

ИССЛЕДОВАНИЕ КРАХМАЛОСОДЕРЖАЩИХ ПОЛИМЕРОВ ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ В ГЛИНИСТЫХ РАСТВОРАХ

УДК
622.244.442.063

USE IN CLAY SOLUTIONS RESEARCH OF STARCH-CONTAINING POLIMERS FOR USE IN CLAY MORTARS

Петров Н. А.
Уфимский государственный
нефтяной технический университет,
г. Уфа, Российская Федерация

N. A. Petrov
Ufa State Petroleum
Technological University,
Ufa, the Russian Federation

Использование экологически безопасных биоразлагаемых реагентов в буровых растворах является актуальным и перспективным направлением. Проведены исследования крахмалосодержащих реагентов в составе буровых растворов с целью бурения скважин под кондуктор или ликвидации зон поглощения промывочной жидкости. Выданы рекомендации оптимальных концентраций реагентов в промывочной жидкости, в частности карбоксиметилкрахмала — КМК (ЗАО «ВТК Химпромресурс», г. Челябинск) и экструзионного крахмалосодержащего реагента — ЭКР (ЗАО «Промолторг», г. Нижний Новгород). Также приведены сравнительные данные крахмала экструзивного из г. Орла. Реагент КМК приводит к существенному загущению бентонитовой суспензии при концентрации 0,3–0,5%, но недостаточному снижению показателя фильтрации. Реагент подходит для увеличения структурно-реологических свойств бурового раствора, применяемого при бурении ствола скважины под кондуктор. Рабочие концентрации реагента ЭКР на порядок больше реагента КМК. Он также приводит к существенному увеличению структурно-реологических параметров глинистого раствора. Вместе с тем достаточно снижаются показатели фильтрации промывочной жидкости. Реагент ЭКР можно применять в качестве стабилизатора в промывочных жидкостях для бурения скважин, как под кондуктор в концентрации 3–5%, так и эксплуатационную колонну — до 3%. Кроме того, реагент ЭКР можно использовать в количестве 3–5% в качестве коагулянта промывочных жидкостей.

Use of ecologically safe bio-decomposed reagents in drilling fluids is an actual and perspective direction. Researches of the starch-containing reagents as a part of the drilling fluid with the purpose of the conductor hole drilling or lost-circulation zone control by drilling fluid have been conducted. Recommendations for the optimum concentration of reagents and drilling fluid, in particular carboxymethyl starch — CMS (CJS Corp. «VTK Chimpromresurs» Chilyabinck) and extruded starch-containing reagent — ESC (CJS Corp. «Promoltorg» Nuzny Novgorod) have been presented in the article. Also the comparative data of the extruded starch from Orel have been mentioned.

The CMS reagent leads to thickening of the bentonitic suspension at the concentration of 0.3–0.5% but to insufficient decrease of the filtration index. The reagent fits for increasing the structurally – rheological characteristics of the drilling mud used for drilling well-bore conductor drilling.

The operating concentrations of the ESC reagent are by the order higher than those ones of the CMS reagent. It also results to the considerable increase of the structurally — rheological parameters of the mud solution. At the same time filtration indices of the drilling fluid reduce considerably. The ESC reagent may be used as a stabilizer in the drilling fluid for conductor drilling wells at concentration of 3–5% as well as the production casing string at concentration up to 3%. Besides the ESC reagent may be used in a quantity of 3–5% as a colmatant of the drilling fluids.

Ключевые слова: буровой раствор, промывочная жидкость, бентонитовая суспензия, реагент, структурно-механические свойства, реологические свойства, показатель фильтрации, коагулянт.

Key words: drilling mud, washing liquid, bentonite suspension, reagent, structural-mechanical properties, rheological properties of filtration rate, kolmatant.

Биоразлагаемые крахмалосодержащие реагенты пользуются преимуществом в особо охраняемых участках бурения скважин в Западной Сибири, в том числе, и в Ноябрьском нефтегазовом регионе. В последние десятилетия экологически безопасные реагенты нашли широкое распространение при строи-

тельстве скважин, в частности при бурении под кондуктор. При большом спектре постоянно совершенствующихся реагентов требуется проведение предварительных лабораторных исследований для выявления наиболее эффективных в конкретном случае. С целью регулирования структурно-реологических и фильтрационных свойств буровых растворов ранее проводилось множество исследований [1–30], поэтому при необходимости полученные результаты исследований новых реагентов можно сопоставить.

