая. Дополнительно выделяют также эрозию потоком и механическое воздействие бурильным инструментом, но данные факторы можно отнести к равно-постоянным и неизбежным. Таким образом, анализ производственных данных (при рассмотрении далее в статье проблематики потерь устойчивости открытых стволов) выполнен именно через призму этих двух составляющих.

Строительство горизонтальных скважин на юрские отложения Западно-Чатылькинское месторождения сопровождается наличием систематических проблем при бурении под эксплуатационную колонну (ЭК) и при последующей проводке горизонтальных участков. Сложность заключается в ограничении глубины установки башмака ЭК ниже проблемного интервала с целью его полного перекрытия. В большинстве случаев невозможность перекрытия аргиллитовой покрышки целевого объекта является вынужденной мерой, поскольку довольно часто мощность целевого объекта не позволяет закладывать профиль горизонтального ствола (ГС) без его выхода за пределы объекта через подошвенную часть. В таблице 1 приведена информация по буровым промывочным жидкостям (БПЖ). В связи с частым неперекрыванием проблемного интервала эксплуатационной колонной на проекте

имеется опыт бурения горизонтального участка совместно с пластом Ю0 на РУО.

В таблице 2 отражена сводная информация по рассматриваемым скважинам. По приведённым показателям можно сделать ряд выводов, которые способны охарактеризовать как саму проблему, так и причины её возникновения. Следует отметить, что на скважинах, на которых получилось полностью перекрыть георгиевскую свиту, бажен — пласт Ю0, дальнейших проблем при бурении горизонтальных участков удалось избежать полностью (таблица 2, строки 11–19). В случаях же неполного перекрытия имеются скважины, на которых осложнения присутствовали, а также те, на которых не отмечалось проблем с устойчивостью ствола. Причем среди тех и других есть скважины, пробуренные как на растворах на водной основе (РВО), так и на растворах на углеводородной основе (РУО). Проблемы с потерей стабильности ствола возникали в первые сутки после вскрытия проблемного интервала. Если рассмотреть зенитные и азимутальные углы вскрытия пласта Ю0 скважинами, пробуренными на РУО (таблица 2, строки 1–5), а также учесть пусть небольшую, но имеющуюся разницу в альтитудах залегания бажена, можно предположить, что углы вскрытия (пересечения) пласта стволами скважин могут иметь некоторые отличия, которых будет достаточно для потери стабильности стенок при одной и той же плотности РУО, что и привело в после-

Таблица 1. Информация по применяемым БПЖ

Table 1. Information on the applied drilling fluids

Инт-л	Тип БПЖ	Рецептура, % масс.	Параметры
ЭК	РВО — Ингибированный ПКР с органическим ингибитором и микрокольматантами	NaOH — 0,15; ПАЦ НВ — 0,8; биополимер — 0,3; KCL — 8,0; NaCl — 7,0; орг. ингибитор — 0,8; бактерицид — 0,04; графит — 0,7; асфальтен — 0,7; см. добавка — 3,5 %; CaCO ₃ — 16,0	$\rho = 1140\text{--}1300 \text{ кг/м}^3$; ПВ = 10–26 мПа·с; ДНС = 57–163 дПа; СНС10 с = 19–77 дПа; СНС10 мин = 28–67 дПа; ПФ (API) $\leq 6 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$; MBT $\leq 40 \text{ кг/м}^3$
ГС	РВО — Биополимерный хлоркалийевый с органическим ингибитором	NaOH — 0,2; крахмал — 1,6; биополимер — 0,4; KCL — 3,0; орг. ингибитор — 1,7; бактерицид — 0,04; см. добавка — 3,0 %; CaCO ₃ — 2,5; MgO — 0,09	$\rho = 1040\text{--}1080 \text{ кг/м}^3$; ПВ = 8–12 мПа·с; ДНС = 96–115 дПа; СНС10 с = 28–53 дПа; СНС10 мин = 38–67 дПа; ПФ (API) $\leq 5 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$; MBT $\leq 12 \text{ кг/м}^3$; ПФ НРНТ < 12 см ³ /30 мин; ВНСС $\geq 25000 \text{ сП}$
	РУО — Инвертно-эмульсионный буровой раствор	Минеральное масло — 60,0; CaCl ₂ — 6,0; известь — 2,5; органобентонит — 0,7; эмульгатор — 2,5; модиф. реологии — 0,2; пониз. фильтрации — 1,0; барит — 8,0; CaCO ₃ — 7,0	$\rho = 1040\text{--}1080 \text{ кг/м}^3$; ПВ = 10–25 мПа·с; ДНС = 38–96 дПа; СНС10 с = 19–48 дПа; СНС10 мин = 48–96 дПа; ВНО = 70/30–80/20; ПФ НРНТ < 5 см ³ /30 мин; напряжение пробоя $\geq 400 \text{ В}$

дующем к пребурам стволов на скважинах № 601, № 606 и утяжелению до 1220 кг/м³ для проводки ГС. В работе [4] описаны требования к нормированию плотности БПЖ с поправкой на углы падения пластов:

$$\rho_{\text{БПЖ}} = \frac{(1,05 \div 1,10) \cdot \rho_{\text{пл}}}{g \cdot H_{\text{пл}}} + (0,1\varphi) \cdot (70 \div 80), \quad (1)$$

где $\rho_{\text{БПЖ}}$ — плотность промывочной жидкости, кг/м³;

$\rho_{\text{пл}}$ — пластовое или поровое давление (для неколлекторов), Па;

g — ускорение свободного падения, м/с²;

$H_{\text{пл}}$ — глубина залегания пласта по вертикали, м;

φ — угол падения или пересечения пласта, град.

