



РАЗРАБОТКА ЭФФЕКТИВНЫХ СОСТАВОВ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА БУРЕНИЯ СКВАЖИН В ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЕ КАЗАХСТАНА

Э. А. Кязимов¹, Х. М. Исламов*²

¹НИПИ «Нефтегаз», SOCAR, Баку, Азербайджан

²ТОО «Казахский научно-исследовательский геологоразведочный нефтяной институт», Атырау, Казахстан

Development of effective drilling fluid compositions to improve the quality of well drilling in the Caspian deep of Kazakhstan

E. A. Kazimov¹, Kh. M. Islamov*²

¹«OilGasScientificResearchProject» Institute, SOCAR, Baku, Azerbaijan

²Kazakh Research Geological Exploration Oil Institute LLP, Atyrau, Republic of Kazakhstan

ABSTRACT

Theoretical prerequisites for the development of a complex action reagent, in order to stabilize drilling fluids and the best results in combining the properties of reducing the plastic viscosity index and the filtration index of drilling fluids, are shown by samples of Rodopol-23P and pitchy carbolognosulfonate KLSP. A corresponding scheme for obtaining a reagent of complex action has been developed.

Keywords: development of compoundings for drill mud solutions; chemical reagents; stabilizers; improvement of technological properties; drill mud solutions.

© 2023 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Прикаспийская впадина является одним из наиболее перспективных регионов, где сосредоточены крупные нефтяные и газовые месторождения Казахстана (рис. 1).

Геологический разрез Прикаспийской впадины состоит из трёх основных комплексов: надсолевого, соленосного и подсолевого.

Надсолевой комплекс представлен, главным образом, терригенными породами (глинами, суглинками, аргиллитами, песчаниками и т.п.), которые в отложениях верхнемелового, юрского и нижнетриасового возраста включают прослой карбонатных пород (известняки, мергели, мел), а также характеризуются наличием высоконапорных водоносных горизонтов. В надсолевом комплексе в большинстве случаев используются пресные или слабоминерализованные глинистые растворы. При прохождении мощной толщи надсолевых глинисто-песчаных пород, из-за плохой очистки, содержание твердой фазы возрастает, что приводит к снижению скоростей бурения, перерасходу химических реагентов и повышению аварийной опасности из-за возможных прихватов, образования сальников и затяжек инструмента.

Соленосный комплекс кунгурского яруса нижней перми сложен чистой солью или солью с терригенными породами. Соль, преимущественно, состоит из галита с различной крупностью кристаллов, в зависимости от

глубины горизонта и тектонических условий залегания структуры. Толщина соленосных отложений в пределах куполов достигает 4.0-4.5 км. В целях предупреждения размыва ствола в солевых отложениях раствор заслоняется поваренной солью до плотности фильтрата, который должен составлять 1250-1300 кг/м³. При бурении соленосных пород большой толщины, помимо хлоридов натрия и калия, раствор обрабатывается хлоридом магния в количестве 100 кг/м³, что повышает его ингибирующие свойства и улучшает реологические показатели в условиях минерализации раствора. Терригенные части разреза Прикаспийской впадины характеризуются минерализованными пластовыми и поровыми водами, что способствует постепенному повышению минерализации буровых растворов. Для повышения устойчивости глинистых пород в буровые растворы добавляют ингибирующие добавки [1, 2]. Применение ингибирующих буровых растворов позволило, во многих случаях, успешно довести скважину до проектной глубины в сложных геолого-технических условиях. При проводке скважины Мынсуалмас №3 на глубине 3005 м начались осложнения, посадки бурильного инструмента, увеличилось число проработок ствола скважины. Раствор имел следующие параметры: плотность – 1220 кг/м³, условная вязкость – 60 с, фильтрация – 10 см³/30 мин, статическое напряжение сдвига – 3.0/10.0 дПа. При таких показателях раствор обрабатывался КССБ и КМЦ. При обработке глинистых растворов хлористым кальцием (CaCl₂), наблюдалось следующее:

