

УДК 622.246.4

**ИССЛЕДОВАНИЕ РЕАГЕНТОВ КМК И КМЦ 9/Н
ДЛЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ**

**STUDY REAGENT CMC AND CMC 9/N
DRILLING FLUIDS**

Петров Н.А., Давыдова И.Н.

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

ООО «Газпром НИЦ», г. Санкт-Петербург, Российская Федерация

N.A. Petrov, I.N. Davydova

**Ufa State Petroleum Technological University,
Ufa, the Russian Federation**

"Gazprom SIC", St. Petersburg, the Russian Federation

e-mail: napetroff @ mail.ru

Аннотация. Приведены результаты исследований двух проб реагентов карбоксиметилированного крахмала (КМК) и одной пробы натрий-карбоксиметилцеллюлозы технической марки КМЦ-9/Н, производства ТОО «Эфиры целлюлозы» (г. Владимир) применительно к горно-геологическим и технико-технологическим условиям Ноябрьского нефтегазового региона Западной Сибири.

Первая партия КМК не соответствовала представленным показателям качества по ТУ 6-55-221-1396-95, а именно по характеру растворения. Кинематическая вязкость 1%-го водного раствора данной пробы КМК на порядок ранее полученной промышленной партии. Как следствие КМК также отличается от всех исследуемых ранее проб КМК по влиянию на реологические и структурно-механические свойства буровых растворов, по

количеству добавки в глинистые растворы. Рекомендуемые добавки в глинистый раствор данной пробы КМК следует увеличить до 1% и более.

Другая проба КМК соответствует представленным показателям качества по ТУ 6-55-221-1396-95 и относится к высоковязким маркам. Эту партию можно использовать в качестве структурообразователя в составы буровых растворов при бурении скважин под кондуктор в количестве 0,2-0,3%.

Опытная проба КМЦ 9/Н соответствует представленным рекламным данным и является низковязкой маркой КМЦ. Данная марка КМЦ 9/Н может быть использована в качестве структурообразователя в составе бентонитовых растворов при бурении скважин под кондуктор в количестве 0,3% и более, так и при бурении основного ствола скважины под эксплуатационную колонну в количестве не менее 0,5%.

Abstract. The results of investigations of the two samples of reagents carboxymethyl starch (KMC) and one sample of carboxymethylcellulose sodium technical grade CMC-9/N, the production of LLP "Cellulose Ethers" (Vladimir) for mining and geological, technical and technological conditions of the November oil and gas region of Western Siberia.

The first batch of CMC did not meet the quality performance indicators TU 6-55-221-1396-95, namely the nature of the dissolution. The kinematic viscosity of a 1% aqueous solution of the sample in the CMC received the order before production batch. Consequently KMC also differs from all test samples before KMC to influence the rheological, mechanical and structural properties of drilling fluids, the number of additives in muds. Recommended additives in this mud sample KMC should be increased by 1% or more.

Another sample corresponds to the KVM presented quality indicators for TU 6-55-221-1396-95 and refers to the high viscosity grades. This part can be used as structurant in formulations of drilling mud during drilling for conductor in an amount of 0.2-0.3%.

Experimental test CMC 9 / N corresponds to the data presented by advertising and a brand of low viscosity CMC. This grade CMC 9 / N can be used as a structurant in a composition of bentonite fluids while drilling a conductor in an amount of 0.3% or more, and drilling a main wellbore production tubing in an amount of not less than 0.5%.

Ключевые слова: буровой раствор, бентонитовая суспензия, реагент, карбоксиметилированный крахмал, карбоксиметилцеллюлоза, основные свойства глинистого раствора, растворимость, реологические свойства, структурно-механические свойства, показатель фильтрации.

Key words: drilling fluid, bentonite slurry reagent, carboxymethyl starch, carboxymethyl cellulose, the basic properties of the mud, the solubility, rheology, structural and mechanical properties, the rate of filtration.