Принимая во внимание данные поправки, вполне очевидно, что даже разницы в несколько градусов по углам пересечения будет достаточно для получения критических отличий по противодействию на стенки. С учетом естественного угла залегания самого Ю0, отличий в зенитных углах и противоположных направлениях по азимуту входа в бажен стволами можно получить разницу в углах пересечения, достаточную для критического снижения противодействия на стенки. Расстояния между точками входа в бажен рассматриваемых скважин находятся в пределах от 700 до 1100 м. Также свои корректировки могла внести и зональная неоднородность бажена, которая может выражаться в разных величинах по фактическому поровому давлению ($P_{\text{пор}}$). Перечисленные факторы способны описать причины потери стабильности стенок скважин в каждом случае с перекрытым интервалом как для скважин, пробуренных на РУО, так и для пробуренных на растворах на водной основе. Литология бажена — битуминозный аргиллит — в данном случае также заслуживает отдельной оценки и рассмотрения. Влияние среды промывочной жидкости как одной из составляющей, на потерю стабильности аргиллитов реализуется в действии капиллярных сил — расклинивающих напряжениях, возникающих в трещинах и слоистой структуре аргиллитов при проникновении смачивающей среды. Известно, что по своей природе аргиллиты относятся к гидрофильным породам, хорошо смачиваются полярной средой и, с учетом крайне низкой проницаемости и размеров поровых каналов, при увлажнении водными средами способны развивать внутри порового пространства значительные величины капиллярных давлений [1, 5],

приводящих к их разупрочнению. В случае же отложений битуминозного аргиллита бажена тип смачиваемости с высокой вероятностью будет гидрофобным либо преимущественно гидрофобным, а, значит, имеют место все условия для благоприятного протекания негативных процессов, описанных выше, но уже и в среде неполярной жидкости (РУО).

Строительство скважин с прохождением другой проблемной формации — «шоколадных» глин — рассмотрим на примере Песцового, Ен-Яхинского и Северо-Урен-гойского месторождений. Нижняя пачка «шоколадных» глин в последней стратиграфической схеме неокома залегает над пластами группы БУ8-9. «Шоколадные» глины представляют собой аргиллиты, сложенные тонко-чешуйчатым глинистым каолиновым материалом (до 40 %), густо пропитанными окислами железа (до 13 %). В качестве примеси (10–12 %) присутствуют зёрна кварца, полевого шпата, растительные остатки. Согласно [6], промысловыми исследованиями на Уренгойском ГКМ при строительстве пологих и субгоризонтальных скважин на РВО установлено, что коэффициент кавернозности ствола в «шоколадных» глинах с увеличением зенитного угла возрастает, а с увеличением диаметра долота коэффициент кавернозности, в зависимости от зенитного угла, растёт с различной интенсивностью, проявляется так называемый арочный эффект. Отмечается, что в субгоризонтальном стволе (60–70°) с увеличением диаметра долота с 139,7 до 295,3 мм действие арочного эффекта снижается в 1,5–1,7 раза, что пропорционально усиливает процесс кавернообразования.

В таблице 3 представлена информация по строительству скважин с прохождением интервала «шоколадных» глин. Анализируя данные, можно подчеркнуть следующее:

— осложнения ствола при бурении под ЭК присутствовали в большинстве случаев;

— применение относительно инертных к разрезу систем РУО позволило избежать осложнений, причём при бурении с более низкой плотностью;

— единичные случаи отсутствия осложнений ствола при бурении на РВО отличаются малыми зенитными углами вскрытия «шоколадных» глин 26–32°;

— по Северо-Уренгойскому НГКМ присутствует определённая корреляция между фактами потери устойчивости стволов и их азимутальным направлением. Скважины, на которых осложнения отсутствовали или при-

