



ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ УДАЛЕНИЯ ЖИДКОСТИ С ЗАБОЯ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Е.Т.Баспаев

ТОО Проектный институт «OPTIMUM», Актау, Казахстан

Efficiency Improvement for Removal of Liquid from Gas Wells Bottom Zone

E.T.Baspaev

«OPTIMUM» Design Institute LLP, Aktau, Kazakhstan

Abstract

One of the effective technologies for removing liquid accumulated at the bottom of gas wells and restoring the free movement of gas is the introduction of solid surface-active substances (surfactants) in a spherical or cylindrical form (chemical candle) to the bottomhole, contributing to the aeration of the foam mud at the bottom of the well and its rise to daylight surface. Foam formation reduces hydrostatic pressure on the formation, enhancing well productivity. The paper addresses the results of studies on a new composition of a solid surfactant for removing liquid from the bottom of gas wells. Proceeding from the studies carried out, it can be concluded that the considered composition has a high surface activity, wetting and multifunctional protective ability. A method is proposed for delivering a solid surfactant (chemical candles) to the bottom of a directional well.

Keywords:

Gas wells;
Liquid removal;
Solid surfactant;
Chemical candles;
Aeration of the foam mud;
Directional well.

© 2021 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Введение

При разработке газовых и газоконденсатных месторождений изменяется термодинамическое состояние в системе пласт-скважина, что приводит к ряду проблем. Эксплуатация газодобывающих скважин осложняется при скоплении жидкости на забое и в стволе скважины в результате конденсации жидкости из газовой фазы и фильтрации жидкости в направлении пласт-скважина [1-6]. В начале разработки, когда скорость газового потока значительная, а объем накопленной жидкости небольшой, вся собранная на забое жидкость с потоком газа поднимается на поверхность. С увеличением столба жидкости возрастает давление на забой скважины, что приводит к ощутимому снижению дебита газа, а со временем и абсолютному прекращению притока газа.

Для сохранения уровня притока газа из пласта в скважину требуется определенный перепад давлений между скважиной и пластом. На поздних стадиях разработки снижается дебит газовых скважин, соответственно уменьшается скорость движения газа, это способствует возрастанию дебита жидкости [7-12]. В определенный период

скорость газа снижается до уровня, недостаточного для подъема жидкости на поверхность, и пузырьки газа начинают подниматься по устойчивому столбу жидкости, в результате чего дебит газовой скважины снижается, а с течением времени скважина полностью глохнет [13, 14].

Чтобы избежать этого, необходимо своевременно удалять накопившуюся на забое газовой скважины жидкость. Существуют непрерывные и периодические способы удаления жидкости с забоя газовой скважины скважин. К непрерывным способам удаления жидкости из скважины относятся:

- эксплуатация скважины при значениях скоростей, гарантирующих подъем накопленной на забое жидкости в сепараторы;
- удаление накопленной жидкости с помощью сифонных или фонтанных труб;
- удаление жидкости с использованием газлифта или подъема жидкости скважинными насосами.

К периодическим способам удаления жидкости на забое скважины относятся:

- остановка скважины с целью поглощения накопленной жидкости пластом;
- продувка скважины в атмосферу посредством фонтанных или сифонных труб;

*E-mail: baspaev1989@gmail.com

<http://dx.doi.org/10.5510/OGP20210300531>

- введение пенообразующих поверхностно-активных веществ на забой газовой скважины.

Для выбора способа извлечения накопленной жидкости из забоя газовой скважины необходимо проанализировать геолого-промысловые параметры газонасыщенного пласта, оценить качество цементирования затрубного пространства, конструкцию скважины, стадию разработки залежи, а также определить количество и причины скопления жидкости на забое скважины.

Часто применяемым методом удаления накопленной на забое скважины жидкости является продувка скважин на факел, что способствует к необоснованно большим потерям газа. Это отрицательно влияет на экологические и экономические показатели.

