



ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА  
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

## (12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(52) СПК  
C09K 8/36 (2022.08)

(21)(22) Заявка: 2022112318, 06.05.2022

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:  
06.05.2022

Дата регистрации:  
09.11.2022

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: 06.05.2022

(45) Опубликовано: 09.11.2022 Бюл. № 31

Адрес для переписки:

614015, г. Пермь, ул. Пермская, 3а, Филиал  
ООО ЛУКОЙЛ-Инжиниринг  
ПермНИПИнефть в г. Перми, отдел по работе  
с интеллектуальной собственностью,  
Казымовой Инне Олеговне

(72) Автор(ы):

Казаков Дмитрий Александрович (RU),  
Некрасова Ирина Леонидовна (RU),  
Хвоцин Павел Александрович (RU),  
Гаршина Ольга Владимировна (RU),  
Торопицина Ирина Сергеевна (RU),  
Предеин Андрей Александрович (RU)

(73) Патентообладатель(и):

Общество с ограниченной ответственностью  
"ЛУКОЙЛ-Инжиниринг" (ООО  
"ЛУКОЙЛ-Инжиниринг") (RU)

(56) Список документов, цитированных в отчете  
о поиске: RU 2336291 C1, 20.10.2008. EA 34102  
B1, 26.12.2019. RU 2436826 C1, 20.12.2011. US  
9890318 B1, 13.02.2018. EA 16562 B1, 30.05.2012.

(54) Инвертно-эмульсионный буровой раствор

(57) Реферат:

Изобретение относится к инвертно-эмульсионным буровым растворам для бурения надпродуктивных интервалов и вскрытия продуктивных пластов при строительстве и реконструкции скважин. Инвертно-эмульсионный буровой раствор включает углеводородную жидкость, эмульгатор-стабилизатор, минерализованную водную фазу и твёрдофазную добавку. При этом в качестве эмульгатора-стабилизатора раствор содержит смесь амфифильного маслорастворимого акрилового сополимера с модифицированными сложными эфирами жирных карбоновых кислот C16-C18, растворёнными в многоатомном спирте, в качестве твёрдофазной добавки содержит сульфированный битум. Компоненты включены

в раствор в следующем соотношении, мас. %:  
углеводородная жидкость – 33-60; указанный  
эмульгатор-стабилизатор – 1,8-4,0;  
сульфированный битум – 0,2-1,0;  
минерализованная водная фаза – остальное, при  
этом массовое соотношение указанного  
акрилового сополимера с указанными эфирами  
жирных карбоновых кислот, растворёнными в  
многоатомном спирте, составляет 1:(3-8)  
соответственно. Изобретение обеспечивает  
повышение стабильности параметров бурового  
раствора при воздействии повышенных  
температур с одновременным увеличением его  
выносной, ингибирующей и кольматирующей  
способностей. 4 з.п. ф-лы, 2 табл., 2 пр.

RU 2 783 123 C1

RU 2 783 123 C1



FEDERAL SERVICE  
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**

(52) CPC  
*C09K 8/36* (2022.08)

(21)(22) Application: **2022112318, 06.05.2022**

(24) Effective date for property rights:  
**06.05.2022**

Registration date:  
**09.11.2022**

Priority:

(22) Date of filing: **06.05.2022**

(45) Date of publication: **09.11.2022** Bull. № 31

Mail address:

**614015, g. Perm, ul. Permskaya, 3a, Filial OOO  
LUKOIL-Inzhiniring PermNIPIneft v g. Permi,  
otdel po rabote s intellektualnoj sobstvennostyu,  
Kazymovoj Inne Olegovne**

(72) Inventor(s):

**Kazakov Dmitrii Aleksandrovich (RU),  
Nekrasova Irina Leonidovna (RU),  
Khvoshchin Pavel Aleksandrovich (RU),  
Garshina Olga Vladimirovna (RU),  
Toropitsina Irina Sergeevna (RU),  
Predein Andrei Aleksandrovich (RU)**

(73) Proprietor(s):

**Obshchestvo s ogranichennoi otvetstvennostiu  
«LUKOIL-Inzhiniring» (OOO  
«LUKOIL-Inzhiniring») (RU)**

(54) **INVERT EMULSION DRILLING FLUID**

(57) Abstract:

FIELD: invert-emulsion drilling fluids.

SUBSTANCE: invention relates to invert-emulsion drilling fluids for drilling overproductive intervals and penetrating productive formations during the construction and reconstruction of wells. The invert emulsion drilling fluid includes a hydrocarbon liquid, an emulsifier-stabilizer, a saline water phase and a solid phase additive. At the same time, as an emulsifier-stabilizer, the solution contains a mixture of an amphiphilic oil-soluble acrylic copolymer with modified esters of C16-C18 fatty carboxylic acids dissolved in polyhydric alcohol, and contains sulfonated bitumen as a solid-phase additive. The components are included in

the solution in the following ratio, wt.%: hydrocarbon liquid - 33-60; specified emulsifier-stabilizer - 1.8-4.0; sulfonated bitumen - 0.2-1.0; mineralized aqueous phase - the rest, while the mass ratio of the specified acrylic copolymer with the specified esters of fatty carboxylic acids, dissolved in polyhydric alcohol, is 1: (3-8), respectively.

