

УДК 622.243

**ИССЛЕДОВАНИЕ ИНГИБИРУЮЩЕЙ ДОБАВКИ К-100
ДЛЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ**

**STUDY INHIBITING ADDITIVES K-100
FOR DRILLING FLUIDS**

Петров Н.А., Майкоби А.А.

**Уфимский государственный нефтяной технический университет
г. Уфа, Российская Федерация**

Абубакар Тафава – Балева Университет, г. Баучи, Нигерия

N.A. Petrov, A.A. Maikobi

Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russian Federation

Abubakar Tafawa – Balewa University, Bauchi, Nigeria

e-mail: napetroff @ mail.ru

e-mail: alimaikobi @ mail.ru

Аннотация. Приведены результаты физико-химических исследований реагента К-100 и лабораторного анализа основных свойств бентонитовой суспензии и естественного глинистого раствора, отобранного с бурящейся скважины. Реагент К-100 исследовался в диапазоне концентраций до 3%.

Реагент К-100 – это полимерная добавка для тампонажного материала при ликвидации межпластовых перетоков. Изготовителем реагента К-100 является Тюменский завод «Пластмасс» ПО «Уралхимпласт». При промышленном применении реагента К-100 в составе глинистых растворов плотность глинистых растворов в процессе бурения и содержание коллоидной глинистой фракции были высокими.

Водные растворы с добавками реагента К-100 практически не снижают поверхностного натяжения на границе с керосином и проявляют

невысокие ингибирующие свойства по отношению к глинистому шламу горных пород Ноябрьского нефтегазового региона Западной Сибири. По количеству жидкости, выделенной в процессе набухания глинопорошка, реагент К-100 на порядок уступает другим известным ингибиторам. Для качественного вскрытия нефтяных терригенных продуктивных горизонтов данный реагент малоэффективен, поэтому его целесообразно использовать в композиции с другими ингибиторами набухания глинистых пород, гидрофобизаторами и поверхностно-активными веществами.

Реагент К-100 образует с солями двухвалентных металлов гелеобразные смеси. Добавки реагента К-100 в глинистые растворы активно разжижают раствор. Структурно-реологические свойства становятся минимальными, повышается уровень рН растворов, флокуляции не происходит. Из-за повышения уровня рН раствора в глинистых растворах интенсифицируется процесс пептизации глинистой фазы.

Abstract. The results of physico-chemical studies of reagent K-100 and laboratory analysis of the basic properties of bentonite suspension and natural clay solution taken from a well being drilled in the Noyabrsk oil and gas region of Western Siberia are presented. The reagent K-100 was examined in the concentration range of up to to 3%.

Reagent K-100 is a plugging polymeric additive for liquidation of interformational overflows. The reagent K-100 is manufactured at the Tyumen Plastics Plant “*Uralchimplast*”. With the industrial application of K-100 reagent in clay solutions, the density of the solution and colloidal content of the clay fraction were observed to be high.

Aqueous solutions with K-100 reagent additives practically do not reduce the surface tension at the kerosene boundary and exhibit low inhibitory properties with respect to the clay slurry of the Noyabrsk oil and gas region of Western Siberia. By the amount of liquid emitted during the swelling of the clay

powder, the K-100 reagent is observed to be inferior to other known inhibitors. It is also ineffective for use in qualitative perforation of terrigenous productive horizons; therefore, it is more expedient to be used in composition with other swelling inhibitors, hydrophobic agents, surface active agents and surfactants

The reagent K-100 is observed to form gel-like mixtures with salts of divalent metals. Additions of the reagent in clay solutions actively dilute the solution; the structural and rheological properties become minimal, the pH level increases and flocculation does not occur. Peptization of the clay phase is intensified due to increase in the pH level of the clay solutions

Ключевые слова: реагент, ингибитор гидратации глин, фильтрационная корка, бентонитовая суспензия, естественный глинистый раствор, буровой раствор, физико-химические свойства, основные свойства бурового раствора.

Key words: reagent, clay hydration inhibitor, filter cake, bentonite suspension, natural clay solution, drilling mud, physical and chemical properties, basic properties of drilling mud.

Последние три десятилетия в Ноябрьском нефтегазовом регионе Западной Сибири большое внимание уделяется качеству первичного и вторичного вскрытия продуктивных пластов [1-42]. На этапе первичного вскрытия продуктивных пластов глинистыми буровыми растворами происходит максимальное поражение естественных фильтрационных характеристик пласта-коллектора. В связи с этим в состав глинистых растворов входит большое количество реагентов специального назначения. Они предназначены для улучшения свойств фильтрата раствора и регулирования фракционного состава твёрдой фазы [1-42]. К реагентам, улучшающим качество фильтрационной жидкости, относятся ингибиторы гидратации глинистых пород. В последние годы в Западную Сибирь поступало десятки отечественных и зарубежных жидких и твёрдых

ингибиторов гидратации глин [1-42]. Все они различаются по механизму действия и по степени эффективности.

