



Курбасов Максим Геннадиевич: Главный технолог Управления Цементирования скважин, АО «Сибирская сервисная компания»
 Мозговой Георгий Сергеевич: старший преподаватель кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин», ФГБОУ ВО «СамГТУ»
 Никитин Василий Игоревич: кандидат технических наук, доцент кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин», ФГБОУ ВО «СамГТУ»

Maksim Kurbasov: Chief Technologist, Well Cementing Division, JSC Siberian Service Company
 Georgy Mozgovoy: Senior Lecturer, Drilling of O&G Wells Department, Samara State Technical University
 Vasily Nikitin: Ph.D., Associate Professor, Drilling of O&G Wells Department, Samara State Technical University

Влияние жидкости глушения на основе обратной эмульсии на фильтрационно-емкостные свойства пласта

The Impact of Invert Emulsion Killing Fluid on Reservoir Permeability and Porosity

Введение

В данной работе было рассмотрено влияние жидкостей глушения на основе обратной эмульсии на фильтрационно-емкостные свойства пласта. В мире 83 % жидкостей, используемые для глушения скважин – это водные жидкости. Минусом таких жидкостей является ухудшение пористости, проницаемости пласта после каждой операции по глушению скважины.

Несмотря на то, что эмульсионные растворы требует повышенных мер пожарной и экологической безопасности, их применяют из-за множества положительных свойств. В частности, в тех случаях, когда с другими технологическими растворами не достичь должного уровня качества физико-химического воздействия на нефтяные пласты.

Introduction

This paper describes the impact of invert emulsion killing fluids on reservoir porosity and permeability. 83% of killing fluids in the world oil and gas industry are water-based fluids. The disadvantage of such fluids is a decrease in porosity and permeability after each well killing operation.

Despite the fact that emulsion solutions require strict fire and environmental safety measures, these fluids have many benefits. In particular, emulsion solutions are used in wells where other solutions do not provide a proper quality of physical and chemical impact on oil reservoirs.

Researchers pay a great attention to hydrocarbon-based killing fluids, which have no negative effects demonstrated by water-based fluids.

Велико внимание исследователей и практиков к жидкостям глушения на углеводородной основе, у которых отсутствуют отрицательные стороны систем на водной основе.

В США использование растворов на углеводородной основе составляет около 17 %, в РФ только 0,5 %. Основным преимуществом технологических жидкостей на углеводородной основе является то, что водная дисперсионная среда заменена на углеводородную. Это снижает химическое взаимодействие таких растворов с разрезом скважин, особенно в условиях наличия неустойчивых хемогенных и глинистых отложений, и значительно уменьшает интенсивность проявления капиллярных сил. При этом для таких систем растворов характерны низкая фильтрация жидкой фазы в проницаемые пласты и высокая агрегативная стабильность при воздействии забойных температур и поступлении пластового флюида и мелкодисперсной твердой фазы. Кроме этого, растворы на углеводородной основе перспективны в условиях сероводородной агрессии, поскольку агрегативно устойчивы к воздействию кислых газов и хорошо их поглощают.

В работе мы, учитывая опыт использования жидкости на углеводородной основе, провели лабораторные испытания жидкостей глушения на основе обратной эмульсии, используя 12 эмульгаторов.

Лабораторные исследования проводились для определения следующих критериев.

1. Время приготовления эмульсии:

Данный параметр определяет общую технологичность процесса, время задействования спецтехники, период остановки скважины, что в конечном счёте сказывается на экономической рентабельности работ.

2. Стабильность эмульсии (время жизни при заданной температуре):

Стабильность эмульсии определяет максимальный период возможной технической остановки скважины при котором отрицательного воздействия на пласт и ухудшения фильтрационно-емкостных свойств не происходит, а пласт считается «защищённым» от пагубного влияния растворов глушения и технологический жидкостей.

3. Термостабильность (максимальная температура, при которой эмульсия стабильна):

4. Расход реагентов:

Данный критерий косвенно определяет экономическую составляющую технологии, а также технологичность процесса.

In the USA the use of hydrocarbon-based solutions is about 17%, in Russia only 0.5%. The basic advantage of hydrocarbon-based fluids is that the water dispersion medium is replaced by the hydrocarbon one. This reduces the chemical interaction of such solutions with the well rock, especially in wells with unstable chemogenic and clay deposits, and significantly reduces capillary forces. Such solutions are characterized by low fluid phase filtration into permeable reservoirs, and high aggregate stability under the influence of downhole temperatures, reservoir fluid and finely dispersed solid phase. Besides, hydrocarbon-based solutions perform well in the conditions of hydrogen sulfide as these solutions are steady against acid gases due to a high absorption ability.

Taking into account the experience with hydrocarbon-based fluid, in this study we carried out laboratory tests of invert emulsion killing fluids using 12 emulsifiers.

Laboratory research was conducted to determine the following criteria.

