



**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ**

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(21)(22) Заявка: 2011114576/03, 13.04.2011

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
13.04.2011

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: 13.04.2011

(45) Опубликовано: 20.09.2012 Бюл. № 26

(56) Список документов, цитированных в отчете о
поиске: RU 2235751 C1, 10.09.2004. RU 2327725 C2,
27.06.2008. RU 2298575 C1, 10.05.2007. RU
2278890 C1, 09.03.2005. RU 2147671 C1,
20.04.2000. RU 2303047 C1, 20.07.2007. RU
2369625 C2, 20.06.2009. US 4719021 A,
12.01.1988.

Адрес для переписки:

450062, РБ, г.Уфа, ул. Космонавтов, 1,
корп.4, ОАО "Азимут"

(72) Автор(ы):

Акчурин Хамзя Исхакович (RU),
Давидюк Виталий Иванович (RU),
Комкова Людмила Павловна (RU),
Мамаева Оксана Георгиевна (RU),
Мартынов Вадим Владимирович (RU),
Нигматуллина Аниса Галимьяновна (RU),
Петров Андрей Владимирович (RU)

(73) Патентообладатель(и):

Открытое акционерное общество "Азимут"
(RU)**(54) УТЯЖЕЛЕННЫЙ БУРОВОЙ РАСТВОР**

(57) Реферат:

Изобретение относится к нефтяной и газовой промышленности, в частности к буровым растворам, используемым при бурении в осложненных условиях, а именно при бурении наклонных и горизонтальных скважин в условиях аномально высоких давлений, температур и газопроявлений. Утяжеленный буровой раствор содержит, мас. %: кальцинированная сода 0,3-0,5,

гидроксид натрия 0,2-0,3, бентонит 3-5, полианионная целлюлоза ПАЦ-СВ 0,6-0,8, крахмал Фито-РК 1-2, лигносульфонат ФХЛС 0,5-1,5, пеногаситель ПЭС-1 0,1-0,5, смазочная добавка Лубриол 0,5-0,8, хлористый калий 3-5, органосилоксан ГКЖ-ПН 0,3-0,5, барит 45-65, Гивпан 0,3-0,5, бактерицид ЛПЭ-32 0,2-0,3, вода остальное. Технический результат - снижение фильтрации, улучшение смазочных свойств. 3 пр., 5 табл.



FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(12) ABSTRACT OF INVENTION(21)(22) Application: **2011114576/03, 13.04.2011**(24) Effective date for property rights:
13.04.2011

Priority:

(22) Date of filing: **13.04.2011**(45) Date of publication: **20.09.2012 Bull. 26**

Mail address:

**450062, RB, g.Ufa, ul. Kosmonavtov, 1, korp.4,
OAO "Azimut"**

(72) Inventor(s):

**Akchurin Khamzja Iskhakovich (RU),
Davidjuk Vitalij Ivanovich (RU),
Komkova Ljudmila Pavlovna (RU),
Mamaeva Oksana Georgievna (RU),
Martynov Vadim Vladimirovich (RU),
Nigmatullina Anisa Galim'janovna (RU),
Petrov Andrej Vladimirovich (RU)**

(73) Proprietor(s):

Otkrytoe aktsionernoe obshchestvo "Azimut" (RU)**(54) LOADED DRILLING MUD**

(57) Abstract:

FIELD: oil and gas production.

SUBSTANCE: loaded drilling mud includes the following, wt %: sodium carbonate 0.3 - 0.5, sodium hydroxide 0.2 - 0.3, bentonite 3-5, poly-anionic cellulose PATS-SV 0.6 - 0.8, amylase Fito-RK 1- 2, lignosulfonate FHLS 0.5 - 1.5, anti-foaming agent

PES-1 0.1 - 0.5, lubricating additive Lurioil 0.5 - 0.8, potassium muriate 3-5, organosiloxane GKZH-PN 0.3 - 0.5, baryte 45 - 65, Givpan 0.3 - 0.5, bactericide LPE-32 0.2 - 0.3, water is the rest.

EFFECT: reduction of filtration, improvement of lubricating properties.

3 ex, 2 tbl

RU 2 4 6 1 6 0 0 C 1

RU 2 4 6 1 6 0 0 C 1

Изобретение относится к нефтяной и газовой промышленности, в частности к буровым растворам, используемым при бурении в осложненных условиях, а именно при бурении наклонных и горизонтальных скважин в условиях аномально высоких давлений, температур и газопроявлений.

