

УДК 622.24

**ИССЛЕДОВАНИЕ СВОЙСТВ ГЛИНИСТЫХ БУРОВЫХ
РАСТВОРОВ, ОБРАБОТАННЫХ РЕАГЕНТОМ УНИФЛОК**

**INVESTIGATION OF CLAY DRILL SOLUTION
TREATED REAGENT UNIFLOK**

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. Автором уделено внимание изучению свойств различных поставок партий реагента «Унифлок». Проверено его влияние на свойства искусственного и естественного со скважины глинистого раствора. Реагент вводили в буровой раствор, как в сухом виде, так и предварительно растворив в воде. Изучалась совместимость полимера «Унифлок» с другими, применяемыми в Ноябрьском нефтегазовом регионе Западной Сибири, реагентами. Установлено, что ингибирующими гидратацию глинистыми свойствами реагент не обладает. В то же время добавки «Унифлок» в воду приводят к положительному уменьшению поверхностного натяжения на границе жидкости с керосином. Реагент «Унифлок» совместим с реагентами СНПХ-6012 и «Эмультал», а также «Дк-Дрилл». В первом случае это приводит к повышению гидрофобизирующих свойств и улучшению смазочных свойств системы, а во втором случае, позволяет снизить показатель фильтрации до требуемых величин. Поскольку сам по

себе «Унифлок» наряду с повышением структурно-реологических параметров раствора не обеспечивает необходимого снижения показателя фильтрации глинистого раствора.

Пробы реагента «Унифлок» из г. Томска более высокого качества, однако они также не удовлетворяют всем требованиям. Его также нежелательно вводить в глинистые растворы в сухом виде. Хотя и происходит снижение показателя фильтрации, но этого ещё недостаточно при малых концентрациях реагента, а при повышенных – выходят за границы приемлемых величин реологические параметры. Тем не менее, данный реагент с такими характеристиками вполне может найти применение при загущении промывочной жидкости, используемой для бурения скважины под кондуктор, когда требуется высокая вязкость раствора.

С учетом существующей в настоящее время проблемы импортозамещения реагент «Унифлок» вполне можно использовать в буровых растворах в композиции с другими понизителями фильтрации и разжижителями глинистых растворов.

Abstract. The author paid attention to studying the properties of various supplies “Uniflok” reagent batches. Checked his influence on the properties of natural and artificial wells with mud. Reagent was injected into the drilling fluid, both in dry form or after dissolving in water. We studied the compatibility of the polymer “Uniflok” with others, used in the November oil and gas region of Western Siberia, the reactants. It is found that the properties of inhibiting the hydration of clays has no reagent. At the same time, “Uniflok” additive in water lead to positive decrease surface tension at the liquid paraffin. Reagent “Uniflok” is compatible with the reagents SNPCH 6012 and “Emultal” and “Ak-Drill”. In the former case, this leads to an increase in hydrophobic properties and improved lubricity of the system and in the second case to reduce the filtration rate to required values. Because by itself “Uniflok” along with an

increase in the structural and rheological parameters of the solution does not provide the necessary filtering of decline in the mud.

Samples “Uniflok” agent of the Tomsk higher quality, but they also do not meet all the requirements. It is also desirable to introduce muds in dry form. Although a reduction in filtration rate, but this is still not enough for low reagent concentrations, and at higher - beyond the boundaries of acceptable values of the rheological parameters. However, the active agent with these characteristics may well find application in thickening drilling fluid used to drill a conductor hole, a high viscosity solution when required.

In view of the currently existing problems of import agent “Uniflok” may well be used in drilling muds in combination with other filtration reducers and thinners muds.

Ключевые слова: полимерный реагент, буровой раствор, минерализованная безглинистая жидкость, бентонитовая суспензия, естественный глинистый раствор, показатель фильтрации, реологические свойства, структурно-механические свойства раствора.

Key words: polymeric reagent mud mineralized clayless fluid bentonite suspension, the natural mud, filtering index, rheological properties, structural and mechanical properties of the solution.