1. Time for emulsion preparation:

This parameter determines the overall operation performance, the time period when special equipment is involved, the time period of well shutdown, which ultimately affects the economic profitability of the operation.

2. Emulsion stability (emulsion lifetime at a given temperature):

Emulsion stability determines the maximum period of possible well shutdown at which there is no negative impact on the reservoir and deterioration of porosity and permeability, and the reservoir is considered «protected» from the harmful effects of killing solutions and process fluids.

3. Heat stability (maximum temperature at which the emulsion is stable):

4. Chemical agents volume:

This criterion indirectly determines the economic feasibility of the technology, as well as the operation performance.

5. The need to use additional agents (oil, salts, etc.):

This is one of the crucial factors which, depending on the technology and chemical agents, dictates the need to use oil tank trucks, oil, salts, etc. Using additional agents require extra care, safety and environmental protection. At the best case no additional agents are required to prepare the emulsion.

6. The type of emulsion (direct or invert):

The type of the prepared emulsion determines the protective properties of killing fluids. The invert emulsion is an emulsion of the water-in-oil type, i.e. with an external



Рис 1: Внешний вид и порядковый номер исследуемых образцов
Fig. 1: Visual appearance and order number of the studied samples

5. Необходимость в применении дополнительных реагентов (нефть, соли и пр.):

Один из определяющих факторов, который в зависимости от технологии и реагентов диктует необходимость применения нефтевозов, нефти, солей и т.д. Требуется повышенная осторожность при использовании, соблюдение техники безопасности и охраны окружающей среды. Самый лучший вариант, когда для приготовления эмульсии не требуется дополнительных реагентов.

6. Тип получаемой эмульсии (прямая или обратная):

Тип получаемой эмульсии определяет защитные свойства блокирующих жидкостей глушения. Обратная эмульсия представляет собой эмульсию типа вода в масле, т.е. с внешней углеводородной фазой. А прямая эмульсия наоборот. Внешняя фаза должна быть углеводородной, т.е. эмульсия обратного типа не должна вызывать капиллярный эффект, понижать фазовую проницаемость для нефти.

7. Вязкость эмульсии:

Вязкость является одним из основных механизмов определяющих эффективность применения блокирующих жидкостей глушения. Плохое проникновение эмульсии в пласт связано с вязкостью. Жидкости с повышенной вязкостью требуют большего перепада давления для фильтрации.

hydrocarbon phase. The direct emulsion is the opposite. The external phase must be hydrocarbon, i.e. the invert emulsion should not cause capillary effect and reduce phase permeability for oil.

7. Emulsion viscosity:

Viscosity is one of the main factors that determine the efficiency of killing fluids. Poor emulsion penetration into the reservoir is due to viscosity. Fluids with higher viscosity require a higher pressure drop for filtration.

Temperature Stability

This test was conducted with each killing fluid sample at 3 temperatures (12°C, 20°C, 25°C), due to different well conditions at different depths.

Figure 2 shows the highest and the lowest temperature stability.

Assessment of the Risk of Insoluble Residues Formation when Mixing the Killing Fluid with Reservoir Fluids

The test is carried out by mixing the studied well killing fluids with formation water/oil in the ratio 75/25, 50/50, 25/75. The resulting sample is mixed by turning the container tenfold and assessed visually for miscibility. Then the sample is placed in a thermal oven with the set formation temperature (25°C) and kept for 14 days. The sample

КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ ОТРАСЛИ:

в центре внимания, в центре Москвы

НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

www.oilandgasforum.ru

20-я международная выставка

НЕФТЕГАЗ–2020



www.neftegaz-expo.ru

22–25 июня 2020
Москва, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»

12+
Реклама

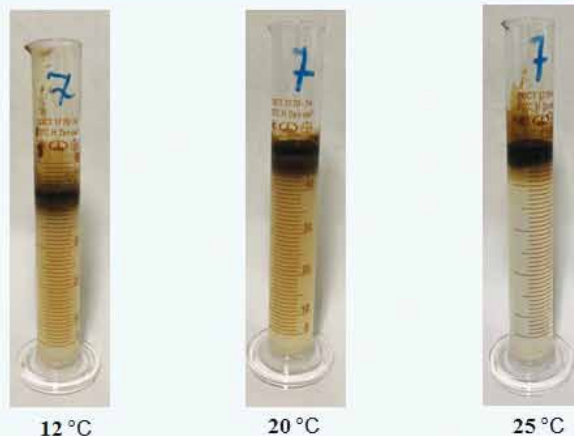
Лучшая термостабильность The highest temperature stability



Эмульсия стабильна на протяжении всего времени, изменений не наблюдается в течение 14 дней при заданных температурах. Для приготовления эмульсии необходимо предварительное добавление в состав «Emultech-E» углеводородной жидкости в объеме 50-70% от объема эмульгатора. Время приготовления не отличается от заявленного производителем.

