

## ИССЛЕДОВАНИЕ МОДИФИКАЦИЙ РЕАГЕНТА САЙПАН И ЕГО АНАЛОГОВ ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ В БУРОВЫХ РАСТВОРАХ

INVESTIGATION OF THE MODIFICATIONS OF THE CYPAN REAGENT AND ITS ANALOGUES FOR APPLICATION IN DRILLING FLUIDS

Изучены физико-химические свойства промышленной партии японского полимера Сайпан, предоставленного фирмой ООО «Надежда» (г. Москва), опытной партии реагента Клиар-Дрилл 500, который является аналогом реагента Сайпан и образца Сайпан ДМА (Суран ДМА), предоставленного фирмой ЗАО «Ионэнергосервис». Также исследовано влияние данных порошкообразных реагентов на основные свойства глинистых растворов, применяемых в Ноябрьском нефтегазовом регионе Западной Сибири. Реагенты предназначены для снижения показателя фильтрации и стабилизации глинистых растворов при бурении скважин.

Исследованная проба реагента Сайпан приводит к эффективному снижению показателя фильтрации, как искусственно приготовленного из бентопорошка раствора, так и наработанного в стволе скважины непосредственно при бурении в Ноябрьской группе месторождений. Приемлемые концентрации реагента Сайпан в глинистых растворах около 0,1 %. Загущение глинистого раствора не происходит.

Рабочие концентрации реагента Клиар-Дрилл 500 в естественных буровых растворах находятся в диапазоне 0,5–1,0 %. Кроме того, реагент Клиар-Дрилл 500 оказывает большее загущающее действие на глинистые растворы, чем Сайпан. После обработки реагентом Сайпан буровой раствор более термостабилен, чем обработанный добавками Клиар-Дрилл 500. Таким образом, реагент Сайпан является более эффективным понизителем фильтрации буровых растворов по сравнению с Клиар-Дрилл 500.

Низковязкий акриловый полимер Суран ДМА, так же как и Сайпан, незначительно влияет на структурно-реологические параметры глинистых растворов. По степени влияния на основные свойства глинистых растворов они практически идентичны.

The physicochemical properties of the industrial batch of Japanese polymer Saipan, provided by the intermediary company Nadezhda (Moscow), of the experimental lot of the Cleare-Drill 500 reagent, which is an analogue of the Saipan reagent, and a sample of Cypan DMA, provided by CJSC «Ionenergoserbis». Also, the influence of these powdered reagents on the basic properties of clay solutions used in the Noyabrsk oil and gas region of Western Siberia was studied. Reagents are designed to reduce the filtration rate and stabilize clay solutions for drilling wells.

The investigated sample of the reagent Saipan leads to an effective reduction in the filtration index, both artificially prepared from the benthic powder solution, and the accumulated in the wellbore directly when drilling a well in the November group of deposits. Acceptable concentrations of the Saipan reagent in clay solutions are about 0.1 %. Clay solution does not thicken.

The working concentrations of the Clier-Drill 500 reagent in natural drilling fluids are in the range of 0.5–1.0 %. In addition, the Clier-Drill 500 reagent has a greater thickening effect on clay solutions than Saipan. After treatment with the Saipan reagent, the drilling mud is more heat-stable than that treated with the Clears-Drill 500 additives. Thus, the Saipan reagent is a more effective mud filtration reducing agent compared to the Cleare-Drill 500.

Low-viscosity acrylic polymer Cypan DMA as well as Saipan slightly affects the structural-rheological parameters of clay solutions. By the degree of influence on the basic properties of clay solutions, they are almost identical.

Наиболее важным моментом в регулировании технологических свойств глинистых растворов при бурении скважин в Западной Сибири является придание минимальных значений показателя фильтрации и приемлемых реологических и структурно-механических свойств. Этим параметрам глинистых растворов уделяется большое внимание в Ноябрьском нефтегазовом регионе Западной Сибири. Вышеуказанные параметры обычно регулируются современными отечественными и зарубежными полимерными реагентами [1, 3, 8, 17, 29].

В последние годы многие реагенты производятся совместными фирмами или по технологии зарубежных производителей. Некоторые отступления при производстве химических продуктов сказываются на функциональных свойствах полученных реагентов. Поэтому перед применением все реагенты на нефтяных промыслах Ноябрьского региона проходят предварительную проверку в лабораторных условиях (в данной статье реагент Сайпан (Япония) и его аналоги) [24, 25, 27].

**Петров Н. А., Майкоби А. А., Янгиров Ф. Н., Вакилов А. Ф.**

Уфимский государственный  
нефтяной технический  
университет,  
г. Уфа, Российская Федерация  
Абубакар Тафава-Балева  
Университет,  
г. Баучи, Нигерия

**N. A. Petrov, A. A. Maikobi,  
F. N. Jangirov, A. F. Vakilov**

Ufa State Petroleum  
Technological University,  
Ufa, Russian Federation  
Abubakar Tafawa-Balewa University,  
Bauchi, Nigeria

### Ключевые слова:

полимерный реагент, бентонитовая суспензия, естественный глинистый раствор, буровой раствор, Сайпан, показатель фильтрации, реология буровых растворов.