5 Известны буровые растворы, содержащие глину, минеральную соль, регулятор водоотдачи и вязкости, воду. В качестве регулятора водоотдачи и вязкости используют производные целлюлозы и сульфит-спиртовую барду ССБ (пат. РФ №2327725, МПК С09К 8/20, опубл. 27.06.08; пат. РФ №1678048, МПК С09К 7/02, 10 опубл. 10.11.96). Однако данные буровые растворы нельзя использовать в условиях аномально высоких давлений, так как максимальное значение плотности у них достигает соответственно 1,18 и 1,28 г/см³.

Наиболее близким техническим решением является буровой раствор, содержащий глину, реагент-стабилизатор КМЦ-900, минеральную соль - КС1, флокулянт - 15 Унифлок, Праестол, смазочную добавку ДСБ-4ТТП, регулятор рН - гидроксид калия КОН, защитный реагент КССБ-2М, утяжелитель - барит (пат. РФ №2235751, МПК С09К 7/02, опубл. 10.09.04).

Предлагаемый буровой раствор имеет ряд недостатков: высокое содержание 20 глины (5-10%), что может отрицательно сказаться на качестве вскрытия продуктивных пластов и способствует образованию толстой фильтрационной корки на стенках скважины, что особенно опасно при бурении наклонных и горизонтальных стволов; высокие значения показателя фильтрации (5-9 см³), которые также способствуют 25 образованию толстых фильтрационных корок и, как следствие, прихватов; в составе раствора отсутствуют специальные реагенты, предназначенные для связывания ионов поливалентных металлов, что ограничивает его применение, с одной стороны, и делает неэффективным применение флокулянтов, несовместимых с ионами поливалентных металлов; в состав раствора входит дефицитный гидроксид калия; 30 отсутствует пеногаситель для предотвращения пенообразования при применении лигносульфонатов и газопроявлениях; высокие значения коэффициентов трения корки (КТК).

Задачей изобретения является создание бурового раствора для бурения наклонных и горизонтальных стволов с малым содержанием глины при достаточной выносящей 35 и удерживающей способности, имеющего низкий показатель фильтрации, тонкую глинистую корку с низким коэффициентом трения.

Решение задачи достигается тем, что утяжеленный буровой раствор, содержащий глину, барит, реагент стабилизатор, хлористый калий, гидроокись металла, 40 лигносульфонатный реагент, смазочную добавку, акриловый реагент, согласно предлагаемому изобретению в качестве реагента стабилизатора содержит полианионную целлюлозу ПАЦ-СВ, гидроксида металла - гидроксид натрия NaOH, лигносульфонатного реагента - ФХЛС, смазочной добавки - Лубриол, акрилового реагента - Гивпан, а также дополнительно содержит крахмальный реагент Фито-РК, 45 пеногаситель ПЭС-1, гидрофобизатор - органосилоксан - ГКЖ-ИН, бактерицид ЛПЭ-32, при следующем соотношении ингредиентов, мас. %:

Кальцинированная сода - 0,3-0,5
 Гидроксид натрия - 0,2-0,3
 50 Бентонит - 3-5
 ПАЦ-СВ - 0,6-0,8
 Крахмал Фито-РК - 1-2
 Лигносульфонат ФХЛС - 0,5-1,5

Пеногаситель ПЭС-1 - 0,1-0,5
Смазочная добавка Лубриол - 0,5-0,8
Хлористый калий - 3-5
ГКЖ-ПН - 0,3-0,5
5 Барит - 45-65
Гивпан - 0,3-0,5
Бактерицид - 0,2-0,3
Вода - остальное

10 Сравнительный анализ с прототипом позволяет сделать вывод, что заявляемый буровой раствор отличается от известного тем, что дополнительно содержит другие компоненты.

Таким образом, заявляемое техническое решение соответствует критерию «новизна».

15 Предлагаемое техническое решение улучшает качество бурового раствора за счет уменьшения содержания глины в буровом растворе, снижения показателя фильтрации, использования более дешевого гидроксида натрия, предупреждения негативного влияния поливалентных ионов на полимеры, а также улучшения смазочных свойств.