Таблица 2. Сводная информация по Западно-Чатылкинскому месторождению

Table 2. Summary on the Zapadno-Chatylynskoye field

№	КП	№ скв.	Башмак ЭК TVDSS, м	Проблемный интервал (ЮВ-0 / Георгиевская свита)					Бурение горизонтального участка			
				Кровля TVDSS, м	Подошва TVDSS, м	Интервал перекрыт ЭК	Башмак ЭК		Литоология	Тип БПЖ	Плотность БПЖ, кг/м³	Осложнения ствола
							Зен., град	Аз., град				
1	6	601	2736	2736	2773	нет	73	153	Битуминозный аргиллит	РУО	↑ до 1220	перебур ствола
2	6	602	2735	2740	2781	нет	69	319	Битуминозный аргиллит	РУО	1090	нет
3	6	606	2738	2750	2784	нет	66	157	Битуминозный аргиллит	РУО	↑ до 1220	перебур ствола
4	7	703	2733	2733	2772	нет	66	154	Битуминозный аргиллит	РУО	↑ до 1100	ПРР, затяжки, посадки
5	7	704	2720	2733	2772	нет	63	341	Битуминозный аргиллит	РУО	1100	нет
6	4	404	2704	2648	2707	нет	84	146	Битуминозный аргиллит	РВО	↑ до 1100	ПРР, затяжки, посадки
7	4А	411	2676	2657	2700	нет	84	332	Аргиллит	РВО	↑ до 1090	ПРР, затяжки, посадки
8	4	421	2700	2648	2707	нет	86	95	Битуминозный аргиллит	РВО	↑ до 1110	ПРР, затяжки, посадки
9	4А	445	2715	2667	2722	нет	85	337	Аргиллит	РВО	1060	нет
10	4А	446	2701	2652	2714	нет	84	344	Аргиллит	РВО	1060	нет
11	4	401	2709	2653	2708	да	83	335	Битуминозный аргиллит	РВО	1060	нет
12	4	403	2717	2657	2711	да	89	335	Битуминозный аргиллит	РВО	1060	нет
13	4	405	2705	2653	2708	да	85	139	Битуминозный аргиллит	РВО	1070	нет
14	4	408	2717	2653	2708	да	84	337	Битуминозный аргиллит	РВО	1060	нет
15	4	414	2713	2648	2707	да	86	98	Битуминозный аргиллит	РВО	1060	нет
16	4	416	2722	2652	2715	да	86	113	Битуминозный аргиллит	РВО	1060	нет
17	4	417	2712	2657	2711	да	86	167	Битуминозный аргиллит	РВО	1060	нет
18	4	418	2704	2648	2707	да	82	88	Битуминозный аргиллит	РВО	1060	нет
19	4	419	2706	2653	2708	да	85	312	Битуминозный аргиллит	РВО	1060	нет

существовали в заметно меньшем количестве, пробурены в направлении $A_z = 123-148^\circ$. И, соответственно, при бурении в перпендикулярном направлении (близком к нему) потеря устойчивости отмечена во всех случаях после вскрытия на водных растворах. Вероятно, что на участке имеет место сдвиговый режим напряжений.

Проводка интервалов пилотных стволов, под спуск эксплуатационных колонн и транспортных интервалов при ЗБС осуществляется на ингибированных КСЛ полимер-карбонатных растворах (КСЛ ПКР), частично усиленных вторичными ингибиторами — микрокольматантами (асфальтены, гильсонитовые суспензии). Ингибирующая способность данных растворов на водной основе не относится к наиболее сильной, однако, учитывая опыт в отрасли по строительству интервалов ЭК, использование их является стандартным решением. Дополнительно в качестве мероприятий по укреплению стенок стволов применяется установка ванн метасиликата натрия (МСН), однако данные операции не позволяют обеспечить требуемую стабильность ствола. Имеется положительный опыт прохождения проблемного интервала «шоколадных» глин на РУО (скв. № 8506 Ен-Яхинского месторождения), причём при меньшей относительно остальных скважин плотности и довольно большом угле вскрытия — 54° . Во всех рассматриваемых случаях временной фактор также отсутствовал, осложнения ствола наступали практически без задержки по времени, в первые сутки после вскрытия, что дополнительно указывает на отсутствие разупрочнения, диспергирования породы вследствие ионного обмена и изменения кристаллической решётки глин.

Проявление арочного эффекта можно также отметить при рассмотрении опыта строительства горизонтальных скважин на пласт Ю2 Тайлаковского месторождения (таблица 4). Первоначально конструкция скважин подразумевала перекрытие эксплуатационной колонной 168 мм неустойчивых аргиллитов крыши целевого объекта. Крыша пласта Ю2 представлена плотными слабослюдистыми плиточными аргиллитами, склонными к обвалообразованию. В качестве БПЖ использовалась стандартная ингибированная полимер-карбонатная система на водной основе, где основным ингибитором выступает хлорид калия в концентрации 10 %. Наличие систематических проблем, связанных с поте-

рей устойчивости пород в данном интервале, заставляло прибегать к дополнительному использованию всевозможных микрокольматирующих добавок, закачке силикатных пачек и т.п. Успешность данных мероприятий не позволила полностью исправить ситуацию и нормализовать технологический процесс. Освоение пласта Ю2 включает плановую стимуляцию притока методом гидравлического разрыва пласта (ГРП), что позволило пренебречь частью требований к качеству первичного вскрытия пласта. Так, учитывая относительно невысокие ФЕС объекта, при бурении по пласту удалось поддерживать более высокую плотность БПЖ без дополнительных рисков возникновения дифференциальных прихватов, даже с учетом нормального Рпл, близкого к гидростатическому. Технологической службе добывающего предприятия удалось реализовать переход на изменение конструкции скважин — вскрытие крыши пласта Ю2 осуществляется совместно с бурением горизонтального участка. Переход на меньший диаметр долота при разбуривании неустойчивых отложений аргиллита позволил повысить их устойчивость при использовании одного и того же типа БПЖ, но уже с меньшей плотностью.