### Key words:

polymer reagent, bentonite suspension, natural clay solution, drilling mud, Cypan, filtration index, rheology of drilling fluids.

**Исследование модификаций реагента Сайпан (Япония) и его аналогов**

Сайпан (Япония) низковязкий полимер акрилового ряда.

Промышленная партия этого химического продукта предоставлена посреднической фирмой ООО «Надежда» (г. Москва).

Полученные данные исследований:

Внешний вид — гранулы светло-желтого цвета;

Влажность — 4,7 %;

Уровень pH 1 % водного раствора — 8,5;

Кинематическая вязкость — 2 %;

водного раствора, сСт — 40,2.

Степень влияния добавок реагента Сайпан на параметры искусственно приготовленной бентонитовой суспензии (БС) и естественного бурового раствора (БР), отобранного с бурящейся скважины в Ноябрьской группе месторождений, приведены в таблице 1.

Из таблицы 1 следует, что добавки Сайпана эффективно снижают фильтрацию естественно-

наработанного глинистого раствора. Добавка 0,1 % Сайпана приводит к снижению показателя фильтрации до 5 см<sup>3</sup>/30 мин, при этом структурно-реологические свойства буровых растворов повышаются незначительно. Однако искусственно приготовленные растворы из бентопорошка при обработке Сайпаном коагулируют. То есть происходит частичная деструкция раствора, но фильтрационные свойства изменяются незначительно.

В таблице 1 (п. 12) приведены также сравнительные данные с более ранней пробой Сайпана. Как видим, полученные данные о степени влияния двух сравниваемых реагентов на свойства буровых растворов вполне сопоставимы. Это свидетельствует о стабильной технологии японского производства химпродукта.

Дополнительно провели исследования по совместной обработке бурового раствора реагентом Сайпан и другими реагентами. В частности, реагентами, изменяющими уровень pH, и разжижающими раствор такими как, например, ГКЖ-11,

**Таблица 1.**

Влияние добавок промышленной пробы Сайпана на основные свойства глинистого раствора

п/п	Тип раствор, вид обработки	Свойства раствора								
		УВ, с	ρ, кг/м <sup>3</sup>	ПФ, см <sup>3</sup> /30 мин	К, мм	pH	η <sub>вф</sub> , мПа·с	η <sub>пл</sub> , мПа·с	τ <sub>0</sub> , дПа	СНС <sub>1/10</sub> , дПа
1	БС, приготовлена из бентопорошка ПБМВ (г. Серпухов)	20	1040	14,0	1,0	9,60	5	4	5	0/0
2	Исх. 1 + 0,05 % Сайпан	38	1040	10,0	1,0	9,56	18	10	32	10/34
3	Исх. 1 + 0,1 % Сайпан	46*	1040	7,0	0,5	9,62	26	10	34	10/30
4	Исх. 1 + 0,3 % Сайпан	48*	1040	7,5	0,5	9,63	28	10	36	10/42
5	Исх. 1 + 0,5 % Сайпан	скоагулировал								
6	БР, отобран 18.01. со Спорышевского м-я, куст 7, обработан реагентами: Кем-Пас, Оксаль	20	1100	9,0	1,0	8,26	5	4	5	0/0
7	Исх. 6 + 0,05 % Сайпан	22	1100	7,0	1,0	8,59	6	6	7	0/6
8	Исх. 6 + 0,1 % Сайпан	26	1100	5,0	0,3	8,64	10	—	15	2/12
9	Исх. 6 + 0,3 % Сайпан	35	1100	4,5	0,3	8,66	15	11	26	2/13
10	Исх. 6 + 0,5 % Сайпан	42	1100	4,0	0,3	8,72	19	14	29	3/15
11	Исх. 6 + 1,0 % Сайпан	92	1100	3,5	0,3	8,74	34	25	56	7/40
12	Исх. 6 + 0,3 % Сайпан (проба от 08.11.98 г.)	36	1100	5,0	0,3	8,74	17	13	26	2/20

Примечание: \* — растворы вначале скоагулировали, но после длительного перемешивания нормализовались; сокращение параметров: УВ — условная вязкость; ρ — плотность; ПФ — показатель фильтрации; К — толщина корки; pH — кислотно-щелочной баланс; η<sub>вф</sub> и η<sub>пл</sub> — пластическая и эффективная вязкость; τ<sub>0</sub> — динамическое напряжение сдвига; СНС<sub>1/10</sub> — статическое напряжение сдвига через 1 и 10 мин.