EFFECT: invention provides an increase in the stability of the parameters of the drilling fluid when exposed to elevated temperatures with a simultaneous increase in its remote, inhibitory and bridging abilities.

5 cl, 2 tbl, 2 ex

Изобретение относится к бурению нефтяных и газовых скважин, а именно к инвертно-эмульсионным буровым растворам, применяемым для бурения надпродуктивных интервалов и вскрытия продуктивных пластов в ходе строительства наклонно-направленных и горизонтальных скважин, а также для реконструкции скважин методом бурения боковых стволов.

Известен инвертный эмульсионный раствор на основе минерального масла для вскрытия продуктивных пластов (Патент РФ № 2535723, МПК С09К 8/36, опубл. 20.12.2014), содержащий, мас. %: масло гидравлическое минеральное ВМГЗ - 32,0-63,0; органиофильный бентонит - 0,8-3,2; микрокальцит - 3,9-8,0; ксантановую смолу - 0,2-0,8; эмульгатор ЭКС-ЭМ - 2,3; водный раствор хлорида кальция 10%-ный - 15,3-16,0; негашеную известь - 1,7, пеногаситель МАСС-200 - 0,5-0,8, барит - 7,5-40,0.

Недостатком известного бурового раствора является пониженная ингибирующая способность ввиду низкой степени минерализации водной фазы хлоридом кальция, что может являться причиной потери устойчивости ствола скважины в интервалах терригенных глинистых пород за счёт их существенного разупрочнения. Кроме того, присутствие добавки ксантанового биополимера обуславливает пониженную стабильность структурно-реологических и фильтрационных свойств раствора при бурении скважин в условиях повышенных температур.

Известен утяжеленный инвертно-эмульсионный буровой раствор (Патент РФ № 2655035, МПК С09К 8/36, опубл. 25.05.2018), содержащий, мас. %: минеральное масло ВМГЗ - 56,13-59,50; альфа-олефины фракции С<sub>12</sub>-С<sub>14</sub> - 18,71-21,60; органиобентонит BENTOLUX OBM - 1,82-2,18; синтетический полимерный латекс - 2,58-3,02; эмульгатор МР-150 - 2,61-3,09; оксид кальция СаО - 0,39-2,38; 30%-ный водный раствор хлорида кальция - 7,44-15,32; гидрофобизатор АБР-40 - 1,86-2,14 и галенитовый утяжелитель – до необходимой плотности сверх 100 мас.%.

Недостатками известного бурового раствора является использование в его составе дорогостоящего компонента - альфа-олефинов фракции С<sub>12</sub>-С<sub>14</sub>, а также применение водной фазы, ненасыщенной по хлориду кальция, что обуславливает пониженную ингибирующую способность бурового раствора.

Наиболее близким аналогом к заявляемому изобретению, взятым за прототип, является инвертно-эмульсионный буровой раствор (Патент РФ № 2336291, МПК С09К 8/035, С09К 8/36, опубл. 20.10.2008) содержащий, мас. %: эмульгатор-стабилизатор - 5-20; углеводородный реагент - 20-88; хлорид кальция - 2-3; твёрдофазную добавку в виде каустического магнезита - 1-3; воду пресную или минерализованную - остальное, при этом в качестве эмульгатора-стабилизатора используется смесь, содержащая, мас. %: продукт переработки таллового масла на основе высших жирных кислот - 6,2-22,0; калиевый щелочной реагент - 4,2-13,5; воду 4,5-14,6; растворитель - неароматическое легкое минеральное масло - остальное. Буровой раствор дополнительно может содержать высшую жирную ненасыщенную кислоту - олеиновую, или линолевую, или α-линоленовую в количестве 0,5-2 мас.%.

К недостаткам указанного бурового раствора следует отнести невысокую выносную способность по отношению к выбуренной породе ввиду пониженных значений реологических параметров при низких скоростях сдвига, что осложняет использование раствора при бурении скважин с горизонтальным окончанием и наклонно-направленных скважин с большим отходом от вертикали и проложением по стволу. Также следует отметить относительно невысокую эффективность системы в отношении ингибирования гидратации глинистых минералов и коагуляции их микротрещин, что может служить причиной осложнений, связанных с потерей устойчивости ствола

скважины, при бурении интервалов неустойчивых глинистых пород. Кроме того, данный раствор характеризуется невысокой устойчивостью к воздействию повышенных температур, что приводит к увеличенному расходу реагентов на обработку раствора с целью поддержания его технологических параметров.