В данном случае вначале рассмотрим результаты исследований пробы карбоксиметилкрахмала (КМК), выпускаемого ЗАО «КТК Химпромресурс», г. Челябинск (дата выпуска — август 1997 г.). Нормируемые физико-

Таблица 1. Физико-химические характеристики реагента КМК

Качественные показатели		По ТУ-6-55-221-1396-95	По сертификату	Фактические
1	Внешний вид	Белый порошок с желтоватым оттенком		
2	Массовая доля воды, %	Не более 12,5	9,2	7,8
3	Динамическая вязкость водного геля с массовой долей КМК – 4% (при 25 °С), мПа·с	80-300	105	
4	Степень замещения	Не менее 0,3	0,3	
5	Массовая доля основного вещества в техническом продукте	Не менее 60	67	
6	рН водного геля с массовой долей КМК – 1%	Не менее 10,0	10,4	10,7

Таблица 2. Влияние реагента КМК на свойства бентонитовой суспензии

Состав раствора		Параметр								
		УВ, с	ρ , кг/м ³	pH	ПФ, см ³ /30 мин	К, мм	η , мПа·с	τ_0 , дПа	СНС _{1/10} , дПа	К _{лип} , градус
1	БС	20	1035	9,89	20	2,0	5	6	0/0	5
2	Исх. 1 + 0,1% КМК	23	1035	9,91	17	1,5	7	15	12/20	5
3	Исх. 1 + 0,3% КМК	34	1035	9,98	15	1,5	11	44	38/44	6
4	Исх. 1 + 0,5% КМК	60	1035	10,04	12	1,0	13	56	67/69	7
5	Исх. 1 + 0,7% КМК	94	1035	10,08	10,5	1,0	15	113	70/73	7
6	Исх. 1 + 1,0% КМК	130	1035	10,15	10,5	1,0	17	146	80/87	8

Примечание: УВ — условная вязкость, ρ — плотность, pH — уровень водородного показателя, ПФ — показатель фильтрации, К — толщина корки, η — пластическая вязкость, τ_0 — динамическое напряжение сдвига, СНС_{1/10} — статическое напряжение сдвига через 1 и 10 мин, К_{лип} — липкость корки

химические и исследуемые свойства КМК приведены в таблице 1.

По физико-химическим свойствам данная проба КМК соответствует ТУ 6-55-221-1396-95.

Полученные лабораторные данные влияния добавок КМК на параметры бентонитовой суспензии (БС) приведены в таблице 2.

Увеличение концентрации реагента более 0,1% в глинистой суспензии приводит к резкому увеличению реологических и структурно-механических параметров. Вместе с тем, незначительно увеличивается уровень pH раствора, немного уменьшается толщина глинистой корки наряду с увеличением её липкости.

По результатам проведённых исследований можно сделать следующее заключение. Реагент КМК (ЗАО «ВТК Химпромресурс», г. Челябинск) активно загущает искусственную глинистую суспензию при концентрации 0,3–0,5%, а необходимое снижение показателя фильтрации достигается лишь с увеличением добавки до 0,7%. Поэтому данный реагент был рекомендован для использования в качестве загустителя при приготовлении раствора для бурения под кондуктор в количестве 0,3–0,5% к объему раствора.

Перейдём к результатам исследований пробы экструзионного крахмалосодержащего реагента (ЭКР), поставщик ЗАО «Промолторг», г. Нижний Новгород (16.09.97 г.).

Качественные показатели ЭКР по ТУ-18-8-14-85:

1	Внешний вид	однородная мучнистая крупка
2	Влажность, %	14
3	Показатель фильтрации бурового раствора, см ³	8
4	Пластическая вязкость, мПа·с	10
5	Крупность помола, проход через сито с проволочной сеткой №2	99

Цель исследований — изучение влияния добавок экструзионного крахмалосодержащего реагента (ЭКР) на основные свойства искусственного и естественного бурового раствора (БР) в сравнении с другим крахмалосодержащим реагентом — КМК.