The emulsion is stable throughout the entire test, no changes are observed for 14 days at pre-set temperatures. To prepare the emulsion it is necessary to add hydrocarbon fluid in the volume of 50-70% of the emulsifier volume to the composition "Etifsb-E". The preparation time does not differ from the one declared by the manufacturer.

Худшая термостабильность The lowest temperature stability



Эмульсия нестабильна с первого дня проведения опыта. Наиболее интенсивное разделение фаз происходит при 25 °C, но значительное расслоение наблюдается и при 20 и 12 °C с первого дня. При приготовлении дополнительно требуется стабилизатор эмульсии и углеводородная фаза. Время приготовления значительно больше, указанного производителем.

The emulsion is unstable from day one. The most intensive phase separation occurs at 25°C, but significant separation is also observed at 20°C and 12°C from day one. Additional emulsion stabilizer and hydrocarbon phase are required during preparation. Preparation time is significantly longer than that specified by the manufacturer.

Рис 2: Результаты исследования термостабильности образцов
Fig. 2: Test results on temperature stability of samples

Термостабильность

Данное исследование проводилось над каждым образцом жидкости глушения при 3-х температурах (12 °C, 20 °C, 25°C), обусловленных скважинными условиями на различных глубинах.

На рисунке 2 представлены, наилучший и наихудший показатель термостабильности.

Оценка рисков образования нерастворимых осадков при смешивании жидкости глушения с пластовыми флюидами

Исследования проводятся путем смешивания

condition is evaluated visually every 24 hours.

Figure 3 shows the best and the worst results on the study of the assessment of the risk of insoluble residues formation.

Physical Simulation of the Impact of Well Killing Fluids on Rock Samples with Various Permeability

Physical simulation is a method of experimental study of various physical phenomena based on its physical similarity. Therefore, during physical simulation of the impact of killing fluids on rock samples it is necessary to create conditions similar to reservoir conditions, i.e. reservoir pressure and

Лучшая проба The best sample



Худшая проба The worst sample



Рис 3: Результаты оценки рисков образования нерастворимых осадков при смешивании жидкости глушения с пластовыми флюидами
Fig. 3: Results of the assessment of the risk of insoluble residues formation when mixing the killing fluid with reservoir fluids

2 | 3 | 4 июня 2020

Баку Экспо Центр
Баку, Азербайджан

www.cog.az

#CaspianOilandGas

 CaspianOilGas



27-я Международная **ВЫСТАВКА НЕФТЬ И ГАЗ КАСПИЯ**

Организаторы



Тел.: +994 12 404 10 00; Моб.: +994 55 224 10 00
E-mail: oilgas@iteca.az



ВЕДУЩЕЕ СОБЫТИЕ
НЕФТЕГАЗОВОЙ ИНДУСТРИИ
КАСПИЙСКОГО РЕГИОНА

3 | 4 июня 2020

Баку, Азербайджан

www.oilgasconference.az



27-я Международная **КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ КАСПИЯ»**

Организаторы



Тел.: +994 12 404 10 00; Моб.: +994 12 404 10 11
E-mail: conference@iteca.az

#COGConference

 CaspianOilGasConference

ВЕДУЩЕЕ СОБЫТИЕ
НЕФТЕГАЗОВОЙ ИНДУСТРИИ
КАСПИЙСКОГО РЕГИОНА

исследуемых блокирующих жидкостей глушения скважин – с пластовой водой/нефтью в соотношениях 75/25, 50/50, 25/75. Проба полученного образца перемешивается путем десятикратного переворачивания емкости и оценивается визуально на предмет смешиваемости. Затем полученная проба помещается в термощкаф с установленной пластовой температурой (25 °С) и выдерживается в течение четырнадцати суток. Состояние пробы оценивается визуально с фиксацией через каждые 24 часа.

На рисунке 3 представлены наилучший и наихудший результат исследования оценки рисков образования нерастворимых осадков.

Проведение экспериментов по физическому моделированию влияния жидкостей глушения на образцы горной породы различной проницаемости

Физическое моделирование - метод экспериментального изучения различных физических явлений, основанный на их физическом подобии. Таким образом, при физическом моделировании воздействия жидкостей глушения на горную породу необходимым является создание условий подобных пластовым, то есть пластового давления, и температуры при которой исследуемая жидкость контактирует с горной породой.

Моделирование проходило на установке ПИК-ОФП-1-40-АР/РР, предоставленную ФГБОУ ВО СамГТУ

Этапы проведения эксперимента:

1. Насыщение образцов кернового материала пластовой водой
2. Определение исходной проницаемости породы для нефти
3. Моделирование процесса проникновения ЖГС
4. Определение проницаемость породы для нефти после проникновения ЖГС
5. Определение коэффициента восстановления фазовой проницаемости по нефти

Результаты эксперимента по физическому моделированию

Обработка результатов фильтрационных исследований заключается в следующем:

1. Определение перепада давления до и после закачки блокирующей жидкости глушения в керн, на основе которых рассчитываются коэффициенты фазовой проницаемости по пластовой нефти до и после закачки исследуемого состава в керн;
2. Выполнение расчета коэффициента потери проницаемости и коэффициента восстановления проницаемости керна после его обработки исследуемой блокирующей жидкости глушения скважин.