5 Техническим результатом изобретения является повышение стабильности параметров бурового раствора в условиях повышенных температур с одновременным увеличением его выносной, ингибирующей и коагулирующей способностей.

Указанный технический результат достигается предлагаемым инвертно-эмульсионным буровым раствором, включающим углеводородную жидкость, эмульгатор-стабилизатор, минерализованную водную фазу и твёрдофазную добавку, при этом новым является то, что в качестве эмульгатора-стабилизатора раствор содержит смесь амфифильного маслорастворимого акрилового сополимера с модифицированными сложными эфирами жирных карбоновых кислот C16-C18, растворёнными в многоатомном спирте, в качестве твёрдофазной добавки содержит сульфированный битум при следующем соотношении компонентов, мас. %:

10 углеводородная жидкость – 33-60; указанный эмульгатор-стабилизатор – 1,8-4,0; сульфированный битум – 0,2-1,0; минерализованная водная фаза – остальное,

при этом массовое соотношение указанного акрилового сополимера с указанными эфирами жирных карбоновых кислот, растворёнными в многоатомном спирте, составляет 1:(3-8) соответственно.

20

Инвертно-эмульсионный буровой раствор в качестве углеводородной жидкости содержит низковязкое минеральное масло или дизельное топливо.

Инвертно-эмульсионный буровой раствор в качестве водной фазы содержит воду, минерализованную хлоридом кальция или солевым составом МНК.

25 Инвертно-эмульсионный буровой раствор дополнительно содержит утяжелитель в виде карбоната кальция или барита, или их смеси в количестве, необходимом для получения бурового раствора расчётной плотности.

Инвертно-эмульсионный буровой раствор дополнительно содержит модификатор реологии – 0,1-0,5 % мас. и/или органобентонит – 1,0-2,0 % мас.

30 Достижение указанного технического результата обеспечивается за счет следующего.

При одновременном присутствии в буровом растворе модифицированных сложных эфиров жирных карбоновых кислот, амфифильного маслорастворимого акрилового сополимера и частиц сульфированного битума в предложенном количественном соотношении создаются условия для самосборки ассоциативных молекулярных структур как в объёме углеводородной фазы, так и на границах раздела углеводородной фазы с глинистой породой и водной фазой. В присутствии модифицированных сложных эфиров жирных карбоновых кислот, обладающих высокой поверхностной активностью и солубилизирующей способностью, частицы сульфированного битума растворяются в углеводородной фазе до агрегатов коллоидного размера. Эти агрегаты присоединяются за счёт дисперсионных и ориентационных взаимодействий к растворённым в углеводородной фазе макромолекулам акрилового сополимера, образуя пространственные ассоциаты, структурирующие углеводородную фазу обратной эмульсии и повышающие реологические свойства бурового раствора. Ввиду того, что ассоциаты образованы за счёт слабых взаимодействий, они являются нестабильными при механических воздействиях и способны структурировать углеводородную фазу только в области низких скоростей сдвига. Описанный эффект приводит к повышению выносной способности бурового раствора за счёт увеличения динамического напряжения сдвига при низких скоростях сдвига (ДНСНСС).

35

40

45

Вышеописанные ассоциаты имеют в своём составе ионогенные, гидрофильные и гидрофобные группировки, что обуславливает их способность концентрироваться вблизи границы раздела углеводородной фазы с глинистой породой и водной фазой, образуя структурированные молекулярные слои. Формирование таких слоёв на границе водной и углеводородной фаз стабилизирует глобулы дисперсной водной фазы, предотвращая их коалесценцию, что обуславливает повышение стабильности параметров инвертного раствора, в том числе, в условиях повышенных температур. Кроме того, эти слои оказывают барьерный эффект, замедляя диффузию молекул воды из глобул водной фазы бурового раствора к поверхности неустойчивых глинистых отложений. Это, в свою очередь, приводит к повышению ингибирующей способности раствора, что выражается в снижении скорости гидратации глинистых пород, уменьшении интенсивности их набухания и разупрочнения.

Ассоциаты, концентрирующиеся вблизи границы раздела углеводородной фазы и глинистой породы за счёт присутствия в своём составе частиц сульфированного битума, способных к деформации под действием перепада давления, обеспечивают эффективное закупоривание микротрещин в глинистых отложениях, что обуславливает повышение кольматирующей способности бурового раствора.

Для повышения реологических свойств бурового раствора в него могут быть дополнительно введены модификатор реологии и/или органобентонит.

При необходимости получения заявляемого инвертно-эмульсионного бурового раствора повышенной плотности предлагается дополнительно вводить в него утяжелитель в виде карбоната кальция или барита, или их смеси в количестве, необходимом для получения бурового раствора расчётной плотности.