Рассмотренные случаи осложнений, несмотря на отличия проблемных интервалов аргиллита по стратиграфической и литологической классификации, позволяют выделить следующие общие особенности:

1. Природа причин потери стабильности аргиллитов имеет две составляющие — геомеханический фактор и взаимодействие среды промывочной жидкости с горой породой;
2. Отсутствие прямого влияния временного фактора на потерю устойчивости стенок скважин;
3. Влияние зенитного угла и угла пересечения стволом неустойчивых отложений на стабильность стенок;
4. Использование инертных, неполярных сред (РУО) позволяет снизить вероятность возникновения осложнений ствола без увеличения плотности БПЖ;
5. Стандартные превентивные меры, связанные с усилением ингибирующей способности РВО, а также мероприятия по установке в интервале осложнений укрепляющих пачек на основе силикатов и кольматирующих добавок не приносят требуемого положительного результата.

Таблица 3. Сводная информация по Песцовому, Ен-Яхинскому и Северо-Уренгойскому месторождениям

Table 3. Summary on Pestsovoye, En-Yakhinskoye and Severo-Urengoykskoye fields

№	Месторождение	КП	№ (ствол) скв.	Инт. бурения	Интервал «шоколадных» глин			
					Осложнения ствола	Тип БР	Плотность БПЖ, кг/м³	Зен., град
1	Ен-Яхинское (ЗБГС)	205	8506 (1 ств.)	2697–3817	ПРР, спуск ОК с посадками, ликвидация	РВО	1200	59
2			8506 (2 ств.)	3006–3853	нет	РУО	1120	54
3	Песцовое	5	9210 (1 ПС)	1600–4164	ПРР, ликвидация	РВО	1200	49
4			9210 (2 ПС)	1780–3760	нет	РВО	1200	26
5			9210 (ЭК)	1600–3633	ПРР, спуск ОК с посадками	РВО	1200	67
6	Песцовое	3	9224 (ЭК)	1567–3503	ПРР	РВО	1200	54
7	Песцовое	3	9225 (ПС)	1540–4136	нет	РВО	1200	39
8			9225 (ЭК)	1568–3582	ПРР, спуск ОК с посадками	РВО	1200	60
9	Песцовое	3	9228 (ЭК)	1539–3604	ПРР, спуск ОК с посадками	РВО	1220	60
10	Песцовое	1	9203 (1 ств.)	1510–3482	ПРР, недопуск ОК, ликвидация	РВО	1210	52
11			9203 (2 ств.)	2786–3467	ПРР, спуск ОК с посадками	РВО	1210	55
12	Песцовое	1	9204 (ЭК)	1563–3615	ПРР, спуск ОК с посадками	РВО	1170	56
13	Песцовое	1	9205 (ПС)	1511–3917	нет	РВО	1190	32
14			9205 (ЭК)	1520–3472	ПРР	РВО	1180	52
15	Песцовое	1	9212 (ЭК)	1642–3915	ПРР, спуск ОК с посадками	РВО	1180	55
16	Песцовое	1	9266 (ЭК)	1563–3788	ПРР, спуск ОК с посадками	РВО	1200	59
17	Северо-Уренгойское	210	2101 (ЭК)	1357–3740	ПРР, затыжки, посадки,	РВО	1130	39
18	Северо-Уренгойское	210	2102 (ЭК)	1362–3707	нет	РВО	1160	37
19	Северо-Уренгойское	210	2103 (ПС)	1597–4194	нет	РВО	1170	40
20			2103 (ЭК)	3310–4386	нет	РВО	1160	40
21	Северо-Уренгойское	210	2104 (1 ПС)	1410–3970	прихват, ликвидация	РВО	1130	52
22			2104 (2 ПС)	2630–3864	ПРР, затыжки, посадки, ликвидация	РВО	1150	43
23			2104 (3 ПС)	1965–3752	нет	РУО	1120	35
24			2104 (ЭК)	2500–3850	нет	РУО	1120	35

Примечание: ПРР — проработки ствола.