Основным средством регулирования свойств буровых растворов (БР) является обработка их с помощью различных химических реагентов. В настоящее время зарубежные химические реагенты стали дефицитными, возросла значительно их стоимость, и буровым предприятиям приходится использовать отечественные химические продукты, которые имеются в наличии, что сказывается иногда как на качестве строительства скважины, так и на снижении её стоимости.

Среди большого количества химических реагентов особое внимание при строительстве скважин в Ноябрьском нефтегазовом регионе Западной

Сибири уделялось полимерным реагентам [1-8]. На протяжении нескольких десятков лет в регион поставлялся реагент «Унифлок». В разные периоды партии данного химпродукта несколько отличались по свойствам.

В начале рассмотрим исследования проб реагента «Унифлок» в составе буровых растворов на водной основе, поступивших в Ноябрьский нефтегазовый регион Западной Сибири в начале 1990-х годов. Химпродукт «Унифлок» относится к производным акрилонитрила.

С целью выяснения характера действия химического реагента «Унифлок» на свойства наработанного (намывного) бурового раствора провели серию лабораторных экспериментов. Буровой раствор, химически необработанный, был отобран при бурении скважины на Западно-Ноябрьском месторождении, который затем обработали «Унифлок» при различных его концентрациях и температуре плюс 20 °С и плюс 100 °С (таблица 1).

Из таблицы 1 видно, что при обработке бурового раствора этим химическим реагентом его фильтрационные и реологические свойства изменяются не столь существенно. Так, например, с повышением концентрации «Унифлок» от 0,1 до 0,7% показатель фильтрации практически не изменяется. Незначительно повышается условная вязкость, пластическая вязкость, статическое и динамическое напряжение сдвига. При обработке бурового раствора «Унифлок» реагент вводился как в сухом виде, так и в виде водного раствора. Установлена его плохая растворимость при вводе сухим веществом. Поэтому на практике целесообразно химпродукт вводить в естественный буровой раствор в жидком виде.

С целью определения влияния фильтрата бурового раствора на устойчивость стенок скважины, представленных аргиллитами, а также на набухаемость глинистой фазы в капиллярах продуктивных горизонтов провели исследования ингибирующей активности (*И*) реагента «Унифлок»

по методике АНИ, которая заключается в определении степени диспергирования отсортированных частиц шлама аргиллитов в различных средах.

Полученные данные ингибирующей способности приведены в таблице 2, из которой видно, что фильтраты, содержащие карбоксиметилцеллюлозу (КМЦ), имеют $I = 67,4-71,3$ % в зависимости от концентрации реагента. У фильтратов, содержащих «Сай-пан» и «Унифлок» – $I = 50,0-26,4$ %, что значительно ниже, чем у КМЦ и даже у пресной воды.

Таблица 1. Влияние добавок «Унифлок» на свойства естественного глинистого раствора

Состав раствора	T, °C	УВ, с	ρ , кг/м ³	ПФ, см ³ /30 мин	СНС _{1/10} , дПа	η , мПа·с	τ_0 , дПа	pH	П, %	К, мм
Исх. – БР со скв. 1169/куст 38 Западно-Ноябрьского месторождения, забой 2435 м	20	20	1126	14,0	0/2	4	5	8,3	< 0,5	1,0
Исх. + 0,1% Унифлок	20	20	1126	9,0	0/0	3	9	8,6	< 0,5	1,0
Исх. + 0,2% Унифлок	20	22	1126	9,0	2/2	5	9	8,6	< 0,5	1,0
Исх. + 0,3% Унифлок	20	24	1126	9,0	4/4	6	13	8,68	< 0,5	1,0
Исх. + 0,3% Унифлок	100	20	1126	9,0	3/4	5	9	8,68	< 0,5	1,0
Исх. + 0,5% Унифлок	20	30	1126	6,5	5/5	8	16	8,75	< 0,5	1,0
Исх. + 0,5% Унифлок	100	24	1126	9,0	4/5	7	12	8,75	< 0,5	1,0
Исх. + 0,7% Унифлок	20	38	1126	6,0	4/5	10	22	8,90	< 0,5	1,0
Исх. + 0,7% Унифлок	100	30	1126	9,0	7/8	/	15	6,90	< 0,5	1,0