Рис 4: Внешний вид установки ПИК-ОФП-1-40-АР/РР
Fig. 4: Visual appearance of the PIK-OFP-1-40-AR/PR unit

temperature at which the fluid interacts with the rock.

The simulation was carried out using the laboratory unit PIK-OFP-1-40-AR/RR provided by Samara State Technical University.

Simulation stages:

1. Saturation of core samples with reservoir water
2. Determination of initial rock permeability for oil
3. Simulation of water-gas fluid penetration process
4. Determination of rock permeability for oil after penetration of water-gas fluid
5. Determination of recovery factor of phase permeability for oil

Results of the physical simulation.

Processing of filtration data is as follows:

1. Determination of a pressure drop before and after injection of killing fluid into the core. These values provide data for further calculation of coefficients of phase permeability for oil before and after injection of the studied fluid into the core;
2. Calculation of permeability loss factor and core permeability recovery factor after processing of the killing fluid under study.

The permeability loss factor $K_{п.п.}$ is calculated with a formula:

$$K_{п.п.} = \frac{(k_n - k_{n'})}{k_n}, \quad (1)$$

where k_n - initial rock permeability for oil, m²; $k_{n'}$ - rock permeability for oil after penetration of the killing fluid into the pore space, m².

27-я Казахстанская международная выставка и конференция **НЕФТЬ И ГАЗ**

30 сентября – 2 октября 2020
Алматы, КЦДС «Атакент»

www.kioge.kz

**ГЛАВНАЯ
НЕФТЕГАЗОВАЯ
ВЫСТАВКА
В КАЗАХСТАНЕ**

ПО ВОПРОСАМ УЧАСТИЯ ОБРАЩАЙТЕСЬ



**RUSSIAN ENERGY
EVENTS EXPERTS**

T +7 499 348 85 00
E info@re3.events

Коэффициент потери $K_{п.п.}$ проницаемости вычисляется по формуле:

$$K_{п.п.} = \frac{(k_n - k_{n'})}{k_n}, \quad (1)$$

где k_n - начальная проницаемость породы для нефти, м², $k_{n'}$ - проницаемость породы для нефти после проникновения жидкости глушения в поровое пространство, м².

Формула для вычисления коэффициента восстановления проницаемости имеет вид:

$$K_{в.п.} = \frac{k_{n'}}{k_n}. \quad (2)$$

При этом для жидкостей глушения, не оказывающих негативное воздействие на проницаемость призабойной зоны $K_{п.п.} \rightarrow 0$, $K_{в.п.} \rightarrow 1$.

Проницаемость образца керна рассчитывается на основании формулы Дарси:

$$k = \frac{\mu \cdot L \cdot Q}{S \cdot \Delta P}, \quad (3)$$

где k - проницаемость образца керна, м²;
 μ - динамическая вязкость жидкости, Па·с;
 L - длина образца керна, м;
 Q - заданный расход жидкости через керн, м³/с;
 S - площадь поперечного сечения образца керна, м²;
 ΔP - перепад давления на концах образца керна при заданном расходе, Па.

The formula for calculating the permeability recovery factor is as follows:

$$K_{в.п.} = \frac{k_{n'}}{k_n}. \quad (2)$$

For killing fluids that do not adversely affect the permeability of the bottom hole zone $K_{п.п.} \rightarrow 0$, $K_{в.п.} \rightarrow 1$.

The core sample permeability is calculated with Darcy's formula:

$$k = \frac{\mu \cdot L \cdot Q}{S \cdot \Delta P}, \quad (3)$$

where k - core sample permeability, м²;
 μ - dynamic fluid viscosity, Pa·s;
 L - length of the core sample, m;
 Q - pre-determined fluid flow rate through the core, м³/s;
 S - cross-sectional area of the core sample, м²;
 ΔP - pressure drop at the ends of the core sample at a given flow rate, Pa.

The main controlled parameter during the test is the change of a pressure drop that provides data for further calculation of the change of the oil mobility after pumping the killing composition.