**Таблица 2.**

Влияние добавок пробы Сайпана совместно с другими химреагентами на основные свойства глинистых растворов до и после термостатирования (80 °С, 6 ч)

Тип раствора, вид обработки	Свойства раствора									
	УВ, с	ρ, кг/м <sup>3</sup>	ПФ, см <sup>3</sup> /30 мин	К, мм	pH	η <sub>вф</sub> , мПа·с	η <sub>пл</sub> , мПа·с	τ <sub>0</sub> , дПа	СНС <sub>1/10</sub> , дПа	Ск, % (об.)
БР, отобран 18.01. со Спорышевского м-я, куст 7, обработ. реагентами: Кем-Пас, Оксаль	20	1100	9,0	1,0	8,26	5	4	5	0/0	1,82
после термостатирования	36	1100	9,0	0,5	8,28	16	16	26	0/8	1,98
Исх. 1 + 0,1 % Сайпан	26	1100	5,0	0,3	8,64	10	8	15	0/2	1,80
после термостатирования	32	1100	5,0	0,3	9,07	16	13	20	0/0	1,80
Исх. 2 + 0,1 % ГКЖ-11	26	1100	5,0	0,3	10,36	11	9	12	0/2	1,80
после термостатирования	25	1100	5,0	0,3	9,37	13	10	20	0/0	1,84
Исх. 2 + 0,05 % НТФ	22	1100	5,0	0,3	7,92	9	7	12	0/2	1,80
после термостатирования	22	1100	5,0	0,3	8,59	9	8	9	0/0	1,80
Исх. 2 + 0,1 % Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	26	1100	5,0	0,3	9,62	11	9	12	0/2	1,80
после термостатирования	25	1100	5,0	0,3	9,17	13	13	17	0/0	1,82

Примечание: Ск — содержание коллоидной фазы глинистого раствора.

НТФ, Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> [1, 8, 9, 11]. Растворы были подвергнуты термостатированию при 80 °С в течение 6 ч. Изменение параметров бурового раствора после проведения комплексной обработки химическими реагентами приведено в таблице 2.

Из таблицы 2 видно, что все реагенты совместно с Сайпаном привели к небольшому повышению структурно-механических и реологических свойств растворов. Показатель фильтрации растворов после термостатирования не повысился.

Дополнительно исследовали изменение коллоидной фракции растворов до и после термостатирования с различными обработками. Из полученных данных следует, что реагент Сайпан проявляет защитное (ингибирующее) действие, так как коллоидная фракция растворов практически не изменилась.

На основании проведенных исследований можно сделать следующее предварительное заключение.

Реагент Сайпан является эффективным понизителем фильтрации и защитным коллоидом гли-

нистой фракции естественно-наработанных глинистых растворов. Обработку Сайпаном рекомендуется проводить сразу после кондуктора и при последующем бурении скважины. Поддерживаемая концентрация реагента в растворе составляет около 0,1 %. Для достижения минимальных значений показателя фильтрации раствора концентрацию реагента Сайпан можно увеличить ещё на 0,05 %.

Реагент Сайпан совместим с реагентами-разжижителями — НТФ, ГКЖ-11, но поскольку Сайпан является низковязким полимером, то совместная обработка с данными реагентами необязательна.

Перейдём к результатам исследований опытной партии реагента Клиар-Дрилл 500 (аналог реагента Сайпан) [3, 12]. Цель исследований: идентификация с поступившей промышленной партией Сайпана.

Сравнительные данные о влиянии добавок реагентов Клиар-Дрилл 500 и Сайпан на основные свойства глинистых растворов приведены в таблице 3.

Полученные данные исследований:

Показатели	Проба №1 Клиар-Дрилл 500 опытный образец	Проба №2 Сайпан промышленная партия
Внешний вид	гранулированный порошок белого цвета	гранулированный материал желтого цвета
Растворимость в воде	быстрорастворим в течение 15 мин	
Кинематическая вязкость 1 %-х водных растворов полимеров, сСт	60,8	22,4
Уровень pH вышеприготовленных растворов	7,08	9,50
Уровень pH 1 %-х водных растворов реагентов	5,47	4,36

Таблица 3.

Сравнительные данные влияния добавок реагентов Клиар-Дрилл и Сайпан на основные свойства глинистых растворов