Рассмотрим результаты исследований промышленной пробы реагента К-100, поступившей в Ноябрьский нефтегазовый регион Западной Сибири.

Реагент К-100 с 2000 г. внедрялся на Ноябрьской группе месторождений в качестве полимерного тампонажного материала для ликвидации межпластовых перетоков. Изготовитель реагента К-100 – Тюменский завод «Пластмасс» ПО «Уралхимпласт». Затем в Суторминском управлении буровых работ (СУБР-1) были проведены работы по промышленному внедрению реагента К-100 в составе глинистых растворов. Однако по данным отчета специалистов ВНИИБТ, плотность глинистых растворов в процессе бурения была максимально допустимая. Кроме того буровые растворы содержали высокое значение коллоидной глинистой фракции.

Физико-химические и качественные показатели реагента К-100:

Наименование показателей	Норма	Результат испытаний
1. Внешний вид		Мутная жидкость с окраской от светлого до светло-коричневого цвета, допустим незначительный светлый осадок
2. Массовая доля нелетучих веществ, %	20-35	25,6
3. Условная вязкость, с	10-20	11,4
4. Динамическая вязкость, мПа·с	3-25	3,4
5. Плотность, кг/м ³	1160-1185	1167

Полученные данные проведённых исследований физико-химических свойств реагента К-100:

1. Внешний вид	прозрачная, подвижная жидкость розового цвета, на дне – осадок в виде аморфных мелких хлопьев
2. Плотность, кг/м ³	1171
3. Динамическая вязкость, мПа·с	3,48
4. Уровень pH водного раствора	10,49
5. Растворимость в различных технологических средах в соотношении реагент – 10 : 1:	жидкость :

- | | | |
|-----|---|--|
| 6. | техническая вода | растворение полное, образуется однородный, прозрачный раствор; |
| 7. | раствор NaCl
($\rho = 1200 \text{ кг/м}^3$) | при добавлении схватывается на поверхности плотной творожистой массой, при встряхивании получается белый аморфный творожистый осадок в виде хлопьев по всему объему, после отстоя – осадок примерно в половину объема; |
| 8. | раствор CaCl ₂
($\rho = 1140 \text{ кг/м}^3$) | при добавлении схватывается на поверхности в виде белой стеклоподобной массы, при перемешивании образуются аморфные белые хлопья по всему объему, которые после отстоя оседают на дно; |
| 9. | ацетон | белый полупрозрачный раствор, реагент выпадает в виде хлопьев на дне и стенках пробирки; |
| 10. | толуол | не растворяется, двухфазная система, несмешивающиеся жидкости, реагент на дне, четкая граница раздела; |
| 11. | ИПС | белый полупрозрачный раствор, реагент на дне и стенках пробирки в виде белого осадка; |
| 12. | керосин | не растворяется, реагент на дне. |

Результаты определений межфазного натяжения на границе «водный раствор реагента К-100 – керосин», а также ингибирующего эффекта тех же растворов по методике АНИ на аргилитовом шламе (при температуре 80 °С в течение 6 ч), отобранном с бурящихся скважин в Ноябрьском нефтегазовом регионе, приведены в таблице 1.

Таблица 1. Поверхностное натяжение и ингибирующая способность водных растворов реагента К-100

Композиция		Поверхностное натяжение, σ , мН/м	Ингибирующая способность, I , %
1.	Вода дистиллированная	66,9	49,0
2.	Вода + 0,05% К-100	67,3	45,4
3.	Вода + 0,1% К-100	66,5	39,9
4.	Вода + 0,3% К-100	65,9	37,2

Из таблицы 1 следует, что водные растворы с добавками реагента К-100 практически не снижают поверхностного натяжения растворов на границе с керосином и проявляют невысокие ингибирующие свойства по отношению к глинистому шламу горных пород.

Результаты исследований влияния добавок К-100 на основные свойства бентонитовой суспензии (БС) и естественного (наработанного в скважине) бурового раствора (БР) приведены в таблице 2.