In the vast majority of cases it was found that the killing fluid is not filtered through core samples, which is due not only to high viscosity of the killing compositions, but also to mechanical blocking of small diameter filtration channels with emulsion particles, including channels blocking in narrow and deviated sections. Filtration was only available

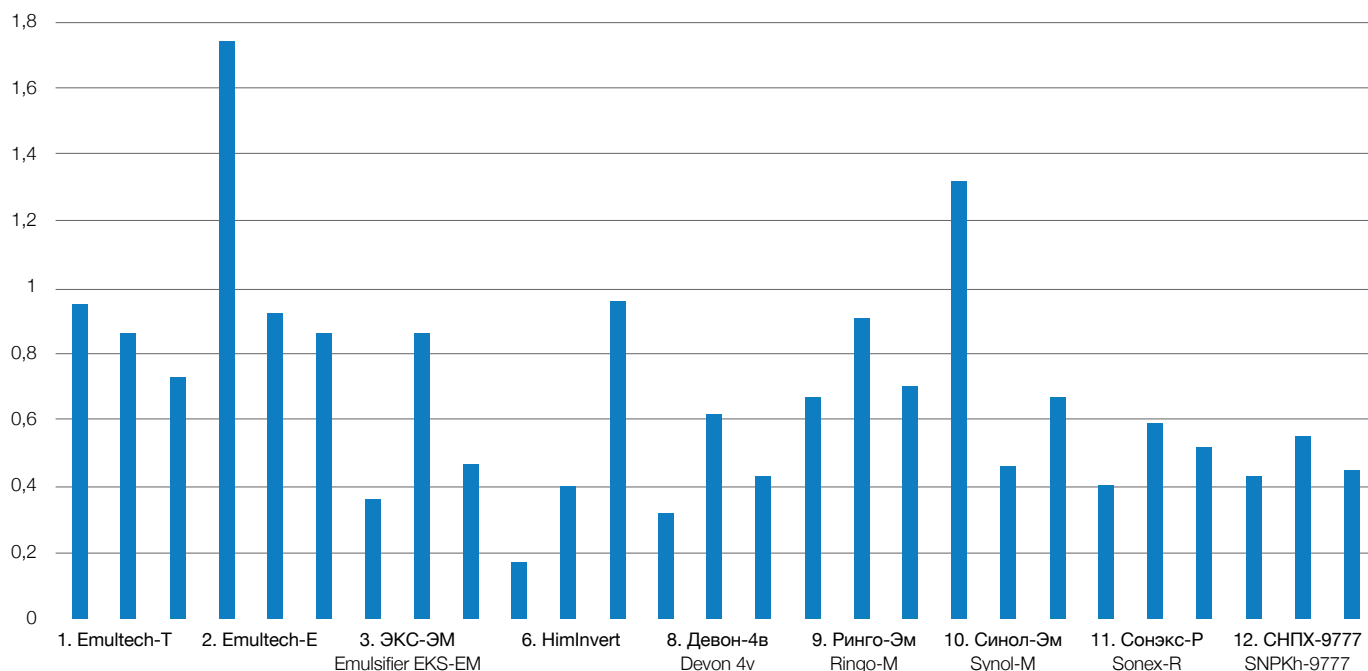


Рис 5: Сравнение коэффициента восстановления проницаемости
 Fig. 5: Comparison of permeability recovery factor



23-24 FEBRUARY 2021 • JW MARRIOTT
ABSSHERON BAKU HOTEL • BAKU, AZERBAIJAN

IADC Drilling **CASPIAN** CONFERENCE & EXHIBITION



For more information contact IADC at +31.24.675.2252, europe@iadc.org
www.iadc.org/event/iadc-drilling-caspian-2020

Основным контролируемым параметром при проведении эксперимента является изменение перепада давления, на основании которого определяется изменение подвижности нефти в результате прокачки блокирующего состава.

В подавляющем большинстве случаев установлено, что жидкость глушения не фильтруется через керновые образцы, что связано не только с высокими вязкостями составов глушения, но механическим блокированием частицами эмульсии фильтрационных каналов малого диаметра, в том числе в местах их сужения и искривления. Фильтрация установлена только на образцах с высокой проницаемостью. Наибольшее восстановление проницаемости установлено у жидкостей «Emultech-T», «Emultech-E», Ринго-ЭМ, Синол -ЭМ (Рис 5).

Реологические показатели

Для более детального понимания процессов происходящих в пласте, во время закачки жидкости глушения было произведено исследования СНС, ДНС, пластической и кажущейся вязкости.

Были приготовлены (по рекомендациям производителя)

in samples with high permeability. The highest permeability recovery has been found in fluids Emultech-T, Emultech-E, Ringo-M, Sinol-M fluids (Fig. 5).

Rheology Parameters

For more detailed understanding of reservoir processes during the injection of a killing fluid, studies were carried out to determine static and dynamic shear stress, plastic and apparent viscosity.

Compositions based on emulsifiers were prepared (according to the manufacturer's recommendations). Table 1 presents the rheology parameters measured using OFITE model 800 viscometer.

Note: Well killing fluids №1 Emultech-E and №2 Emultech-T are the most viscous compositions. Rheology parameters of these fluids cannot be measured using the rotary viscometer. Therefore, the Anton Paar Physica MCR 52 rheometer will be used in the future to determine rheology characteristics.