Раствор, обработка	Свойства раствора								
	УВ, с	ρ, кг/м <sup>3</sup>	ПФ, см <sup>3</sup> /30 мин	К, мм	pH	η <sub>эф</sub> , мПа·с	η <sub>пл</sub> , мПа·с	τ <sub>о</sub> , дПа	СНС <sub>1/10°</sub> , дПа
БС, приготовлена из бентопорошка ПБМВ (г. Серпухов)	20	1040	16,0	2,0	9,50	6	5	12	3/8
Исх. 1 + 0,05 % Клиар-Дрилл	86	1040	12,0	2,0	9,32	16	12	54	8/15
Исх. 1 + 0,1 % Клиар-Дрилл	92	1040	9,0	2,0	9,26	20	19	66	6/20
Исх. 1 + 0,3 % Клиар-Дрилл	104	1040	6,5	1,0	9,04	27	22	72	8/20
Исх. 1 + 0,5 % Клиар-Дрилл	167	1040	6,0	1,0	8,86	51	32	108	7/27
Исх. 1 + 0,05 % Сайпан	20	1040	10,0	2,0	9,52	12	8	22	5/10
Исх. 1 + 0,1 % Сайпан	40	1040	7,0	2,0	9,58	16	15	28	5/12
Исх. 1 + 0,3 % Сайпан	54	1040	5,5	1,0	9,64	17	16	32	7/14
БР, отобран со Спорышевского м-я, куст 34, забой 1970 м. Р-р обработан реагентами: Кем-Пак, ГКЖ, Тилоза ВХР, Оксаль, К-ЛУБ	21	1150	9,5	0,5	8,69	7	5	9	0/0
Исх. 9 + 0,5 % Клиар-Дрилл	22	1150	8,0	0,5	8,69	9	8	10	0/0
Исх. 9 + 0,1 % Клиар-Дрилл	28	1150	7,5	0,5	8,63	11	9	12	0/2
Исх. 9 + 0,3 % Клиар-Дрилл	36	1150	6,5	0,5	8,36	17	14	21	0/0
Исх. 12 после термостат. в течение 6 ч при 80 °С	54	1150	7,5	1,0	8,87	33	23	57	0/8
Исх. 9 + 0,5 % Клиар-Дрилл	64	1150	5,0	0,5	8,35	26	20	39	0/3
Исх. 9 + 1,0 % Клиар-Дрилл	190	1150	4,5	0,5	7,95	51	35	97	7/25
Исх. 9 + 0,05 % Сайпан	20	1150	7,0	0,5	8,89	6	5	12	0/0
Исх. 9 + 0,1 % Сайпан	22	1150	5,0	0,5	8,97	7	6	14	0/0
Исх. 9 + 0,3 % Сайпан	26	1150	4,5	0,5	9,07	9	8	18	0/0
Исх. 18 после термостат. в течение 6 ч при 80 °С	32	1150	4,0	0,3	8,94	17	13	29	0/2
Исх. 9 + 0,5 % Сайпан	42	1150	4,0	0,3	9,34	12	10	22	0/5
Исх. 9 + 1,0 % Сайпан	72	1150	3,5	0,3	9,54	21	14	42	3/7

Реагент-полимер Клиар-Дрилл 500 (аналог реагента Сайпан) при сравнении отличается от образцов (промышленной партии реагента Сайпан), поступивших в марте-апреле 2000 г., внешним видом, кинематической вязкостью и уровнем pH 1 %-х водных растворов и, как следствие, воздействием на основные свойства глинистых растворов. Добавки реагента Клиар-Дрилл 500 в естественные растворы приводят к понижению показателя фильтрации до 4–5 см<sup>3</sup>/30 мин в количестве 0,5–1,0 %, тогда как добавки всего 0,1 % Сайпана в буровые растворы приводят к снижению показателя фильтрации примерно до тех же величин. Также необходимо отметить, что реагент Клиар-Дрилл 500 оказывает большее загущающее действие на глинистые растворы, чем Сайпан. После термостатирования при 80 °С в течение 6 ч раствор с добавками Сайпана более термостабилен, чем раствор с добавками Клиар-Дрилл 500. А именно, отмечается значительное повышение вязкости и структурно-механических свойств бурового раствора обработанного реагентом Клиар-Дрилл, и показатель фильтрации после термостатирования несколько повышается. А раствор с добавками Сайпана только незначительно загустился до приемлемых значений, которые нет необходимости регулировать.

Таким образом, поступившая партия реагента Сайпан является наиболее эффективным понизителем фильтрации буровых растворов по сравнению с предлагаемым образцом Клиар-Дрилл 500. Реагентом Сайпан можно уменьшить показатель фильтрации раствора до минимальных значений, причём, практически не изменяя структурно-реологические свойства.

Рассмотрим также результаты сравнительного анализа реагентов-полиакрилатов Сайпан и Сайпан ДМА (Сурап DMA) [12, 15, 20, 24].

Сайпан — полимер акрилового ряда (производства Японии), мелкий порошок желтоватого цвета.

Уровень pH 1 % водного раствора — 8,62;

Кинематическая вязкость 1-% водного раствора, сСт — 22,46.

Сурап DMA — полимер акрилового ряда (образец предоставлен фирмой ЗАО «Ионэнергосервис»), мелкий гранулированный порошок желтого цвета.

Уровень pH 1-% водного раствора — 10,38;

Кинематическая вязкость 1-% водного раствора, сСт — 20,73.

Для оценки свойств химического реагента Сурап DMA провели сравнительный тест-анализ на глинистом буровом растворе (раствор отобран на растворном узле СБК) и бентонитовой суспензии. Влияние добавок реагентов Сайпан ДМА и Сайпан на свойства бентонитовой суспензии и естественного бурового раствора приведены в таблицах 4 и 5.