Таблица 4. Сводная информация по Тайлаковскому месторождению

Table 4. Summary on the Taylakovskoye field

Интервал неустойчивых аргиллитов - кровля пласта Ю2												
№	КП	№ скв.	Башмак ЭК TVDSS, м	Кровля TVDSS, м	Подошва TVDSS, м	Интервал перекрыт ЭК	Углы вскрытия		Ø долота, мм	Тип БПЖ	Плотность БПЖ, г/см³	Осложнения ствола
							Зен., град	Аз., град				
1	96	98	2658	2629	2643	да	73	310	220,7	PBO	1400	2 перебура ствола
2	96	104	2655 (план)	2632	2645	нет	77	163	220,7	PBO	1370	ствол ликвидирован
3			2620	2632	2645	нет	75	143	146,1	PBO	1250	нет
4	3бис	300	2568 (план)	2516	2532	нет	71	303	220,7	PBO	1350	не допуск ЭК
5			2489	2516	2532	нет	63	307	146,1	PBO	1260	нет
6			2542	2558	2563	нет	77	159	146,1	PBO	1250	нет
7	46бис	4611	2581	2587	2593	нет	84	188	146,1	PBO	1270	нет
8	46бис	4613	2579	2587	2594	нет	85	176	146,1	PBO	1330	нет
9	46бис	4614	2564	2576	2583	нет	80	116	146,1	PBO	1280	нет
10	46бис	4615	2571	2583	2587	нет	83	130	146,1	PBO	1270	нет
11	168	1162	2579	2591	2600	нет	77	304	146,1	PBO	1240	нет
12	168	1163	2580	2589	2598	нет	75	239	146,1	PBO	1230	нет
13	168	1164	2583	2591	2604	нет	77	283	146,1	PBO	1250	нет
14	168	1165	2588	2601	2608	нет	80	258	146,1	PBO	1230	нет
15	168	1171	2585	2596	2605	нет	75	320	146,1	PBO	1250	нет
16	55	1413	2636	2648	2656	нет	76	350	146,1	PBO	1250	нет
17	44	5999	2634	2641	2646	нет	83	287	146,1	PBO	1250	нет
18	44	6001	2634	2642	2654	нет	85	311	146,1	PBO	1300	нет
19	44	6004	2639	2650	2659	нет	82	20	146,1	PBO	1260	нет
20	63	3631	2593	2679	2684	нет	83	340	146,1	PBO	1230	нет

Общепринятым мнением является то, что, при соответствии плотности раствора геолого-техническим условиям устойчивость стенок ствола скважины в отложениях аргиллита определяется только лишь физико-химическим воздействием бурового раствора [3].

Геомеханическая составляющая описывается балансом напряжений, действующих в системе «открытый ствол скважины — приствольная зона горной породы». Согласно [5], баланс радиального напряжения, действующего вдоль радиуса скважины, тангенциального (касательного), действующего по окружности ствола, и осевого, действующего параллельно стволу скважины, определяет условия стабильности горной породы. Когда измененные напряжения в породе превышают её прочность, аргиллиты становятся нестабильными. Следует отметить, что ряд исследователей критикует способы борьбы с данным видом осложнений, связанных с повышением противодавления на стенки — повышением плотности БПЖ, — приводя в качестве примера результаты отрицательного промыслового опыта, полученного в различных регионах. Однако вполне логичным и обоснованным является утверждение о том, что обвала или выпучивания горных пород происходить не может, если со стороны скважины будет действовать давление, превышающее результирующее в системе напряжений на стенках скважины. При повышении плотности БПЖ, недостаточном для выполнения вышеуказанного условия, ситуация с потерей устойчивости стенок в аргиллитах может даже усугубиться [7, 8].

Другая составляющая — взаимодействие среды БПЖ со стенкой скважины — для исследователей представляет куда больший интерес. В основе большинства разработанных решений лежит один и тот же набор механизмов ингибирования глинистых минералов:

- ионное ингибирование, принцип которого заключается в модифицировании поверхности глин свободными ионами среды;

- инкапсуляция, обволакивание поверхности глин высокомолекулярными соединениями, зачастую синтетическими полимерами акрилового ряда;

- микрокольматация пустот и трещин глинистых минералов частицами мелкого размера, материалами различной природы: асфальтенами, латексами, графитом, осадками — продуктами химического взаимодействия фильтрата с пластовыми флюидами.

Ионное ингибирование работает эффективно с активными молодыми глинами за счёт взаимодействия с кристаллической решеткой, в вопросах же управления капиллярными давлениями оно не является достаточным инструментом. В работе [9] исследования на образование трещин в аргиллитах тиманского горизонта показали, что ингибированные полярные среды способны только отсрочить процесс разупрочнения. Инкапсуляция и микрокольматация также не способны исключить влагоперенос, явления диффузии и осмоса остаются неподвластными для закупорки пустот, т.к. процессы кольматации не относятся к совершенным изначально. Методы химической кольматации, например с применением алюмосиликатных комплексов, основаны на снижении pH и требуют определённых затрат времени для формирования осадка в фильтрате БПЖ. Эффективность данных систем описана больше теоретически. В работе [10] приводится неуспешный опыт применения такой системы на Сузунском месторождении. Практически все известные передовые решения, именуемые в мировой практике как «HPWBM» (High Performance Water Base Mud — высокоэффективные буровые растворы на водной основе), реализующие в своих рецептурах полный набор всех перечисленных выше видов ингибирования, не дают положительного результата при разбуривании неустойчивых аргиллитов и, в конечном счёте, все рекомендации сводятся к применению РУО. Обширный опыт применения РУО часто используется при решении подобных проблем в различных регионах [9, 11–13] и является относительно простым решением. Однако, в силу известных ограничений, РУО никогда не смогут вытеснить с рынка более дешёвые и экологичные водные системы. Таким образом, если говорить про РВО, требуется либо дополнительное повышение плотности для нивелирования разницы между противодавлением со стороны скважины и высоким поровым давлением, которое развивается относительно первоначального за счёт физико-химического взаимодействия водного фильтрата с аргиллитом, либо же необходимо создать такие условия, при которых водная среда фильтрата БПЖ будет инертна к поверхности аргиллита с позиции проявления капиллярных сил. Поскольку дополнительное нормирование, повышение плотности БПЖ до необходимых значений по ряду объективных причин не всегда возможно, задача по управлению смачи-

ваемостью контактирующих сред принимает всё большую актуальность.