Сравнительные данные физико-химических свойств реагентов ЭКР и КМК приведены в таблице 3.

По полученным данным реагент ЭКР плохо растворим в воде. Термостатирование не приводит к однородности раствора. Испытание на солевую агрессию в связи с этим не проводилось.

По внешнему виду и по плохой растворимости в воде данный реагент ЭКР можно отнести к кольматантам и поэтому сравнение следует производить с ранее изученной пробой реагента-кольматанта — крахмала экструзионного, полученного из г. Орла (таблица 4).

Фракционный состав ЭКР и крахмала экструзионного существенно различается, уровень pH последнего нейтральный, а у ЭКР щелочной.

Лабораторное определение влияния добавок реагентов на параметры искусственного и естественного (нарабатываемого и намывного в скважине) глинистого бурового раствора приведены в таблице 5.

Реагент ЭКР также как и КМК (но в концентрации на порядок больше) приводит к существенному увеличению структурно-реологических параметров бентонитовой суспензии и естественного глинистого раствора. Однако при этом одновременно снижаются показатели фильтрации промывочной жидкости до необходимых величин. Поэтому реагент ЭКР при малых концентрациях можно применять в составе растворов для бурения скважин под эксплуатационную колонну, а при повышенных — для бурения под кондуктор.

Проводили также определение закупоривающего действия реагентов ЭКР и крахмала экструзионного путем фильтрации раствора под вакуумом через слой песка (таблица 6).

Таблица 3. Результаты исследований физико-химических свойств реагентов ЭКР и КМК

Свойства		ЭКР г. Нижний Новгород	КМК г. Владимир
1	Внешний вид	Мучнистая опилкообразная крупка желто-коричневого цвета	Порошок белого цвета с желтоватым оттенком
2	Массовая доля воды, %	8,49	11,8
3	Растворимость в воде при перемешивании	Частичная, выпадает в осадок	Полная
4	Динамическая вязкость при 25 °С 4%-го водного геля, мПа·с	11,49	362
5	pH 1%-го водного геля		8,05

Таблица 4. Результаты исследований реагентов ЭКР и крахмала экструзивного

Свойства		ЭКР, г. Нижний Новгород	Крахмал экструзивный, г. Орёл (1996 г.)
1	Внешний вид	Мучнистая опилкообразная крупка желто-коричневого цвета	Полидисперсный порошок с присутствием волокон ярко-желтого цвета
2	Содержание влаги, %	8,49	8,86
3	pH 1%-го водного раствора	8,00	6,92
4	Ситовой анализ фракции мм, %: > 2		
	2 - 0,5	0,93	1,31
	0,5 - 0,25	10,13	30,97
	0,25 - 0,1	34,10	29,99
	< 0,1	42,04	0,84
		12,75	36,89
5	Растворимость в воде	При растворении в холодной воде при перемешивании в течение 2 ч — частичное растворение. При заваривании кипятком — то же	
6	Растворимость в 15%-й HCl	Частичное растворение, отдельные частицы не растворяются	
7	Растворимость в 5%-м растворе NaOH		
8	Вязкость (по воронке ВБР-1) 4%-го раствора, с	15,4	15,5
9	Вязкость 0,5%-го раствора (заваренного), сСт	1,3	1,4