Представленный образец низковязкого акрилового полимера Сурап DMA незначительно влияет на структурно-реологические параметры глинистых растворов, и в условиях проводимого эксперимента он вполне сопоставим (идентичен) с Сайпаном, который массово применялся при бурении скважин на месторождениях ОАО «Сибнефть-Ноябрьскнефтегаз».

Представленная проба реагента Сурап DMA рекомендуется к применению в составе буровых растворов, применяемых в Ноябрьском нефтегазовом регионе Западной Сибири.

Таблица 4.

Влияние реагентов Сайпан ДМА и Сайпан на свойства бентонитовой суспензии

Параметры раствора	Исх. БС	0,05 % Сурап DMA	0,05 % Сайпан	0,1 % Сурап DMA	0,1 % Сайпан	0,3 % Сурап DMA	0,3 % Сайпан
Условная вязкость							
(ВП-5), с	20	21,5	21,5	22,5	24	29	25
Уровень pH	9,96	8,72	8,80	8,84	8,86	8,99	8,93
Реологические параметры:							
600/300	16/7	33/20	30/19	30/19	34/24	36/24	41/25
200/100	5/3	15/10	17/12	14/9	17/11	17/12	18/11
60/30	2/1,5	7/4	7/6	7/6	8/6	7/6	8/5
6/3	1/1	2/2	5/2	3/2	3/3	3/2	2/1
Статическое напряжение сдвига через 10 с/10 мин	1/2	1/12	1/13	3/15	3/15	3/15	2/11
Пластическая вязкость, мПа·с	9	13	11	11	10	12	16
Динамическое напряжение сдвига, дПа	2	7	8	8	14	12	9
Эффективная вязкость, мПа·с	8	17	15	15	17	18	21
Показатель фильтрации, см <sup>3</sup> /30 мин	20	9,5	10	8,5	9,0	6,0	6,0
Толщина корки, мм	2,0	2,0	1,5	1,5	1,0	0,7	0,5

Таблица 5.

Влияние реагентов Сайпан ДМА и Сайпан на свойства естественного бурового раствора

Параметры раствора	Исх. БР	0,05 % Сурап DMA	0,05 % Сайпан	0,1 % Сурап DMA	0,1 % Сайпан	0,3 % Сурап DMA	0,3 % Сайпан	0,5 % Сурап DMA	0,5 % Сайпан
Условная вязкость (ВП-5), с	22	23	21	21,5	23	30	34	34,5	36
Уровень pH	8,31	9,97	9,99	10,03	10,00	10,07	10,03	10,08	10,05
Реологические параметры:									
600/300	23/14	33/17	25/15	34/18	34/18	48/27	48/28	62/36	58/35
200/100	12/8	12/7	10/6	12/7	12/7	19/11	20/13	26/15	25/15
60/30	6/5	5/3	5/3	5/3	5/3	8/4	8/5	10/5	10/6
6/3	4/3	1/0,5	2/1,5	1/0,5	2/2	1,5/1	2/1,5	2/1,5	2/2
Статическое напряжение сдвига через 10 с/10 мин	5/10	0,5/0,5	1/1	0,5/0,5	2/2,5	1/1	1,5/1,5	1,5/2	2/3
Пластическая вязкость, мПа·с	9	16	10	16	11	21	20	30	23
Динамическое напряжение сдвига, дПа	5	1	5	2	7	6	8	6	12
Эффективная вязкость, мПа·с	12,0	16,5	12,5	17,0	14,5	24	24	31	29
Показатель фильтрации, см <sup>3</sup> /30 мин	11,5	14	14	10,5	10,0	8,5	8,0	7,5	6,5
Толщина корки, мм	2	2,0	1,5	1,5	1,0	0,7	0,5	0,7	1,0
Липкость глинистой корки, градус	12	5	6	5	4	3	4	4	4

**Выводы**

Реагент Сайпан является одним из эффективных понизителей показателя фильтрации и капсулирующим ингибитором глинистой фракции естественно-наработанных в скважине глинистых растворов, не утрачивающих своих свойств после термостагирования. Достаточная концентрация реагента в естественном глинистом растворе составляет 0,1 %, допускается превышение на 0,05 %. Реагент Сайпан совместим с применяемыми для обработки буровых растворов реагентами.

Представленный образец реагента-полимера Клиар-Дрилл 500 отличается от промышленной партии реагента Сайпан физико-химическими

свойствами. Рабочие концентрации реагента Клиар-Дрилл 500 практически на порядок превышают концентрации химпродукта Сайпан. Кроме того естественные глинистые растворы обработанные добавками реагента Клиар-Дрилл 500 не столь термостабильны.

Полимер Сурап DMA незначительно увеличивает структурно-реологические параметры глинистых растворов. Рабочие концентрации аналогичны Сайпану.

Изученные реагенты Сайпан, Сурап DMA и Клиар-Дрилл 500 подходят для обработки буровых растворов Ноябрьского региона [1–29].

**СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ**

1 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.