Результаты исследований двух проб реагентов карбоксиметилированного крахмала КМК, производства ТОО «Эфиры целлюлозы» (г. Владимир, осень 1999 г.). На реагент карбоксиметилкрахмал имеется ТУ 6-55-221-1396-95 г. Представленные паспортные данные содержат следующую информацию:

| Наименование показателей | Паспорт качества партия №165 дата выпуска – 01.1998. | Требования ТУ 6-55-221-1396-95 |
|---|--|-------------------------------------|
| 1. Внешний вид | соответствует | белый порошок с желтоватым оттенком |
| 2. Массовая доля воды, % | 11,3 | не более 12,5 |
| 3. Динамическая вязкость водного геля с массовой долей КМК 4% при T = 25°C, мПа·с | 300 | 80-300 |
| 4. Степень замещения | 0,3 | не менее 0,3 |
| 5. Массовая доля основного вещества в техническом продукте, % | 68,7 | не менее 60 |
| 6. Уровень pH водного геля с массовой долей КМК 1,% | 11,6 | не менее 10 |

Полученные данные проведенных исследований:

| Наименование показателей | Представленная проба КМК №1 |
|---|--|
| 1. Внешний вид | гранулированный порошок серо-желтого цвета |
| 2. Влажность, % | 10,2 |
| 3. Растворимость в воде | растворим частично, во времени, в растворе присутствуют сгустки |
| 4. Динамическая вязкость 4%-го водного раствора КМК (в пересчете на основное вещество и влажность), мПа·с | замер вязкости произвести невозможно из-за неоднородности раствора |
| 5. Динамическая вязкость 1%-го водного раствора, мПа·с | 1,5 |
| 6. Уровень pH 1%-го водного раствора | 11,3 |

Результаты исследований влияния добавок КМК на основные свойства бентонитовой суспензии (БС) и естественного (наработанного в скважине, намывного) бурового раствора (БР) приведены в таблицах 1 и 2.

Таблица 1. Влияние добавок КМК (г. Екатеринбург) на основные свойства бурового раствора

| № | Раствор, обработка | Параметры раствора | | | | | | | |
|----|--------------------|--------------------|----------------------------|------|---------------------|----------------|-----------------------------|-------|---------------------|
| | | УВ, с | ρ , кг/м ³ | pH | $\eta_{пл}$, мПа·с | τ_0 , дПа | ПФ, см ³ /30 мин | K, мм | $\eta_{эф}$, мПа·с |
| 1. | Исх. 1 – БС | 20 | 1050 | 9,62 | 3 | 11 | 13 | 1,0 | - |
| 2. | Исх. 1 + 0,1% КМЦ | 44 | 1050 | 9,60 | 10 | 32 | 9 | 0,5 | - |
| 3. | Исх. 1 + 0,3% КМЦ | 240 | 1050 | 9,47 | 17 | 66 | 7,5 | 0,3 | - |
| 4. | Исх. 2 – БР | 20 | 1105 | 8,49 | 5 | 6 | 10 | 0,5 | 5 |
| 5. | Исх. 2 + 0,3% КМЦ | 30 | 1105 | 8,65 | 10 | 27 | 7 | 0,3 | 14 |
| 6. | Исх. 2 + 0,5% КМЦ | 44 | 1105 | 8,81 | 11 | 34,5 | 6 | 0,3 | 17 |
| 7. | Исх. 2 + 0,7% КМЦ | 66 | 1105 | 8,92 | 18 | 51 | 5 | 0,3 | 26 |
| 8. | Исх. 2 + 1,0% КМЦ | 133 | 1105 | 8,94 | 22 | 71 | 4,5 | 0,3 | 34 |

Примечание: УВ – условная вязкость; ρ – плотность; pH – кислотно-щелочной баланс; $\eta_{пл}$ и $\eta_{эф}$ – пластическая и эффективная вязкость; τ_0 – динамическое напряжение сдвига; ПФ – показатель фильтрации; K – толщина корки

