

УДК 622.246

**ИССЛЕДОВАНИЕ СОЛЕУСТОЙЧИВЫХ ПОЛИМЕРНЫХ
РЕАГЕНТОВ**

THE STUDY OF SALT-RESISTANT POLYMERIC REAGENTS

Петров Н. А.

**ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной
технический университет», г. Уфа Российская Федерация**

N. A. Petrov

**FSBEI NPE “Ufa State Petroleum Technological University”, Ufa,
the Russian Federation**

e-mail: napetroff @ mail.ru

Аннотация. В статье рассматриваются несколько вариантов применения полимерных реагентов ПС (ПС-1) и Термопас-34, устойчивых к полиминеральной агрессии. Один из вариантов – это использование пресных и минерализованных полимерных растворов на основе реагента ПС. А также создание пресных и минерализованных полимерглинистых растворов с добавкой химпродуктов ПС и Термопас-34. Опробованы технологии введения реагентов в промывочную жидкость, как в сухом виде, так и в виде предварительно приготовленного водного или солевого раствора. Изучено влияние различных солей на свойства промывочных жидкостей с добавкой полимера. Особое внимание уделено тем композициям, когда происходит деструкция раствора или существенное загущение системы. Найдены рецептуры с необходимыми структурно-реологическими параметрами и показателями фильтрации. Отмечено, что при этом необходимо строго соблюдать рекомендуемую технологию приготовления раствора.

Полимерный реагент ПС в целом удовлетворяет требованиям снижения параметров показателя фильтрации и придания достаточных структурно-реологических параметров в солевых растворах. В то же время в искусственных и естественных глинистых растворах при минимальных концентрациях добавок ПС в жидком виде не происходит повышения реологических и структурно-механических свойств выше приемлемых величин. Однако следует избегать введения реагента ПС-1 в любой раствор в сухом виде.

Реагент Термопас-34 не со всеми типами солей образует систему с необходимыми фильтрационными и реологическими свойствами. Также добавки Термопас-34 не оказывают стабилизирующего действия на цементный раствор. Однако в пресных и минерализованных глинистых растворах при соответствующей концентрации реагента Термопас-34 достигаются удовлетворительные фильтрационные и структурно-реологические свойства промывочной жидкости.

Abstract. This article discusses several options for the use of polymeric reagents PS (PS-1) and 34 Termopas-resistant polymineral aggression. One of the options - is the use of fresh and mineralized polymer solutions based on the SS agent. As well as the creation of fresh and mineralized polymerclay solutions with the addition of chemical products and Termopas PS-34. Introducing the reagents tested technology in wash liquid as in a dry form or as a preformed aqueous or saline. The effect of different salts on the properties of drilling fluids with the addition of the polymer. Special attention is given to those compositions, when there is destruction of a solution or a significant thickening system. Found formulation with the necessary structural and rheological parameters and filtering parameters. It is noted that in this case it is necessary to strictly observe the recommended solution preparation technology.

The polymeric reagent as a whole substation meets the parameters of declining filtration and impart sufficient structural and rheological parameters in

salt solutions. At the same time, the natural and artificial clay solutions at minimum concentrations of PS supplements in liquid form does not occur, and improve the rheological and mechanical properties of the structurally above acceptable values. However, to avoid the introduction of PS-1 of any reagent in solution in dry form.

Reagent-34 Termopas not all types of forming salts with the required filtration system and rheological properties. Also additives Termopas-34 does not have a stabilizing effect on the cement. However, in the fresh and saline mud, with appropriate Termopas-34 reagent concentrations are achieved satisfactory filtration and structural and rheological properties of the washing liquid.

Ключевые слова: полимерный реагент, минерализованная безглинистая жидкость, бентонитовая суспензия, показатель фильтрации, реологические свойства, солевая агрессия, деструкция раствора.

Key words: polymeric reagent, mineralized clay-free fluid, bentonite slurry, filtration rate, rheological properties, salt aggression, destruction solution.