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

3 Петров Н. А., Исмаков Р. А., Давыдова И. Н. Зарубежные реагенты и буровые промывочные композиции. Уфа: Издательство УГНТУ, 2015. 332 с.

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

5 Обработка бурового раствора при бурении скважин с горизонтальным окончанием / Н. А. Петров, А. В., Кореняко, И. Н. Давыдова, С.Ф. Комлева // Нефтегазовое дело: эл. науч. журн. / УГНТУ. 2007. № 1. 03 янв. URL: [http://www.ogbus.ru/authors/Petrov NA/PetrovNA\\_6.pdf](http://www.ogbus.ru/authors/Petrov%20NA/PetrovNA_6.pdf).

6 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/Petrov NA/PetrovNA\\_19.pdf](http://www.ogbus.ru/authors/Petrov%20NA/PetrovNA_19.pdf).

7 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](http://ogbus.ru/authors/PetrovNA/PetrovNA_23.pdf).

8 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](http://ogbus.ru/issues/1_2016/ogbus_1_2016_p1-19_PetrovNA_ru.pdf).

9 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](http://ogbus.ru/issues/2_2016/ogbus_2_2016_p38-54_PetrovNA_ru.pdf).

10 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](http://ogbus.ru/issues/2_2016/ogbus_2_2016_p55-70_PetrovNA_ru.pdf)

11 Петров Н. А. Исследование производных целлюлозы в промысловых 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](http://ogbus.ru/issues/3_2016/ogbus_3_2016_p8-36_PetrovNA_ru.pdf)

12 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](http://ogbus.ru/issues/3_2016/ogbus_3_2016_p37-65_PetrovNA_ru.pdf)

13 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](http://ogbus.ru/issues/4_2016/ogbus_4_2016_p6-39_PetrovNA_ru.pdf)

14 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](http://ogbus.ru/issues/5_2016/ogbus_5_2016_p6-37_PetrovNA_ru.pdf)

15 Петров Н. А., Давыдова И. Н. Исследование различных отечественных марок карбоксиметилцеллюлозы для промысловых 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](http://ogbus.ru/issues/6_2016/ogbus_6_2016_p41-69_PetrovNA_ru.pdf)

16 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](http://ogbus.ru/issues/1_2017/ogbus_1_2017_p21-39_PetrovNA_ru.pdf)

17 Петров Н. А., Майкоби А. А. Исследование метилкарбоксикрахмального реагента для буровых растворов // Нефтегазовое дело: электрон. науч. журн. / УГНТУ. 2017. № 2. С. 5-27. URL: [http://ogbus.ru/issues/2\\_2017/ogbus\\_2\\_2017\\_p5-27\\_PetrovNA\\_ru.pdf](http://ogbus.ru/issues/2_2017/ogbus_2_2017_p5-27_PetrovNA_ru.pdf)

18 Петров Н. А. Вакилов А. Ф. Исследование промышленной партии реагента Тилозы ВХР и экологически безопасной смазочной добавки Флотореагент-оксаль для буровых растворов // Нефтегазовое дело: электрон. науч. журн. / УГНТУ. 2017. № 2. С. 28-46. URL: [http://ogbus.ru/issues/2\\_2017/ogbus\\_2\\_2017\\_p28-46\\_PetrovNA\\_ru.pdf](http://ogbus.ru/issues/2_2017/ogbus_2_2017_p28-46_PetrovNA_ru.pdf)

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

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

21 Петров Н. А. Технологические растворы с водонабухающим полимером / Управление качеством в нефтегазовом комплексе: науч.-техн. журн. / РГУ им. И.М. Губкина. М.: изд-во «Нефть и газ», 2008. № 1. С. 56–59.

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

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

24 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.

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

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

27 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.

28 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.

29 Петров Н. А., Майкоби А. А. Исследование зарубежных полимерных реагентов Полидий ПДН-105 (115, 125) для применения в буровых растворах // Нефтегазовое дело: науч.-техн. журн. / УГНТУ. 2017. Т.15, № 2. С. 33–40.

## REFERENCES

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

2 Petrov N. A., Ismakov R. A. *Sovershenstvovanie tehnologij vskrytija polimiktovyh kollektorov, osvoenija i remonta nefjtjanyh skvazhin* [Improvement of technologies of opening of polymictic reservoirs, development and repair of oil wells]. Ufa, RIC UGNTU Publ., 2014. 433 p. [in Russian].

3 Petrov N. A., Ismakov R. A., Davydova I. N. *Zarubezhnye reagenty i burovye promyslochnye kompozicii*. [Foreign reagents and drilling mud compositions]. Ufa, UGNTU Publ., 2015. 332 p. [in Russian].

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

5 Petrov N. A., Korenjako A. V., Davydova I. N., Komleva S.F. Treatment of drilling mud for drilling wells with horizontal termination. *Neftegazovoe delo*, 2007, no. 1. [in Russian]. Available at: [http://www.ogbus.ru/authors/PetrovNA/PetrovNA\\_6.pdf](http://www.ogbus.ru/authors/PetrovNA/PetrovNA_6.pdf).