Таблица 2. Влияния добавок КМК на основные свойства глинистых растворов

| Раствор, обработка | | Свойства 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, приготовленная из бентопорошка ПБМВ (г. Серпухов) | 20 | 1040 | 18,0 | 2,0 | 9,50 | 6 | 5 | 9 | 0/5 |
| 2. | Исх. 1 + 0,1% пробы №1 | 23 | 1040 | 15,5 | 1,0 | 9,34 | 7 | 5 | 11 | 0/8 |
| 3. | Исх. 1 + 0,3% пробы №1 | 36 | 1040 | 13,5 | 1,0 | 9,42 | 12 | 7 | 32 | 15/30 |
| 4. | Исх. 1 + 0,5% пробы №1 | 50 | 1040 | 10,5 | 1,0 | 9,44 | 16 | 8 | 48 | 44/59 |
| 5. | Исх. 1 + 0,7% пробы №1 | 94 | 1040 | 9,5 | 1,0 | 9,52 | 20 | 10 | 65 | 62/81 |
| 6. | Исх. 1 + 1,0% пробы №1 | 189 | 1040 | 7,0 | 1,0 | 9,67 | 23 | 12 | 70 | 64/87 |
| 7. | Исх. 5 после термостатирования в течение 6 ч при 80 °С | 68 | 1040 | 9,0 | 1,0 | 9,50 | 20 | 10 | 37 | 38/64 |
| 8. | Исх. 6 после термостатирования в течение 6 ч при 80 °С | 132 | 1040 | 7,0 | 1,0 | 9,60 | 20 | 12 | 67 | 50/78 |
| 9. | БР, отобран с 1 куста Спорышевского месторождения, разбавлен водой | 20 | 1090 | 8,5 | 0,5 | 7,86 | 5 | 4 | 6 | 3/34 |
| 10. | Исх. 9 + 0,1% пробы №1 | 22 | 1090 | 8,5 | 0,5 | 3,49 | 5 | 4 | 6 | 3/34 |
| 11. | Исх. 9 + 0,3% пробы №1 | 24 | 1090 | 8,0 | 0,5 | 8,70 | 8 | 6 | 9 | 3/25 |
| 12. | Исх. 9 + 0,5% пробы №1 | 23 | 1090 | 7,5 | 0,5 | 8,87 | 8 | 6 | 9 | 5/27 |
| 13. | Исх. 9 + 0,7% пробы №1 | 44 | 1090 | 7,0 | 0,5 | 8,89 | 11 | 8 | 17 | 7/29 |
| 14. | Исх. 9 + 1,0% пробы №1 | 71 | 1090 | 6,5 | 0,5 | 8,93 | 15 | 11 | 24 | 10/35 |
| 15. | Исх. 9 + 3,0% пробы №1 | 200 | 1090 | 6,0 | 0,5 | 9,03 | 18 | 17 | 34 | 13/60 |

Примечание: СНС_{1/10} – статическое напряжение сдвига через 1 и 10 мин, терм. – термостатирование, после – после термостатирования

На основании проведённых лабораторных опытов можно сделать следующее предварительное заключение. Данная партия КМК не соответствует представленным показателям качества по ТУ 6-55-221-1396-95. В частности по характеру растворения, так как реагент неравномерно диспергируется в воде по сравнению с ранее применявшимися пробами КМК. Вязкость 4%-го водного раствора представленной пробы КМК с учетом основного вещества и влажности замерить не удалось ввиду получения неоднородного раствора и сгустков по всему объему. Кинематическая вязкость 1%-го водного раствора данной пробы КМК – 1,5 мПа·с несравнима и ниже по вязкости водного раствора пробы КМК, отобранной из ранее полученной промышленной партии, у которой вязкость составляла 19,6 мПа·с. Представленная марка КМК также отличается от всех исследуемых ранее проб КМК по влиянию на реологические и структурно-механические свойства буровых растворов, по количеству добавки в глинистые растворы. Рекомендуемые добавки в глинистый раствор данной пробы КМК следует увеличить до 1% и более по сравнению с ранее рекомендуемыми добавками – 0,3-0,5%. По-видимому, данная проба КМК представляет собой низковязкую марку КМК. Поэтому данную партию реагента КМК рекомендовали для обработки бурового раствора при бурении скважин под кондуктор с повышенной концентрацией (выше 1%).