20 При приготовлении заявляемого раствора используют следующий порядок: в пресную или минерализованную воду вводят гидроксид натрия для создания щелочной среды и кальцинированную соду для связывания солей поливалентных металлов, что способствует более полной пептизации глины и повышению ее активности; далее добавляют бентонитовую глину и перемешивают глинистую
25 суспензию в течение 20-30 мин до полного ее диспергирования. Затем в глинистую суспензию вводят последовательно лигносульфонат, ПАЦ, крахмал, пеногаситель, бактерицид и смазочную добавку. После этого в раствор вводят барит и хлористый калий. Вязкость раствора регулируют путем ввода ГКЖ-ПН и Гивпана.

30 Пример 1. В водопроводной воде растворяют по 0,3% кальцинированной соды и гидроксида натрия, далее в раствор вводят 3% бентонита и перемешивают раствор на миксере «Воронеж» до полного диспергирования глины. В полученную глинистую суспензию добавляют 1% лигносульфоната и перемешивают раствор до полного их
35 растворения. Затем постепенно при постоянном перемешивании вводят 0,7% ПАЦ-СВ (ТУ 2231-010-50277563-03) и 1% крахмала ФИТО-РК (ТУ 10 РФ1039 - 92). В стабилизированный раствор вводят 0,5% ПЭС-1 (ТУ 2458-012-20672718-2001), 0,2% бактерицида ЛПЭ-32 (ТУ 2458-039-00209295-02), 0,5% смазочной добавки Лубриол (ТУ 2458-001-74138808-06). После тщательного перемешивания в раствор вводят 50%
40 барита и 5% КСl. Далее в раствор вводят по 0,5% Гивпана (ТУ 2216-001-04698227-99) и ГКЖ-ПН (ТУ 6-02-696-76). После тщательного перемешивания раствор считается готовым.

45 Пример 2. В водопроводной воде растворяют по 0,3% кальцинированной соды и гидроксида натрия, далее в раствор вводят 5% бентонита и перемешивают раствор на миксере «Воронеж» до полного диспергирования глины. В полученную глинистую суспензию добавляют 1% лигносульфоната и перемешивают раствор до полного их
50 растворения. Затем постепенно при постоянном перемешивании вводят 0,7% ПАЦ-СВ. В стабилизированный раствор вводят 0,5% ПЭС-1, 0,5% смазочной добавки Лубриол. После тщательно перемешивания в раствор вводят 50% барита и 3% КСl. Далее в раствор вводят по 0,5% Гивпана и ГКЖ-ПН. После тщательного перемешивания раствор считается готовым.

Пример 3. В водопроводной воде растворяют по 0,3% кальцинированной соды и

гидроксида натрия, далее в раствор вводят 3% бентонита и перемешивают раствор на миксере «Воронеж» до полного диспергирования глины. В полученную глинистую суспензию добавляют 1% лигносульфонатов и перемешивают раствор до полного их растворения. Затем постепенно при постоянном перемешивании вводят 0,7% ПАЦ-СВ и 1,5% крахмала ФИТО-РК. В стабилизированный раствор вводят 0,5% ПЭС-1, 0,2% бактерицида ЛПЭ-32, 0,5% смазочной добавки Лубриол. После тщательного перемешивания в раствор вводят 65% барита и 5% КСl. Далее в раствор вводят по 0,5% Гивпана и ГКЖ-ПН. После тщательного перемешивания раствор считается готовым.

Составы и свойства растворов приведены в табл.1 и 2.

В указанном буровом растворе используют бентонитовый глинопорошок в пределах 3-5%. Уменьшение содержания глины приводит к получению раствора с низкими значениями структурно-механических свойств, что приводит к выпадению утяжелителя из раствора, увеличение содержания глинистой составляющей способствует увеличению вязкости раствора, что приводит к увеличению толщины корки, прихватам, плохой проходимости.

Для обеспечения устойчивости ствола скважины ингибирующая способность раствора регулируется путем ввода в раствор минеральной соли КСl, концентрация которой определяется минерализацией поровой воды в разбуриваемых пластах. В заявляемом растворе предложены наиболее оптимальные концентрации, исходя из практики бурения и литературных данных. Кроме того, добавка минеральной соли в буровой раствор повышает термостойкость раствора.

Для регулирования фильтрационных свойств в буровой раствор вводятся полианионная целлюлоза средней и низкой вязкости ПАЦ-СВ в пределах 0,6-0,8%. Уменьшение содержания ПАЦ до 0,4% приводит к высоким значениям показателя фильтрации, дальнейшее же увеличение концентрации до 1% нецелесообразно, т.к. способствует загущению раствора.