6 Petrov N. A. Improving the quality of completion of wells with polymictic oil reservoirs. *Neftegazovoe delo*, 2010, no. 1, [in Russian]. Available at: [http://www.ogbus.ru/authors/PetrovNA/PetrovNA\\_19.pdf](http://www.ogbus.ru/authors/PetrovNA/PetrovNA_19.pdf).

7 Petrov N. A., Davydova I. N. Research chemical product CMC-700 and reagent-modifier Beneks for use in drilling fluids. *Neftegazovoe delo*, 2012, no. 6. [in Russian]. Available at: [http://ogbus.ru/authors/PetrovNA/PetrovNA\\_23.pdf](http://ogbus.ru/authors/PetrovNA/PetrovNA_23.pdf)

8 Petrov N. A. Domestic and foreign polymer reagents for drilling fluids. *Neftegazovoe delo*, 2016, no.1. pp.1–19 [in Russian]. Available at: [http://ogbus.ru/issues/1\\_2016/ogbus\\_1\\_2016\\_p1-19\\_PetrovNA\\_ru.pdf](http://ogbus.ru/issues/1_2016/ogbus_1_2016_p1-19_PetrovNA_ru.pdf).

9 Petrov N.A. Investigation of salt-tolerant polymer reagents. *Neftegazovoe delo*, 2016, no. 2, pp. 38-54. [in Russian]. Available at: [http://ogbus.ru/issues/2\\_2016/ogbus\\_2\\_2016\\_p38-54\\_PetrovNA\\_ru.pdf](http://ogbus.ru/issues/2_2016/ogbus_2_2016_p38-54_PetrovNA_ru.pdf).

10 Petrov N. A. Investigation of the properties of clay drilling muds treated with Unifloc reagent. *Neftegazovoe delo*, 2016, no.2, pp. 55-70. [in Russian]. Available at: [http://ogbus.ru/issues/2\\_2016/ogbus\\_2\\_2016\\_p55-70\\_PetrovNA\\_ru.pdf](http://ogbus.ru/issues/2_2016/ogbus_2_2016_p55-70_PetrovNA_ru.pdf).

11 Petrov N. A. Study of cellulose derivatives in washing liquids *Neftegazovoe delo*, 2016, no.3. pp. 8–36. [in Russian]. Available at [http://ogbus.ru/issues/3\\_2016/ogbus\\_3\\_2016\\_p8-36\\_PetrovNA\\_ru.pdf](http://ogbus.ru/issues/3_2016/ogbus_3_2016_p8-36_PetrovNA_ru.pdf).

12 Petrov N. A. Investigation of foreign high-molecular polymers for drilling fluids *Neftegazovoe delo*, 2016, no.3, pp. 37–65. [in Russian]. Available at: [http://ogbus.ru/issues/3\\_2016/ogbus\\_3\\_2016\\_p37-65\\_PetrovNA\\_ru.pdf](http://ogbus.ru/issues/3_2016/ogbus_3_2016_p37-65_PetrovNA_ru.pdf).

13 Petrov N. A., Davydova I. N. Research of some polymer reagents of domestic production. *Neftegazovoe delo*, 2016, no.4, pp. 6-39. [in Russian]. Available at: [http://ogbus.ru/issues/4\\_2016/ogbus\\_4\\_2016\\_p6-39\\_PetrovNA\\_ru.pdf](http://ogbus.ru/issues/4_2016/ogbus_4_2016_p6-39_PetrovNA_ru.pdf).

14 Petrov N. A., Davydova I. N. Investigation of domestic, polymer reagents Metakrilil 14BV, Lakris I KhBN-01. *Neftegazovoe delo*, 2016, no.5, pp. 6-37. [in Russian]. Available at: [http://ogbus.ru/issues/5\\_2016/ogbus\\_5\\_2016\\_p6-37\\_PetrovNA\\_ru.pdf](http://ogbus.ru/issues/5_2016/ogbus_5_2016_p6-37_PetrovNA_ru.pdf).

15 Petrov N. A., Davydova I. N. Study of various domestic brands of carboxymethylcellulose for washing liquids. *Neftegazovoe delo*, 2016, no.6. pp. 41–69. [in Russian]. Available at: [http://ogbus.ru/issues/6\\_2016/ogbus\\_6\\_2016\\_p41-69\\_PetrovNA\\_ru.pdf](http://ogbus.ru/issues/6_2016/ogbus_6_2016_p41-69_PetrovNA_ru.pdf).

16 Petrov N. A., Davydova I. N. Issledovanie Reagentov KMK i KMC 9/N dlja burovnyh rastvorov. *Neftegazovoe delo*, 2016, no.6, pp. 41–69. [in Russian]. Available at: [http://ogbus.ru/issues/1\\_2017/ogbus\\_1\\_2017\\_p21-39\\_PetrovNA\\_ru.pdf](http://ogbus.ru/issues/1_2017/ogbus_1_2017_p21-39_PetrovNA_ru.pdf).