Перейдем к результатам исследований второй пробы реагента КМК производства ТОО «Эфиры целлюлозы» (г. Владимир). Представленные паспортные данные:

| Наименование показателей | Паспорт качества | Требования ТУ 6-55-221-1396-95 |
|---|------------------|-------------------------------------|
| 1. Внешний вид | соответствует | белый порошок с желтоватым оттенком |
| 2. Массовая доля воды, % | 10,0 | не более 12,5 |
| 3. Динамическая вязкость водного геля с массовой долей КМК 4% при T = 25°C, мПа·с | 265 | 80-300 |

| | | |
|---|------|--------------|
| 4. Степень замещения | 0,3 | не менее 0,3 |
| 5. Массовая доля основного вещества в техническом продукте, % | 72,5 | не менее 60 |
| 6. Уровень рН водного геля с массовой долей КМК 1% | 10,5 | не менее 10 |

Полученные данные исследований:

| Наименование показателей | Представленная проба КМК №2 | |
|---|---|--|
| 1. Внешний вид | гранулированный порошок серо-желтого цвета | |
| 2. Влажность, % | 10,2 | |
| 3. Растворимость в воде | растворим частично, во времени, в р-ре присутствуют сгустки | |
| 4. Динамическая вязкость 4%-го водного раствора КМК (в пересчете на основное вещество и влажность), мПа·с | замер невозможен из-за неоднородности раствора | |
| 5. Динамическая вязкость вязкость геля с массовой долей КМК 2% при 25°C, мПа·с | 159,6 | |
| 6. Динамическая вязкость водного геля с массовой долей КМК 1% при 25°C, мПа·с | 11,6 | |
| 7. Уровень рН 1%-го водного раствора | 11,3 | |

Результаты исследований влияния добавок КМК на основные свойства глинистого бурового раствора приведены в таблице 3.

В заключение рассмотрим результаты исследований пробы натрий-карбоксиметилцеллюлозы технической марки КМЦ-9/Н производства ТОО «Эфиры целлюлозы» (г. Владимир). Представленные паспортные данные:

| Наименование показателей | Паспорт качества | Требования ТУ 6- |
|--------------------------|-----------------------|---|
| | партия №207/99 | 55-221-1456-96 |
| | дата выпуска – 09.99. | |
| 1. Внешний вид | соответствует | волокнистый или порошкообразный материал от белого до кремового цвета |

| | | |
|---|------|---------------|
| 2. Массовая доля воды, % | 10,0 | не более 12,0 |
| 3. Динамическая вязкость водного геля с массовой долей КМК 2% при T = 25°C, мПа·с | 28,7 | 10-40 |
| 4. Степень замещения | 0,83 | 0,8-1,0 |
| 5. Массовая доля основного вещества в техническом продукте, % | 50,0 | не менее 50 |
| 6. Уровень pH водного геля с массовой долей КМЦ 1% | 11,2 | 8-12 |
| 7. Растворимость в воде в пересчете на абсолютно сухой продукт, % | 99,4 | не менее 98,5 |

Полученные данные исследований:

| Наименование показателей | Представленная проба КМЦ |
|---|---|
| 1. Внешний вид | волокнистый материал кремового цвета |
| 2. Влажность, % | 8,54 |
| 3. Растворимость в воде | растворим частично, во времени, в р-ре присутствуют сгустки |
| 4. Динамическая вязкость 2%-го водного раствора КМЦ (в пересчете на основное вещество и влажность), мПа·с | 368,2 |
| 5. Уровень pH 1%-го водного раствора с массовой долей КМЦ 1%, ед. | 8,54 |
| 6. Степень полимеризации | 520 |

Результаты исследований влияния добавок КМЦ на основные свойства бурового раствора приведены в таблице 4.

Таблица 3. Влияние добавок 2-й пробы КМК на основные свойства глинистых растворов