Таблица 2. Влияние добавки К-100 на основные свойства глинистого раствора

Обработка раствора	УВ, с	ρ , кг/м ³	ПФ, см ³ /30 мин	К, мм	рН	$\eta_{эф}$, мПа·с	$\eta_{пл}$, мПа·с	τ_0 , дПа	СНС _{1/10} , дПа
1. БС	54	1040	7	0,5	9,00	18	9	51	20/37
2. Исх. 1 + 0,5% К-100	48	1040	7	0,5	9,74	18	10	48	0/2
3. Исх. 1 + 1% К-100	56	1040	8	0,5	10,0	23	13	51	0/2
4. Исх. 1 + 3% К-100	56	1040	8	0,5	10,7	22	13	59	2/4
5. БР, отобран с Сугмутского месторождения, куст 15	49	1150	5	1,0	8,09	16	10	39	4/8
6. Исх. 5 + 0,5% К-100	32	1150	5	1,0	9,17	13	9	24	0/0
7. Исх. 5 + 1% К-100	24	1150	5	1,0	9,50	8	6	14	0/0
1. Исх. 5 + 3% К-100	20	1150	5	1,0	10,3	6	5	8	0/0

Примечание: УВ – условная вязкость; ρ – плотность; ПФ – показатель фильтрации; К – толщина корки;

рН – кислотно-щелочной баланс; $\eta_{эф}$ и $\eta_{пл}$ – пластическая и эффективная вязкость;

τ_0 – динамическое напряжение сдвига; СНС_{1/10} – статическое напряжение сдвига через 1 и 10 мин.

При внедрении реагента К-100 на скв. 1073 / к. 44 Сугмутского месторождения, в процессе отбора пробы раствора также были зафиксированы максимально большие значения коллоидной фракции (около 3,7%) и плотности раствора (до 1200 кг/м³).

Дополнительно провели исследования по набуханию (распусканию) 3%-го бентопорошка Серпуховского завода маркик ПБМВ в водном растворе с добавкой 0,5% К-100 и просто в воде (без добавки). Для сравнения были взяты растворы хлористого калия плотностью 1060 кг/м³ и водный раствор с добавкой 0,3% органического ингибитора глин,

представленного фирмой Эм-Ай Кла-кью. Степень распускания определяли путём фиксирования количества выделенной прозрачной жидкой фазы во времени (таблица 3).

Таблица 3. Замеры выделенной жидкости при набухании бентопорошка в водных растворах

Среда набухания		Количество выделенной прозрачной жидкости через 24 ч, %
1	Вода дистиллированная	0
2	Вода дистиллированная + 0,5% К-100	3,7
3	Раствор КСl ($\rho = 1080 \text{ кг/м}^3$)	87
4	Вода дистиллированная + 0,3% Кла-кью	58

Как видим по количеству жидкости, выделенной в процессе набухания глинопорошка, реагент К-100 на порядок уступает другим известным ингибиторам (соль КСl и Кла-кью).

На основании вышеприведенных исследований можно сделать следующее предварительное заключение.

Реагент К-100 образует с солями двухвалентных металлов гелеобразные смеси, активно коагулирующие пласты. Добавки реагента К-100 в составе глинистых растворов с увеличенными структурно-механическими и реологическими свойствами активно разжижают раствор. Структурно-реологические свойства становятся минимальными, повышается уровень рН растворов, флокулирующего действия добавки не наблюдается. Водные растворы с добавками К-100 не проявляют поверхностно-активных свойств на границе с керосином, а ингибирующий эффект снижается недостаточно. Для вскрытия нефтяных продуктивных горизонтов данный реагент малоэффективен. Для того чтобы сделать окончательное заключение о целесообразности добавок К-100 в составе буровых растворов на верхних горизонтах, из-под кондуктора, возможно, необходимо провести еще промысловые эксперименты по обработке бурового раствора из под кондуктора до интервала бурения 2000-2200 м с

поинтервальным проведением полного анализа изменения всех свойств раствора и, особенно, изменения плотности и содержания коллоидного глинистой составляющей. Возможно, также следует предусмотреть последующий полный комплекс работ на данной скважине по использованию данного реагента в составе буферных жидкостей и цементных растворов с проведением геофизических исследований в скважине (каротажа) [1-42].

Выводы

Как видим, реагент К-100 в концентрации до 3 % в бентонитовой суспензии практически не влияет на изменение условной вязкости, плотности и толщины глинистой корки. Несущественно повышается показатель фильтрации и уровень рН раствора. Также незначительно повышаются эффективная и пластическая вязкости, динамическое напряжение сдвига. Вместе с тем происходит существенное снижение статического напряжения сдвига. В той же концентрации в естественном буровом полимерглинистом растворе реагент К-100 не влияет на изменение плотности, показателя фильтрации и толщины глинистой корки. Также происходит небольшое увеличение уровня рН раствора. Однако все другие структурно-реологические параметры очень значительно уменьшились, вплоть до нулевых значений упало статическое напряжение сдвига.

Из полученных данных по методике АНИ и по количеству жидкости, выделенной в процессе набухания глинопорошка, реагент К-100 проявляет ингибирующие свойства, но значительно уступает другим известным ингибиторам. Поэтому целесообразно реагент К-100 применять в композиции с другими ингибиторами набухания глинистых пород [1-42].