Для приготовления заявляемого бурового раствора в лабораторных условиях были использованы следующие вещества:

№ п/п	Наименование	ГОСТ, ТУ на изготовление
30	1. <i>Углеводородная жидкость</i>	
	- дизельное топливо	ГОСТ 32511-2013
	- низковязкое минеральное масло ЭКОЛАЙТ	ТУ 2458-012-38892610-2012
35	2. <i>Эмульгатор-стабилизатор</i>	
	Смесь модифицированных сложных эфиров жирных карбоновых кислот, растворённых в многоатомном спирте: - ЭМУЛЬВЕРТ - ИНВЕРОЛ	ТУ 2458-002-38892610-2012 ТУ 2458-060-40912231-2010
	Амфифильный маслорастворимый акриловый сополимер: - РЕХОВИС 553 - ИНМОД	по импорту ТУ 20.16.59-109-38892610-2021
40	3. <i>Сульфированный битум</i>	
	ИНБИТ	ТУ 2471-017-38892610-2012
	САФ	ТУ 2471-037-40-912231-2006
45	4. <i>Модификатор реологии</i>	
	EMULAM REO1	по импорту
	СОЛВИС	ТУ 20.14.3-110-38892610-2021
45	5. <i>Органобентонит</i>	
	ОРГАНОБЕНТОНИТ	ТУ 952752-2000
	ИНБЕНТ	ТУ 2458-011-38892610-2012
45	6. <i>Вода техническая</i>	-
	7. <i>Хлорид кальция</i>	ГОСТ 450-77
	8. <i>Солевой состав МНК (модифицированный нитрат кальция)</i>	ТУ 2143-046-38892610-2013
	9. <i>Утяжелители:</i>	
	- Карбонат кальция	
	КАРБФРАК КРК	ТУ 5716-004-38892610-2012

	ККУ-М	ТУ 5716-008-40912231-2003
	- <i>Барит</i> в виде концентрата баритового	ГОСТ 4682-84

Возможность осуществления заявляемого изобретения подтверждается следующими примерами.

5 Пример 1. Для получения 1000 г заявляемого бурового раствора в первую ёмкость помещали углеводородную жидкость - дизельное топливо в количестве 330 г. При интенсивном перемешивании в дизельное топливо вводили 18 г эмульгатора-стабилизатора, предварительно полученного путём смешивания 2 г амфифильного маслорастворимого акрилового сополимера PEXOVIS 553 и 16 г модифицированных  
10 сложных эфиров жирных карбоновых кислот, растворённых в многоатомном спирте, в виде реагента ИНВЕРОЛ. Затем вводили 2 г сульфированного битума САФ. Полученную смесь перемешивали в течение не менее 30 минут. Во второй ёмкости готовили водную фазу раствора путём введения при перемешивании в 390 г технической  
15 воды 260 г хлорида кальция. Проводили перемешивание до полного растворения хлорида кальция в воде. Затем при интенсивном перемешивании медленно вводили водную фазу из второй ёмкости в смесь, полученную в первой ёмкости. Проводили диспергирование полученной смеси на миксере при 16000 об/мин в течение не менее 10 мин. В результате получали буровой раствор со следующим содержанием  
20 компонентов, мас. %: углеводородная жидкость – 33; эмульгатор-стабилизатор – 1,8; сульфированный битум – 0,2; водная фаза – 65, при этом эмульгатор-стабилизатор состоял из смеси амфифильного маслорастворимого акрилового сополимера и модифицированных сложных эфиров жирных карбоновых кислот, растворённых в многоатомном спирте, в массовом соотношении равном 1:8.

25 Пример 2. Для получения 1000 г заявляемого бурового раствора в первую ёмкость помещали углеводородную жидкость - низковязкое минеральное масло ЭКОЛАЙТ в количестве 370 г. При интенсивном перемешивании в углеводородную жидкость вводили 30 г эмульгатора-стабилизатора, предварительно полученного путём смешивания 4 г амфифильного маслорастворимого акрилового сополимера ИНМОД и 26 г  
30 модифицированных сложных эфиров жирных карбоновых кислот, растворённых в многоатомном спирте, в виде реагента ЭМУЛЬВЕРТ. Затем вводили 8 г сульфированного битума ИНБИТ. Полученную смесь перемешивали в течение не менее 30 минут. Во второй ёмкости готовили водную фазу раствора путём введения при перемешивании в 266 г технической воды 177 г хлорида кальция. Проводили  
35 перемешивание до полного растворения хлорида кальция в воде. Затем при интенсивном перемешивании медленно вводили водную фазу из второй ёмкости в смесь, полученную в первой ёмкости. Проводили диспергирование полученной смеси на миксере при 16000 об/мин в течение не менее 10 мин. В полученную обратную эмульсию при перемешивании вводили 15 г органобентонита ИНБЕНТ и 1 г модификатора реологии  
40 СОЛВИС с последующим диспергированием на миксере при 16000 об/мин в течение не менее 10 мин. Затем проводили утяжеление эмульсии путём введения при перемешивании 47 г карбоната кальция КАРБФРАК КРК и 86 г барита. Проводили диспергирование раствора на миксере при 16000 об/мин в течение не менее 10 мин. В результате получали буровой раствор со следующим содержанием компонентов, мас.  
45 %: углеводородная жидкость – 37; эмульгатор-стабилизатор – 3,0; сульфированный битум – 0,8; водная фаза – 44,3; карбонат кальция – 4,7; барит – 8,6; модификатор реологии – 0,1; органобентонит – 1,5, при этом эмульгатор-стабилизатор состоял из смеси амфифильного маслорастворимого акрилового сополимера и модифицированных