| Раствор, обработка | | Свойства 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, приготовленная из бентопорошка ПБМВ (г. Серпухов) | 20 | 1040 | 13,0 | 1,0 | 9,60 | 8 | 8 | 11 | 5/24 |
| 2. | Исх. 1 + 0,1%КМК (проба №2) | 36 | 1040 | 11,5 | 1,0 | 9,60 | 7 | 11 | 41 | 29/41 |
| 3. | Исх. 1 + 0,3% пробы №2 | 120 | 1040 | 10,0 | 1,0 | 9,62 | 12 | 13 | 86 | 87/92 |
| 4. | Исх. 1 + 0,5% пробы №2 + 0,05% НТФ* | 29 | 1040 | 7,0 | 0,5 | 8,00 | 10 | 11 | 15 | 13/24 |
| 5. | Исх. 1 + 0,7% пробы №2 + 0,05% НТФ* | 30 | 1040 | 6,5 | 0,5 | 7,94 | 10 | 12 | 16 | 13/25 |
| 6. | Исх. 1 + 1,0% пробы №2 + 0,1% НТФ* | 44 | 1040 | 6,0 | 0,5 | 7,48 | 13 | 20 | 32 | 24/30 |
| 7. | БР, отобран со Спорышевского месторождения, смешанный раствор с нескольких скважин, разбавлен водой | 20 | 1110 | 8,5 | 1,0 | 7,47 | 11 | 8 | 21 | 3/22 |
| 8. | Исх. 7 + 0,1% пробы №2 | 24 | 1110 | 8,5 | 1,0 | 8,00 | 12 | 11 | 32 | 3/34 |
| 9. | Исх. 7 + 0,3% пробы №2 | 36 | 1110 | 8,0 | 1,0 | 8,02 | 18 | 12 | 40 | 3/25 |
| 10. | Исх. 7 + 0,5% пробы №2 | 56 | 1110 | 7,5 | 1,0 | 8,07 | 20 | 12 | 48 | 59/147 |
| 11. | Исх. 7 + 0,7% пробы №2 | 104 | 1110 | 7,0 | 1,0 | 8,10 | 22 | 12 | 57 | 70/144 |
| 12. | Исх. 7 + 1,0% пробы №2 | 232 | 1110 | 6,0 | 1,0 | 8,10 | 30 | 15 | 93 | 120/181 |

Примечание:* - растворы без добавок НТФ загустели до нетекучего состояния

Таблица 4. Влияние добавок проб КМЦ 9/Н на основные свойства глинистых растворов

| Раствор, обработка | | Свойства 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, приготовленная из бентопорошка ПБМВ (г. Серпухов) | 20 | 1040 | 13,0 | 1,0 | 9,60 | 8 | 8 | 11 | 5/24 |
| 2. | Исх. 1 + 0,1% КМЦ | 46 | 1040 | 9,5 | 1,0 | 9,60 | 7 | 11 | 38 | 45/60 |
| 3. | Исх. 1 + 0,3% КМЦ | 65 | 1040 | 7,0 | 0,5 | 9,82 | 12 | 17 | 48 | 55/84 |
| 4. | Исх. 1 + 0,5% КМЦ | 132 | 1040 | 6,0 | 0,5 | 9,81 | 16 | 22 | 75 | 64/92 |
| 5. | Исх. 1 + 0,7% КМЦ + 0,05% НТФ* | 120 | 1040 | 5,0 | 0,3 | 7,87 | 18 | 23 | 65 | 50/72 |

| Раствор, обработка | | Свойства 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 |
| 6. | Исх. 1 + 1,0% КМЦ + 0,1% НТФ* | 180 | 1040 | 4,0 | 0,3 | 7,67 | 15 | 12 | 104 | 71/97 |
| 7. | БР, отобран со Спорышевского месторождения, смешанный раствор с нескольких скважин, разбавлен водой | 20 | 1100 | 10,0 | 0,5 | 7,86 | 5 | 4 | 6 | 3/34 |
| 8. | Исх. 7 + 0,1% КМЦ | 26 | 1100 | 8,0 | 0,5 | 8,49 | 5 | 4 | 8 | 3/34 |
| 9. | Исх. 7 + 0,3% КМЦ | 36 | 1100 | 6,0 | 0,5 | 8,70 | 8 | 6 | 9 | 3/25 |
| 10. | Исх. 7 + 0,5% КМЦ | 44 | 1100 | 5,0 | 0,5 | 8,87 | 8 | 6 | 9 | 5/27 |
| 11. | Исх. 7 + 0,7% КМЦ | 66 | 1100 | 3,0 | 0,5 | 8,89 | 11 | 8 | 17 | 7/29 |
| 12. | Исх. 7 + 1,0% КМЦ | 133 | 1100 | 2,5 | 0,5 | 8,93 | 15 | 11 | 24 | 10/35 |

По данным предварительных исследований вторая проба КМК соответствует представленным показателям качества по ТУ 6-55-221-1396-95 и относится к высоковязким маркам. Данная партия была рекомендована в качестве структурообразователя в составы буровых растворов при бурении скважин под кондуктор в количестве 0,2-0,3% в зависимости от типа раствора.