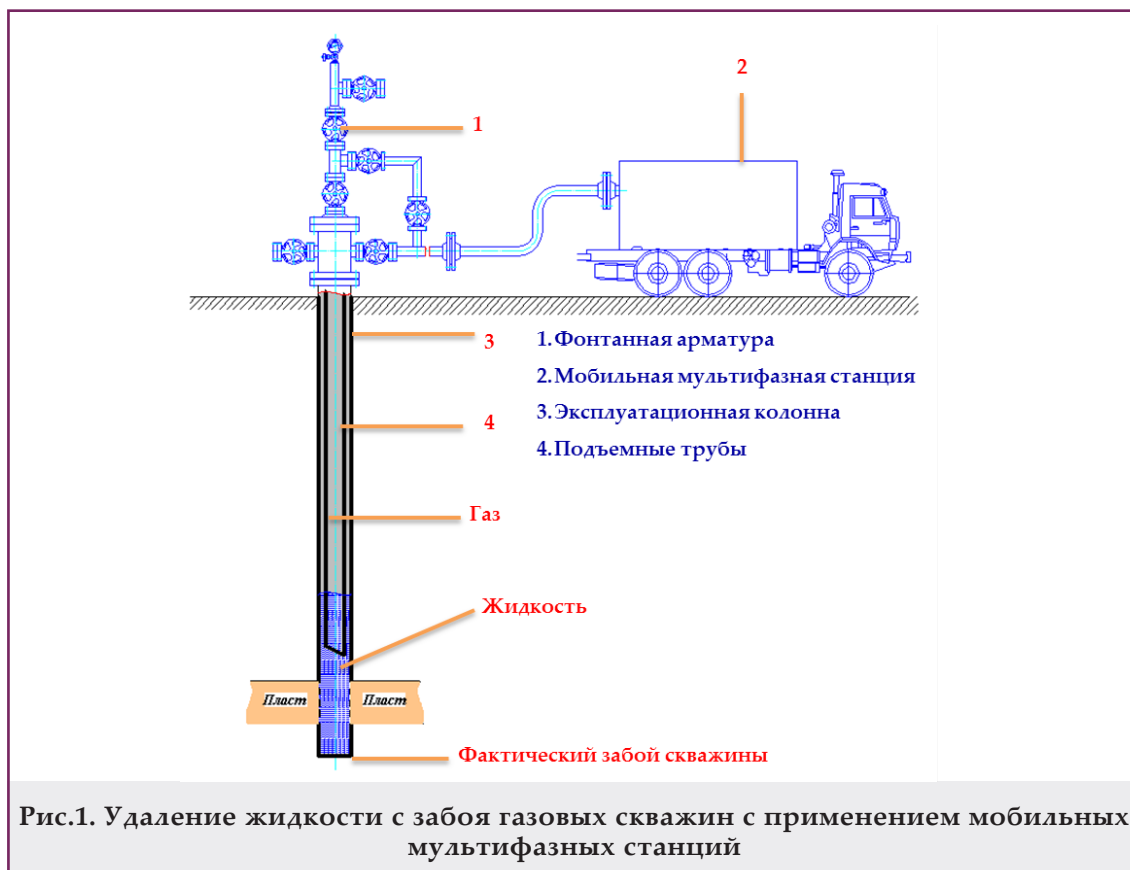
В настоящее время значительно расширился круг предлагаемых технологических процессов, методов, а также технических средств, предназначенных для подачи химических реагентов. Поверхностно-активные вещества могут подаваться в пластовую систему в жидком или твердом состоянии, периодически или непрерывно, отдельно или совместно с несколькими реагентами. Для подачи реагента в скважину в жидком состоянии на каждом объекте, в зависимости от технологии применения реагента устанавливаются ёмкости и дозаторные насосы, так же время от времени требуется приготовление раствора. Неудовлетворительное состояние эстакадных систем, нестабильное метеорологическое состояние, доставка реагентов с перерывами создаёт препятствия при снабжении морских объектов

необходимым количеством реагентов и снижает эффективность использования жидких химических реагентов. В этой связи использование химических реагентов в твердом виде является более рациональным, так как не требуется специализированных транспортных средств для их доставки к скважине.