Таблица 5. Влияние реагентов на свойства глинистого раствора

Тип раствора	Обработка, %			Параметр							
	ЭКР	Крахмал экструзивный, г. Орёл	КМК	УВ, с	ρ , кг/м ³	pH	ПФ, см ³ /30 мин	K, мм	η , мПа·с	τ_o , дПа	CHC _{1/10} , дПа
БС	-	-	-	20	1045	10,06	20,0	1,5	6	7	2/3
	1	-	-	24	1045	10,00	11,0	1,5	11	14	14/18
	3	-	-	26**	1043	9,93	8,0	1,5	15	16	14/26
	5	-	-	133**	1044	9,43	5,5	1,0	45	113	34/35
	-	1	-	26	1045	9,20	11,0	2,0	9	10	0/17
	-	5	-	88	1045	8,60	6,0	1,0	23	78	38/40
	-	-	0,5	46	1045	10,01	12,0	1,0	11	59	60/64
	-	-	1,0	кап.*	1045	10,00	8,0	1,0	20	198	92/192
БР со Спорышевского месторождения, куст 2 (18.08.97 г.)	-	-	-	22	1145	8,21	7,0	0,5	6	7	0/0
	1	-	-	22	1145	8,00	6,0	0,5	6	7	0/0
	3	-	-	36**	1145	7,73	5,0	0,5	17	26	5/27
	5	-	-	72**	1145	7,40	4,0	0,5	38	90	27/47
	-	5	-	*-	1145	7,93	5,0	0,5	25	42	0/5
	-	8	-	*-	1145	7,90	3,5	0,3	52	83	0/42

Примечание: * — условную вязкость определить невозможно, сетка ВБР-1 забивается волокнами, ** — частичное забивание сита ВБР-1

Таблица 6. Влияние реагента на степень кольматации искусственного керна

Раствор, добавка	Объем раствора после фильтрации, мл	Относительный закупоривающий эффект, %
1 БР со Спорышевского месторождения	100	-
2 Исх. 1 + 1% ЭКР	39	61
3 Исх. 1 + 3% ЭКР	15	85
4 Исх. 1 + 5% ЭКР	9	91
5 Исх. 1 + 1% крахмал экструзивный	65	35
6 Исх. 1 + 3% крахмал экструзивный	23	77
7 Исх. 1 + 5% крахмал экструзивный	14	83

Как видим, реагент ЭКР проявляет более высокие кольматирующие свойства, чем крахмал экструзивный из г. Орла.

Таким образом, экструзивный крахмалосодержащий реагент ЭКР можно применять в качестве кольмантанта промывочных жидкостей в количестве 3–5%, например, для ликвидации поглощений, но при условии отключения системы очистки промывочной жидкости от шлама. Для бурения основного ствола скважины под эксплуатационную колонну оптимальная концентрация реагента ЭКР находится в пределах 1–3%.

Выводы

Крахмалосодержащие реагенты вполне удовлетворяют требованиям бурения скважин под кондуктор, однако для бурения основного ствола скважин исследуемые реагенты необходимо совершенствовать, либо использовать совместно с другими понизителями фильтрации. Кроме того, исследуемые реагенты можно использовать в качестве кольмантантов для уменьшения объемов поглощения бурового раствора и, возможно, снижения проницаемости коллектора в зоне продуктивного пласта.

Неожиданным негативным свойством реагента КМК является то, что при обработке бентонитовой суспензии произошло увеличение липкости глинистой

корки, в отличие от другого стабилизатора, например КМЦ, при увеличении добавок которого, обычно, липкость фильтрационной корки уменьшается.

СПИСОК ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

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

2 Повышение качества первичного и вторичного вскрытия нефтяных пластов / Н.А. Петров, В.Г. Султанов, И.Н. Давыдова, В.Г. Конесев. СПб.: ООО «Недра», 2007. 544 с.

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

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

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

6 Некоторые особенности синтеза, производства и применения поверхностно-активных веществ / Петров Н.А., Юрьев В.М., Павлова А.С., Золотоевский В.С. СПб.: Недра, 2013. 480 с.

7 Исмаков Р.А., Петров Н.А., Конесев Г.В. Управление свойствами технологических жидкостей для вскрытия продуктивных пластов. Уфа: изд-во РИЦ УГНТУ, 2014. 153 с.

8 Точечная гидроперфорация скважин малоабразивными жидкостями / Петров Н.А., Кореняко А.В., Струговец Е.Т., Селезнев А.Г. М.: ВНИИОЭНГ, 1995. 60 с.

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

10 Химреагенты и материалы для буровых растворов / Петров Н.А., Сагдеев Ш.Х., Есипенко А.И. и др. М.: ВНИИОЭНГ, 1997. Ч. 2. 72 с.