На рисунке 1 изображено вскрытие трещиноватого пропластка аргиллита, показано как фильтрат БПЖ занимает пространство в техногенных трещинах породы. В силу того, что аргиллиты практически непроницаемы, промывочная жидкость, в первую очередь, занимает пространство естественных трещин, а также техногенных трещин, создаваемых при разрушении горной породы. При более детальном рассмотрении процесса (рисунок 2) можно предположить, что под действием капиллярного давления фильтрат БПЖ способен развивать систему техногенных трещин, а также, при приобщении к системе естественной трещиноватости под действием диффузии, способствовать дополнительному влагопереносу.

Из Закона Лапласа следует, что управлять можно не только величиной капиллярного давления, но и его вектором:

$$P_{\text{кап}} = \frac{2\sigma \cdot \cos\theta}{r}, \quad (2)$$

где $P_{\text{кап}}$ — капиллярное давление, Па;

σ — межфазное натяжение, Н/м;

θ — краевой угол смачивания (в сторону полярной среды), град;

r — радиус капилляра, м.

Управлять процессом смачивания возможно за счёт регулирования поверхностно-активных свойств контактирующих сред применением специальных реагентов — поверхностно-активных веществ (ПАВ). Специфика применения ПАВ в буровой технологии заключается в принципиальных отличиях обрабатываемых сред. Большинство ПАВ в разработке месторождений применяются для обработки гомогенных систем, представляющих собой в большей степени однородные жидкости, растворы солей и т.п. Промывочные же жидкости, применяемые в бурении, — это гетерогенные дисперсные системы, в которых отмечаются значительные адсорбционные потери ПАВ. Также ПАВ в значительной мере расходуются на нейтрализацию заряда других фаз и сред: буровой шлам, буровой инструмент, поверхности циркуляционной системы и т.п. В работе [14] описывается процесс учета адсорбционных потерь при планировании рабочих концентраций ПАВ для вскрытия продуктивных пластов бурением. В зависимости от типа ПАВ потери могут составлять от нескольких до 100 %. Корректировка концентраций ПАВ может накладывать свои ограниче-

Рисунок 1. Вскрытие пропластка аргиллита

Figure 1. Opening of mudstone interlayer

Рисунок 2. Развитие трещин под действием капиллярного давления

Figure 2. Crack propagation under capillary pressure action

ния, поскольку чрезмерное присутствие подобных реагентов в БПЖ может отражаться на технологических свойствах промывочных жидкостей. В этом и заключается основная задача по разработке и/или подбору эффективных ПАВ, способных придавать требуемые поверхностно-активные свойства фильтрату РВО наряду с совместимостью с БПЖ и с относительно невысокими адсорбционными потерями. Варианты решения данной технологической задачи могут быть различные. Например, вскрытие неустойчивых отложений можно выполнять на отдельном объеме специального состава, а после закрепления гидрофобных свойств — вернуться к бурению на стандартном РВО.

Управлению стабильностью неустойчивых отложений аргиллита в процессе строительства скважин уделяется огромное внимание, все известные решения можно разделить по следующим направлениям:

— применение РВО;

- повышение плотности БПЖ до возможных значений;
- повышение ингибирующей способности РВО.