Примечание: T – температура, УВ – условная вязкость, ρ – плотность, ПФ – показатель фильтрации, СНС_{1/10} – статическое напряжение сдвига через 1 и 10 мин, η – пластическая вязкость, τ_0 – динамическое напряжение сдвига, pH – уровень водородного показателя, П – процентное содержание песка, К – толщина корки

Таблица 2. Ингибирующие свойства водных растворов реагентов

Состав жидкости		pH	Ингибирующая способность I, %
1.	H ₂ O	6,8	56,9
2.	H ₂ O + 0,1% КМЦ	8,2	67,4
3.	H ₂ O + 0,3% КМЦ	8,6	68,9
4.	H ₂ O + 0,5% КМЦ	8,7	71,3
5.	H ₂ O + 0,1% Сай-пан	8,4	50,0

Состав жидкости		pH	Ингибирующая способность И, %
6.	H ₂ O + 0,3% Сай-пан	8,8	33,2
7.	H ₂ O + 0,5% Сай-пан	8,9	26,4
8.	H ₂ O + 0,1% Унифлок	8,5	48,2
9.	H ₂ O + 0,2% Унифлок	9,0	46,6
10.	H ₂ O + 0,3% Унифлок	10,0	44,0
11.	H ₂ O + 0,5% Унифлок	10,0	31,9
12.	H ₂ O + 0,7% Унифлок	10,0	28,5

На основании выполненных работ можно сделать заключение, что реагент «Унифлок» обладает не ингибирующим эффектом, а пептизирующим из-за высокого уровня pH.

Для исследования поверхностного натяжения на границе с керосином использовали фильтраты, обработанные реагентами КМЦ, «Сай-пан», «Унифлок». Полученные значения поверхностного натяжения фильтратов приведены в таблице 3, из которой видно, что межфазное натяжение у фильтратов (σ), содержащих КМЦ, «Сай-пан» и «Унифлок» в различных количествах несколько ниже, чем у воды. Так, например, у фильтрата с 0,5% КМЦ и «Унифлок» поверхностное натяжение по сравнению с водой ниже примерно в 1,30-1,38 раза, а у «Сай-пан» – в 1,2 раза, что недостаточно для фильтратов буровых растворов, предназначенных для вскрытия продуктивных пластов.

Таблица 3. Межфазное натяжение на границе «жидкость – керосин»

Состав жидкости		Поверхностное натяжение σ , мН/м
1.	H ₂ O	30,3
2.	H ₂ O + 0,1% КМЦ	26,4
3.	H ₂ O + 0,3% КМЦ	23,9
4.	H ₂ O + 0,5% КМЦ	22,0
5.	H ₂ O + 0,1% Сай-пан	27,8
6.	H ₂ O + 0,3% Сай-пан	27,0
7.	H ₂ O + 0,5% Сай-пан	25,4
8.	H ₂ O + 0,1% Унифлок	25,9
9.	H ₂ O + 0,3% Унифлок	24,6
10.	H ₂ O + 0,5% Унифлок	22,9

Поскольку обработка дистиллированной воды реагентом «Унифлок», не приводит к существенному понижению поверхностного натяжения (до 4-10 мН/м) и повышению ингибирующего эффекта, выполнили дополнительные исследования по подбору рецептуры бурового раствора с применением «Унифлок» в сочетании с другими химическими реагентами – стабилизаторами типа КМЦ, «Сай-пан», «Дк-Дрилл». С целью придания этим комплексным системам ингибирующих, гидрофобизирующих и смазывающих свойств добавили эмульгатор – «Эмультал» и алифатические амины – реагент СНПХ-6012. Исследования проводили, как правило, при температуре плюс 20 °С.

Комплексное действие химических реагентов на параметры бурового раствора представлено в таблице 4. Из таблицы 4 видно, что при добавке в буровой раствор «Унифлок» и «Сай-пан» фильтрационные свойства улучшаются незначительно. Однако сочетание «Унифлок» с «Дк-Дрилл» позволяет снизить показатель фильтрации до 5,5-6,0 см³/30 мин. Буровой раствор, обработанный «Дк-Дрилл» и «Унифлок», термостатировали при температуре плюс 100 °С в течение 6 ч. Свойства раствора после термостатирования изменились незначительно.