сложных эфиров жирных карбоновых кислот, растворённых в многоатомном спирте, в соотношении равном 1:6,5.

Аналогичным образом готовили другие составы заявляемого бурового раствора с различным соотношением компонентов (таблица 1).

5 В лабораторных условиях определяли следующие свойства заявляемого и известного по прототипу буровых растворов: плотность, пластическая вязкость, динамическое напряжение сдвига, статическое напряжение сдвига, динамическое напряжение сдвига при низких скоростях сдвига, показатель фильтрации НРНТ на керамических дисках, показатель электростабильности, показатель продольного набухания спрессованных  
10 образцов породы при контакте с раствором, контактная прочность спрессованных образцов породы после выдержки в растворе, стабильность параметров бурового раствора при воздействии повышенной температуры.

Плотность бурового раствора определяли с использованием рычажных весов производства OFITE (США).

15 Структурно-механические и реологические свойства раствора (пластическую вязкость, динамическое напряжение сдвига, статическое напряжение сдвига, динамическое напряжение сдвига при низких скоростях сдвига) определяли с помощью ротационного вискозиметра модели 900 производства OFITE (США) по ГОСТ 33697-2015.

Показатель фильтрации НРНТ определяли с использованием фильтр-пресса высокого  
20 давления и высокой температуры производства OFITE (США). Испытания проводили с применением в качестве модельной пористой среды керамических дисков с проницаемостью 400 мД.

Показатель электростабильности растворов определяли с использованием анализатора стабильности эмульсий производства OFITE (США).

25 Показатель продольного набухания спрессованных образцов породы при контакте с раствором и контактную прочность спрессованных образцов породы после выдержки в растворе определяли с использованием природного кернового материала радаевского горизонта, содержащего 50,1 % глинистой фракции в виде гидрослюды, хлорита и каолинита, а также кварц (26,1 %), полевой шпат (3,3 %) и пирит (20,5 %).

30 Для оценки степени набухания породы под действием раствора определяли показатель продольного набухания спрессованных образцов породы при контакте с раствором с применением тестера линейного набухания глинистых пород в динамических условиях производства OFITE (США). Для проведения исследований использовали спрессованные образцы (в форме «таблеток») измельчённой породы (фракция размером менее 160  
35 мкм). Прессование измельчённой породы для получения образцов проводили с использованием компактора (входящего в комплект тестера) под давлением 42 МПа.

Для оценки степени разупрочнения породы под действием раствора определяли контактную прочность спрессованных образцов породы после выдержки в растворе с применением анализатора текстуры СТ3 производства BROOKFIELD (США). Для  
40 проведения исследований использовали спрессованные образцы породы (в форме «таблеток»), изготовленные по методике, описанной выше. Перед проведением испытаний на анализаторе текстуры образцы породы выдерживали в исследуемом растворе в течение 10 суток при температуре 22°C и атмосферном давлении.

Стабильность параметров бурового раствора при воздействии повышенных  
45 температур оценивали по изменению его структурно-реологических свойств, показателей фильтрации НТНР и электростабильности после термостатирования в роликовой печи производства OFITE (США) при температуре 70°C в течение 16 часов.

В таблице 2 приведены данные о показателях свойств заявляемого и известного по

прототипу буровых растворов. Данные, приведенные в таблице 2, показывают, что предлагаемый инвертно-эмульсионный буровой раствор по сравнению с прототипом обеспечивает более высокую стабильность параметров при воздействии повышенных температур (менее выраженное изменение технологических параметров раствора в процессе термостатирования в роликовой печи в течение 16 часов) с одновременным увеличением выносной способности раствора (более высокие значения ДНСНСС), повышением его ингибирующей способности (более низкие значения показателя продольного набухания спрессованных образцов породы при контакте с раствором; более высокие значения контактной прочности спрессованных образцов породы после выдержки в растворе), увеличением кольматирующей способности (более низкие значения показателя фильтрации НТНР).

Заявленное количественное соотношение компонентов в предлагаемом инвертно-эмульсионном буровом растворе является оптимальным, при котором проявляются все указанные положительные свойства.