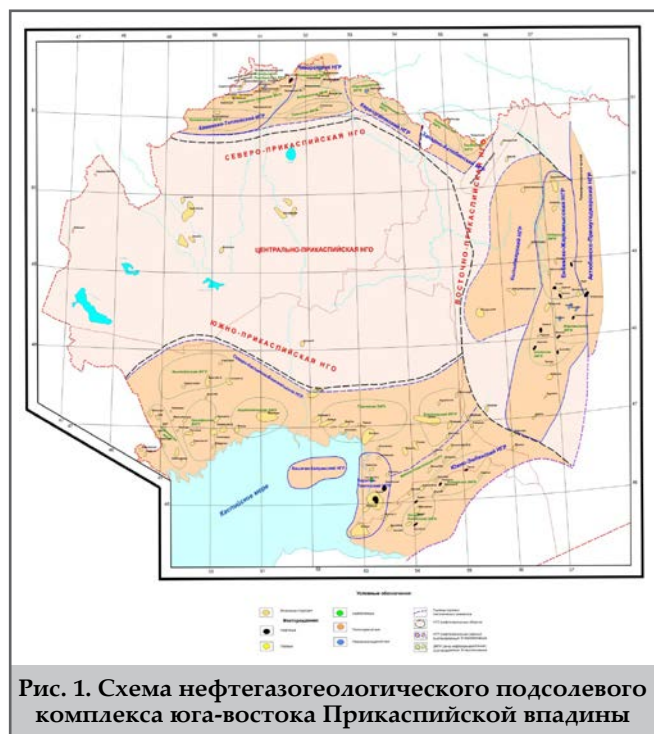


Рис. 1. Схема нефтегазогеологического подсолевого комплекса юга-востока Прикаспийской впадины

при содержании Ca^{2+} в фильтрате 3.9 г/л, изменились параметры бурового раствора – увеличилась его плотность до 1240-1250 кг/м³, условная вязкость до 70 с, фильтрация уменьшилась до 5.0 см³/30 мин. Это позволило сократить осложнения при бурении, завершить проводку скважины до проектной глубины.

Таким образом, при бурении скважин в мощных терригенных отложениях триаса и перми, где наблюдается осыпание пород, сужение стволов скважин, находят применение ингибированные растворы, содержащие кальций.

Подсолевой комплекс представлен терригенно-карбонатными породами – аргиллитами алевритистыми и известковистыми, слоистыми, песчаниками известковистыми крепкими, гравелитами с полуокатанной кварцевой галькой.

В подсолевых отложениях их крайняя неустойчивость связана с потерей устойчивости терригенных глинистых пород. Наиболее тяжелые осложнения возникают при бурении в аргиллитах и песчано-глинистых отложениях артинского и сакмарского ярусов, осложненных наличием аномально высокого пластового давления.

Влияние буровых растворов на состояние стволов скважин оценивалось, в основном, по результатам промыслово-геофизических исследований. Также использовались данные по бурению и расширению скважин и изменению свойств растворов в процессе проводки скважин. В качестве критериев для выделения определенного района и, соответственно, типа бурового раствора для бурения скважин, использованы величины забойных температур, сохранение устойчивости ствола скважины, изменение минерализации фильтрата бурового раствора в процессе бурения, литологический и минералогический составы пород разреза. Теория и практика бурения нефтяных и газовых скважин показывают, что состав и свойства буровых растворов, в частности, величина перепада между гидростатическим и пластовым давлениями, содержание в растворе твердой фазы, величина показате-

ля фильтрации и состав фильтрата, реология раствора и технологические свойства существенно влияют на технические показатели бурения.

Влияние промывочных жидкостей на состояние стволов скважин оценивалось, в основном, по бурению и расширению скважин и изменению свойств буровых растворов в процессе проводки скважин. По мере углубления скважины растворы определяются до уровня регламентируемого геологическими условиями и устойчивостью ствола скважины. Химическая обработка буровых растворов специальными реагентами обусловлена требованиями технологии проводки глубоких скважин. Эти требования, прежде всего, заключаются в нормировании вязкости, водоотдачи, структурно-механических показателей, плотности влияния промывочных сред на буримость, вскрытие и освоение продуктивных пластов. Основные задачи, стоящие в настоящее время перед химической обработкой буровых растворов, сводятся к созданию новых средств и методов, которые бы обеспечили приготовление эффективных, доступных и относительно дешевых растворов для бурения [3-5].

В казахстанской части Прикаспийской впадины для решения задач, связанных с загущением бурового раствора исследуются и внедряются различные реагенты – разжижители буровых растворов. Существующие реагенты – понизители вязкости в обычных случаях обеспечивают выполнение этой задачи, тем более что усовершенствование средств промывки позволяет снизить требования к удерживающей способности растворов. В связи с этим буровые растворы должны иметь как можно меньшие вязкости и статическое напряжение сдвига. Эти условия выполняется при обработке растворов реагентами – понизителями вязкости, а также реагентами-стабилизаторами.