For Emultech-T and Emultech-E, the effective viscosity of emulsion solutions increases as the shear rate decreases. It can also be noted that at high shear rates the viscosity

Номер состава Number of composition	$\theta_{600}/\theta_{300}$ ед. шк. прибора $\theta_{600}/\theta_{300}$ scale unit	СНС 10с/10мин фунт/100фут 2 Static shear stress, 10s/10min, lb/100ft ²	СНС 10с/10мин Па Static shear stress, 10s/10min, Pa	PV, сПз PV, cP	PV, Па*с PV, Pa*s	УР, фунт/100фут 2 YP, lb/100ft ²	УР, Па YP, Pa	АВ, сПз AV, cP	АВ, Па*с AV, Pa*s
1. Emultech-E	не измеряется not-measured	-	-	-	-	-	-	-	-
2. Emultech-T	не измеряется not-measured	-	-	-	-	-	-	-	-
3. ЭКС-ЭМ Emulsifier EKS-EM	278/181	16/16	7,66/7,66	97	0,097	84	40,2192	139	0,139
6. HimInvert	250/162	22/22	10,53/10,53	88	0,088	74	35,4312	125	0,125
8. Девон-4в Devon 4v	270/178	24/24	11,49/11,49	92	0,092	86	41,1768	135	0,135
9. Ринго-ЭМ Ringo-M	290/192	28/28	13,4/13,4	98	0,098	94	45,0072	145	0,145
10. Синол-ЭМ Synol-M	270/180	27/27	12,92/12,92	90	0,09	90	43,092	135	0,135
11. Сонэкс-Р Sonex-R	320/265	102/102	48,83/48,83	55	0,055	210	100,548	160	0,16
12. СНПХ-9777 SNPKh-9777	298/234	67/67	32,02/32,02	64	0,064	170	81,396	149	0,149

Таблица 1 - Table 1

составы на основе эмульгаторов и составлена [таблица 1](#), в которой представлены реологические параметры, измеренные с использованием вискозиметра OFITE model 800.

Примечание Жидкости глушения №1 Emultech-E и №2 Emultech-T являются наиболее вязкими составами, измерение реологических параметров которых невозможно осуществить на ротационном вискозиметре. Следовательно, для определения их реологических характеристик в дальнейшем будет использоваться реометр Anton Paar Physica MCR 52.

Для составов «Emultech-T» и «Emultech-E» эффективная вязкость эмульсионных растворов увеличивается при снижении скорости сдвига. Также можно отметить, что при высоких скоростях сдвига вязкость системы начинает уменьшаться, а на реологических кривых появляются отдельные скачки – такое поведение эмульсии можно объяснить обратимыми кратковременными разрушениями тиксотропной структуры и эффектами релаксации. Поскольку при этом не происходит расслоения или необратимого разрушения системы, данный эффект может оказаться даже полезным при прокачке растворов щадящего глушения через НКТ, когда потребуется меньшее чем ожидаемое необходимое давление.

Вывод: На основании проведенных исследований по определению реологических параметров исследуемых блокирующих состав можно их классифицировать как неньютоновские среды. При этом наибольшую вязкость имеют жидкости Emultech-E (№1) Emultech-T (№2). В связи с их высокой вязкостью измерение реологических параметров на ротационном вискозиметре является невозможным, поэтому рекомендуется производить измерения на реометре, предназначенном для тестирования высоковязких составов. Также отмечено, что у всех жидкостей показатель СНС при выдержке 10 мин и 10 с совпадает.

Коррозионная активность

Испытания коррозионной агрессивности реагентов (товарной формы или водных растворов) проводят в соответствии с ГОСТ Р 9.905. Коррозионная агрессивность оценивается гравиметрическим методом, по изменению массы образцов из углеродистой стали.

Испытуемые образцы – пластины из углеродистой стали Ст3 ([Рис 6](#)). Для подвески образцов в них сверлят отверстие диаметром 5 мм. Площадь образцов 25 см². Соотношение площади поверхности образцов к объему реагента должно составлять не менее 1:10 (на 1 см² площади образцов 10 см³

of the system starts to decrease resulting in spikes on rheological flow curves - this behavior can be explained by reversible short-term destruction of thixotropic structure and relaxation effects. Since there is no layers separation or irreversible system failure, this effect can even be useful when pumping non-damaging killing solutions through the tubing when less than expected pressure is required.

Conclusion: On the basis of these researches on determination of rheology parameters of the killing compositions, these compositions can be classified as non-Newtonian fluids. Emultech-E (#1) Emultech-T (#2) fluids have the highest viscosity. Due to high viscosity measurement of rheology parameters using a rotary viscometer is not possible, therefore it is recommended to perform measurements using a rheometer designed for testing high-viscosity compositions. It was also noted that all fluids have the same static shear stress at 10 min and 10 s exposure.

Corrosiveness

Corrosion tests of chemical agents (product form or aqueous solutions) are conducted in accordance with GOST R 9.905. Corrosiveness is evaluated by the gravimetric method by changing the weight of carbon steel samples.

Test samples are St3 carbon steel plates ([Figure 6](#)). A 5 mm diameter hole is drilled inside each plate for hanging. The sample surface area is 25 cm². The ratio of the sample surface area to the agent volume should be at least 1:10 (10 cm³ of the agent per 1 cm² of the sample area). Thus, 250 ml glass vessels were selected for the test ([Fig. 7](#)).