11 Комплексная технология строительства скважин с использованием гидрофобизаторов в технологических жидкостях и высокочастотных технических средств для обработки стенок скважин в компоновках колонн / Петров Н.А., Кореняко А.В., Есипенко А.И. и др. М.: ВНИИОЭНГ, 1997. 72 с.

12 Конструкции забоев скважин в геолого-технических условиях Ноябрьского региона / Петров Н.А., Кореняко А.В., Типикин С.И. и др. М.: ВНИИОЭНГ, 1997. 68 с.

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

14 Петров Н.А., Давыдова И.Н. Исследование свойств бурового раствора и

эффективности систем очистки в процессе проводки нефтяных скважин // Нефтегазовое дело: науч.-техн. журн. / УГНТУ. 2008. Т.6, №2. С. 40–45.

15 Петров Н.А., Давыдова И.Н. Исследования безглинистой промывочной системы FLO-PRO для бурения горизонтального ствола скважин // Нефтегазовое дело: науч.-техн. журн. / УГНТУ. 2011. Т.9, №3. С. 21–28.

16 Петров Н.А., Давыдова И.Н. Исследования зарубежных реагентов-суперабсорбентов // Нефтегазовое дело: науч.-техн. журн. / УГНТУ. 2015. Т.13, №4. С. 59–66.

17 Петров Н.А. Сравнительные исследования некоторых отечественных и зарубежных полимерных реагентов в составе буровых растворов Западной Сибири // Нефтегазовое дело: науч.-техн. журн. / УГНТУ. 2016. Т. 14, №1. С. 30–41.

18 Петров Н.А. Совершенствование техники и технологии вскрытия продуктивных пластов применением катионоактивных ПАВ и гидроперфорации // Нефтегазовое дело: электрон. науч. журн. / УГНТУ.-Д212.289.04. Уфа, 2003. 24 с. http://www.ogbus.ru/authors/PetrovNA/PetrovNA_1.pdf (автореф. диссер. канд. техн. наук по спец. 25.00.15 — Технология бурения и освоения скважин)

19 Обработка бурового раствора при бурении скважин с горизонтальным окончанием / Петров Н.А., Кореняко А.В., Давыдова И.Н., Комлева С.Ф. // Нефтегазовое дело: электрон. науч. журн. / УГНТУ. 2007. № 1. 03 янв. URL: http://www.ogbus.ru/authors/PetrovNA/PetrovNA_6.pdf

20 Исследования водонабухающего полимера с целью расширения области применения реагента / Петров Н.А., Кореняко А.В., Давыдова И.Н., Комлева С.Ф. // Нефтегазовое дело: электрон. науч. журн. / УГНТУ. 2007. № 1. 11 янв. URL: http://www.ogbus.ru/authors/PetrovNA/PetrovNA_8.pdf

21 Петров Н.А., Давыдова И.Н. Вскрытие и освоение продуктивного пласта 1БС-10 Умсейского месторождения обогащенными технологическими растворами // Нефтегазовое дело: электрон. науч. журн. / УГНТУ. 2010. № 1. 18 июня. URL: http://ogbus.ru/authors/PetrovNA/PetrovNA_15.pdf

22 Петров Н.А. Повышение качества заканчивания скважин с полимиктовыми коллекторами нефти // Нефтегазовое дело: науч. журн. / УГНТУ. 2010. [Т.2]. 22.12.10. URL: (учеб. пособие / УГНТУ. Уфа, 2010. 68 с.). http://www.ogbus.ru/authors/PetrovNA/PetrovNA_19.pdf

23 Петров Н.А., Давыдова И.Н., Конесев Г.В. Исследование специальных свойств реагентов, применяемых в промывочных жидкостях // Нефтегазовое дело: электрон. науч. журн. / УГНТУ. 2012. № 5.