Учитывая вышеизложенное, можно выделить следующие этапы разработки и управления свойствами буровых растворов в осложненных условиях казахстанской части Прикаспийской впадины:

- Поиск и изучение компонентного состава буровых растворов, приготовленных на основе новых реагентов, с целью их внедрения на разведочных площадях;
- Разработка буровых растворов с комбинированием реагентов ксантановой смолы и лигносульфаната;
- Разработки рецептур буровых растворов с применением полимеров, способных улучшить технологические параметры путем снижения реологических свойств и позволяющих достичь уменьшения проникновения жидкости в пласт;
- Внедрение рецептуры буровых растворов, обработанных полимерами комплексного действия на разведочных площадях юга-востока Прикаспийской впадины.

Экспериментальные исследования по изучению свойств буровых растворов на основе ксантановой смолы «Родопол-23П»

За последние годы в Западном Казахстане применялись различные типы буровых растворов, отличающиеся друг от друга разными составами дисперсных фаз, стабилизаторов, разжижителей и других компонентов.

На основе анализа промысловых данных и изучения патентной и научно-технической литературы, а также на основании экспериментальных работ был разработан буровой раствор с добавками ксантановой смолы. Лабораторные испытания этого реагента велись на воде различной минерализации, при различном содержании как самого реагента, так и глинистой и утяжеляющей твердой фракции. Добавлялись ингибирующие соли, хлориды калия и кальция. Исследования влияния «Родопол-23П» на свойства бурового раствора показали, что реагент является активным стабилизатором бурового раствора. При концентрациях 0.2-0.5% достигается снижение водоотдачи бурового раствора до 8-10 см³ за 30 минут. Экспериментальные исследования были вызваны тем, что для месторождений Прикаспийской впадины не проводилось определение оптимальной концентрации «Родопол-23П» (табл. 1). В научно-исследовательской практике, в частности, при разработке рецептур буровых растворов, необходимо обеспечить верхний предел показателя фильтрации, не превышающий 7-8 см³/30 мин (опыты №№ 3-5). Важным этапом создания системы ингибирующего раствора являлся выбор полимерного стабилизатора.

Из таблицы 1 видно, что предлагаемое сочетание при оптимальном их содержании позволяет значительно сократить расход основного стабилизатора, а именно:

- «Родопол-23П» + «Форалис-380Р» – в 1.5 раза;
- «Родопол-23П» + «Форалис-380Р» + «КССБ-2М» – в 2 раза.

Разжижающее действие реагента «Родопол-23П» начинает проявляться при концентрации выше 0.2%. При содержании 0.3% он проявляет загущающее действие. Реагент «Родопол-23П» способствует формированию плотных, тонких, эластичных, с низкими фрикционными свойствами фильтрационных корок. Минимальный коэффициент трения корки достигается при концентрации 0.2% для «Родопол-23П» и составляет 0.0187. С ростом процентного содержания он стабилизируется на уровне 0.0364.

В дальнейшем снижение происходит плавно, после концентрации «Родопол-23П» 0.5% и выше практически изменяется незначительно, оставаясь на уровне 8 см³/30 мин. Проведенные исследования показали целесообразность сочетания ксантановой смолы на основе крахмала и лигносульфонатных компонентов и что такие реагенты должны уже при малых добавках к буровому раствору существенно улучшить их технологические показатели.

Комплексное ингибирование солями натрия и калия не только повышает эффект в ингибировании неустойчивости глинистых пород, но и облегчает регулирование технологических показателей параметров бурового раствора. Результаты исследований показали, что расход ксантановой смолы для снижения фильтрации значительно ниже по сравнению с «КМЦ» (в 4 раза) и «Полисал» (в 3 раза). Результаты исследований по обработке высокоминерализованных растворов приведены в таблице 2 и на рисунке 2.

Исследования позволили сделать вывод, что при бурении скважин большое внимание следует уделять не только структурно-реологическим и фильтрационным характеристикам, но и содержанию в растворе твердой фазы [6], а также оптимальному ионному составу