В последнее время для удаления накопленной на забое жидкости используют мультифазные насосные станции (рис.1). При применении мультифазных насосных станций отобранный вместе с жидкостью газ направляется на узел подготовки газа, а не выбрасывается в атмосферу или сжигается, тем самым решаются экологические и экономические вопросы.

На данное время самой эффективной и выгодной технологией удаления накопленной на забое газовых скважин жидкости и восстановления свободного движения газа является введение на забой твердых поверхностно-активных веществ (ПАВ) в шарообразной или цилиндрической форме (химических шашек), способствующих вспениванию газожидкостной смеси на забое скважины и ее поднятию на дневную поверхность. Образование пены снижает гидростатическое давление на пласт, повышая продуктивность скважины.

Дается информация, что при эксплуатации газовых скважин компанией Silver Pines Energy Corp. в Южном Техасе в пластах, сложенных известняками и песчаниками, наблюдалось периодическое накопление воды в призабойной зоне. Ручное закидывание мыла в скважину дало возможность частично решить проблему и освободи-



диль от накопленной воды определённую часть скважины. По этой причине, с целью предотвращения накопления воды фирма установила на устье скважины автоматическое устройство подачи кусков мыла в скважину. Установка состоит из камер соединённых между собой шариковыми клапанами [15].

В Южном Техасе для использования твёрдых ПАВ на устье скважины была применена установка, состоящая из металлических камер, соединённых между собой шариковыми клапанами. Установка была предназначена для 12 кусков мыла с ручной установкой таймера.

На газовых месторождениях ПО «Ставропольгазпром» для удаления жидкости, накопленной в скважине, широко использовали ОП-10 с добавками глицерина, крахмала и КМЦ, а так же твёрдое ПАВ с размером частиц 60-80 см. Согласно источникам литературы на некоторых месторождениях Америки и Азербайджана (НГДУ «Бинагадинефть») в качестве твёрдых ПАВ использовалось хозяйственное мыло.

Основными условиями эффективного применения твёрдых стержней в скважинах является отсутствие интенсивного притока пластовых вод, наличие столба жидкости в стволе скважины и скорость газожидкостного потока в лифтовой колонне — не менее 2 м/с.

Для выбора ПАВ с целью удаления воды с забоя скважин проводятся геофизические исследования и уточняется текущее состояние скважины. При проведении геофизических исследований определяются следующие параметры: глубина скважины; зумпф; высота интервала перфорации; диаметры обсадной колонны и труб НКТ; наличие пакера и глубина его установки; забойная температура скважины; содержание соли в воде (ppm); давление на устье и забое; на сколько снизилось устьевое давление; состав добываемого флюида (нефть, газ, газовый конденсат); текущая добыча скважины (нефть, газ, газовый конденсат); высота водяного столба в НКТ или обсадной колонне.

Для введения на забой газовой скважины твёрдых ПАВ компания J&J Solutions разработала автоматическую установку относительно простой конструкции - «SoapStick». В состав данной установки входят лубрикатеры, соединённые клапанами. Открытие клапанов для подачи твёрдых ПАВ регулируется при помощи таймера с электронным управлением [16, 17]. Анализ исследований показал, что использование твёрдых ПАВ — самый недорогостоящий способ удаления жидкости с забоев скважин.

На газовых скважинах месторождений США с целью удаления жидкости с забоев газовых скважин применяют как жидкие, так и твёрдые ПАВ. Подача на забой скважин твёрдых ПАВ производится в различных водорастворимых оболочках на основе полимеров или бумаги, в которых ПАВ находится в виде геля, суспензии или твёрдого вещества.

После ввода твёрдых ПАВ «UltraMax» (JJ-FC-2225), «BlueMax» (JJ-FSC-2125), «WhiteMax» (JJ-FSC-2125), «EMax» (JJ-FF-2030), предложенных фирмой J&J Solutions, их полное растворение на забое скважины происходит за период от 40 до 120 минут. Время растворения твёрдых ПАВ зависит от температуры (оптимальной температурой считается 54.4 °C), содержания соли и состава воды [18].