Одним из важных направлений в области бурения является разработка солеустойчивых растворов [1-9]. Есть несколько путей решения проблемы создания промывочной жидкости, устойчивой к солевой агрессии. Так можно применять глинистые порошки (например, палыгорскитовые), на которых существенно не сказывается минерализация раствора. Другой путь – это применение специальных полимерных реагентов, стабилизирующих промывочную систему. При помощи таких полимеров можно придать промывочной жидкости необходимые реологические свойства в достаточно продолжительный период времени. Следующий наиболее оптимальный вариант, когда одновременно используются и специальные глинопорошки и особые полимерные химические вещества. В данном случае с большей вероятностью можно приготовить промывочную композицию с надежной стабилизацией структурно-реологических и фильтрационных свойств для

прохождения осложненных участков при строительстве скважин. Есть также несколько других путей решения проблемы, например, путем нейтрализации ионов солей при рапопроявлении или – их превращения в гель и др. Но данные технологии на современном этапе развития в области бурения на практике ещё плохо освоены. Поэтому сегодня наиболее легкий и универсальный путь – это синтез и подбор таких полимерных реагентов, которые соответствуют необходимому и достаточному количеству требований для решения существующих на практике проблем, для примера в Ноябрьском нефтегазовом регионе Западной Сибири.

Вначале рассмотрим результаты исследований свойств полимерных водных растворов на основе солей различной плотности.

Так, например, в качестве стабилизатора НПО «Бурение» предложило экологически безопасный водокислоторастворимый комплексный полимерный состав ПС. Реагент ПС предназначен для приготовления высокоминерализованных безглинистых жидкостей, используемых при вскрытии нефтегазосодержащих продуктивных пластов, проведения перфорационных работ, глушения и консервации скважин.

Физико-химические свойства полимерной смеси ПС:

1. Внешний вид порошкообразный	
2. Объемная плотность, кг/м ³	480
3. Удельный вес, кг/м ³	1483
4. pH 1%-го раствора	8,2
5. Растворимость в воде, %	99-100
6. Растворимость в 12%-ной соляной кислоте, %	99,5-100
7. Влажность, %	35-40
8. Начальная проницаемость песчаника, мД	5,32
9. Конечная проницаемость песчаника, мД	4,70
10. Коэффициент восстановления проницаемости, %	88
11. Фильтрация рассола через песчаник с проницаемостью 2000 мД при $P = 7 \text{ кг/см}^3$	0

Оптимальные добавки ПС в расчете на сухое вещество составляют 1,5% от объема раствора. Реагент ПС позволяет эффективно контролировать показатель фильтрации рассола без твердой фазы $ПФ = 5-10 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$ и обеспечивает необходимые структурно-реологические параметры: $\rho = 1200-1250 \text{ кг/м}^3$, $СНС_{1/10} = (3,5-9,0)/10 \text{ дПА}$, $\eta_{пл} = 35-60 \text{ мПА} \cdot \text{с}$.

Результаты исследований физико-химических свойств:

1. Внешний вид зернистый материал разной размерности кремового цвета, напоминающий резиновую крошку
2. Влажность, % 33,12
3. pH 1%-го водного раствора 8,7
4. Растворимость частичная, реагент полностью не растворяется, со временем на дне образуется аморфный осадок в виде хлопьев

Полученные данные при определении устойчивости раствора ПС в растворах солей приведены в таблице 1.