Опытная проба КМЦ 9/Н соответствует представленным рекламным данным и является низковязкой маркой КМЦ. По степени полимеризации соответствует марке 600. Данная проба реагента приводит к эффективному снижению показателя фильтрации буровых растворов, повышению структурно-реологических свойств бентонитовых растворов. Представленная проба КМЦ 9/Н может рекомендоваться в качестве структурообразователя в составе бентонитовых растворов при бурении скважин под кондуктор в количестве 0,3% и более, так и при бурении основного ствола скважины в количестве не менее 0,5%. Для достижения минимальных значений показателя фильтрации бурового раствора при вскрытии продуктивных горизонтов добавки КМЦ 9/Н должны подбираться после проведения полного анализа свойств бурового раствора. Рекомендовали закупку опытной партии КМЦ 9/Н и проведение

промысловых исследований по обработке данным реагентом бурового раствора при бурении основного ствола на 5-10 скважинах Ноябрьского нефтегазового региона.

Выводы

Свойства одних и тех же химпродуктов порой существенно различаются. Возможно, это происходит не только по производственным причинам, но и от условий и сроков хранения реагентов и пр. Поэтому перед каждым применением химреагентов на скважинах целесообразно производить входной контроль их качества в лабораторных условиях. После проведения анализа поступивших химпродуктов можно указать оптимальные области их применения и рабочие концентрации. Низкокачественные реагенты могут быть также использованы на практике, но выполненные исследования позволяют обосновано подойти к пересмотру закупочных цен на партию такого химпродукта.

Список используемых 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 Повторная герметизация резьбовых соединений обсадных колонн нефтяных скважин /Н.А. Петров, А.В. Коренько, Ф.Н. Янгиров, О.И. Елизаров. Уфа: Монография, 2005. 88 с.

3 Ограничение притока воды в скважинах /Н.А. Петров, А.В. Коренько, Ф.Н. Янгиров, А.И. Есипенко. СПб.: ООО «Недра», 2005. 130 с.

4 Механизмы формирования и технологии ограничения водопритокров /Н.А. Петров, Д.Н. Идиятуллин, С.Г. Сафин, А.В. Валиуллин. М.: Химия, 2005. 172 с.

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

6 Эмульсионные растворы в нефтегазовых процессах / Н.А. Петров, А.Я. Соловьев, В.Г. Султанов, С.А. Кротов, И.Н. Давыдова. М.: Химия, 2008. 440 с.

7 Некоторые особенности синтеза, производства и применения поверхностно-активных веществ / Н.А. Петров, В.М. Юрьев, А.С. Павлова, В.С. Золотоевский. 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 Способ вторичного вскрытия продуктивного пласта и устройство для его осуществления / Петров Н.А., Есипенко А.И., Коренько А.В., Сагдеев Ш.Х., Мухаметшин М.М., Нуруллина Г.А.: пат. на изобр. RUS 2057909 МКИ6 Е 21В 43/13.- № 93029103/03; заявл. 08.06.93; опубл. 10.04.96. Бюл. №10. 7 с.

12 Способ заканчивания скважин / Петров Н.А., Есипенко А.И., Коренько А.В., Сагдеев Ш.Х., Мухаметшин М.М., Нуруллина Г.А.: пат. на изобр. RUS 2059057 МКИ6 Е 21В 33/13.- № 93029047/03; заявл. 10.06.93; опубл. 27.04.96. Бюл. №31. 7 с.

13 Способ заканчивания скважин / Н.А. Петров, Ш.Х. Сагдеев: пат. на изобр. RUS 2057898 МКИ6 Е 21В 33/13.- № 93029454/03; заявл. 15.06.93; опубл. 10.04.96. Бюл. №10. 5 с.

14 Устройство для гидравлической перфорации скважины / Н.А. Петров: пат. на изобр. RUS 2059061 МКИ6 Е 21В 43/114.- №93050691/03; заявл. 27.10.93; опубл. 10.06.96. Бюл. №16. 6 с.