Например, избыток углеводородной жидкости может привести к существенному разжижению бурового раствора с потерей стабильности и несущей способности в отношении твердофазных утяжелителей и выбуренной породы, добавление углеводородной жидкости ниже заявленного предела напротив может привести к заметному загущению раствора до состояния, не пригодного для прокачивания по системе циркуляции.

Недостаток эмульгатора-стабилизатора, включающего смесь компонентов в указанном соотношении, не позволит получить устойчивую термостабильную обратную эмульсию, внесение эмульгатора-стабилизатора сверх заявленных пределов – нецелесообразно, так как заметного влияния на свойства раствора не оказывает.

Добавление сульфированного битума ниже заявленного предела может привести к существенному повышению скорости проникновения фильтрата бурового раствора в пустотное пространство породы с соответствующим её разупрочнением, выше – к загущению раствора до состояния, не пригодного для прокачивания по системе циркуляции.

Избыток минерализованной водной фазы может привести к существенному снижению ингибирующей способности раствора и потере устойчивости ствола скважины, недостаток – не позволит обеспечить необходимые структурно-реологические свойства раствора.

Указанные преимущества предлагаемого бурового раствора позволяют:

- снизить расход регентов на обработку раствора с целью поддержания его технологических параметров (структурно-реологических свойств, показателей фильтрации и электростабильности) за счёт повышенной стабильности бурового раствора при воздействии пластовых температур;
- повысить качество очистки ствола скважины от выбуренной породы за счет увеличенной выносной способности раствора;
- предупредить осложнения при бурении неустойчивых пород, содержащих глинистую фракцию, за счет повышенных ингибирующей и кольматирующей способностей раствора.

Данные приведенные в таблице 2 показывают:

- более высокую стабильность параметров заявляемого бурового раствора (пластической вязкости, динамического напряжения сдвига, статического напряжения сдвига, динамического напряжения сдвига при низких скоростях сдвига, показателя фильтрации НТНР, электростабильности) при воздействии повышенной температуры



(70°C) по сравнению с прототипом: наблюдается менее выраженное изменение перечисленных параметров заявляемого раствора по сравнению с прототипом в процессе термостатирования в течение 16 часов;

- более высокую выносную способность предлагаемого бурового раствора по сравнению с прототипом: значения параметра ДНСНСС, отвечающего за выносную способность промывочной жидкости, у предлагаемого раствора в 1,8-3,0 раза выше по сравнению с аналогичным показателем раствора по прототипу; после воздействия повышенной температуры (70°C) значения ДНСНСС предлагаемого раствора в 3,0-5,5 раза превышают таковые для прототипа;
- более высокую ингибирующую способность предлагаемого бурового раствора по сравнению с прототипом: значения показателя продольного набухания спрессованных образцов породы при контакте с предлагаемым раствором в 1,2-1,8 раза ниже по сравнению с аналогичным показателем раствора по прототипу; значения контактной прочности спрессованных образцов породы после выдержки в предлагаемом растворе в 1,4-1,9 раза превышают аналогичный показатель прототипа;
- более высокую кольматирующую способность предлагаемого бурового раствора по сравнению с прототипом: значения показателя фильтрации НТНР предлагаемого раствора в 1,3-2,2 раза ниже по сравнению с аналогичным показателем раствора по прототипу; после воздействия повышенной температуры (70°C) значения показателя фильтрации НТНР предлагаемого раствора в 1,8-2,8 раза ниже данного показателя у прототипа.

Таблица 1

Состав заявляемого и известного по прототипу буровых растворов

№ п/п		Состав буровых растворов, мас. %															
		Эмульгатор-стабилизатор								Минерализованная водная фаза			Карбонат кальция	Барит	Модификатор реологии	Органо-бентонит	
		Углеводородная жидкость	Амфифильный масляно-растворимый акриловый сополимер	Модифицированные сложные эфиры жирных карбоновых кислот, растворенные в многоатомном спирте	Талловые жирные кислоты	Трансформаторное масло	Гидроокись калия	Каустический магnezит	Вода техническая	Сульфированный битум	Каустический магnezит	CaCl <sub>2</sub>					Солевой состав МНК
<b>Прототип</b>																	
1	60 <sup>(1)</sup>	-	-	2,20 <sup>(2)</sup>	5,40 <sup>(3)</sup>	1,10 <sup>(4)</sup>	0,10 <sup>(5)</sup>	1,20	-	2,00 <sup>(5)</sup>	3,00 <sup>(6)</sup>	-	25,0	-	-	-	-
2	46 <sup>(1)</sup>	-	-	1,49 <sup>(2)</sup>	11,51 <sup>(3)</sup>	0,70 <sup>(4)</sup>	-	0,80	-	1,00 <sup>(5)</sup>	2,00 <sup>(6)</sup>	-	36,5	-	-	-	-
<b>Заявляемый буровой раствор</b>																	
3	33 <sup>(7)</sup>	0,2 <sup>(9)</sup>	1,6 <sup>(12)</sup>	-	-	-	-	-	0,2 <sup>(14)</sup>	-	26 <sup>(6)</sup>	-	39,0	-	-	-	-
4	46 <sup>(8)</sup>	0,5 <sup>(10)</sup>	2,0 <sup>(12)</sup>	-	-	-	-	-	0,5 <sup>(14)</sup>	-	-	25 <sup>(15)</sup>	26,0	-	-	-	-
5	60 <sup>(7)</sup>	1,0 <sup>(9)</sup>	3,0 <sup>(11)</sup>	-	-	-	-	-	1,0 <sup>(13)</sup>	-	14 <sup>(6)</sup>	-	21,0	-	-	-	-
6	37 <sup>(8)</sup>	0,4 <sup>(10)</sup>	2,6 <sup>(12)</sup>	-	-	-	-	-	0,8 <sup>(13)</sup>	-	-	27 <sup>(15)</sup>	27,5	4,7 <sup>(16)</sup>	-	-	-
7	37 <sup>(8)</sup>	0,4 <sup>(10)</sup>	2,6 <sup>(12)</sup>	-	-	-	-	-	0,8 <sup>(13)</sup>	-	20,2 <sup>(6)</sup>	-	30,4	-	8,6 <sup>(18)</sup>	-	-