Список используемых источников

- 1 Катионоактивные ПАВ – эффективные ингибиторы в технологических процессах нефтегазовой промышленности /Петров Н.А., Измухамбетов Б.С., Агзамов Ф.А., Ногаев Н.А. СПб.: Недра, 2004. 408 с.
- 2 Повторная герметизация резьбовых соединений обсадных колонн нефтяных скважин Петров Н.А., Коренько А.В., Янгиров Ф.Н., Елизаров О.И.; под общей ред. проф. Г.В. Конесева.- Уфа: Монография, 2005. 88 с.
- 3 Ограничение притока воды в скважинах /Петров Н.А., Коренько А.В., Янгиров Ф.Н., Есипенко А.И.; под ред. проф. Г.В. Конесева. СПб.: ООО «Недра», 2005. 130 с.
- 4 Механизмы формирования и технологии ограничения водопритокров /Петров Н.А., Идиятуллин Д.Н., Сафин С.Г., Валиуллин А.В.; под ред. проф. Л.А. Алексеева. М.: Химия, 2005. 172 с.
- 5 Повышение качества первичного и вторичного вскрытия нефтяных пластов /Петров Н.А., Султанов В.Г., Конесев В.Г., Давыдова И.Н.; под ред. проф. Г.В. Конесева. СПб.: ООО «Недра», 2007. 544 с.
- 6 Эмульсионные растворы в нефтегазовых процессах /Петров Н.А., Соловьев А.Я., Султанов В.Г., Кротов С.А., Давыдова И.Н. М.: Химия, 2008. 440 с.
- 7 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.
- 8 Петров Н.А., Исмаков Р.А. Совершенствование технологий вскрытия полимиктовых коллекторов, освоения и ремонта нефтяных скважин. Уфа: РИЦ УГНТУ, 2014. 433 с.
- 9 Петров Н.А., Исмаков Р.А., Давыдова И.Н. Зарубежные реагенты и буровые промывочные композиции.- Уфа: Издательство УГНТУ, 2015. 332 с.

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

11 Петров Н.А., Конесев Г.В., Давыдова И.Н. Отрицательные и положительные последствия обработки буровых растворов жидкостями ГКЖ-10 (11,11Н) // Нефтегазовое дело: эл. науч. журн. / УГНТУ. 2006. № 2. 11 сент. URL:http://www.ogbus.ru/authors/PetrovNA/PetrovNA_2.pdf.

12 Петров Н.А., Алексеев Л.А. Концепция повышения качества заканчивания и капитального ремонта нефтегазовых скважин // Нефтегазовое дело: эл. науч. журн. / УГНТУ. 2007. № 1. 27февр. URL:http://www.ogbus.ru/authors/PetrovNA/PetrovNA_11.pdf

13 Петров Н.А. Применение комплексного реагента СНПХ-ПКД-515 в нефтегазовых процессах // Нефтегазовое дело: эл. науч. журн. / УГНТУ. 2007. № 2. 15 окт. URL:http://www.ogbus.ru/authors/PetrovNA/PetrovNA_12.pdf

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

15 Петров Н.А., Давыдова И.Н. Подбор пенообразующих композиций для освоения скважин // Нефтегазовое дело: эл. науч. журн. / УГНТУ. 2010. № 2. 18 июля. URL: http://ogbus.ru/authors/PetrovNA/PetrovNA_16.pdf

16 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

17 Петров Н.А., Давыдова И.Н. Исследование химпродукта 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

18 Петров Н.А., Давыдова И.Н. Использование полидиметилсилоксанов в качестве смазочных добавок глинистых буровых растворов // Нефтегазовое дело: электрон. науч. журн. / УГНТУ. 2013. № 5. С. 54-72. URL: http://ogbus.ru/authors/PetrovNA/PetrovNA_24.pdf

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

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

21 Петров Н.А. Исследование солеустойчивых полимерных реагентов // Нефтегазовое дело». 2016. №2. С. 38-54. URL: http://ogbus.ru/issues/2_2016/ogbus_2_2016_p38-54_PetrovNA_ru.pdf

22 Петров Н.А. Исследование свойств глинистых буровых растворов, обработанных реагентом Унифлок / Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2016. №2. С. 55-70. URL: http://ogbus.ru/issues/2_2016/ogbus_2_2016_p55-70_PetrovNA_ru.pdf

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

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

25 Петров Н.А., Давыдова И.Н. Исследование некоторых полимерных реагентов отечественного производства // Нефтегазовое дело: электрон. науч. журн. / УГНТУ. 2016. №4. С.6-39. URL: http://ogbus.ru/issues/4_2016/ogbus_4_2016_p6-39_PetrovNA_ru.pdf