Таблица 1. Устойчивость 1%-го водного раствора ПС-1 к солевой агрессии

№	Солевой раствор	Внешний вид после смешивания в соотношении 1:1	Внешний вид после термостатирования при 80 °С в течение 1 ч	Внешний вид под микроскопом
1	2	3	4	5
1.	1%-й раствор на пресной технической воде	Растворение не полное, раствор мутный с вкраплениями		Аморфные кусочки полимеров, во всем поле зрения полидисперсная суспензия
2.	Р-р № 1 + р-р NaCl, $\rho = 1140 \text{ кг/м}^3$ (1:1)	Смешивается, р-р мутный		Аморфные кусочки (агрегаты) полимеров более крупные, чем в пресной воде
3.	Р-р. № 1 + р-р АХН, $\rho = 1,15 \text{ г/см}^3$ (1:1)	Смешивается, р-р мутный		
4.	Р-р. № 1 + р-р CaCl ₂ , $\rho = 1203 \text{ кг/м}^3$ (1:1)	После смешивания через 30 с: хлопья во всем объеме	Хлопья во всем объеме, оседающие на дно пробирки	Хлопья (агрегаты) полимеров собирающиеся в центр капли, мелких частиц практически нет

№	Солевой раствор	Внешний вид после смешивания в соотношении 1:1	Внешний вид после термостатирования при 80 °С в течение 1 ч	Внешний вид под микроскопом
1	2	3	4	5
5.	Р-р. № 1 + р-р $Al_2(SO_4)_3$, $\rho = 1140 \text{ кг/м}^3$ (1:1)	То же	То же	Отдельные, более крупные, чем в растворе агрегаты

Примечание: ρ – плотность, АХН – аминированный хлористый натрий

Поскольку технология приготовления полимерсолевого раствора не была предоставлена, работы вели следующим образом – в минерализованный раствор вводили реагент ПС в сухом виде. Полученные данные при обработке различных минерализованных растворов реагентом ПС приведены в таблице 2. Реагент ПС в рассоле $NaCl + CaCl_2$ растворяется частично, на дне объемный аморфный осадок из нерастворившегося полимера, а в растворах $NaCl$ и АХН полимер ПС растворяется более полно, осадок визуалью намного меньше и раствор более однородный.

Таблица 2. Свойства солевых растворов с добавкой ПС

№	Состав раствора	Параметр					
		УВ, с	ПФ, $\text{см}^3/30$ мин	рН	η , мПа·с	τ_0 , дПа	$CHC_{1/10}$, дПа
1.	АХН ($\rho = 1050 \text{ кг/м}^3$) + 1% ПС	30	30	10,0	8	6	0/0
2.	АХН ($\rho = 1100 \text{ кг/м}^3$) + 1% ПС	31	21	9,85	8	6	0/0
3.	АХН ($\rho = 1150 \text{ кг/м}^3$) + 1% ПС	34	21	9,40	11	11	0/0
4.	Рассол из $NaCl$ ($\rho = 1248 \text{ кг/м}^3$) + 1% ПС	71	28	9,35	14	27	0/0
5.	Рассол из $NaCl$ и $CaCl_2$ ($\rho = 1248 \text{ кг/м}^3$) + 2% ПС	густой	17	8,60	39	83	0/0
6.	Рассол из $NaCl$ и $CaCl_2$ ($\rho = 1248 \text{ кг/м}^3$) + 3,5% ПС	-	12	9,70	Замерить невозможно из-за большого аморфного осадка		

Примечание: УВ – условная вязкость, ПФ – показатель фильтрации, рН – уровень водородного показателя, η – пластическая вязкость, τ_0 – динамическое напряжение сдвига, $CHC_{1/10}$ – статическое напряжение сдвига через 1 и 10 мин

После согласования с НПО «Бурение» изменили технологию приготовления полимерсолевого раствора: в водный раствор полимера ПС вводили различные соли в сухом виде. Полученные данные приведены в таблице 3.