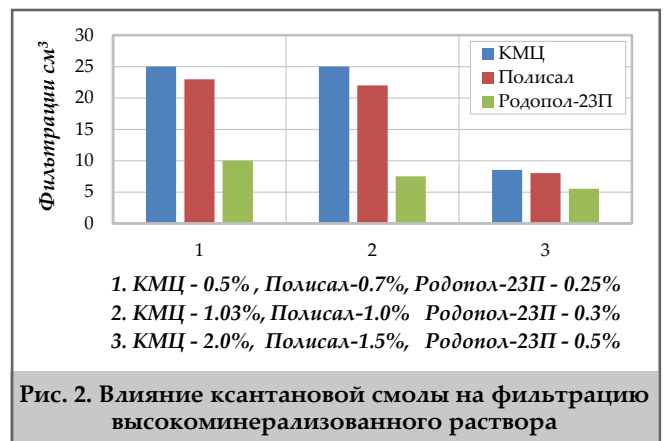


Рис. 2. Влияние ксантановой смолы на фильтрацию высокоминерализованного раствора

фильтрата. Проведенные лабораторные исследования показывают, что реагент на основе ксантановой смолы обладает высокой стабилизирующей способностью при температурах 120-140 °С. При более высоких температурах (150-160 °С) расход реагента несколько увеличивается и реагент становится более термоустойчивым.

Исследования влияния конденсированного лигносульфонатного полимера (КЛСП) на реологические свойства буровых растворов

С целью оказания влияния вязкости на технологические показатели бурения, буровые растворы обрабатывают специальными реагентами, предназначенными для широкого применения. Это позволяет достичь успехов в области стабилизации их реагентами-понижителями вязкости. В лаборатории промысловых жидкостей ТОО «КазНИГРИ» проводились работы с использованием конденсированного лигносульфонатного полимера в качестве добавки к буровым растворам на площадях Бурбайтал и Айранколь. Добавка «КЛСП» в процентном отношении изменялась в пределах от 10 до 50 %. Из таблицы 3 видно, что добавка «КЛСП» почти не влияет на плотность бурового раствора, однако, при добавке до 10% снижается вязкость и одновременно водоотдача бурового раствора. Также, толщина корки снижается с 1.5 мм до 0.5 мм.

По результатам экспериментальных исследований показана эффективность «КЛСП» в качестве разжижителя буровых растворов. Химическая обработка на площади Бурбайтал 5% реагентом «КЛСП» подтверждает разжижающую способность в менее выраженной форме, что объясняется высокой минерализацией бурового раствора.

Лигносульфонатные полимеры «КЛСП» получают модифицированием лигносульфонатов солями поливалентных металлов и органическими многоатомными спиртами, соответствующими ТУ 7500 РК 39754784. По внешнему виду «КЛСП» – вязкая жидкость темно-коричневого цвета, со специфическим запахом и плотность реагента при 20 °С не менее 1140 кг/м³, массовая доля сухих веществ не менее 47%, кислотность водного раствора при pH=4.5. Отсутствие редуцирующих веществ в лигносульфонатных полимерах – основной фактор повышения термостойкости. В ходе лабораторных исследований выяснилось, что конденсированный лигносульфонатный полимер является эффективным регулятором понизителя вязкости и не ухудшает фильтрационные свойства.