26 Петров Н.А., Давыдова И.Н. Исследование отечественных, полимерных реагентов Метакрил 14ВВ, Лакрис И ХБН-01 // Нефтегазовое дело: электрон. науч. журн. / УГНТУ. 2016. №5. С.6-37. URL: http://ogbus.ru/issues/5_2016/ogbus_5_2016_p6-37_PetrovNA_ru.pdf

27 Петров Н.А., Давыдова И.Н. Исследование различных отечественных марок карбоксиметилцеллюлозы для промывочных жидкостей // Нефтегазовое дело: электрон. науч. журн. / УГНТУ. 2016. № 6. С.41-69. URL: http://ogbus.ru/issues/6_2016/ogbus_6_2016_p41-69_PetrovNA_ru.pdf

28 Петров Н.А., Давыдова И.Н. Исследование Реагентов КМК и КМЦ 9/Н для буровых растворов // Нефтегазовое дело: электрон. науч. журн. / УГНТУ. 2017. №1. С.21-39. URL: http://ogbus.ru/issues/1_2017/ogbus_1_2017_p21-39_PetrovNA_ru.pdf

29 Петров Н.А. Исследование отечественных и зарубежных производных крахмала в промывочных жидкостях // SOCAR Proceedings. 2016.№3. С. 13-18: journal home page: <http://proceedings.socar.az>

30 Петров Н.А., Юрьев В.М., Хисаева А.И. Синтез анионных и катионных ПАВ для применения в нефтяной промышленности // Нефтегазовое дело: науч. журн. / УГНТУ. 2008. [Т.2]. 19.06.2008. URL: (учеб. пособие / УГНТУ. Уфа, 2008.- 54 с. http://www.ogbus.ru/authors/PetrovNA/PetrovNA_14.pdf

31 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. 68с.). http://www.ogbus.ru/authors/PetrovNA/PetrovNA_19.pdf

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

33 Петров Н.А., Давыдова И.Н., Акодис М.М. Исследование комплексных реагентов СНПХ-ПКД-515 и СНПХ-ПКД-515Н в качестве модифицирующих добавок в технологические жидкости нефтяной промышленности // Башкирский химический журнал: науч.-техн. журн. / Реактив. (Уфа). 2006. Т. 13, №2. С. 34-42.

34 Петров Н.А., Давыдова И.Н., Акодис М.М. Применение катионных ПАВ – ГИПХ-6 и ГИПХ-6Б в процессах нефтяной промышленности // Башкирский химический журнал: науч.-техн. журн. / Реактив. (Уфа). 2006. Т. 13, №2. С. 46-53.

35 Петров Н.А., Давыдова И.Н., Акодис М.М. Применение окиси аминов в технологических жидкостях при строительстве скважин // Башкирский химический журнал: науч.-техн. журн. / Реактив. (Уфа). 2006. Т. 13, №2. С. 69-76.

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

37 Петров Н.А., Давыдова И.Н. Исследование реагентов – разжижителей, пеногасителей и ингибиторов в составе промывочных жидкостей // Нефтегазовое дело: науч.-техн. журн. / УГНТУ. 2013. Т.11, №2. С. 44-51.

38 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.

39 Петров Н.А. Исследование полимеров ближнего и дальнего зарубежья в сравнении с отечественными реагентами для промывочных жидкостей // Нефтегазовое дело: науч.-техн. журн. / УГНТУ. 2016. Т.14, №2. С. 28-33.

40 Петров Н.А. Исследование крахмалсодержащих полимеров для применения в глинистых растворах // Нефтегазовое дело: науч.-техн. журн. / УГНТУ. 2016. Т.14, №3. С. 26-30.

41 Петров Н.А. Исследование модификаций реагентов Камцел для применения в буровых растворах // Нефтегазовое дело: науч.-техн. журн. / УГНТУ. 2016. Т.14, № 4. С. 14-19.

42 Петров Н.А., Конесев Г.В. Исследование полимерного реагента «ГАБРОЗА» для применения в буровых растворах // Нефтегазовое дело: науч.-техн. журн. / УГНТУ. 2017. Т.15, № 1. С. 53-57.

References

1 Kationoaktivnye PAV – jeffektivnye ingibitory v tehnologicheskikh processah neftegazovoj promyshlennost /Petrov N.A., Izmuhambetov B.S., Agzamov F.A., Nogaev N.A. SPb.: Nedra, 2004. 408 s. [in Russian].

2 Povtornaja germetizacija rez'bovyh soedinenij obsadnyh kolonn neftjanyh skvazhin Petrov N.A., Korenjako A.V., Jangirov F.N., Elizarov O.I.; god obshhej red. prof. G.V. Koneseva.- Ufa: Monografija, 2005. 88 s. [in Russian].