Также для регулирования фильтрации в раствор дополнительно вводят крахмал Фито-РК, эффективность которого особенно возрастает в растворах с высокой степенью минерализации. Как показали экспериментальные данные, оптимальные добавки крахмала лежат в пределах 1-2%.

Для предотвращения биодеструкции полисахаридов в раствор предлагается вводить добавку бактерицида ЛПЭ-32, концентрация которого рекомендуется производителем в пределах 0,2-0,3%.

Для регулирования реологических и фильтрационных свойств рекомендуется вводить лигносульфонат ФХЛС в пределах 0,5-1,5%. Однако ввод лигносульфоната в раствор способствует его вспениванию, поэтому в раствор следует дополнительно вводить пеногаситель ПЭС-1.

Добавками в раствор Гивпана можно дополнительно регулировать фильтрационные и реологические свойства раствора, а также предотвращать обогащение раствора выбуренной породой.

ГКЖ-ПН способствует значительному снижению вязкости раствора и повышению его термостойкости.

Как показали экспериментальные данные, совместное применение пеногасителя ПЭС-1 со смазочной добавкой Лубриол способствует получению раствора с достаточно высокими смазочными свойствами, при этом оптимальные концентрации ПЭС-1 лежат в области 0,1-0,5, а Лубриола - 0,5-0,8%.

При совместном вводе пеногасителя ПЭС-1 и смазочной добавки Лубриол также

наблюдается синергетический эффект в отношении смазочного действия корки, характеризующегося коэффициентом трения КТК. Это видно из табл.3, где отдельное введение ПЭС-1 и Лубриола в суммарном количестве не обеспечивает буровому раствору необходимых смазочных свойств. Полиэтилсилоксан ПЭС-1 является по отношению к глинистой корке гидрофобизирующим агентом, препятствуя ее набуханию, а Лубриол создает дополнительную смазывающую прослойку на поверхности корки, уменьшает прихватоопасность.

Заявляемый состав бурового раствора при оптимальном соотношении реагентов (поз.2 и 3, табл.3) в сравнении с прототипом имеет более низкие значения фильтрации (в 2-2,5 раза), содержит меньшее количество глины. В растворе заявляемого состава при оптимальном соотношении реагентов наблюдается улучшение смазочных свойств корки, чем у прототипа (в 1,4-1,6 раза).

При использовании заявляемого состава исключается применение дорогостоящего и дефицитного едкого калия.

Применение эффективного пеногасителя ПЭС-1 позволяет предотвращать вспенивание раствора при газопроявлениях и держать плотность раствора на требуемом уровне без аварийных выбросов.

За счет пониженной фильтрации и малого содержания глины раствор образует тонкую корку с малым коэффициентом трения, что снижает опасность прихватов и аварийность, увеличивает общую скорость бурения; также меньше фильтрата и твердой фазы проникает в продуктивный пласт, что в конечном счете приведет к сокращению времени освоения и к получению большего притока нефти или газа из пласта.

Использование предлагаемого бурового раствора в сложных горно-геологических условиях, например при бурении наклонных и горизонтальных (особенно газовых) скважин с аномально высокими давлениями и температурами, позволит избежать аварийных ситуаций и тем самым увеличить скорость проходки и продуктивность скважины.