Результаты лабораторных испытаний химического реагента «Родопол-23П» на водах различной минерализации									Таблица 1
№№п/п	Наименование раствора	Плотность, кг/м ³	Условная вязкость, сек	Фильтрация, см ³ за 30 мин	СНС, дПа		Пластическая вязкость, мПа·с	Динамическое напряжение сдвига, дПа	Примечание
					1 мин.	10 мин.			
1	20%-ный глинопорошок на технической воде	1186	12.5	22.5/7.5	4	12	3.75	37.1	Г/порошок
2	Раствор №2 исходный +0.2% Родопол-23П	1195	16.5	16.0	28.4	36.7	18.0	137.2	Родопол-23П введен в раствор в сухом виде
3	Раствор №2 исходный +0.3% Родопол-23П	1195	50.0	10.0	61.7	66.8	30.4	269.4	
4	Раствор №2 исходный +0.5% Родопол-23П	1195	81.0	8.0	68	78	35.2	340.0	
5	Реагент 1%-ный Родопол-23П	1031	75.0	6.0	73.5	85.0	27.0	307.0	
6	Исходный 10%-ный бентонитовый раствор на технической воде	1078	3.8	40 за 7 мин 17 сек	0	0	1.125	5.06	$\rho_{\text{вода}}=1025 \text{ кг/м}^3$
7	Раствор №7 исходный +0.2% Родопол-23П	1079	4.2	16.8	0	0	6.37	30.9	
8	Раствор №7 исходный +0.3% сухой Родопол-23П	1081	5.2	12	0	0	9.0	60.7	
9	Раствор №9 +барит до плотности 1250 кг/м ³	1231	5.6	12	1.67	5.01	19	93	Стабильность сут. 0
10	Вода пресная +0.2% Родопол-23П	1003	4.5	-	0	0.835	3.75	33.75	
11	Раствор №11 +1% Форалис 380Р сухой	1009	4.5	40 за 46 сек	0	0	4.875	36.56	
12	Вода пресная +0.4% Родопол-23П	1005	6.0	-	5.845	8.35	6.75	74.25	
13	Раствор №13 +1% Форалис 380Р сухой	1011	6.0	40 за 70 сек	6.68	8.35	6.75	73.12	
14	Раствор №14 +барит до плотности 1200 кг/м ³	1164	6.5	6.2	10.85	13.36	13.12	92.82	
15	Раствор №15 +5% KCl	1235	6.5	6.0	10.35	15.02	28.12	77.07	
16	Раствор №13 +0.5% Форалиса 380Р сухой+барит до $\rho=1.20 \text{ г/см}^3 + 5\% \text{ KCl}$	1225	7	8.2	9.185	16.7	28.5	85.5	
17	Вода пресная +0.6% Родопол-23П	1007	9.0	40 за 59 сек	28.39	31.73	9.0	141.75	
18	Раствор №18 +1% Форалис-380Р сухой	1013	11.5	-	32.56	39.24	10.5	158.62	
19	Вода пресная +0.8% Родопол-23П	1009	19.0	-	61.79	68.47	9.75	223.8	
20	Раствор №20 +1% Форалис-380Р сухой	1015	24.0	36 за 7.5 мин	53.44	58.45	12.0	217.12	
21	Раствор №12 +0.5% Форалис-380Р сухой+барит до 1200 кг/м ³ +5% KCl	1220	4.5	19.0	0	0.835	14.25	34.87	
22	Раствор №22 +5% г/порошка	1221	4.5	22.5	0	0.835	12.375	36.56	
23	Вода Кисимбай+0.4% Родопол-23П	1060	6	11.0	3.34	9.185	9.75	64.12	$\rho_{\text{вода}}=1065 \text{ кг/м}^3$
24	Раствор №24 +0.5% Форалис-380Р сухой	1060	6	8	5.84	10.85	10.12	81.56	
25	Раствор №25 + мел до $\rho=1200 \text{ кг/м}^3$	1180	7.5	11	9.185	37.57	14.25	93.37	$\rho_{\text{мел}}=2700 \text{ кг/м}^3$
26	Раствор №26 +5% KCL	1187	8	11.5	10.85	28.39	15	99	
27	Вода Котыртас +0.4% Родопол-23П	1167	6	8.0	3.34	5.01	10.87	66.9	$\rho=1160 \text{ кг/м}^3$
28	Раствор №28 +0.5% Форалис 380Р сухой	1167	7.5	9	4.17	8.35	13.12	92.82	
29	Раствор №29 + мел до $\rho=120 \text{ кг/м}^3$	1190	8	5	5.84	11.69	16.5	99	
30	Раствор №30 +5% KCL	1208	7	5	4.17	8.35	16.87	100.6	
31	Вода Кисимбай +5% KCL	-	-	-	-	-	-	-	$\rho_{\text{вода}}=1033 \text{ кг/м}^3$
32	Раствор №32 +0.4% Родопол-23П	1063	20	9.5	0	0	3.75	65	
33	Раствор №33 +25% г/порошка	1195	42	20.5	12	13	17	135	
34	Раствор №34 +15% г/порошка	1260	95	40 за 16 мин	47	48	22	260	
35	Раствор №35 +5%-ный водный реагент Форалис-380Р	1230	12	20	16	22.5	20	156	Реагенты на воде Кисимбай $\rho=1033 \text{ кг/м}^3$
36	Раствор №35 +10%-ный водный реагент КССБ-2М	1210	6.5	9.5	11	11	17	72.5	
37	Раствор №35 +3% Форалиса 5 %-ного + +15% КССБ-2М-10%-Т-80	1200	Не замеряла	20.5	16	16	21	120	
38	Вода Кисимбай + CaCl ₂	-	-	-	-	-	-	-	$\rho_{\text{вода}}=10329 \text{ кг/м}^3$

Таблица 2

Результаты экспериментальных исследований эффективности стабилизирующей способности полимеров

Состав раствора	Добавки к раствору, %						Технологические показатели раствора				
	NaCl	KCl	КМЦ	Полисал	Родопол-23П	Дувовиз	ρ , кг/м ³	ПВ, мП·с	V, см ³	СНС _{1/10}	pH
Глинопорошок	20	15					1270	18.5	36.0	133/147	7.0
17% глины на технической воде	20	15	0.5				1250	21.5	25.0	115/124	7.0
			1.03				1250	19.4	25.0	80/92	7.0
			2.0				1250	24.0	8.5	13/446	8.7
17% глины на технической воде	20	15			0.35		1250	18.5	7.5	1.4/6.4	9.0
					0.5		1250	28.0	5.5	1.6/5.2	9.0
17% глины на технической воде	20	15				0.35	1250	22.5	9.0	1.8/11.3	9.0
						0.5	1250	32.0	7.5	0.4/3.1	9.0
17% глины на технической воде	20	15		1.5			1205	26.0	8.0	40/63	8.8