Фирма «Fisher-Stevens» предлагает применять твёрдые ПАВ марки «FS-16 SoapStick». После ввода предложенных твёрдых ПАВ на забой газовой скважины на их полное растворение затрачивается период от 4 до 6 ч и обеспечивается полное удаление жидкости из ствола скважины [19]. Фирмой «Foamtech» разработаны твёрдые ПАВ для смеси воды и углеводов: RedHots™; BlackMagic™ и WhiteLightning™ — для высокотемпературных скважин [20]. «Haliburton» для выноса из забоя газовой скважины жидкости с различной минерализацией использует твёрдый ПАВ марки «Howco-Suds», который можно совмещать с разными типами воды, а также с рассолами и кислотами. На Медвеьем месторождении проведено успешное применение твёрдого ПАВ марки «FA-4275», производимого компанией «Haliburton» для удаления жидкости с забоев газодобывающих скважин. В результате на всех скважинах наблюдался существенный вынос механических примесей вместе с жидкостью и значительный рост объема добычи газа. Использование твёрдого ПАВ для выноса жидкости с забоев газовых скважин марки «Цель-III» на Ямбургском месторождении способствовало значительному понижению уровня жидкости в скважинах и повышению устьевого давления.

На газоконденсатных скважинах Восточно-Таркосалинского месторождения для удаления из забоя жидкости с примесью газоконденсата успешно применялся твёрдый ПАВ, разработанный ОАО «СевКавНИПИГаз», включающий неионогенный ПАВ, пластификатор и отвердитель. Недостатком является невозможность доставки твёрдого ПАВ к забою наклонных и горизонтальных скважин [21].

Проведение лабораторных исследований по подготовке твёрдых составов для удаления жидкости из газовой скважины

При выборе состава для газовых скважин должно быть обращено внимание на его пенообразующую способность, способствующую удалению накопленной в скважине воды. Кроме этого составы должны обладать высокой поверхностной активностью, способностью смачивать, адсорбировать слой ПАВ на поверхности оборудования и защищать его от коррозии.

В связи с тем, что в обводнённых скважинах наблюдаются процессы солеотложения и коррозии, эффективность разрабатываемых составов была проверена в качестве реагентов для предотвращения от солеотложений и коррозии.

Хороший результат наблюдался при добавке к сульфанолю соды совместно с КМЦ и силикатами. КМЦ улучшает некоторые особенности синтетических ПАВ- стабильность пены, повышает возможность образования эмульсии и суспензии. Влияние КМЦ не зависит от типа ПАВ, а при низкой концентрации ПАВ это влияние более существенно. Механизм воздействия КМЦ, вероятно, как комплексный процесс зависит от многих факторов и самое главное из них способность КМЦ адсорбироваться на границе фаз твёрдое-жидкость и жидкость-жидкость.

При разработке состава твердого ПАВ в качестве активаторов сульфанола использовали КМЦ, жидкое стекло, соду, гликоли, полиэфир, пыль силикагеля и наночастицы алюминия. Полученные композиции проверялись по высоте столба пены отстаиванием в течении 60 мин. Пенные системы получали путем добавления 1% композиции к 100 мл технической воды и перемешивания в течение 15 минут в 1000 мл цилиндрической емкости. Результаты экспериментов приведены в таблице 1.

Было выяснено, что сульфанол образует 8 кратную пену. В течение 10 мин объём пены снизился до 300 мл, последующие 20 мин сохранялась стабильность, а по истечению 60 мин объём составил 200 мл.

При добавлении жидкого стекла и КМЦ в 50-58.8% композицию сульфанола есть возможность получения десятикратной пены, но в течение 15 мин объём пены снизился до 250 мл, а по истечению 60 мин объём снизился до 200 мл. Добавление в этот состав соды приводит к повышению устойчивости пены.

Добавление в вышеуказанные растворы полиэфира, полиэтиленгликоля или силикагеля приводит к улучшению пенообразующих свойств.

За счёт увеличения в составе композиции жидкого стекла до 30%, КМЦ до 25% и соды до 15%, количество сульфанола снизилось до 30%, а объём пены снизится до 600 мл, в течение 5 мин объём пены снизится до 200 мл.