Таблица 1

Состав раствора

№ со- става	Компонентный состав, мас.%													
	Бентонит	Кальцинир. сода	Гидроксид натрия	ПАЦ-СВ	Крахмал Фито-РК	Лигносульфонат ФХЛС	Пеногаситель ПЭС-1	Смазочная добавка Лубриол	Калий хлористый	ГКЖ-IIIH	Гивпан	Барит	Бактерицид ЛПЭ-32	Вода
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	2	0,3	0,3	0,7		1	0,5	0,5	3	0,5	0,5	50		40,7
2	3	0,3	0,3	0,7		1	0,5	0,5	3	0,5	0,5	50		39,7
3	5	0,3	0,3	0,7		1	0,5	0,5	3	0,5	0,5	50		37,7
4	6	0,3	0,3	0,7		1	0,5	0,5	3	0,5	0,5	50		36,7
5	3	0,3	0,3	0,7		1	0,5	0,5	5	0,5	0,5	50		37,7
6	3	0,3	0,3	0,4		1	0,5	0,5	3	0,5	0,5	50		40,0
7	3	0,3	0,3	0,6		1	0,5	0,5	3	0,5	0,5	50		39,8
8	3	0,3	0,3	0,8		1	0,5	0,5	3	0,5	0,5	50		39,6
9	3	0,3	0,3	1,0		1	0,5	0,5	3	0,5	0,5	50		39,4
10	3	0,3	0,3	0,7	0,5	1	0,5	0,5	5	0,5	0,5	50	0,2	37,0
11	3	0,3	0,3	0,7	1	1	0,5	0,5	5	0,5	0,5	50	0,2	36,5
12	3	0,3	0,3	0,7	2	1	0,5	0,5	5	0,5	0,5	50	0,2	35,5
13	3	0,3	0,3	0,7	3	1	0,5	0,5	5	0,5	0,5	50	0,2	34,5
14	3	0,3	0,3	0,7	1	1	0,5	0,5	3	0,5	0,5	50	0,2	38,5
15	3	0,3	0,3	0,7		0,5	0,5	0,5	3	0,5	0,5	50		40,2
16	3	0,3	0,3	0,7		1	0,5	0,5	3	0,5	0,5	50		39,7
17	3	0,3	0,3	0,7		1,5	0,5	0,5	3	0,5	0,5	50		39,2
18	3	0,3	0,3	0,7		2	0,5	0,5	3	0,5	0,5	50		38,7
19	3	0,3	0,3	0,7		1	0,5	0,5	3	0,3	0,5	50		39,9
20	3	0,3	0,3	0,7		1	0,5	0,5	3	0,4	0,5	50		39,8
21	3	0,3	0,3	0,7		1	0,5	0,5	3	0,7	0,5	50		39,5
22	3	0,3	0,3	0,7		1	0,5	0,5	3	0,5	0,2	50		40,0
23	3	0,3	0,3	0,7		1	0,5	0,5	3	0,5	0,4	50		39,8
24	3	0,3	0,3	0,7		1	0,5	0,5	3	0,5	0,6	50		39,6
25	3	0,3	0,3	0,7	1,5	1	0,5	0,5	5	0,5	0,5	45	0,2	41,0
26	3	0,3	0,3	0,7	1,5	1	0,5	0,5	5	0,5	0,5	65	0,2	21,0

Таблица 2

Состав	Плотность, г/см ³	Условная вязкость, с	ПФ, см ³	СНС, дПа		рН	Примечание
				за 1 мин	за 10 мин		
				5	6		
1	2	3	4	5	6	7	8
1	1,83	29	16	3,3	13,2	8,3	Барит частично выпадает из раствора
2	1,90	40	14,5	16,5	33	8,3	
3	1,90	75	13	26,4	36,3	8,2	
4	1,91	92	11	29,7	49,5	8,2	
5	1,90	68	20	42,9	42,9	7,9	
6	1,90	33	19,5	17,2	28,1	8,4	
7	1,90	46	17	15,1	31,3	8,3	
8	1,90	52	13	28,2	35,7	8,3	
9	1,90	64	11	35,3	48,1	8,1	
10	1,91	56	6	23,1	39,6	7,6	
11	1,91	52	3	19,8	36,3	7,5	
12	1,91	54	2	20,1	36,3	7,3	
13	1,91	55	2	20,1	39,6	7,1	

14	1,90	45	2,5	17,3	29,1	8,0		
15	1,90	39	14,5	17	31,3	8,1		
16	1,90	36	14	15,1	26,3	7,8		
17	1,90	32	13,5	10,1	21,3	7,5		
5	18	1,86	28	13	6,6	15,1	7,1	Барит частично выпадает из раствора
19	1,90	45	14,5	15,8	31,3	8,0		
20	1,90	42	15	12,1	26,1	8,2		
21	1,85	24	15	9,9	11,3	8,5	Барит частично выпадает из раствора	
22	1,90	48	16	17,0	31,3	7,8		
10	23	1,90	41	15	14,8	30,9	8,1	
24	1,87	32	13	13,2	23,1	8,5	Барит частично выпадает из раствора	
25	1,83	40	3	16,5	33,3	7,4		
26	2,12	55	2	21,3	45,1	7,4		