С. 397–404. URL: http://ogbus.ru/authors/PetrovNA/PetrovNA_21.pdf

24 Петров Н.А., Давыдова И.Н. Исследование химвакула СМС-700 и реагента-модификатора Бенекс для применения в буровых растворах // Нефтегазовое дело: электрон. науч. журн. / УГНТУ. 2012. № 6. С. 515–522. URL: http://ogbus.ru/authors/PetrovNA/PetrovNA_23.pdf

25 Петров Н.А. Отечественные и зарубежные полимерные реагенты для буровых растворов // Нефтегазовое дело: электрон. науч. журн./УГНТУ. 2016. №1. С. 1–19. URL: http://ogbus.ru/issues/1_2016/ogbus_1_2016_p1-19_PetrovNA_ru.pdf

26 Петров Н.А., Давыдова И.Н. Технологии повышения качества буровых растворов // Нефтегазовое дело: электрон. науч. журн./УГНТУ. 2016. №1. С. 20–38. URL: http://ogbus.ru/issues/1_2016/ogbus_1_2016_p20-38_PetrovNA_ru.pdf

27 Петров Н.А. Исследование солеустойчивых полимерных реагентов // Нефтегазовое дело: электрон. науч. журн./УГНТУ. 2016. №2. С. 38–54. URL: http://ogbus.ru/issues/2_2016/ogbus_2_2016_p38-54_PetrovNA_ru.pdf

28 Петров Н.А. Исследование свойств глинистых буровых растворов, обработанных реагентом Унифлор // Нефтегазовое дело: электрон. науч. журн./УГНТУ. 2016. №2. С. 55–70. URL: http://ogbus.ru/issues/2_2016/ogbus_2_2016_p55-70_PetrovNA_ru.pdf

29 Петров Н.А. Исследование производных целлюлозы в промывочных жидкостях // Нефтегазовое дело: электрон. науч. журн. /УГНТУ. 2016. №3. С. 8–36. URL: http://ogbus.ru/issues/3_2016/ogbus_3_2016_p8-36_PetrovNA_ru.pdf

30 Петров Н.А. Исследование зарубежных высокомолекулярных полимеров для буровых растворов // Нефтегазовое дело: электрон. науч. журн./УГНТУ. 2016. №3. С. 37–65. URL: http://ogbus.ru/issues/3_2016/ogbus_3_2016_p37-65_PetrovNA_ru.pdf

REFERENCES

1 Petrov N.A., Izmuhambetov B.S., Agzamov F.A., Nogaev N.A. *Kationoaktivnye PAV — jeffektivnye ingibitory v tehnologicheskikh processah neftegazovoj promyshlennosti* [Kationoaktivnye PAV-effective inhibitors in technological processes of oil and gas industry]. Saint Petersburg, Nedra Publ., 2004. 408 p. [in Russian].

2 Petrov N.A., Sultanov V.G., Davydova I.N., Konesev V.G. *Povyshenie kachestva pervichnogo i vtorichnogo vskrytija nefnyanyh plastov* [Improving the quality of primary and secondary autopsys oil reservoirs]. Saint Petersburg, Nedra Publ., 2007. 544 p. [in Russian].

3 Petrov N.A., Ismakov R.A. *Sovershenstvovanie tehnologij vskrytija polimiktovykh kollektorov, osvoenija i remonta nefnyanyh*

skvazhin: monografija [Improvement of technology of the autopsy, polimiktovyh development and repair of oil wells: monograph]. Ufa, RIC UGNTU Publ., 2014. 433 p. [in Russian].

4 Petrov N.A., Ismakov R.A., Davydova I.N. *Zarubezhnye reagenty i burovye promyvochnye kompozicii: monografija* [Improvement of technology of the autopsy, polimiktovyh development and repair of oil wells: monograph]. Ufa, RIC UGNTU Publ., 2015. 332 p. [in Russian].

5 Petrov N.A., Ismakov R.A., Davydova I.N. *Materialy dlja prigotovlenija, utjazhelenija i obrabotki tehnologicheskikh rastvorov*. [Materials for preparation, processing and weighting of technological solutions]. Ufa, UGNTU Publ., 2015. 416 p. [in Russian].

6 Petrov N.A., Jur'ev V.M., Pavlova A.S., Zolotoevskij V.S. *Nekotorye osobennosti sinteza, proizvodstva i primeneniya poverhnostno-aktivnyh veshhestv* [Some features of synthesis, production and application of surfactants]. Saint Petersburg, Nedra Publ., 2013. 480 p. [in Russian].