8	37 <sup>(8)</sup>	0,4 <sup>(10)</sup>	2,6 <sup>(12)</sup>	-	-	-	-	-	0,8 <sup>(13)</sup>	-	18,4 <sup>(6)</sup>	-	27,5	4,7 <sup>(17)</sup>	8,6 <sup>(18)</sup>	-	-
9	37 <sup>(8)</sup>	0,4 <sup>(9)</sup>	2,6 <sup>(11)</sup>	-	-	-	-	-	0,8 <sup>(14)</sup>	-	23,6 <sup>(6)</sup>	-	35,5	-	-	0,1 <sup>(19)</sup>	-
10	37 <sup>(8)</sup>	0,4 <sup>(9)</sup>	2,6 <sup>(11)</sup>	-	-	-	-	-	0,8 <sup>(14)</sup>	-	22,9 <sup>(6)</sup>	-	34,3	-	-	-	2,0 <sup>(22)</sup>
11	37 <sup>(8)</sup>	0,4 <sup>(9)</sup>	2,6 <sup>(11)</sup>	-	-	-	-	-	0,8 <sup>(14)</sup>	-	23,1 <sup>(6)</sup>	-	34,6	-	-	0,5 <sup>(19)</sup>	1,0 <sup>(21)</sup>
12	37 <sup>(8)</sup>	0,4 <sup>(10)</sup>	2,6 <sup>(11)</sup>	-	-	-	-	-	0,8 <sup>(13)</sup>	-	17,7 <sup>(6)</sup>	-	26,6	4,7 <sup>(16)</sup>	8,6 <sup>(18)</sup>	0,1 <sup>(20)</sup>	1,5 <sup>(22)</sup>

Примечание – (1) – сложные эфиры растительных масел по ГОСТ 1129-93; (2) - талловые жирные кислоты по ГОСТ 14845-79; (3) - трансформаторное масло ВГ по ТУ 38-401978-98; (4) - гидроокись калия по ГОСТ 24363-80; (5) - каустический магnezитовый порошок по ГОСТ 1216-75; (6) – кальций хлористый по ГОСТ 450-77; (7) - дизельное топливо по ГОСТ 32511-2013; (8) – ЭКОЛАЙТ по ТУ 2458-012-38892610-2012; (9) – РЕХОВИС 553 по импорту; (10) – ИНМОД по ТУ 20.16.59-109-38892610-2021; (11) – ЭМУЛЬВЕРТ по ТУ 2458-002-38892610-2012; (12) – ИНВЕРОЛ по ТУ 2458-060-40912231-2010; (13) – ИНБИТ по ТУ 2471-017-38892610-2012; (14) – САФ по ТУ 2145-003-52257004-2003; (15) - Солевой состав МНК по ТУ 2143-046-38892610-2013; (16) – КАРБФРАК КРК по ТУ 5716-004-38892610-2012; (17) - ККУ-М по ТУ 5716-008-40912231-2003; (18) - концентрат баритовый по ГОСТ 4682-84; (19) – EMULAM REO1 по импорту; (20) – СОЛВИС по ТУ 20.14.3-110-38892610-2021; (21) – ОРГАНОБЕНТОНИТ по ТУ 952752-2000; (22) – ИНБЕНТ по ТУ 2458-011-38892610-2012.