Таблица 3

Результаты лабораторных экспериментов химического реагента конденсированного лигносульфоната

Площадь	Опыт	Содержание добавки (КЛСП), %	Параметры бурового раствора				
			ρ , кг/м ³	T, сек	Φ , см ³	Корка, мм	C, %
Бурбайтал	№1	Исходный параметр бурового раствора	1170	120	9	1.5	4
	№2	Исх р-ру+5% КЛСП	1160	110	9	1.5	
	№3	Исх р-ру +10% КЛСП	1160	95	8.5	1.5	
	№4	Исх р-ру +15% КЛСП	1150	80	7	1.0	
	№5	Исх р-ру + 20% КЛСП	1150	65	6	0.5	
Айранкол	№6	Исх раствор	1270	60	11	2.0	3.0
		Исх р-ру+5%КЛСП	1270	45	9	1.5	
		Исх р-ру+10% КЛСП	1260	38	8	1.5	
Айранкол	№7	Исх р-ру+20% NaCl	1250	42	30	4.5	
		Исх р-ру №4+5%КЛСП	1250	55	26	4.5	
Айранкол	№8	Исх р-ру №4+10% КЛСП	1240	70	22	4.0	
Айранкол	№9	Исх р-ру №4+15% КЛСП	1240	95	18	3.5	
Айранкол	№10	Исх р-ру №4+20% КЛСП	1250	115	12	3.0	

Новый реагент «КЛСП» повышает качество бурового раствора, проявляет себя как интенсивный разжижитель, приводящий к стабилизации его параметров, регулированию статического напряжения сдвига (СНС), устойчивости минеральных солей и температуры (табл. 3).

Конденсированные лигносульфонатные полимеры «КЛСП» имеют высокие ингибиторные свойства, препятствуют разбуханию и разделению глины, улучшают устойчивость стенок скважины, за счет смазывающего компонента уменьшают трение между стенками скважины и буровыми колоннами. Для оптимизации технологических параметров буровых растворов используются различные виды химических реагентов, применение которых, в конечном счете, приводит к улучшению технологических свойств бурового раствора и, при этом, повышаются технико-экономические показатели бурения скважин. В буровом растворе присутствие конденсированного лигносульфонатного полимера оказывает стабилизирующее действие при наличии высоких температур.

Из представленных экспериментальных данных видно, что после добавления «КЛСП» в исходный раствор произошло уменьшение значений, характеризующих реоло-

гические параметры буровых растворов. Данное предположение подтверждается и величинами, характеризующими предельное динамическое τ_0 и статическое СНС_{1/10} напряжение сдвига, значения которых уменьшаются с увеличением концентрации «КЛСП». Эффективность «КЛСП» в качестве реагента-разжижителя определялась путем сравнения его с такими аналогами как «КССБ».

На основании результатов лабораторных исследований можно отметить хорошую совместимость «КЛСП» с другими реагентами. Реагент «КЛСП», наряду с разжижающей способностью, обладает свойствами регулятора фильтрации.

Схема комплексного действия ксантановой смолы «Родопол-23П» и конденсированного лигносульфонатного полимера «КЛСП» для обработки буровых растворов

Проводились исследования химических реагентов на основе ксантановой смолы и лигносульфонатов «КЛСП», целью которых являлись определение возможности их использования в сложных горно-геологических условиях бурения скважин в Прикаспийской части РК.

Таблица 4

Результаты экспериментальных исследований влияния комбинирования реагентов «Родопол-23П» и «КЛСП» на буровой раствор

Состав реагента	Содержание добавки, %	Показатели раствора				
		ρ , кг/м ³	ПВ, мПа·с	СНС _{1/10} дПа	V ₃₀ , см ³	K, мм
Буровой раствор с месторождения Жанаталап		1196	65.0	6/8	32.5	6.3
Раствор №1 + Родопол-23П + КЛСП	0.1% + 2.5%	1196	60.0	7/8	26.0	5.0
Раствор №1 + Родопол-23П + КЛСП	0.15% + 3%	1198	54.0	12/31	17.0	3.4
Раствор №1 + Родопол-23П + КЛСП	0.2% + 3.5%	1203	48.0	18/43	10.0	1.5
Раствор №1 + Родопол-23П + КЛСП	0.25% + 5%	1206	40.0	23/54	7.0	0.5

Поэтому актуальной проблемой при проводке скважин, как с точки зрения повышения устойчивости проходимости пород, так и повышения технико-экономических показателей бурения, является проблема подбора компонентов бурового раствора, рецептура и технология их применения. Результаты лабораторных исследований при комбинированном использовании реагентов для обработки буровых растворов, в процессе углубления скважины легко регулировались и поддерживались систематической обработкой раствора комбинированным реагентом (рис. 3).