Таблица 3. Влияние солей на водные растворы ПС

Состав раствора		Свойства раствора						
		УВ, с	ρ , кг/м ³	ПФ, см ³ /30 мин	рН	η , мПа·с	τ_0 , дПа	СНС _{1/10} , дПа
1.	1,8%-й водный р-р ПС + 30% NaCl (в сухом виде)	49	1180	12	7,30	13	18	0/0
2.	Исх. 1 через 48 ч	74	1180	9	7,70	20	33	0/0
3.	1,8%-й водный р-р ПС + 30% KCl (в сухом виде)	84	1160	21	7,75	9	11	0/0
4.	Исх. 3 через 48 ч	68	1160	9	7,80	19	32	0/0
5.	1,8%-й водный р-р ПС + 30% CaCl ₂ (в сухом виде)	52	1200	18	7,40	14	15	0/0
6.	Исх. 5 через 48 ч	136	1200	7	6,75	20	35	0/0

Дополнительно исследовали влияние обработки водокислоторастворимого комплексного полимерного реагента ПС на основные свойства искусственно-приготовленной бентонитовой суспензии (БС) и естественного (нарабатываемого, намывного в скважине) бурового раствора (БР). Реагент ПС добавляли следующим образом:

- в сухом виде;
- в виде приготовленного в течение 1 сут 1,5%-го водного раствора с добавлением 5% NaCl (комплексный реагент – КР-1);
- в виде приготовленного в течение 1 сут 1,5%-го водного раствора (КР-2).

Полученные данные по обработке искусственно приготовленных бентонитовых суспензий (БС) и естественных (наработанных в скважине) буровых растворов (БР) реагентом ПС приведены в таблице 4.

Из таблицы 4 следует, что при обработке бурового раствора реагентом ПС в сухом виде раствор загустевает, частично коагулирует, показатель фильтрации повышается. При вводе данного полимера в виде водного раствора с добавками NaCl и без добавок также происходит повышение показателя фильтрации и деструкция раствора.

Таблица 4. Влияние способа ввода реагента ПС-1 в бентонитовую суспензию и буровой раствор на их свойства

Состав раствора		Параметры раствора							
		УВ, с	ρ , кг/м ³	ПФ, см ³ /30 мин	К, мм	рН	η , мПа·с	τ_0 , дПа	СНС _{1/10} , дПа
1.	БС	21	1038	14,0	1,5	8,85	3	18	18/22
2.	Исх. 1 + 0,1% ПС-1 (в сухом виде)	40	1038	14,0	1,5	8,85	5	38	18/22
3.	Исх. 1 + 0,3% ПС-1 (в сухом виде)	42	1038	14,0	1,5	8,85	6	38	18/22
4.	Исх. 1 + 0,5% ПС-1 (в сухом виде)	очень вязкий	1038	19,0	1,5	8,85	-	-	-
5.	Исх. 1 + 1% КР-1 (1,5%-й р-р ПС + 5% NaCl)	22	1038	18,0	1,5	8,60	2	24	22/22
6.	Исх. 1 + 3% КР-1	25	1038	19,0	1,5	8,50	3	32	29/30
7.	Исх. 1 + 5% КР-1	27	1038	21,0	1,5	8,40	3	34	20/32
8.	Исх. 1 + 1% КР-2 (1,5%-й р-р ПС)	20	1038	17,0	1,5	8,75	2	23	20/20
9.	Исх. 1 + 3% КР-2	20	1038	16,0	1,5	8,75	2	15	15/15
10.	Исх. 1 + 5% КР-2	20	1038	15,0	1,5	8,75	3	12	8/12
11.	Исх. 1 + 10% КР-2	26	1037	17,0	2,0	8,70	4	20	13/13
12.	БР с Сугмутского месторождения. Обработка: Кем-Пас, Поликем Д	23	1125	10,5	1,5	7,95	5	6	0/0
13.	Исх. 11 + 0,3% ПС-1 (в сухом виде)	загустел		16,0	1,5	загустел			
14.	Исх. 12 + 3% КР-1	26	1125	12	2,0	8,20	5	9	4/30
15.	Исх. 12 + 3% КР-1	34	1125	15	2,0	8,10	5	18	22/34
16.	Исх. 12 + 5% КР-1	40	1128	18	2,5	8,00	5	26	23/23
17.	Исх. 12 + 7% КР-1	загустел		23	4,5	загустел			
18.	Исх. 12 + 3% КР-2	23	1125	11	1,5	8,35	3	8	2/6
19.	Исх. 12 + 5% КР-2	23	1128	12	1,5	8,35	3	8	2/8
20.	Исх. 12 + 7% КР-2	28	1128	13,5	2,0	8,35	3	12	3/8
21.	Исх. 12 + 10% КР-2	30	1130	15	2,0	8,35	4	17	3/10