Таким образом, самыми высокими пенообразующими свойствами обладает композиция с составом сульфанола - 70%, жидкое стекло - 10%, КМЦ - 15%, сода - 4.9%, наночастицы алюминия 0.1%. Использование этого состава приводит к образованию пены объёмом 1000 мл, в течение 15 мин объём сохраняется в пределах 800 мл, последующие 15 мин объём пены снижается до 600 мл, к концу эксперимента объём составляет 400 мл.

При увеличении концентрации раствора до 2%-го высота и устойчивость пены возрастает.

Для приготовления состава последовательно в мешалку загружают сульфанол, жидкое стекло, соду, наночастицы алюминия. Перед добавкой КМЦ его необходимо растворить в воде для получения коллоидного раствора. Для равномерного распределения компонентов смесь нужно 2-3 раза пропускать через мешалку. В лабораторных условиях для исследований приготовленная масса делится на порции и в ручную готовится штучный твердый реагент диаметром 15 мм. При приготовлении на производстве твердого ПАВ его нужно пропускать через аппарат специальной конструкции для получения цилиндрических частей (химических шашек) длиной 15 мм, диаметром 10 мм.

В дальнейшем будем исследовать свойства выбранного состава с высокими пенообразующими свойствами.

Было выяснено, что выбранный состав обладает высокой поверхностной активностью и смачивающей способностью. Для этого состава с концентрацией 0.015-0.06% при температуре 20 °C

Таблица 1
Выбор компонентов состава в зависимости от пенообразующего эффекта

№ п/п	Состав								Объём пены после выдержки (мин) в мл							
	Сульфанол	Жидкое стекло	КМЦ	Сода	Полимер 3630	ППГ	Пыль Силикагеля	Наночастицы алюминия	0	5	10	15	20	25	30	60
1	100	-	-	-	-	-	-		800	550	300	300	300	250	220	200
2	58.8	29.4	11.8	-	-	-	-		>1000	600	300	250	250	250	200	200
3	50	25	10	15	-	-	-		>1000	600	300	250	250	250	250	200
4	50	25	10	10	5	-	-		800	200						
5	50	25	10	10	-	5	-		800	200						
6	50	25	10	10	-		5		800	200						
7	30	30	25	15	-	-	-		600	200						
8	70	10	15	4.9	-	-	-	0.1	>1000	800	800	800	600	600	600	400
8*	70	10	15	4.9	-	-	-	0.1	>1000	1000	800	800	800	800	600	600

8* – 2% раствор 8-го состава

Таблица 2 Поверхностное натяжение водного раствора пенообразующего состава на границе с керосином	
Концентрация композиции в водном растворе, %	Поверхностное натяжение при 20%, 10^{-4} Н/м
0.06	1.19
0.03	3.17
0.015	9.52

Таблица 3 Смачивающая способность пенообразующего состава при течении ингибированной нефти			
Концентрация состава в нефти	Смачивающая способность после 3 минут, $\cos \alpha$		
	НГДУ «Абшероннефть», скв. № 799		НГДУ им. Н.Нариманова, скв. №411
	безводная нефть	обводнённая нефть	
без реагентной нефти	0.969	0.953	0.962
0.01	0.970	0.956	0.962
0.02	0.975	0.970	0.968
0.05	0.984	0.980	0.975
0.1	0.986	0.986	0.985

Таблица 4 Влияние на вязкость пенообразующего состава в зависимости от степени обводнённости (скв. № 799)	
Наличие воды в нефти, %	Вязкость нефти при температуре 25 °С концентрации и состава 0.5%, мм ² /с
5	181.8
10	241.02
20	302.17
20*	153.6

20* – без реагентная

поверхностное натяжение на границе углеводород-вода составляет $9.5 \cdot 10^{-4} \div 1.2 \cdot 10^{-4}$ Н/м (табл. 2).

Смачивающая способность пенообразующего состава была определена сравнением гидрофоб-

ной поверхности смачивания ингибированной и не ингибированной нефти.

Исследования были проведены на основе безводной нефти и нефти, включающей 20 % воды, взятой из скважины № 799 НГДУ «Абшероннефть», а также нефти скв. № 411 НГДУ им. Н.Нариманова.