Таблица 4. Влияние добавок «Унифлок» совместно с другими химическими реагентами на свойства бурового раствора (Т = 20 °С)

Содержание химических реагентов в буровом растворе, отобранном со скв. 1169/куст 38 Западно-Ноябрьского месторождения, забой 2435 м						Свойства раствора									
Унифлок	КМЦ	Сай-пан	Дк-Дрилл	Эмультал	СНПХ-6012	УВ, с	ρ , кг/м ³	ПФ, см ³ /30 мин	К, мм	П, %	СНС _{1/10} , дПа	V _{1/10} , дПа	η , мПа·с	τ_0 , дПа	pH
-	-	-	-	-	-	20	1126	14,0	1,0	<0,5	0/2	0/0	4	5	8,30
0,3	-	-	-	-	-	24	1126	9,0	1,0	<0,5	4/4	0/0	6	13	8,68
0,3	0,1	-	-	-	-	36	1126	8,0	1,0	<0,5	2/5	0/2	10	19	8,75
0,3	0,15	-	-	-	-	40	1126	7,5	1,0	<0,5	8/18	0/7	12	18	8,80
0,3	0,15	-	-	0,3	0,2	48	1126	7,5	1,0	<0,5	3/16	0/5	14	25	8,85
0,3	-	0,1	-	-	-	44	1126	8,0	1,0	<0,5	3/6	0/5	11	21	8,80
0,3	-	0,15	-	-	-	49	1126	8,0	1,0	<0,5	2/11	2/7	17	30	8,75
0,3	-	0,15	-	0,3	0,2	76	1126	8,0	1,0	<0,5	12/20	5/7	15	37	8,98
0,3	-	-	0,03	-	-	34	1126	6,0	0,5	<0,5	20/45	2/8	10	14	8,60
0,3	-	-	0,05	-	-	38	1126	5,5	0,5	<0,5	30/53	0/4	16	18	8,60
0,3	-	-	0,05	0,3	0,2	28	1126	5,5	0,5	<0,5	3/22	0/5	11	24	8,55
0,3	-	-	0,05	0,3	0,2	22	1126	6,0	0,5	<0,5	0/0	0/0	4	6	8,55

Оптимальной концентрацией реагента «Унифлок» совместно с «Дк-Дрилл», «Эмультал» и СНПХ-6012 являются добавки соответственно: «Унифлок» – 0,3%, «Дк-Дрилл» – 0,05%, «Эмультал» – 0,3%, СНПХ6012 – 0,2%. Это позволит достаточно эффективно сохранить фильтрационно-емкостные свойства нефтяных пластов, вследствие ингибирующих, гидрофобизирующих и смазочных свойств бурового раствора и одновременно позволит несколько снизить расход дорогостоящих зарубежных реагентов. Химический реагент «Унифлок» без комбинации с другими реагентами для обработки бурового раствора применять нежелательно, так как в противном случае возможны осыпания глинистых пород, и как следствие кавернообразования, прихваты бурильной колонны в интервале водоносных и нефтеносных горизонтов.

Перейдем к результатам исследований двух проб «Унифлок» представленных 13.05.96 г. производителем – фирмой «Пако» г. Томск. По рекламной информации «Унифлок» – бледно-кремовый сыпучий порошок, хорошо растворим в воде, полученный методом суспензионной или эмульсионной полимеризации акрилонитрила по оригинальной запатентованной технологии. Данный реагент применяется как эффективный стабилизатор буровых растворов, в качестве флокулянта при очистке промышленных сточных вод от взвешенных веществ.

Пробы «Унифлок» были доставлены в порошкообразной и гранулированной форме. А ранее реагент «Унифлок» поставлялся в виде порошка с включением гранул не более 1,6 мм, упакованным в двухслойные мешки по 25 кг.