Примечание: К – толщина корки

На основании проведённых исследований можно сделать следующее заключение. Предлагаемый полимер ПС по некоторым свойствам не соответствует рекламной информации. В частности растворимость в воде неполная, образуется аморфный осадок из нерастворившегося полимера в солях CaCl_2 , $\text{Al}_2(\text{SO}_4)_3$ и рассолах, состоящих из NaCl и CaCl_2 , также присутствуют аморфные частицы в большом количестве в зависимости от объема полимера. Добавки ПС в минерализованные растворы приводят к снижению показателя фильтрации до требуемых значений 5-10 $\text{см}^3/30$ мин. Однако при этом необходимо соблюдать технологию приготовления полимерсолевого раствора:

- растворение реагента ПС следует производить в пресной воде при перемешивании в течение 6-8 ч;
- ввод минерализованной соли необходимо производить в сухом виде (по расчету) в готовый раствор полимера;
- полимерный раствор с добавкой соли нужно выдержать при периодическом перемешивании не менее суток.

Обработка реагентом ПС как в сухом виде, так и в виде водного раствора полимерглинистого бурового раствора и бентонитовой суспензии приводит к ухудшению параметров и загустеванию системы.

Перейдём к результатам исследований пробы реагента Термопас-34. По рекламной информации реагент Термопас-34 – новый универсальный регулятор фильтрации буровых растворов в условиях высокой минерализации ионами двухвалентных металлов (1% по хлоридам Ca и Mg). Специалистами НПП «Химекс Дор» (г. Ярославль) при участии Ярославского государственного технического университета и ГНПП «Недра» создано и организовано производство отечественного универсального акрилового полимерного модификатора буровых растворов, представляющего собой термостойкий анионный сополимер акриламида, калиевую соль – Термопас- 34. Для поддержания показателя фильтрации пресных растворов до 6 $\text{см}^3/30$ мин достаточно 0,5%

Термопаса-34, минерализованных растворов – до 2%. Сухой остаток – 17,3%.

Результаты физико-химических исследований:

1. Внешний вид вязкая киселеобразная непрозрачная коричневая жидкость
2. Запах без запаха
3. pH 7,21
4. Растворимость хорошо растворим с образованием в воде прозрачной коричневой жидкости.

Полученные данные обработки бентонитовой суспензии и естественного (намывного) бурового раствора реагентом Термопас-34 приведены в таблице 5. Из таблицы 5 следует, что добавки реагента 0,5% и более в глинистый раствор приводят к уменьшению показателя фильтрации до приемлемых величин.

Таблица 5. Влияние добавок Термопас-34 на основные свойства бурового раствора

Раствор, обработка		Параметры раствора								
		УВ, с	ρ , кг/м ³	pH	ПФ, см ³ /30 мин	K, мм	η , мПа·с	τ_0 , дПа	СНС _{1/10} , дПа	K _{тр} , градус
1.	БР с Сугмутского месторождения, куст 29. Обработка: Кем-Пас, Поликем-Д	20	1110	7,64	11	1	6	8	0/0	8
2.	Исх. 1 + 0,1% Термопас-34	20	1110	7,78	9,5	1,0	6	9	0/0	8
3.	Исх. 1 + 0,3% Термопас-34	20	1110	8,00	8	1,0	8	10	0/0	8
4.	Исх. 1 + 0,5% Термопас-34	20	1110	8,06	7	0,5	8	10	0/0	6
5.	Исх. 1 + 1% Термопас-34	25	1110	8,35	6	0,5	10	15	0/10	6
6.	Исх. 1 + 3% Термопас-34	25	1110	8,38	6	0,5	10	17	0/12	6
7.	Исх. 1 + 0,05% НТФ	20	1110	7,12	11	1,0	6	8	0/0	-
8.	Исх. 7 + 0,5% Термопас-34	20	1110	7,16	8	0,5	6	8	0/0	-
9.	Исх. 1 + 0,1% НТФ	20	1110	6,74	11	1,0	6	8	0/0	-
10.	Исх. 9 + 0,5% Термопас-34	20	1110	6,86	8	0,5	6	8	0/0	-
11.	БС	21	1045	9,98	18	1,5	5	6	0/0	-
12.	Исх. 11 + 0,1% Термопас-34	25	1045	9,97	16	1,0	6	27	0/10	-
13.	Исх. 11 + 0,3% Термопас-34	32	1045	9,96	12,5	1,0	6	44	8/20	-
14.	Исх. 11 + 0,5% Термопас-34	44	1045	9,93	11,5	1,0	10	36	16/32	-
15.	Исх. 11 + 1% Термопас-34	52	1045	9,87	9,5	1,0	11	40	30/46	-