15 Способ вызова притока из пласта и устройство для его осуществления / Н.А. Петров, Р.Т. Маликов: пат. на изобр. RUS 2065948 МКИ6 Е 21В 43/25.- №93050696/03; Заявл. 09.11.93. Опубл. 27.08.96. Бюл. №24. 11 с.

16 Способ заканчивания скважин / Н.А. Петров, И.С. Хаеров, М.Л. Ветланд: пат. на изобр. RUS 2054525 МКИ6 Е 21В 33/13.- №5046284/03; заявл. 08.06.92. Опубл. 20.02.96. Бюл. №5. 6 с.

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. 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

19 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

20 Петров Н.А. Исследование свойств глинистых буровых растворов, обработанных реагентом Унифлок // 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

21 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

22 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

23 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

24 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

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

26 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.

27 Петров Н.А., Давыдова И.Н. Влияние реагентов и композиций на сформированную корку буровых растворов // Нефтегазовое дело: науч.-техн. журн. / УГНТУ. 2011. Т.9, №4. С. 30-36.

28 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.

29 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.

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

References

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

2 Povtornaja germetizacija rez'bovyh soedinenij obsadnyh kolonn nefjtjanyh skvazhin /N.A. Petrov, A.V. Korenjako, F.N. Jangirov, O.I. Elizarov. Ufa: Monografija, 2005. 88 s. [in Russian].

3 Ogranichenie pritoka vody v skvazhinah /N.A. Petrov, A.V. Korenjako, F.N. Jangirov, A.I. Esipenko. SPb.: ООО «Nedra», 2005. 130 s. [in Russian].

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

5 Povyshenie kachestva pervichnogo i vtorichnogo vskrytija nefjtjanyh plastov / N.A. Petrov, V.G. Sultanov, V.G. Konesev, I.N. Davydova. SPb.: ООО «Nedra», 2007. 544 s. [in Russian].

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

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

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

9 Petrov N.A., Ismakov R.A., Davydova I.N. Zarubezhnye reagenty i burovye promyvochnye 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 tehnologicheskikh rastvorov. Ufa: Izd-vo UGNTU, 2015. 416 s. [in Russian].

11 Sposob vtorichnogo vskrytija produktivnogo plasta i ustrojstvo dlja ego osushhestvlenija / Petrov N.A., Esipenko A.I., Korenjako A.V., Sagdeev Sh.H., Muhametshin M.M., Nurullina G.A.: pat. na izobr. RUS 2057909 MKI6 E 21V 43/13.- № 93029103/03; zajavl. 08.06.93; opubl. 10.04.96. Bjul. №10. 7 s. [in Russian].

12 Sposob zakanchivanija skvazhin / Petrov N.A., Esipenko A.I., Korenjako A.V., Sagdeev Sh.H., Muhametshin M.M., Nurullina G.A.: pat. na izobr. RUS 2059057 MKI6 E 21V 33/13.- № 93029047/03; zajavl. 10.06.93; opubl. 27.04.96. Bjul. №31. 7 s. [in Russian].

13 Sposob zakanchivanija skvazhin / N.A. Petrov, Sh.H. Sagdeev: pat. na izobr. RUS 2057898 MKI6 E 21V 33/13.- № 93029454/03; zajavl. 15.06.93; opubl. 10.04.96. Bjul. №10. 5 s. [in Russian].

14 Ustrojstvo dlja gidravlicheskoj perforacii skvazhiny / N.A. Petrov: pat. na izobr. RUS 2059061 MKI6 E 21V 43/114.- №93050691/03; zajavl. 27.10.93; opubl. 10.06.96. Bjul. №16. 6 s. [in Russian].

15 Sposob vyzova pritoka iz plasta i ustrojstvo dlja ego osushhestvlenija / N.A. Petrov, R.T. Malikov: pat. na izobr. RUS 2065948 MKI6 E 21V 43/25.- №93050696/03; Zajavl. 09.11.93. Opubl. 27.08.96. Bjul. №24. 11 s. [in Russian].