17 Petrov N. A., Majkobi A. A. Study of KMC Reagents and CMC 9 / H for drilling fluids. *Neftegazovoe delo*, 2017, no.2. pp. 5-27. [in Russian]. Available at: [http://ogbus.ru/issues/2\\_2017/ogbus\\_2\\_2017\\_p5-27\\_PetrovNA\\_ru.pdf](http://ogbus.ru/issues/2_2017/ogbus_2_2017_p5-27_PetrovNA_ru.pdf).

18 Petrov N. A. Vakilov A. F. Research of industrial lot of reagent Tyloza VXR and ecologically safe lubricant additive Flotoreagent-oxal for drilling muds. *Neftegazovoe delo*, 2017, no. 2, pp. 28–46. [in Russian]. Available at: [http://ogbus.ru/issues/2\\_2017/ogbus\\_2\\_2017\\_p28-46\\_PetrovNA\\_ru.pdf](http://ogbus.ru/issues/2_2017/ogbus_2_2017_p28-46_PetrovNA_ru.pdf).

19 Petrov N. A. Investigation of domestic and foreign derivatives of starch in washing liquids. SOCAR Proceedings, 2016, no. 3, pp. 13–18 [Azerbaijan]. Available at: <http://proceedings.socar.az>.

20 Ismakov R. A., Petrov N. A., Konesev G. V. Upravlenie svojstvami tehnologicheskikh zhidkostej dlja

vskrytija produktivnyh plastov. [Management of the properties of process fluids for opening reservoirs]. Ufa, RIC UGNTU Publ., 2014. 153 p. [in Russian].

21 Petrov N. A. Technological solutions with a water-swelling polymer. Upravlenie kachestvom v neftegazovom komplekse. 2008. no.1, pp. 56–59. [in Russian].

22 Petrov N. A., Davydova I. N. Research of a FLO-PRO clay-free flushing system for drilling a horizontal wellbore. *Neftegazovoe delo — Oil and gas business*, 2011, no. 3, pp. 21–28. [in Russian].

23 Petrov N. A., Davydova I. N. Studies of foreign reagents-superabsorbents *Neftegazovoe delo — Oil and gas business*, 2015, no. 4, pp. 59–66. [in Russian].

24 Petrov N. A. Comparative studies of some domestic and foreign polymer reagents in the composition of drilling fluids in Western Siberia *Neftegazovoe delo — Oil and gas business*, 2016, no. 1, pp. 30–41. [in Russian].

25 Petrov N. A. Investigation of polymers of near and far abroad in comparison with domestic reagents for flushing liquids *Neftegazovoe delo — Oil and gas business*, 2016, no. 3, pp. 28-33. [in Russian].

26 Petrov N. A. Investigation of starch-containing polymers for use in clay solutions *Neftegazovoe delo - Oil and gas business*, 2016, no. 3, pp. 26-30. [in Russian].

27 Petrov N. A. Investigation of modifications of Kamsel reagents for use in drilling fluids *Neftegazovoe delo — Oil and gas business*, 2016, no. 4, pp. 14–19. [in Russian].

28 Petrov N. A., Konesev G. V. Investigation of polymer reagent «GABROZA» for use in drilling fluids *Neftegazovoe delo — Oil and gas business*, 2017, no. 1, pp. 53–57. [in Russian].

29 Petrov N.A., Majkobi A.A. Investigation of foreign polymeric reagents Polydays PDN-105 (115, 125) for application in drilling fluids *Neftegazovoe delo — Oil and gas business*, 2017, no. 2, pp. 33–40. [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 Chemical Sciences, Professor of the Chair «Oil and Gas Wells Drilling» FSBEI HE «USPTU», Ufa, Russian Federation  
e-mail: [napetroff@mail.ru](mailto:napetroff@mail.ru)

*Майкоби А. А., аспирант кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин», ФГБОУ ВО «УГНТУ», г. Уфа, Российская Федерация (Нигерия)*  
A. A. Maikobi, Post-graduate Student of the Department «Oil and Gas Wells Drilling», FSBEI HE «USPTU», Ufa, Russian Federation (Nigeria)

*Янгиров Ф.Н., канд. техн. наук, доцент кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин» ФГБОУ ВО «УГНТУ», г. Уфа, Российская Федерация*  
F. N. Jangirov, Candidate of Engineering Sciences, Associate Professor of the Departmen «Oil and Gas Wells Drilling» FSBEI HE «USPTU», Ufa, Russian Federation

*Вакилов А. Ф., магистрант кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин» ФГБОУ ВО «УГНТУ», г. Уфа, Российская Федерация*  
A. F. Vakilov, Graduate Student, of the Department «Oil and Gas Wells Drilling» FSBEI HE «USPTU», Ufa, Russian Federation