На основании результатов лабораторных исследований можно отметить экономический эффект при использовании полимерного раствора, что выражается сокращением расхода химреагента, а также сокращением затрат времени на механическое бурение. Результаты исследований комбинированной обработки, сочетание реагентов при оптимальном их содержании позволяет значительно сократить расход основного стабилизатора и улучшить реологические и фильтрационные показатели растворов.

Таким образом, применение комбинированного реагента приводит к улучшению технологических свойств бурового раствора и, при этом, повышаются технико-экономические показатели бурения скважин (табл. 4).

Основным практическим результатом лабораторных исследований является разработка новых рецептур буровых растворов для промывки скважин при бурении на геологоразведочных площадях Прикаспийской впадины, использование которых позволяет увеличить скорость бурения, снизить количество осложнений, уменьшить расход материалов и химических реагентов (рис. 3).

Внедрение этих рецептур обеспечило безаварийную проводку скважин в условиях бурения легко осыпающихся пород на разведочных площадях юго-востока Прикаспийской впадины. Известно, что эффективность химиче-

ской обработки может быть достигнута путем комбинирования различных химических реагентов, каждый из которых конкретно усиливает те или иные физико-химические и технологические свойства буровых растворов.

Применение реагента комплексного действия «Родопол-23П» и «КЛСП» на скважине Кажыгали-4

При бурении в интервале 0-350 м раствор имел нижеследующие параметры: сильное загустевание раствора до ПВ=264 мПа·с, СНС_{1/10}=14.5/21.0 дПа. Бурение сопровождалось длительными и тяжелыми проработками. Повышение температуры приводило к росту водоотдачи раствора в 7-10 раз с обработкой «КССБ» и «КМЦ». Для повышения эффекта полимерного раствора в интервалах неустойчивых пород часто проводятся соответствующие обработки с комбинированием реагентов «Родопол-23П» и «КЛСП», для регулирования при малых добавках к буровому раствору. Данное мероприятие первоначально сократило осложнение при параметрах раствора $\rho = 1210-1240$ кг/м³, ПВ = 70 мПа·с, V = 8·10⁻⁶ м³. Скважину успешно пробурили до 1300 м и произвели спуск эксплуатационной колонны.

В результате применения реагента комплексного действия «Родопол-23П» и «КЛСП» на скважине Кажыгали-4 оказалось возможным снизить водоотдачу, значительно сократить расход основного стабилизатора и улучшить реологические и фильтрационные показатели растворов. При этом отмечается явное улучшение технического состояния. Диаметр скважины был близок к номинальному, что описано в Акте промысловых испытаний.

Разработана соответствующая схема получения реагента комплексного действия при помощи обработки бурового раствора реагентом «Родопол-23П» и «КЛСП», что более выгодно как с технологической, так и с экономической точки зрения.

Кроме того, при применении комбинированных реагентов при обработке бурового раствора на площади Тобеарал получена экономическая эффективность. Экономический эффект получен на сумму 4.4 тыс. долл. США.

По данной технологии обоснованы методики проведения экспериментальных исследований и методы обработки полученных результатов, разработана соответствующая схема получения реагента комплексного действия.

Таким образом, применение буровых растворов, обработанных реагентами «Родопол-23П» и «КЛСП» имеет высокую эффективность в процессе химической обработки во время бурения интервалов в Прикаспийской впадине.