16 Sposob zakanchivanija skvazhin / N.A. Petrov, I.S. Haerov, M.L. Vetland: pat. na izobr. RUS 2054525 MKI6 E 21V 33/13.- №5046284/03; zajavl. 08.06.92. Opubl. 20.02.96. Bjul. №5. 6 s.

17 Petrov N.A., Davydova I.N. Issledovanie himprodukta SMS-700 i reagenta-modifikatora Beneks dlja primeneniya v burovyyh 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. Otechestvennyye i zarubezhnyye polimernyye reagenty dlja burovyyh rastvorov // Neftegazovoe delo: jelektron. nauch. zhurn./UGNTU. 2016. №1. S. 1-19. URL: http://ogbus.ru/issues/1_2016/ogbus_1_2016_p1-19_PetrovNA_ru.pdf. [in Russian].

19 Petrov N.A. Issledovanie soleustojchivyyh polimernyyh reagentov // Neftegazovoe delo: jelektron. nauch. zhurn./UGNTU. 2016. №2. S. 38-54. URL: http://ogbus.ru/issues/2_2016/ogbus_2_2016_p38-54_PetrovNA_ru.pdf. [in Russian].

20 Petrov N.A. Issledovanie svojstv glinistykh burovyyh rastvorov, obrabotannykh reagentom Uniflok // Neftegazovoe delo: jelektron. nauch. zhurn./UGNTU. 2016. №2. S. 55-70. URL: http://ogbus.ru/issues/2_2016/ogbus_2_2016_p55-70_PetrovNA_ru.pdf. [in Russian].

21 Petrov N.A. Issledovanie proizvodnykh celljulozy v promyvochnyykh zhidkostyah // Neftegazovoe delo: jelektron. nauch. zhurn./UGNTU. 2016. №3. S. 8-36. URL: http://ogbus.ru/issues/3_2016/ogbus_3_2016_p8-36_PetrovNA_ru.pdf. [in Russian].

22 Petrov N.A. Issledovanie zarubezhnykh vysokomolekuljarnyyh polimerov dlja burovyyh rastvorov // Neftegazovoe delo: jelektron. nauch. zhurn./UGNTU. 2016. №3. S. 37-65. URL: http://ogbus.ru/issues/3_2016/ogbus_3_2016_p37-65_PetrovNA_ru.pdf. [in Russian].

23 Petrov N.A., Davydova I.N. Issledovanie nekotorykh polimernyyh 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].

24 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].

25 Petrov N.A. Issledovanie otechestvennyh i zarubezhnyh proizvodnyh krahmala v promyvochnykh zhidkostyah // SOCAR Proceedings. 2016. №3. S. 13-18: s journal home page: <http://proceedings.socar.az>. [in Russian].

26 Petrov N.A., Davydova I.N. Issledovaniya bezglinistoj promyvochnoj sistemy FLO-PRO dlja burenija gorizontal'nogo stvola skvazhin / Neftegazovoe delo: nauch.-tehn. zhurn. / UGNTU. 2011. T.9, №3. S. 21-28. [in Russian].

27 Petrov N.A., Davydova I.N. Vlijanie reagentov i kompozicij na sformirovannuju korku burovnykh rastvorov // Neftegazovoe delo: nauch.-tehn. zhurn. / UGNTU. 2011. T.9, №4. S. 30-36.

28 Petrov N.A. Sravnitel'nye issledovaniya nekotorykh otechestvennyh i zarubezhnykh polimernyh reagentov v sostave burovnykh rastvorov Zapadnoj Sibiri // Neftegazovoe delo: nauch.-tehn. zhurn. / UGNTU. 2016. T.14, №1. S. 30-41. [in Russian].

29 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].

30 Petrov N.A. Issledovanie krahmalsoderzhashchih polimerov dlja primeneniya v glinistykh rastvorah // Neftegazovoe delo: nauch.-tehn. zhurn. / UGNTU. 2016. T.14, №3. S. 26-30. [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

Давыдова И.Н., главный специалист отдела технологий и заканчивания скважин ООО «Газпром НИЦ», г. Санкт-Петербург, Российская Федерация

I.N. Davydova, Chief Specialist of Technology and Well Completion “Gazprom SIC”, St. Petersburg, Russian Federation