7 Ismakov R.A., Petrov N.A., Konesev G.V. *Upravlenie svojstvami tehnologicheskikh zhidkostej dlja vskrytija produktivnyh plastov* [Some features of synthesis, production and application of surfactants]. Ufa, RIC UGNTU Publ, 2014. 153 p. [in Russian].

8 Petrov N.A., Korenjako A.V., Strugovec E.T., Seleznev A.G. *Tochechnaja gidroperforacija skvazhin maloabrazivnymi zhidkostjami* [Scatter gidroperforaciã wells non-abrasive liquids]. Moscow, VNIIOJeNG Publ, 1995. 60 p. [in Russian].

9 Petrov N.A., Sagdeev Sh.H., Esipenko A.I. i dr. *Himreagenty i materialy dlja burovyyh rastvorov* [Reagents and materials for drilling fluids]. Moscow, VNIIOJeNG Publ, 1997. Pt. 1, 64 p. [in Russian].

10 Petrov N.A., Sagdeev Sh.H., Esipenko A.I. i dr. *Himreagenty i materialy dlja burovyyh rastvorov*. [Reagents and materials for drilling fluids]. Moscow, VNIIOJeNG Publ, 1997. Pt. 2, 72 p. [in Russian].

11 Petrov N.A., Korenjako A.V., Esipenko A.I. i dr. *Kompleksnaja tehnologija stroitel'stva skvazhin s ispol'zovaniem gidrofobizatorov v tehnologicheskikh zhidkostjah i vysokochastotnyh tehnicheskikh sredstv dlja obrabotki stenok skvazhin v komponovkah kolonn* [Integrated construction technology of wells using gidrofobizatorov technological liquids and high-frequency technical means for processing of the borehole walls compositions in columns]. Moscow, VNIIOJeNG Publ, 1997. 72 p. [in Russian].

12 Petrov N.A., Korenjako A.V., Tipikin S.I. i dr. *Konstrukcii zaboev skvazhin v geologo-tehnicheskikh uslovijah Nojabr'skogo regiona* [Construction of Pit Wells into geological-technical conditions of the region in November]. Moscow, VNIIOJeNG Publ,

1997. 68 p. [in Russian].

13 Petrov N.A., Sagdeev Sh.H., Esipenko A.I. i dr. *Regulirovanie osnovnyh i special'nyh svojstv burovyyh rastvorov* [Regulation of basic and special properties of drilling fluids]. Moscow, VNIIOJeNG Publ, 1998. 32 p. [in Russian].

14 Petrov N.A., Davydova I.N. Study on the properties of the drilling fluid and the effectiveness of the cleaning systems in the process of wiring oil wells. *Neftegazovoe delo — Oil and gas business*, 2008, vol. 6, no. 2. pp. 40–45. [in Russian].

15 Petrov N.A., Davydova I.N. Study on the properties of the drilling fluid and the effectiveness of the cleaning systems in the process of wiring oil wells. *Neftegazovoe delo — Oil and gas business*, 2011, vol. 9, no. 3. pp. 21–28. [in Russian].

16 Petrov N.A., Davydova I.N. Foreign research reagents-superabsorbents. *Neftegazovoe delo — Oil and gas business*, 2015, vol. 13, no. 4. pp. 59–66. [in Russian].

17 Petrov N.A. Comparative study of some domestic and foreign polymeric reagents consisting of drilling mud in Western Siberia. *Neftegazovoe delo — Oil and gas business*, 2016, vol. 14, no. 1, pp. 30–41. [in Russian].

18 Petrov N.A. Improvement of the technique and technology of reservoir intrusion using cationic SURFACTANT and gidroperforation. *Neftegazovoe delo — Oil and gas business*, 2003, 24p. — D212.289.04. Available at: http://www.ogbus.ru/authors/PetrovNA/PetrovNA_1.pdf (avtoref. disser. kand. tehn. nauk po spec. 25.00.15 — Tehnologija burenija i osvoeniya skvazhin) [in Russian].