Выводы

Авторами статьи предлагается обратить внимание на альтернативное перспективное

направление поиска решений, нацеленное не на борьбу с последствиями контакта полярного фильтрата РВО с породой, а на исключение данных последствий, приблизив фильтрат РВО по соответствующим свойствам к среде неполярной жидкости.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Войтенко В.С. Управление горным давлением при бурении скважин. М.: Недра, 1985. 183 с.
2. Зозуля Г.П. Исследование и разработка технологий предупреждения осложнений при бурении и разобщении пластов на основе обобщения фильтрационных процессов в системе «скважина-пласт» (на примере строительства скважин в Сибири): дис. ... д-ра техн. наук. Тюмень: 1997. 632 с.
3. Хуббатов А.А., Гайдаров А.М., Норов А.Д., Гайдаров М.М.-Р. К вопросу об устойчивости глинистых пород // Территория «Нефтегаз». 2014. № 5. С. 24-34.
4. Кожина Т.В. Разработка систем буровых растворов для вскрытия терригенно-хемогенных отложений большой толщины при бурении сверхглубоких скважин: дис. ... канд. техн. наук. М.: 2015. 150 с.
5. Ружников А.Г. Совершенствование технологии предупреждения дестабилизации сильно трещиноватых аргиллитов: дис. ... канд. техн. наук. Ухта: 2015. 121 с.
6. Мнацаканов В.А. Исследование и разработка технологии строительства газовых скважин с субгоризонтальным окончанием в сложных геолого-технических условиях: дис. ... канд. техн. наук. Тюмень: 2004. 116 с.
7. Головкина Н.Н. Методическое и экспериментальное обеспечение прочностных расчетов стенок скважины в пористых горных породах: дис. ... канд. техн. наук. Уфа: 2001. 163 с.
8. Попов А.Н., Головкина Н.Н. Прочностные расчеты стенок скважин в пористых горных породах. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2001. 70 с.
9. Хвошин П.А. Исследование и разработка инвертного эмульсионного раствора на основе термопластичной композиции для промывки скважин в сложных условиях бурения: дис. ... канд. техн. наук. Уфа: 2016. 222 с.
10. Захаров М.А., Карипова Н.А. Опытно-промысловая работа при бурении зон нестабильных аргиллитов с применением системы PER-FLEX на Сузунском месторождении // Научный журнал. 2018. № 3 (26). С. 14-18.
11. Некрасова И.Л. Совершенствование технологии применения и утилизации технологических жидкостей на неводной основе в процессах строительства и освоения скважин: дис. ... д-ра техн. наук. Уфа: 2018. 307 с.
12. Асланбеков А.Р., Севедин Н.М., Соловьев С.Г., Мосин В.А., Королев А.В. Устойчивость глин разных стадий литогенеза на Юрхаровском месторождении при бурении скважин на растворах на углеводородной основе // Бурение и нефть. 2011. № 3. С. 46-50.
13. Бузанов К.В. Применение растворов на углеводородной основе как решение проблем устойчивости

аргиллитов и растворения солей при бурении скважин на Верхнечонском месторождении // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. 2014. № 1. С. 91-94.

14. Конесев В.Г., Рогачев М.К., Коробов Г.Ю., Тептерева Г.А. Возможности сохранения продуктивности скважин на этапе их строительства // Бурение скважин в осложненных условиях: тез. докл. III Междунар. науч.-практ. конф. СПб.: Санкт-Петербургский горный университет, 2018. С. 57-59.

REFERENCES

1. Voitenko V.S. *Upravlenie gornym davleniem pri burenii skvazhin* [Rock Pressure Control When Drilling Wells]. Moscow, Nedra Publ., 1985. 183 p. [in Russian].
2. Zozulya G.P. *Issledovanie i razrabotka tekhnologii preduprezhdeniya oslozhnenii pri burenii i razobshchenii plastov na osnove obobshcheniya fil'tratsionnykh protsessov v sisteme «skvazhina-plast» (na primere stroitel'stva skvazhin v Sibiri): dis. d-ra. tekhn. nauk* [Research and Development of Technologies for Preventing Complications During Drilling and Separation of Reservoirs Based on the Generalization of Filtration Processes in the «Well-Reservoir» System (by the Example of Well Construction in Siberia): Doct. Engin. Sci. Diss.]. Tyumen, 1997. 632 p. [in Russian].
3. Khubbatov A.A., Gaidarov A.M., Norov A.D., Gaidarov M.M.-R. *K voprosu ob ustoychivosti glinistykh porod* [On the Issue of the Stability of Clay Rocks]. *Territoriya «Neftegaz» — Oil and Gas Territory*, 2014, No. 5, pp. 24-34. [in Russian].
4. Kozhina T.V. *Razrabotka sistem burovyykh rastvorov dlya vskrytiya terrigenno-khemogennykh otlozhenii bol'shoi tolshchiny pri burenii sverkhglubokikh skvazhin: dis. kand. tekhn. nauk* [Development of Drilling Fluid Systems for Penetrating Terrigenous-Chemogenic Deposits of Great Thickness When Drilling Superdeep Wells: Cand. Engin. Sci. Diss.]. Moscow, 2015. 150 p. [in Russian].
5. Ruzhnikov A.G. *Sovershenstvovanie tekhnologii preduprezhdeniya destabilizatsii sil'no treshchinovatykh argillitov: dis. kand. tekhn. nauk* [Improvement of Technology to Prevent Destabilization of Highly Fractured Mudstones: Cand. Engin. Sci. Diss.]. Ukhta, 2015. 121 p. [in Russian].
6. Mnatsakanov V.A. *Issledovanie i razrabotka tekhnologii stroitel'stva gazovykh skvazhin s subgorizontalmym okonchaniem v slozhnykh geologo-tekhnicheskikh usloviyakh: dis. kand. tekhn. nauk* [Research and Development of Technology for Construction of Gas Wells with Sub-Horizontal Completion in Difficult Geological and Technical Conditions: Cand. Engin. Sci. Diss.]. Tyumen, 2004. 116 p. [in Russian].