Примечание: K_{тр} – коэффициент трения

Лабораторные данные добавления Термопас-34 в водный раствор $MgCl_2$, прореагировавший с щелочью $NaOH$, приведены в таблице 6. Выявлено, что реагент Термопас-34 в солевом растворе $MgCl_2$ не оказывает стабилизирующего действия на показатель фильтрации.

Таблица 6. Влияние реагента Термопас-34 на химически обработанный солевой раствор

Исх.: Водный р-р $MgCl_2$ ($\rho = 1,131 \text{ г/см}^3$) + 15,3% $NaOH$	Исх. + 0,1% НТФ ($pH = 7,6$) + 3% Термопас-34	Исх. + 0,1% НТФ ($pH = 7,6$) + 5% Термопас-34
УВ = 18 с, $\rho = 1,153 \text{ г/см}^3$		
ПФ = 40 $\text{см}^3/4 \text{ мин}$	4 $\text{см}^3/9 \text{ мин}$	40 $\text{см}^3/13 \text{ мин}$
$pH = 9,25$ $\eta = 2 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ $\tau_0 = 18 \text{ дПа}$ $CHC_{1/10} = 8/8 \text{ дПа}$		

Исследования влияния добавок Термопас-34 на реологические и фильтрационные свойства естественного бурового раствора при воздействии минеральной агрессии приведены в таблице 7.

Таблица 7. Влияние реагента Термопас-34 на свойства солёного глинистого раствора ($T = 20 \text{ }^\circ\text{C}$)

Раствор, обработка		Свойства	
		УВ, с	ПФ, $\text{см}^3/30 \text{ мин}$
1	БР с Сугмутского месторождения. Обработка: Кем-Пас, Поликем-Д ($pH = 8,22$)	25	12
2	Исх. 1 + 0,05% НТФ ($pH = 7,13$)	20	12
3.	Исх. 2 + 1% Термопаса-34	20	8
4	Исх. 1 + 0,1% НТФ ($pH = 6,74$)	20	12
5	Исх. 4 + 1% Термопаса-34	20	8
6	Исх. 1 + 3% $NaCl$	25	34
7	Исх. 6 + 3% Термопаса-34	20	12
8	Исх. 1 + 0,1% $CaCl_2$	25	24
9	Исх. 8 + 3 % Термопаса-34	38	10
10	Исх. 1 + 0,5% $CaCl_2$	25	40/10 мин
11	Исх. 10 + 3% Термопаса-34	22	30
12.	Исх. 1 + 3% Термопаса-34	68	6
13.	Исх. 12 + 0,1% $CaCl_2$	106	8
14.	Исх. 12 + 0,5% $CaCl_2$	48	15
15.	Исх. 1 + 0,5% Кем-Пака	36	6
16.	Исх. 15 + 0,1% $CaCl_2$	100	9,5
17.	Исх. 15 + 0,5% $CaCl_2$	40	17

Из таблицы 7 видно, что при воздействии полиминеральной агрессии ионами натрия и кальция на буровой раствор, добавки Термопас-34 в количестве 3% и более оказывают необходимое стабилизирующее действие и достаточно эффективно понижают показатель фильтрации.