3 Ogranichenie pritoka vody v skvazhinah /Petrov N.A., Korenjako A.V., Jangirov F.N., Esipenko A.I.; pod red. prof. G.V. Koneseva. SPb.: OOO «Nedra», 2005. 130 s. [in Russian].

4 Mehanizmy formirovanija i tehnologii ogranichenija vodopritokov /Petrov N.A., Idijatullin D.N., Safin S.G., Valiullin A.V.; pod red. prof. L.A. Alekseeva. M.: Himija, 2005. 172 s. [in Russian].

5 Povyshenie kachestva pervichnogo i vtorichnogo vskrytija neftjanyh plastov /Petrov N.A., Sultanov V.G., Konesev V.G., Davydova I.N.; pod red. prof. G.V. Koneseva. SPb.: OOO «Nedra», 2007. 544 s. [in Russian].

6 Jemul'sionnyje rastvory v neftegazovyh processah /Petrov N.A., Solov'ev A.Ja., Sultanov V.G., Krotov S.A., Davydova I.N. M.: Himija, 2008. 440 s. [in Russian].

7 Nekotoryje osobennosti sinteza, proizvodstva i primenenija poverhnostno-aktivnyh veshhestv /Petrov N.A., Jur'ev V.M., Pavlova A.S., Zolotoevskij V.S. SPb.: Nedra, 2013. 480 s. [in Russian].

8 Petrov N.A., Ismakov R.A. Sovershenstvovanie tehnologij vskrytija polimiktovyh kollektorov, osvoenija i remonta neftjanyh skvazhin. Ufa: RIC UGNTU, 2014. 433 s. [in Russian].

9 Petrov N.A., Ismakov R.A., Davydova I.N. Zarubezhnyje reagenty i burovyje promyvochnyje kompozicii.- Ufa: Izdatel'stvo UGNTU, 2015. 332 s. [in Russian].

10 Petrov N.A., Ismakov R.A., Davydova I.N. Materialy dlja prigotovlenija, utjazhelenija i obrabotki tehnologicheskix rastvorov. Ufa: Izd-vo UGNTU, 2015. 416 s. [in Russian].

11 Petrov N.A., Konesev G.V., Davydova I.N. Otricatel'nye i polozhitel'nye posledstvija obrabotki burovyx rastvorov zhidkostjami GKZh-10 (11,11N) // Neftegazovoe delo: jel. nauch. zhurn. / UGNTU. 2006. № 2. 11 sent. URL:http://www.ogbus.ru/authors/PetrovNA/PetrovNA_2.pdf. [in Russian].

12 Petrov N.A., Alekseev L.A. Konceptija povyshenija kachestva zakanchivaniya i kapital'nogo remonta neftegazovyh skvazhin // Neftegazovoe delo: jel. nauch. zhurn. / UGNTU. 2007. № 1. 27fevr. URL:http://www.ogbus.ru/authors/PetrovNA/PetrovNA_11.pdf[in Russian].

13 Petrov N.A. Primenenie kompleksnogo reagenta SNPH-PKD-515 v neftegazovyh processah // Neftegazovoe delo: jel. nauch. zhurn. / UGNTU. 2007. № 2. 15 okt. URL: http://www.ogbus.ru/authors/PetrovNA/PetrovNA_12.pdf[in Russian].

14 Petrov N.A., Davydova I.N. Vskrytie i osvoenie produktivnogo plasta 1BS-10 Umsejskogo mestorozhdenija oblagorozhennymi tehnologicheskimi rastvorami // Neftegazovoe delo: jel. nauch. zhurn. / UGNTU. 2010. № 1. 18 ijunja. URL: http://ogbus.ru/authors/PetrovNA/PetrovNA_15.pdf[in Russian].

15 Petrov N.A., Davydova I.N. Podbor penoobrazujushhih kompozicij dlja osvoenija skvazhin // Neftegazovoe delo: jel. nauch. zhurn. / UGNTU. 2010. № 2. 18 ijulja. URL: http://ogbus.ru/authors/PetrovNA/PetrovNA_16.pdf[in Russian].

16 Petrov N.A., Davydova I.N., Konesev G.V. Issledovanie special'nyh svojstv reagentov, primenjaemyh v promyvochnyh zhidkostjah // Neftegazovoe delo: jelektron. nauch. zhurn. / UGNTU. 2012. № 5. S. 397-404. URL: http://ogbus.ru/authors/Petrov NA/PetrovNA_21.pdf[in Russian].