Рис 6: Пластины из углеродистой стали Ст3
Fig. 6: St3 carbon steel plates

реагента). В соответствии с этим для проведения испытания выбраны стеклянные сосуды объёмом 250 мл (Рис 7).

Перед проведением испытаний поверхность образцов шлифуют до шероховатости Ra не более 1,6 мкм по ГОСТ 2789, протирают ватой или фильтровальной бумагой, обезжиривают ацетоном, выдерживают 1 ч в эксикаторе и взвешивают на аналитических весах с погрешностью не более 0,0002 г. Подготовленные образцы закрепляют в держателях установок в вертикальном положении и помещают в испытательные ячейки, заполненные реагентом (товарной формой реагента или его водным раствором).

Испытания проводятся при комнатной температуре в течение 24 часов в зависимости от направления использования химического реагента.

Сразу после испытаний образцы подвергают визуальному осмотру: определяют наличие и характер продуктов коррозии, после снятия продуктов коррозии - характер коррозии. Для определения потери массы образцов их поверхность должна быть очищена в следующей последовательности:

- рыхлые продукты коррозии удаляют шпателем или резинкой карандашной;
- при наличии плотной пленки из продуктов коррозии допускается их удаление химическим методом по ГОСТ Р 9.907;
- образцы промывают водопроводной и дистиллированной водой, высушивают фильтровальной бумагой, обезжиривают ацетоном, упаковывают в фильтровальную бумагу и выдерживают в эксикаторе с влагопоглотителем в течение 1 часа, после чего
- взвешивают на аналитических весах с погрешностью не более 0,0002 г (Рис 8.).

Вывод: На основании проведенных исследований (Рис. 9.) можно сделать вывод, что все исследуемые жидкости не являются коррозионно-активными.

Before testing, the surface of samples is ground to roughness Ra no more than 1.6 microns according to GOST 2789, wiped with cotton wool or filter paper, degreased with acetone, kept for 1 hour in the drying oven and weighed on the analytical scales with an error of no more than 0.0002 g. Then, the prepared samples are fixed in the plant holders in an upright position and put into the test cells filled with the agent (product form or aqueous solution).

The tests are carried out at room temperature for 24 hours depending on the application area of the chemical agent.

Immediately after testing, the samples are visually inspected to determine: the presence and nature of corrosive

products, and once the corrosive products have been removed, the nature of the corrosion. In order to determine the loss of the samples mass, the samples surface must be cleaned in the following sequence:

- loose corrosive products are removed with a pallet knife or a pencil eraser.
- if there is a dense film of corrosive products, the removal by chemical method is allowed in accordance with GOST R 9.907;
- the samples are washed with tap water and distilled water, dried with filter paper, degreased with acetone, packed in filter paper and kept in a drying oven with a dehumidifier for 1 hour, after that the samples are weighed with analytical scales with an error of no more than 0.0002 g (Figure 8).

Conclusion: Based on the conducted research (Fig. 9.) it can be concluded that all the fluids studied, are not corrosive.

Conclusion

According to the conducted researches it can be concluded that invert emulsion killing fluids are the most promising fluids for using at the field. Physical simulation has confirmed the benefits of using these fluids: maintaining and increasing core permeability, temperature stability, low corrosiveness.

It can be noted that these killing fluids have a wide range of applications at various reservoir depths, in reservoirs with abnormally high and abnormally low reservoir pressures, in horizontal