Представленные образцы 1 и 2 «Унифлок» были исследованы параллельно с ранее доставленной в 1994 г. пробой «Унифлок» (таблица 5).

Таблица 5. Физико-химические характеристики реагентов

Параметры		Проба 1 Унифлок г. Томск	Проба 2 Унифлок г. Томск	Проба 3 Унифлок (партия 1994 г.)
1	Внешний вид	Порошок кремового цвета	Неоднородные гранулы различных размеров (до 10 мм; кремового цвета)	Неоднородный порошок с включениями в виде гранул кремового цвета
2	Динамическая вязкость по ВПЖ-4 0,5%-х (в товарной форме) водных растворов, сПз	31,5	25,7	28,9
3	рН 0,5%-х водных растворов	11,15	10,98	11,20
4	Растворение в воде	Растворяется с течением времени (~ 2ч) не полностью, по всему объему присутствуют частички оранжевого цвета		

Из таблицы 5 следует, что по вязкости, уровню рН полимерных водных растворов и степени растворения в воде, все три пробы «Унифлок» сходны, в зависимости от гранулированности имеют закономерные небольшие различия в вязкости. Необходимо отметить, что реагенты растворяются в воде не полностью, в растворах присутствуют включения в виде частичек и комков, которые даже с течением времени не распускаются.

При вводе реагентов в искусственно приготовленную бентонитовую суспензию (БС) и естественный глинистый раствор (таблица 6) наблюдается уменьшение показателя фильтрации и значительное повышение реологических свойств раствора. При дальнейшем увеличении концентрации реагента в растворе показатель фильтрации уменьшается не столь эффективно, а вязкость продолжает увеличиваться. При вводе реагентов в глинистый раствор в сухом виде было отмечено присутствие в растворе нерастворившегося реагента. После пропускания реагента через сито с размером ячеек 0,25×0,25 мм значительное количество полимера осталось на сите. Для сравнения сделали анализы после обработки глинистого раствора реагентом «Унифлок» в сухом виде и в виде водного раствора (таблица 7).

Таблица 6. Влияние обработки естественного и искусственного глинистого раствора различными пробами «Унифлок»

Состав раствора		УВ, с	ρ , кг/м ³	рН	ПФ, см ³ /30 мин	К, мм	η , мПа·с	τ_0 , дПа	СНС _{1/10} , дПа
1.	БС из бентонита марки ПБМГ (г. Серпухов)	21	1033	9,57	14	2,0	3	5	7/15
2.	Исх. 1 + 0,1% Унифлок 1 (в сухом виде)	164	1033	9,85	10	20	12	23	2/17
3.	Исх. 1 + 0,3% Унифлок 1 (в сухом виде)	220	1033	10,1	7,5	2,0	21	28	8/20
4.	Исх. 1 + 0,1% Унифлок 2 (в сухом виде)	156	1033	9,75	10,5	2,0	12	20	2/15
5.	Исх. 1 + 0,3% Унифлок 2 (в сухом виде)	291	1033	9,98	8	2,0	21	23	6/21
6.	Исх. 1 + 0,1% Унифлок 3 (в сухом виде)	160	1033	9,88	10	2,0	13	23	2/13
7.	Исх. 1 + 0,3% Унифлок 3 (в сухом виде)	276	1033	10,2	8	2,0	19	28	8/20
8.	БР, обработанный на скважине реагентами и добавками: Кем-Пас, Поликем Д, нефть	22	1138	7,95	8,5	1,0	4	6	2/1
9.	Исх. 8 + 0,1% Унифлок 1 (в сухом виде)	32	1138	8,72	6	1,0	8	16	2/7
10.	Исх. 8 + 0,3% Унифлок 1 (в сухом виде)	66	1138	9,34	5	0,5	11	26	2/1
11.	Исх. 8 + 0,1% Унифлок 2 (в сухом виде)	32	1138	8,74	6	1,0	8	15	2/7
12.	Исх. 8 + 0,3% Унифлок 2 (в сухом виде)	52	1138	9,32	5	0,5	11	26	2/7
13.	Исх. 8 + 0,1% Унифлок 3 (в сухом виде)	32	1138	8,87	6,0	1,0	8	14	2/7
14.	Исх. 8 + 0,3% Унифлок 3 (в сухом виде)	61	1138	9,60	5	0,5	12	30	2/7

Примечание: Унифлок 1 – порошок кремового цвета (г. Томск); Унифлок 2 – гранулы кремового цвета (г. Томск);
 Унифлок 3 – разномерная смесь с присутствием порошка и гранул (партия 1994 г.)