17 Petrov N.A., Davydova I.N. Issledovanie himprodukta SMS-700 i reagenta-modifikatora Beneks dlja primenenija v burovyh rastvorah // Neftegazovoe delo: jelektron. nauch. zhurn. / UGNTU. 2012. № 6. S. 515-522. URL: http://ogbus.ru/authors/PetrovNA/PetrovNA_23.pdf[in Russian].

18 Petrov N.A., Davydova I.N. Ispol'zovanie polidimetilsiloksanov v kachestve smazochnyh dobavok glinistyh burovyh rastvorov // Neftegazovoe delo: jelektron. nauch. zhurn. / UGNTU. 2013. № 5. S. 54-72. URL: http://ogbus.ru/authors/Petrov NA/PetrovNA_24.pdf[in Russian].

19 Petrov N.A. Otechestvennye i zarubezhnye polimernye reagenty dlja burovyh rastvorov // Neftegazovoe delo. 2016. №1. S. 1-19. URL: http://ogbus.ru/issues/1_2016/ogbus_1_2016_p1-19_PetrovNA_ru.pdf[in Russian].

20 Petrov N.A., Davydova I.N. Tehnologii povyshenija kachestva burovyh rastvorov // Neftegazovoe delo. 2016. №1. S. 20-38. URL: http://ogbus.ru/issues/1_2016/ogbus_1_2016_p20-38_PetrovNA_ru.pdf [in Russian].

21 Petrov N.A. Issledovanie soleustojchivyh polimernyh reagentov // Neftegazovoe delo». 2016. №2. S. 38-54. URL: http://ogbus.ru/issues/2_2016/ogbus_2_2016_p38-54_PetrovNA_ru.pdf[in Russian].

22 Petrov N.A. Issledovanie svojstv glinistyh burovyh rastvorov, obrabotannyh reagentom Uniflok / Jelektronnyj nauchnyj zhurnal «Neftegazovoe delo». 2016. №2. S. 55-70. URL: http://ogbus.ru/issues/2_2016/ogbus_2_2016_p55-70_PetrovNA_ru.pdf[in Russian].

23 Petrov N.A. Issledovanie proizvodnyh celljulozy v promyvochnyh zhidkostjah // Neftegazovoe delo. 2016. №3. S. 8-36. URL: http://ogbus.ru/issues/3_2016/ogbus_3_2016_p8-36_PetrovNA_ru.pdf[in Russian].

24 Petrov N.A. Issledovanie zarubezhnyh vysokomolekuljarnyh polimerov dlja burovyh rastvorov // Neftegazovoe delo. 2016. №3. S. 37-65. URL: http://ogbus.ru/issues/3_2016/ogbus_3_2016_p37-65_PetrovNA_ru.pdf[in Russian].

25 Petrov N.A., Davydova I.N. Issledovanie nekotoryh polimernyh reagentov otechestvennogo proizvodstva // Neftegazovoe delo: jelektron. nauch. zhurn. / UGNTU. 2016. №4. S.6-39. URL: http://ogbus.ru/issues/4_2016/ogbus_4_2016_p6-39_PetrovNA_ru.pdf[in Russian].

26 Petrov N.A., Davydova I.N. Issledovanie otechestvennyh, polimernyh reagentov Metakril 14VV, Lakris I HBN-01 // Neftegazovoe delo: jelektron. nauch. zhurn. / UGNTU. 2016. №5. S.6-37. URL:http://ogbus.ru/issues/5_2016/ogbus_5_2016_p6-37_PetrovNA_ru.pdf[in Russian].

27 Petrov N.A., Davydova I.N. Issledovanie razlichnyh otechestvennyh marok karboksimetilcelljulozy dlja promyvochnykh zhidkostej // Neftegazovoe delo: jelektron. nauch. zhurn. / UGNTU. 2016. № 6. S.41-69. URL: http://ogbus.ru/issues/6_2016/ogbus_6_2016_p41-69_PetrovNA_ru.pdf[in Russian].

28 Petrov N.A., Davydova I.N. Issledovanie Reagentov KMK i KMC 9/N dlja burovyykh rastvorov // Neftegazovoe delo: jelektron. nauch. zhurn. / UGNTU. 2017. №1. S.21-39. URL: http://ogbus.ru/issues/1_2017/ogbus_1_2017_p21-39_PetrovNA_ru.pdf[in Russian].

29 Petrov N.A. Issledovanie otechestvennykh i zarubezhnykh proizvodnykh krahmala v promyvochnykh zhidkostyah // SOCAR Proceedings. 2016.№3. S. 13-18: journal home page: <http://proceedings.socar.az>

30 Petrov N.A., Jur'ev V.M., Hisaeva A.I. Sintez anionnykh i kationnykh PAV dlja primeneniya v neftjanoj promyshlennosti // Neftegazovoe delo: nauch. zhurn. / UGNTU. 2008. [T.2]. 19.06.2008. URL: (ucheb. posobie / UGNTU. Ufa, 2008.- 54 s. http://www.ogbus.ru/authors/Petrov_NA/PetrovNA_14.pdf[in Russian].