Таблица 3

Сравнение влияния пеногасителя ПЭС-1 и смазочной добавки Лубриол на коэффициент трения фильтрационной корки КТК по отдельности и при совместном вводе в буровой раствор

№ состава	Компонентный состав, масс. %													
	Бентонит	Кальцинир. сода	Гидроксид натрия	ПАЦ-СВ	Крахмал Фито-РК	Лигносульфонат ФХЛС	Пеногаситель ПЭС-1	Смазочная добавка Лубриол	Калий хлористый	ГКЖ-ІІН	Гивпан	Барит	Бактерицид ЛПЭ-32	Вода
1	3	0,3	0,3	0,7	1	1	0,8	-	3	0,5	0,5	50	0,2	38,70
2	3	0,3	0,3	0,7	1	1	-	0,8	3	0,5	0,5	50	0,2	38,70
3	3	0,3	0,3	0,7	1	1	0,1	0,8	3	0,5	0,5	50	0,2	38,60
4	3	0,3	0,3	0,7	1	1	0,08	0,8	3	0,5	0,5	50	0,2	38,62
5	3	0,3	0,3	0,7	1	1	0,5	0,3	3	0,5	0,5	50	0,2	38,70
6	3	0,3	0,3	0,7	1	1	0,5	0,5	3	0,5	0,5	50	0,2	38,50
Параметры раствора														
Состав	Плотность, г/см ³	Условная вязкость, с	ПФ, см ³	СНС, дПа		рН	КТК	К, мм						
				за 1 мин	за 10 мин									
1	1,90	45	3,0	15	35	8,0	0,05	<1						
2	1,87	48	2,5	20	39	8,0	0,08	<1						
3	1,90	46	2,0	17	36	8,0	0,014	<1						
4	1,88	45	3,0	21	31	8,0	0,025	<1						
5	1,91	48	3,5	19	39	8,0	0,29	<1						
6	1,90	47	2,0	20	37	8,0	0,013	<1						

Таблица 4

Сравнение параметров раствора прототипа с заявляемыми растворами

Состав	Плотность, г/см ³	Условная вязкость, с	ПФ, см ³	СНС, дПа		рН
				за 1 мин	за 10 мин	
Заявляемые растворы						
11	1,91	52	3	19,8	36,3	7,5
12	1,91	54	2	20,1	36,3	7,3
13	1,91	55	2	20,1	39,6	7,1
14	1,90	45	2,5	17,3	29,1	8,0
25	1,83	40	3	16,5	33,3	7,4
26	2,12	55	2	21,3	45,1	7,4
Прототип						
	2,06	43	5	23	54	8

Таблица 5

Сравнение параметров раствора до и после термостатирования при 130-140°C

Состав	Плотность, г/см ³	Условная вязкость, с	ПФ, см ³	СНС, дПа		рН
				за 1 мин	за 10 мин	
До термостатирования						
26	2,12	55	2	21,3	45,1	7,4
После термостатирования						
	2,12	58	2,5	25,4	51	7,2

Формула изобретения

Утяжеленный буровой раствор, содержащий глину - бентонит, барит, кальцинированную соду, реагент-стабилизатор, хлористый калий, гидроокись металла, лигносульфонатный реагент, воду, смазочную добавку, акриловый реагент, отличающийся тем, что он в качестве реагента-стабилизатора содержит полианионную целлюлозу ПАЦ-СВ, гидроксида металла - гидроксид натрия NaOH, лигносульфонатного реагента - ФХЛС, смазочной добавки - Лубриол, акрилового реагента - Гивпан, а также дополнительно содержит крахмальный реагент Фито-РК, пеногаситель ПЭС-1, гидрофобизатор - органосилоксан - ГКЖ-ПН, бактерицид ЛПЭ-32, при следующем соотношении ингредиентов, мас. %:

Кальцинированная сода	0,3-0,5
Гидроксид натрия	0,2-0,3
Бентонит	3-5
ПАЦ-СВ	0,6-0,8
Крахмал Фито-РК	1-2
Лигносульфонат ФХЛС	0,5-1,5
Пеногаситель ПЭС-1	0,1-0,5
Смазочная добавка Лубриол	0,5-0,8
Хлористый калий	3-5
ГКЖ-ПН	0,3-0,5
Барит	45-65
Гивпан	0,3-0,5
Бактерицид	0,2-0,3
Вода	Остальное