7. Golovkina N.N. *Metodicheskoe i eksperimental'noe obespechenie prochnostnykh raschetov stенок skvazhiny v poristyykh gornyykh porodakh: dis. kand. tekhn. nauk* [Methodological and Experimental Support of Strength Calculations of the Borehole Walls in Porous Rocks: Cand. Engin. Sci. Diss.]. Ufa, 2001. 163 p. [in Russian].
8. Popov A.N., Golovkina N.N. *Prochnostnye raschety stенок skvazhin v poristyykh gornyykh porodakh* [Strength Calculations of Borehole Walls in Porous Rocks]. Ufa, UGNTU Publ., 2001. 70 p. [in Russian].
9. Khvoshchin P.A. *Issledovanie i razrabotka invertnogo emul'sionnogorastvora na osnove termoplastichnoi kompozitsii dlya promyvy skvazhin v slozhnykh usloviyakh bureniya: dis. kand. tekhn. nauk* [Research and Development of an Invert Emulsion Solution Based on a Thermoplastic Composition for Flushing Wells in Difficult Drilling Conditions: Cand. Engin. Sci. Diss.]. Ufa, 2016. 222 p. [in Russian].
10. Zakharov M.A., Karipova N.A. *Opytno-promyslovaya rabota pri burenii zon nestabil'nykh argillitov s primeneniem sistemy PER-FLEX na Suzunskom mestorozhdenii* [Pilot Field Work While Drilling Zones of Unstable Mudstones Using the PER-FLEX System at the Suzunskoye Field]. *Nauchnyi zhurnal — Scientific Journal*, 2018, No. 3 (26), pp. 14-18. [in Russian].
11. Nekrasova I.L. *Sovershenstvovanie tekhnologii primeneniya i utilizatsii tekhnologicheskikh zhidkostey na nevodnoi osnove v protsessakh stroitel'stva i osvoeniya skvazhin: dis. d-ra tekhn. nauk* [Improving the Technology for the Use and Disposal of Non-Aqueous Process Fluids in the Construction and Development of Wells: Doct. Engin. Sci. Diss.]. Ufa, 2018. 307 p. [in Russian].
12. Aslanbekov A.R., Sevodin N.M., Solovov S.G., Mosin V.A., Korolev A.V. *Ustoichivost' glin raznykh stadii litogeneza na Yurkharovskom mestorozhdenii pri burenii skvazhin na rastvorakh na uglevodorodnoi osnove* [Stability of Clays of Different Rock Formation Stages at Yurkharovskoye Field While Well Drilling with Oil-Based Muds]. *Burenie i nef't — Drilling and Oil*, 2011, No. 3, pp. 46-50. [in Russian].
13. Buzanov K.V. *Primenenie rastvorov na uglevodorodnoi osnove kak reshenie problem ustoichivosti argillitov i rastvoreniya solei pri burenii skvazhin na Verkhnechonskom mestorozhdenii* [Application of Oil-Based Muds as a Solution to the Problems of Mudstone Stability and Salt Dissolution when Drilling Wells in the Verkhnechonskoye Field]. *Problemy razrabotki mestorozhdenii uglevodorodnykh i rudnykh poleznykh iskopaemykh — Problems of Development of Deposits of Hydrocarbon and Ore Minerals*, 2014, No. 1, pp. 91-94. [in Russian].
14. Konesev V.G., Rogachev M.K., Korobov G.Yu., Teptereva G.A. *Vozmozhnosti sokhraneniya produktivnosti skvazhin na etape ikh stroitel'stva* [The Ways to Retain Well Deliverability During Construction Stage]. *Tezisy dokladov III Mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskaya konferentsii «Burenie skvazhin v oslozhnennykh usloviyakh»* [Abstracts of the III International Scientific and Practical Conference «Well Drilling in Difficult Conditions»]. Saint-Petersburg, Sankt-Peterburgskii gornyi universitet Publ., 2018, pp. 57-59. [in Russian].

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Коне́сев Васи́лий Генна́дьевич, кандидат технических наук, ведущий эксперт, Центр компетенций по технологиям строительства и ремонта скважин, ООО «Газпромнефть Научно-технический центр», Санкт-Петербург, Россия

Vasily G. Konesev, Candidate of Engineering Sciences, Leading Expert of Competence Center for Well Construction and Repair Technologies, Gazpromneft Science and Technology Center LLC, Saint-Petersburg, Russia
Konesev.VG@gazpromneft-ntc.ru

Аре́стов Алексе́й Алекса́ндрович, руководитель направления, Блок интегрированных решений, ООО «Газпромнефть Научно-технический центр», Санкт-Петербург, Россия

Aleksey A. Arestov, Discipline Head, Integrated Solutions Division, Gazpromneft Science and Technology Center LLC, Saint-Petersburg, Russia
Arestov.AA@gazpromneft-ntc.ru

Тепте́рева Гали́на Алексе́евна, доктор технических наук, профессор кафедры общей, аналитической и прикладной химии, УГНТУ, Уфа, Россия

Galina A. Teptereva, Doctor of Technical Sciences, Professor of General, Analytical and Applied Chemistry Department, USPTU, Ufa, Russia
teptereva.tga@yandex.ru

Статья поступила в редакцию 31.05.2021; одобрена после рецензирования 04.08.2021; принята к публикации 03.09.2021.

The article was submitted 31.05.2021; approved after reviewing 04.08.2021; accepted for publication 03.09.2021.