19 Petrov N.A., Korenjako A.V., Davydova I.N., Komleva S.F. Processing of drilling fluid while drilling wells with horizontal end. *Neftegazovoe delo — Oil and gas business*, 2007, no. 1. Available at: http://www.ogbus.ru/authors/PetrovNA/PetrovNA_6.pdf [in Russian].

20 Petrov N.A., Korenjako A.V., Davydova I.N., Komleva S.F. Study of polymer water extrudible with the aim of widening the field of application of reagent. *Neftegazovoe delo — Oil and gas business*, 2007, no. 1. Available at: http://www.ogbus.ru/authors/PetrovNA/PetrovNA_8.pdf [in Russian].

21 Petrov N.A., Davydova I.N. An autopsy and the development of the reservoir-Um-sejskogo deposit 10 IBS ennobled technological solutions. *Neftegazovoe delo — Oil and gas business*, 2010, no. 1. Available at: http://ogbus.ru/authors/PetrovNA/PetrovNA_15.pdf [in Russian].

22 Petrov N.A. Improving the quality of completion with polimiktovyimi oil reservoirs. *Neftegazovoe delo — Oil and gas business*, 2010, no. 2, 68 p. Available at: http://www.ogbus.ru/authors/PetrovNA/PetrovNA_19.pdf [in Russian].

ogbus.ru/authors/PetrovNA/PetrovNA_19.pdf [in Russian].

23. Petrov N.A., Davydova I.N., Konesev G.V. Study on the special properties of reagents used in drilling fluids. *Neftegazovoe delo — Oil and gas business*, 2012, no. 5, pp. 397–404. Available at: http://ogbus.ru/authors/PetrovNA/PetrovNA_21.pdf [in Russian].

24 Petrov N.A., Davydova I.N. Study of himprodukta SMS–700 and reagent-Beineix modifier for use in drilling fluids. *Neftegazovoe delo — Oil and gas business*, 2012, no. 6, pp. 515–522. Available at: http://ogbus.ru/authors/PetrovNA/PetrovNA_23.pdf [in Russian].

25 Petrov N.A. Domestic and foreign polymeric reagents for drilling fluids. *Neftegazovoe delo — Oil and gas business*, 2016, no. 1, pp.1–19. Available at: http://ogbus.ru/issues/1_2016/ogbus_1_2016_p1-19_PetrovNA_ru.pdf [in Russian].

26 Petrov N.A., Davydova I.N. Technologies to improve the quality of drilling fluids. *Neftegazovoe delo — Oil and gas business*, 2016, no. 1, pp. 20–38. Available at: http://ogbus.ru/issues/1_2016/ogbus_1_2016_p20-38_PetrovNA_ru.pdf [in Russian].

27 Petrov N.A. Study on salt-tolerant polymeric reagents. *Neftegazovoe delo — Oil and gas business*, 2016, no. 2. pp. 38–54. Available at: http://ogbus.ru/issues/2_2016/ogbus_2_2016_p38-54_PetrovNA_ru.pdf [in Russian].

28 Petrov N.A. Study on the properties of clay drilling mud processed reagent Uniflok. *Neftegazovoe delo — Oil and gas business*, 2016, no. 2, pp.55–70. Available at: http://ogbus.ru/issues/2_2016/ogbus_2_2016_p55-70_PetrovNA_ru.pdf [in Russian].

29 Petrov N.A. Research of cellulose derivatives in drilling fluids. *Neftegazovoe delo — Oil and gas business*, 2016, no. 3, pp. 8–36. Available at: http://ogbus.ru/issues/3_2016/ogbus_3_2016_p8-36_PetrovNA_ru.pdf [in Russian].

30 Petrov N.A. Foreign study high molecular polymers for drilling fluids. *Neftegazovoe delo — Oil and gas business*, 2016, no. 3, pp. 37–65. Available at: http://ogbus.ru/issues/3_2016/ogbus_3_2016_p37-65_PetrovNA_ru.pdf [in Russian].

Петров Н. А., д-р техн. наук, д-р хим. наук, профессор кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин», ФГБОУ ВО 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 HE USPTU, Ufa, the Russian Federation
e-mail: napetroff@mail.ru