Результаты исследований свойств цементного раствора, приготовленного из цемента марки ПЦТ 20 ДО-50 с добавкой Термопас приведены в таблице 8.

Таблица 8. Влияние реагента Термопас-34 на свойства цементного раствора

Состав раствор		Растекаемость, см	Показатель фильтрации, см ³ /30 мин
1.	Цементный раствор с В/Ц = 0,5	22	30/27 мин
2.	Исх. 1 + 0,1% Термопас-34	22	30/35 мин
3.	Исх. 1 + 0,3% Термопас-34	22	30/35 мин
4.	Исх. 1 + 0,5% Термопас-34	23	30/40 мин
5.	Исх. 1 + 1% Термопас-34	24	30/42 мин

Как видим, добавки Термопас-34 не оказывают стабилизирующего действия на цементный раствор.

Проведенные исследования позволяют сделать следующее резюме. С помощью реагента Термопас-34 можно достаточно эффективно регулировать фильтрационные свойства:

- в пресных буровых растворах в количестве 0,5% и выше;
- в буровых растворах (в количестве 3% и более), подвергшихся воздействию полиминеральной агрессии ионами натрия до 3% и кальция до 0,5%.

Выводы

С помощью реагента ПС можно приготовить полимерсолевые и минерализованные полимерглинистые растворы с удовлетворительными свойствами. К недостаткам реагента ПС относятся наличие аморфных сгустков в полидисперсной системе и невозможность введения реагента в

промывочную жидкость в сухом виде, поскольку это приводит к интенсификации коагуляции раствора. При соответствующей доводке (модификации) реагента ПС и/или отработке технологии приготовления раствора с данным полимером в композиции с сопутствующими реагентами область применения химпродукта ПС вполне естественно увеличится и расширится.

Наилучшей областью для применения реагента Термопас-34 являются солевые растворы NaCl и CaCl₂, в которых обеспечивается достаточно хороший уровень реологических и фильтрационных параметров. Кроме того, полимер Термопас-34 перспективен в использовании в пресных искусственных и естественных буровых глинистых растворах Ноябрьского нефтегазового региона, когда существует потенциальная возможность поступления минерализованной воды в скважину. При этом обеспечиваются удовлетворительные фильтрационные свойства дисперсной системы и приемлемый уровень структурно-реологических свойств, которые легко регулируются при установленной совместимости полимера Термопас-34 с реагентом-разжижителем НТФ.

Список используемых источников

1 Химреагенты и материалы для буровых растворов/ Н. А. Петров, Ш. Х. Сагдеев, А. И. Есипенко и др.: Обзор. информ. М.: ВНИИОЭНГ, 1997. Ч. 1. С. 64.

2 Регулирование основных и специальных свойств буровых растворов/ Н. А. Петров, Ш. Х. Сагдеев, А. И. Есипенко и др.: обзор. информ. М.: ВНИИОЭНГ, 1998. С. 32.

3 Катионоактивные ПАВ – эффективные ингибиторы в технологических процессах нефтегазовой промышленности / Н. А. Петров, Б. С. Измухамбетов, Ф. А. Агзамов, Н. А. Ногаев; Под ред. Ф. А. Агзамова. СПб.: Недра, 2004. 408 с.

4 Повышение качества первичного и вторичного вскрытия нефтяных пластов / Н. А. Петров, В. Г. Султанов, И. Н. Давыдова, В. Г. Конесев; под ред. Г. В. Конесева. СПб.: Недра, 2007. 544 с.

5 Петров Н. А., Исмаков Р. А. Совершенствование технологии вскрытия полимиктовых коллекторов, освоения и ремонта нефтяных скважин: монография. Уфа: РИЦ УГНТУ, 2014. 433 с.