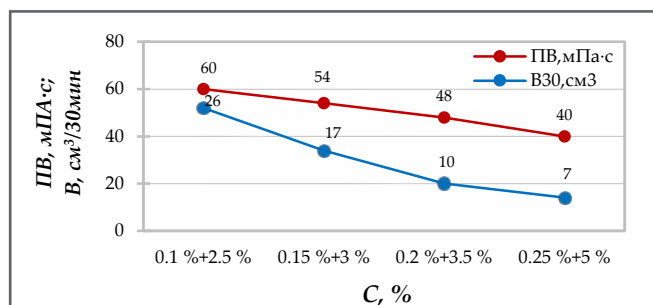


Рис. 3. Изменение свойств бурового раствора на основе реагента «Родопол-23П» и конденсированного лигносульфоната

Литература

1. Vəliyev, F. F. (2022). Qazma məhlullarının spesifik xassələrinin yeni sintez olunmuş polimer əlavələrlə tənzimlənməsi. *Scientific Petroleum*, 1, 42-45.
2. Ашурова, А. М. (2022). Исследование электропроводимости компонентов бурового раствора для бурения боковых стволов. *SOCAR Proceedings*, 2, 15-18.
3. Федосов, Р. И., Вахрушев, Л. П. (2003). Новые загустители для полимерных буровых растворов. *Нефтяное хозяйство*, 3, 24-27.
4. Гаврилов, Б. М., Мойса, Ю. Н., Щербаева, О. М. (2000). Новый солейстойкий лигносульфонатный химический реагент для буровых растворов. *Нефтяное хозяйство*, 4, 17-18.
6. Маслов, В. С., Коновалов, Е. А., Плаксин, Р. В. (2006). Разработка композиционных химических реагентов на основе силикатов для обработки буровых растворов. *Бурение и нефть*, 5, 21-23.
6. Панахов, Г. М., Сулейманов, Б. А. (1995). Особенности течения суспензий и нефтяных дисперсных систем. *Коллоидный журнал*, 57(3), 386-390.

References

1. Veliyev, F. F. (2022). Regulation of specific properties of drilling fluids with newly synthesized polymer additives. *Scientific Petroleum*, 1, 42-45.
2. Ashurova, A. M. (2022). Investigation of the electrical conductivity of drilling fluid components for drilling sidetracks. *SOCAR Proceedings*, 2, 15-18.
3. Fedosov, R. I., Vakhrushev, L. P. (2003). New thickeners for polymeric drilling fluids. *Oil Industry*, 3, 24-27.
4. Gavrilov, B. M., Moisa, Yu. N., Shcherbaeva, O. M. (2000). New salt resistant lignosulfonate chemical agent for drilling fluids. *Oil Industry*, 4, 17-18.
5. Maslov, V. S., Kononov, E. A., Plaksin, R. V. (2006). Development of composite chemicals based on silicates for processing the drilling muds. *Burienie i Neft*, 5, 21-23.
6. Panakhov, G. M., Suleimanov, B. A. (1995). Specific features of the flow of suspensions and oil disperse systems. *Colloid Journal*, 57(3), 386-390.

Разработка эффективных составов буровых растворов для повышения качества бурения скважин в Прикаспийской впадине Казахстана

Э. А. Кязимов¹, Х. М. Исламов²

¹НИПИ «Нефтегаз», SOCAR, Баку, Азербайджан

²ТОО «Казахский научно-исследовательский геологоразведочный нефтяной институт» Атырау, Казахстан

Реферат

Теоретические предпосылки для разработки реагента комплексного действия с целью стабилизации буровых растворов и наилучшие результаты по сочетанию свойств уменьшения показателя пластической вязкости и показателя фильтрации буровых растворов показывают образцы «Родопол-23П» и «КЛСП». На их основе разработана соответствующая схема получения реагента комплексного действия.

Ключевые слова: буровой раствор; химические реагенты; вязкость; водоотдача; эффективность.

Qazaxıstanın xəzər çökəkliyində quyu qazımasının keyfiyyətinin artırılması üçün effektiv qazma məhlulu tərkiblərinin işlənməsi

E. A. Kazimov¹, X. M. İslamov²

¹«Neftqazelmütədqiqatlayihə» İnstitutu, SOCAR, Bakı, Azərbaycan

²«Qazax Geoloji Kəşfiyyat Elmi-Tədqiqat Neft İnstitutu» MMC, Atırau, Qazaxıstan

Xülasə

Qazma məhlullarının sabitləşdirilməsi məqsədilə kompleks təsirə malik reagentin işlənməsi üçün nəzəri şərtləri və plastik özlülük göstəricisinin azaldılması xassələri ilə qazma məhlullarının süzülmə göstəricisinin uyğunlaşması üzrə ən yaxşı nəticələri «Родопол-23П» və «КЛСП» nümunələri göstərir. Onların əsasında kompleks təsirə malik reagentin alınması üçün müvafiq sxem işlənmişdir.

Açar sözlər: qazma məhlulu; kimyəvi reagentlər; özlülük; suvermə; səmərəlilik.