Таблица 2

Показатели свойств заявляемого и известного по прототипу буровых растворов

№ п/п	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Пластическая вязкость (при T = 49 °C), мПа·с	Динамическое напряжение сдвига (при T = 49 °C), дПа	Статическое напряжение сдвига (при T = 49 °C), 10 с/10 мин, фунт/100фут <sup>2</sup>	Динамическое напряжение сдвига при низких скоростях сдвига (при T = 49 °C), фунт/100фут <sup>2</sup>	Показатель фильтрации на керамических дисках с проницаемостью 400 мД при ΔP = 3,5 МПа и T = 49 °C, см <sup>3</sup> /30 мин	Электростабильность, В	Показатель продольного набухания спрессованных образцов породы при контакте с раствором в течение 72 часов при 49 °C, %	Контактная прочность спрессованных образцов породы после выдержки в растворе в течение 10 суток при 22 °C, кПа
<b>Прототип</b>									
1	0,95	48 (57)	91,2 (72,0)	6/9 (3/4)	4 (2)	11,2 (15,4)	478 (247)	1,84	65,740
2	0,98	49 (59)	86,4 (62,4)	6/8 (3/4)	4 (2)	10,4 (14,8)	483 (269)	1,95	67,250
<b>Заявляемый буровой раствор</b>									
3	1,16	35 (37)	110,4 (100,8)	8/9 (7/9)	8 (7)	7,4 (7,6)	550 (524)	1,42	95,935
4	1,14	31 (33)	105,6 (100,8)	7/9 (6/8)	7 (6)	7,8 (7,8)	610 (598)	1,39	96,745
5	1,02	27 (29)	100,8 (96,0)	6/8 (6/7)	7 (7)	8,2 (8,4)	645 (632)	1,38	98,963
6	1,18	39 (40)	115,2 (110,4)	8/9 (7/9)	8 (7)	7,0 (7,4)	535 (502)	1,46	93,475
7	1,21	40 (42)	120,0 (110,4)	8/10 (7/9)	8 (8)	6,8 (7,0)	514 (507)	1,48	92,986
8	1,24	47 (48)	124,8 (120,0)	9/10 (8/10)	9 (9)	6,0 (6,0)	504 (486)	1,50	92,124
9	1,13	33 (35)	134,4 (129,6)	10/12 (9/11)	10 (9)	7,2 (7,6)	584 (568)	1,37	103,396
10	1,14	37 (38)	129,6 (120,0)	9/11 (9/10)	9 (9)	6,4 (6,4)	596 (574)	1,35	110,970
11	1,14	34 (36)	139,2 (134,4)	11/12 (10/11)	11 (10)	6,2 (6,4)	704 (692)	1,22	116,512
12	1,25	41 (44)	168,0 (163,2)	12/14 (11/12)	12 (11)	5,2 (5,6)	750 (721)	1,10	122,270

Примечание:  
 1) В скобках приведены значения параметров буровых растворов после термостатирования в роликовой печи при температуре 70°С в течение 16 часов.  
 2) Динамическое напряжение сдвига при низких скоростях сдвига определяли по формуле ДНСНСС=2R3-R6, где R3, R6 - показания ротационного вискозиметра при скорости вращения ротора соответственно 3 и 6 об/мин.

(57) Формула изобретения

1. Инвертно-эмульсионный буровой раствор, включающий углеводородную жидкость,

эмульгатор-стабилизатор, минерализованную водную фазу и твёрдофазную добавку, отличающийся тем, что в качестве эмульгатора-стабилизатора раствор содержит смесь амфифильного маслорастворимого акрилового сополимера с модифицированными сложными эфирами жирных карбоновых кислот C16-C18, растворёнными в  
5 многоатомном спирте, в качестве твёрдофазной добавки содержит сульфированный битум при следующем соотношении компонентов, мас. %: углеводородная жидкость – 33-60; указанный эмульгатор-стабилизатор – 1,8-4,0; сульфированный битум – 0,2-1,0; минерализованная водная фаза – остальное, при этом массовое соотношение указанного акрилового сополимера с указанными эфирами жирных карбоновых кислот,  
10 растворёнными в многоатомном спирте, составляет 1:(3-8) соответственно.

2. Инвертно-эмульсионный буровой раствор по п. 1, отличающийся тем, что в качестве углеводородной жидкости содержит низковязкое минеральное масло или дизельное топливо.

3. Инвертно-эмульсионный буровой раствор по п. 1, отличающийся тем, что в  
15 качестве водной фазы содержит воду, минерализованную хлоридом кальция или солевым составом МНК – модифицированного нитрата кальция.

4. Инвертно-эмульсионный буровой раствор по п. 1, отличающийся тем, что дополнительно содержит утяжелитель в виде карбоната кальция или барита, или их смеси в количестве, необходимом для получения бурового раствора расчётной  
20 плотности.

5. Инвертно-эмульсионный буровой раствор по п. 1, отличающийся тем, что дополнительно содержит модификатор реологии – 0,1-0,5 мас. % и/или органобентонит – 1,0-2,0 мас. %.

25

30

35

40

45