Таблица 7. Свойства глинистого раствора после ввода реагента «Унифлок» (проба № 1) в сухом виде в сравнении с добавкой в виде водного раствора

Состав раствора		Свойства раствора							
		УВ, с	ρ , кг/м ³	рН	ПФ, см ³ /30 мин	К, мм	η , мПа·с	τ_0 , дПа	СНС _{1/10} , дПа
1.	БС, приготовленная из бентопорошка ПБМГ (г. Серпухов)	20	1055	9,57	11	2,0	3	5	7/15
2.	Исх. 1 + 0,01% Унифлок (в сухом виде)	36	1055	9,75	11	2,0	8	16	20/29
3.	Исх. 1 + 0,01% Унифлок (2%-й водный раствор)	40	1055	9,78	11	2,0	7	20	20/34
4.	Исх. 1 + 0,05% Унифлок (в сухом виде)	156	1055	9,81	11	2,0	18	116	42/68
5.	Исх. 1 + 0,05% Унифлок (2%-й водный раствор)	160	1055	9,79	11	2,0	15	123	50/67

Даже при небольших добавках реагента в любом виде происходит увеличение структурно-реологических свойств при прежних значениях показателя фильтрации. При увеличении концентрации реагента вязкость раствора резко увеличивается.

Применение реагента «Унифлок» в качестве стабилизатора буровых растворов в горно-геологических и технико-технологических условиях бурения в Ноябрьском нефтегазовом регионе осложняется плохо контролируемым повышением вязкости бурового раствора при недостаточном понижении показателя фильтрации. Ввод реагента в сухом виде не рекомендуется из-за малой вероятности полного растворения химпродукта за цикл бурения. Добавление реагента в буровой раствор в виде водного раствора предпочтительнее, но также нетехнологичен из-за большой вязкости малоцентрированных растворов.

Необходимо отметить, что способ ввода «Унифлок» в сухом и жидком виде специфически сказывается на параметре пластической вязкости, который в первом случае оказывается выше, а во втором случае – выше структурно-механические свойства и условная вязкость.

Выводы

Реагент «Унифлок» является химпродуктом недостаточно высокого (т.е. среднего) качества, поскольку не обладает ингибирующими свойствами и недостаточно снижает фильтрацию глинистых растворов, вместе с тем существенно загущает дисперсную систему. Поэтому применение этого реагента в промывочных жидкостях для бурения скважины под эксплуатационную колонну не позволяет решить всех проблем.

К положительным моментам можно отнести снижение в растворах на водной основе поверхностного натяжения и совместимость с другими реагентами, применяемыми в Ноябрьском нефтегазовом регионе. Поэтому в композиции с другими понизителями фильтрации можно достичь

необходимых величин при снижении концентрации более дефицитных, дорогих и высококачественных реагентов. Чтобы избежать осложнений при обработке бурового раствора реагентом «Унифлок» следует уделять повышенное внимание технологии введения реагента в раствор и контролю структурно-реологических свойств, которые могут резко повыситься.

Необходимо подобрать совместимый с «Унифлок» реагент-разжижитель глинистого раствора. Реагент «Унифлок» может найти более широкое применение в растворах для бурения скважин под кондуктор, когда как раз требуется высокая вязкость промывочной жидкости.

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. Отечественные и зарубежные полимерные реагенты для буровых растворов // Нефтегазовое дело: электрон. науч. журн. 2016. №1. С. 1-19. Url: http://ogbus.ru/issues/1_2016/ogbus_1_2016_p1-19_Petrovna_ru.pdf

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

References

1 Himreagentyi i materialyi dlya burovyyih rastvorov/ N. A. Petrov, Sh. H. 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. H. 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].

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