Рис 7: Стеклянная ячейка с образцом
Fig. 7: Glass cell with sample



Рис 8: Аналитические веса
Fig. 8: Analytical scales

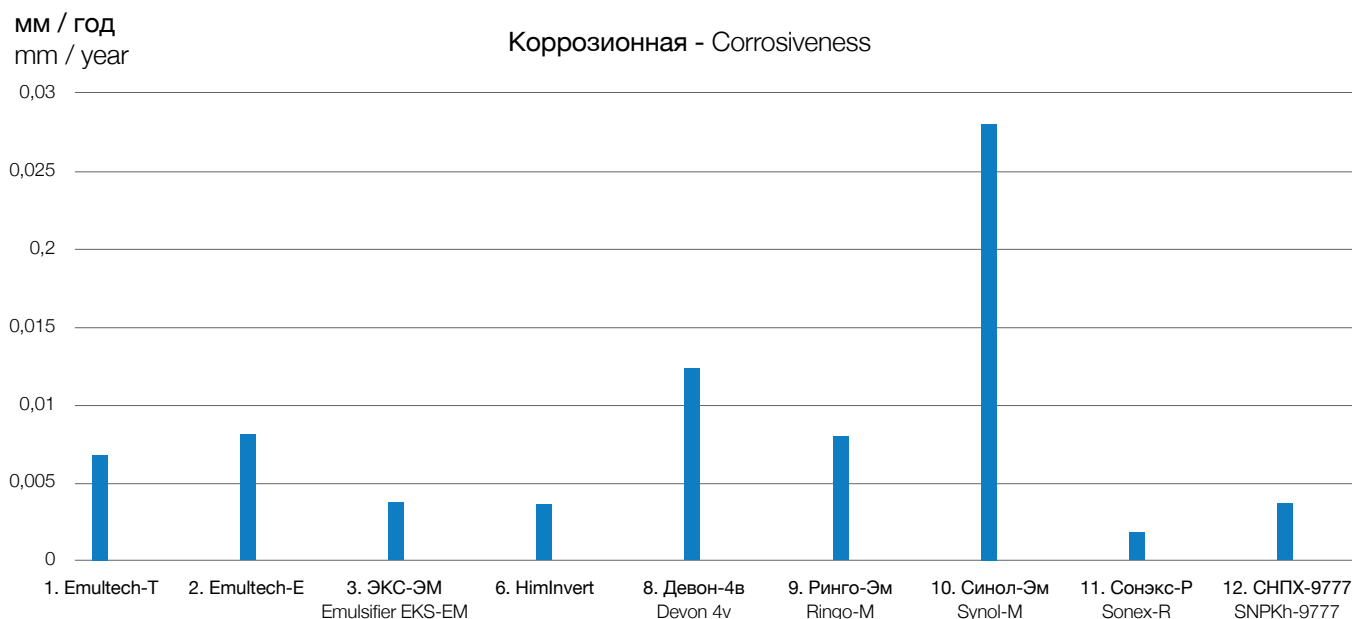


Рис 9: Сравнение коррозионной активности технологических жидкостей

Fig. 9: Comparison of corrosiveness of the killing fluids

Закключение

Согласно проведенным исследованиям можно сделать вывод, что жидкости глушения на основе обратной эмульсии наиболее перспективны для использования на месторождениях. Физическое моделирование подтвердило положительные свойства жидкостей: сохранение и увеличение проницаемости керна, термическая стабильность, низкая коррозионная активность.

Можно отметить, что данные жидкости глушения имеют широкую область применения на различных глубинах залегания продуктивных пластов, на объектах с аномально высокими и аномально низкими пластовыми давлениями, на горизонтальных скважинных, на пластах с технологией гидроразрыва пласта, на высокотемпературных залежах, на чувствительных к изменению характера насыщения пласта, склонных к снижению проницаемости, набуханию пород и развитию неблагоприятных капиллярных эффектов.

Большим плюсом является стабильность технологических свойств жидкости глушения в течение более 14 суток, что обеспечивает штатный режим проведения работ на скважинах.

В заключение всего выше сказанного, жидкости глушения на основе обратной эмульсии являются лучшим вариантом, который есть на рынке нефтегазовых услуг. Необходимы дальнейшие исследования по данному направлению.

wells, in reservoirs developed with hydraulic fracturing technology, in high-temperature reservoirs, in saturation-sensitive reservoirs with permeability reduction, rock swelling and adverse capillary effects.

A significant advantage is the stability of technological properties of the killing fluid for more than 14 days, which facilitates a regular failure-free operation mode.

In conclusion, invert emulsion killing fluids are the best option available on the oil and gas services market. Further research in this area is needed.

References

1. J.R. Grey, G.S.G. Darly. Composition and properties of drilling agents (flushing liquids): translated from English – M.: Nedra (bowels), 1985, 509 pages.
2. Mukhin L.K. Burovye rastvory na uglevodorodnoi osnove dlya bureniya v oslozhnennykh usloviyakh i vskrytiya produktivnykh plastov (Hydrocarbonbased drilling muds for drilling in trouble zones and producing formations completion): D.Sc. Thesis in Engineering – Moscow: Moscow Institute of Petrochemical and Gas Industry, 1971. – 148 p.
3. Klimanova D.A., Mozgovoy G.S., Nikitin V.I., Rationale of usage emulsion fluids as non-damaging killing solutions // Ashirovskie readings, Samara State Technical University (Samara). – 2019, – № 1. – P. 118–121.

Литература

1. J.R. Grey, G.S.G. Darly. Composition and properties of drilling agents (flushing liquids): translated from English – M.: Nedra (bowels), 1985, 509 pages.
2. Mukhin L.K. Burovye rastvory na uglevodorodnoi osnove dlya bureniya v oslozhnennykh usloviyakh i vskrytiya produktivnykh plastov (Hydrocarbonbased drilling muds for drilling in trouble zones and producing formations completion): D.Sc. Thesis in Engineering – Moscow: Moscow Institute of Petrochemical and Gas Industry, 1971. – 148 p.
3. Климанова Д.А., Мозговой Г.С., Никитин В.И. Обоснования применения технологических жидкостей для щадящего глушения скважины // Ашировские чтения, Самарский государственный технический университет (Самара). – 2019, – № 1. – С. 118-121.