6 Петров Н. А., Исмаков Р. А., Давыдова И. Н. Зарубежные реагенты и буровые промывочные композиции: монография. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015. 332 с.

7 Петров Н. А., Исмаков Р. А., Давыдова И. Н. Материалы для приготовления, утяжеления и обработки технологических растворов. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015. 416 с.

8 Петров Н. А., Давыдова И. Н., Акодис М. М. Исследование применяемых в Западной Сибири понизителей фильтрации цементных растворов // История науки и техники: науч.- техн. журн. Уфа: Реактив, 2005. № 4. С. 101-106.

9 Петров Н. А., Давыдова И. Н., Кореняко А. В. Исследование свойств буровых растворов на основе палыгорскитовых глинопорошков // История науки и техники: науч.- техн. журн. Уфа: Реактив, 2006. № 5. С. 131-134.

References

1 Himreagentyi i materialyi dlya burovyyih rastvorov/ N. A. Petrov, Sh. N. Sagdeev, A. I. Esipenko i dr.: Obzor. inform. M.: VNIIOENG, 1997. Ch. 1. S. 64. [in Russian].

2 Regulirovanie osnovnyih i spetsialnyih svoystv burovyyih rastvorov/ N. A. Petrov, Sh. N. Sagdeev, A. I. Esipenko i dr.: Obzor. inform. M.: VNIIOENG, 1998. S. 32. [in Russian].

3 Kationoaktivnyie PAV – effektivnyie ingibitoryi v tehnologicheskikh protsessah neftegazovoy promyshlennosti / N. A. Petrov, B. S. Izmuhambetov, F. A. Agzamov, N. A. Nogaev; Pod red. F. A. Agzamova. SPb.: Nedra, 2004. 408 s. [in Russian].

4 Povyishenie kachestva pervichnogo i vtorichnogo vskryitiya neftyanyih plastov / N. A. Petrov, V. G. Sultanov, I. N. Davyidova, V. G. Konesev; pod red. G. V. Koneseva. SPb.: Nedra, 2007. 544 s. [in Russian].

5 Petrov N. A., Ismakov R. A. Sovershenstvovanie tehnologii vskryitiya polimiktovyih kollektorov, osvoeniya i remonta neftyanyih skvazhin: monografiya. Ufa: RITs UGNTU, 2014. 433 s. [in Russian].

6 Petrov N. A., Ismakov R. A., Davyidova I. N. Zarubezhnyie reagentyi i burovyie promyivochnyie kompozitsii: monografiya. Ufa: Izd-vo UGNTU, 2015. 332 s. [in Russian].

7 Petrov N. A., Ismakov R. A., Davyidova I. N. Materialyi dlya prigotovleniya, utyazheleniya i obrabotki tehnologicheskikh rastvorov. Ufa: Izd-vo UGNTU, 2015. 416 s. [in Russian].

8 Petrov N. A., Davyidova I. N., Akodis M. M. Issledovanie primenyaemyih v Zapadnoy Sibiri poniziteley filtratsii tsementnyih rastvorov // Istoriya nauki i tehniki: nauch.- tehn. zhurn. Ufa: Reaktiv, 2005. № 4. S. 101-106. [in Russian].

9 Petrov N. A., Davyidova I. N., Korenyako A. V. Issledovanie svoystv burovnyih rastvorov na osnove palyigorskitovyih glinoporoshkov // Istoriya nauki i tehniki: nauch.- tehn. zhurn. Ufa: «Reaktiv», 2006. № 5. S. 131-134. [in Russian].

Сведения об авторе

About the author

Петров Н. А., д-р техн. наук, д-р хим. наук, профессор кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин» ФГБОУ ВПО УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

N. A. Petrov, Doctor of Engineering Sciences, Doctor of Chemistry Sciences, Professor of the Chair “Oil and Gas Wells Drilling” FSBEI NPE USPTU, Ufa, the Russian Federation

тел.: +7 9273133264

e-mail: napetroff @ mail.ru