31 Petrov N.A. Povyshenie kachestva zakanchivaniya skvazhin s polimiktovymi kollektorami nefti // Neftegazovoe delo: nauch. zhurn. / UGNTU. 2010. [T.2]. 22.12.10. URL: (ucheb. posobie / UGNTU. Ufa, 2010. 68s.). http://www.ogbus.ru/authors/Petrov_NA/PetrovNA_19.pdf[in Russian].

32 Ismakov R.A., Petrov N.A., Konesev G.V. Upravlenie svojstvami tehnologicheskikh zhidkostej dlja vskrytija produktivnykh plastov. Ufa: RIC UGNTU, 2014. 153 s. [in Russian].

33 Petrov N.A., Davydova I.N., Akodis M.M. Issledovanie kompleksnykh reagentov SNPH-PKD-515 i SNPH-PKD-515N v kachestve modificirujushhih dobavok v tehnologicheskie zhidkosti neftjanoj promyshlennosti // Bashkirskij himicheskij zhurnal: nauch.-tehn. zhurn. / Reaktiv. (Ufa). 2006. T. 13, №2. S. 34-42. [in Russian].

34 Petrov N.A., Davydova I.N., Akodis M.M. Primenenie kationnyh PAV – GIPH-6 i GIPH-6B v processah neftjanoj promyshlennosti // Bashkirskij himicheskij zhurnal: nauch.-tehn. zhurn. / Reaktiv. (Ufa). 2006. T. 13, №2. S. 46-53. [in Russian].

35 Petrov N.A., Davydova I.N., Akodis M.M. Primenenie okisi aminov v tehnologicheskikh zhidkostjakh pri stroitel'stve skvazhin // Bashkirskij himicheskij zhurnal: nauch.-tehn. zhurn. / Reaktiv. (Ufa). 2006. T. 13, №2. S. 69-76. [in Russian].

36 Petrov N.A., Davydova I.N., Korenjako A.V. Issledovanie svojstv burovych rastvorov na osnove palygorskitovyh glinoporoshkov // Istorija nauki i tehniki: nauch.-tehn. zhurn. / «Reaktiv». (Ufa). 2006. № 5. S. 131-134. [in Russian].

37 Petrov N.A., Davydova I.N. Issledovanie reagentov – razzhizhitelej, penogasitelej i ingibitorov v sostave promyvochnykh zhidkostej // Neftegazovoe delo: nauch.-tehn. zhurn. / UGNTU. 2013. T.11, №2. S. 44-51. [in Russian].

38 Petrov N.A. Sravnitel'nye issledovanija nekotorykh otechestvennykh i zarubezhnykh polimernykh reagentov v sostave burovych rastvorov Zapadnoj Sibiri // Neftegazovoe delo: nauch.-tehn. zhurn. / UGNTU. 2016. T.14, №1. S. 30-41. [in Russian].

39 Petrov N.A. Issledovanie polimerov blizhnego i dal'nego zarubezh'ja v sravnenii s otechestvennymi reagentami dlja promyvochnykh zhidkostej // Neftegazovoe delo: nauch.-tehn. zhurn. / UGNTU. 2016. T.14, №2. S. 28-33. [in Russian].

40 Petrov N.A. Issledovanie krahmalsoderzhashhih polimerov dlja primeneniya v glinistykh rastvorakh // Neftegazovoe delo: nauch.-tehn. zhurn. / UGNTU. 2016. T.14, №3. S. 26-30. [in Russian].

41 Petrov N.A. Issledovanie modifikacij reagentov Kamcel dlja primeneniya v burovych rastvorakh // Neftegazovoe delo: nauch.-tehn. zhurn. / UGNTU. 2016. T.14, № 4. S. 14-19. [in Russian].

42 Petrov N.A., Konesev G.V. Issledovanie polimernogo reagenta «GABROZA» dlja primenenija v burovyh rastvorah // Neftegazovoe delo: nauch.-tehn. zhurn. / UGNTU. 2017. T.15, № 1. S. 53-57. [in Russian].

Сведения об авторах

About the authors

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

Майкоби А.А., аспирант гр. А2147-15, кафедра «Бурение нефтяных и газовых скважин», ФГБОУ ВО УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация, Нигерия.

A. A. Maikobi, Ph-D Candidate - Department of «Oil and Gas Wells Drilling», FSBEI HE USPTU, Ufa, the Russian Federation, Nigeria.

e-mail: alimaikobi @ mail.ru