Концентрация пенообразующего состава в нефти составила 0.01÷0.1%.

Как видно из таблицы 3, смачивающая способность состава при концентрации 0.05% и выше проявляет себя лучше. Эти результаты также подтверждаются при исследовании поверхностного натяжения на границе вода-керосин.

Влияние состава на вязкость и устойчивость водо-нефтяной эмульсии была проведена на образце нефти скважины № 799 НГДУ «Абшероннефть».

Согласно промысловым данным совместно с нефтью добывается до 20-30% воды. Безводная нефть из данной скважины при температуре 20 °С имеет плотность 909.7 кг/м³, при температуре 25 °С имеет вязкость 151.5 мм²/с, а температура замерзания составляет ниже 0 °С.

Было исследовано влияние на вязкость состава в зависимости от степени обводнённости (табл. 4)

Было определено, что при содержании воды от 5% до 20% в составе нефти, вязкость нефти при добавке состава повышается от 181.8 мм²/с до 302.17 мм²/с. По сравнению с этим безреагентная нефть, содержащая 20% воды, имеет вязкость 153.6 мм²/с.

Результаты экспериментов показывают, что при отсутствии разработанного состава водо-нефтяная смесь добывается по отдельности и в связи с этим вязкость смеси в 2 раза меньше, чем вязкость смеси содержащей состав, который представлен в виде водо-нефтяной эмульсии.

По нашему мнению, этот факт является положительным показателем, потому что повышение вязкости нефте-водяной эмульсии даст возможность добычи песка накопленной в призабойной зоне совместно с продукцией. В связи с этим, было исследовано влияния состава и сульфанола на эмульсионную продукцию скважины № 799, содержащей 20% воды.

Результаты экспериментов указывают на то, что водо-нефтяная смесь не содержащая в составе ПАВ в течение 10 мин разделяется (табл. 5).

После 4 часов активных экспериментов добавление 0.1-0.5% концентрации состава в водо-

Таблица 5 Влияние состава на устойчивость эмульсии из скважины № 799					
Разделение эмульсии на слой, час	Количество разделённой воды, % относительно первичной воды				
	без реагентный	Предложенный состав		сульфанола	
		0.5%	1.0%	0.5%	1.0%
2	100% в течении 10 минут	отсутствует	отсутствует	2	3
3		отсутствует	отсутствует	5	5
4		отсутствует	отсутствует	5	5
24		20	10	40	30

нефтяную смесь не привело к разделению воды. В аналогичной ситуации применение сульфанола привело к разделению 5% воды из смеси. При выдержке водо-нефтяной эмульсии в течение суток при 0.1-0.5% концентрации состава было отделено 20-30%, а при применении сульфанола – 30-40% воды.

Поскольку предложенный состав при концентрации 0.05% обладает поверхностно активными и смачивающими свойствами, было исследовано его влияние на обводнённую нефть (табл. 6).

Известно, что в обводнившихся скважинах в процессе эксплуатации происходят процессы осаждения солей и коррозии. В связи с этим предложенный состав был подвергнут испытаниям в качестве реагента, предотвращающего солеотложения и коррозию. Исследования проводились с пластовой водой скв 121 месторождения Зых, где наблюдались значительные отложения солей. Общая жесткость воды составляет 100 мг-экв/л, количество соли 75 г/л. Исследования проводились гравиметрическим способом при 50 °С с использованием металлических пластинок Ст-3. Концентрация реагента в пластовой воде составляла 0.05 %, полученные результаты сравнивались с контрольными исследованиями, проведенными без реагента. Результаты показаны в таблице 7.

Исследования показали, что состав уменьшает солеотложение более чем в 2 раз, а степень защиты увеличивается на 62.3 %. Степень защиты от коррозии для предложенного состава составляет - 35.5%.

Исследования по изучению воздействия предложенного состава на АСП отложения в процессе эксплуатации проводились с нефтью скважины № 411 месторождения Сангачал. Температура застывания данной нефти 22 °С, при температуре 30 °С вязкость 118.1 мм²/с, плотность 869.5 кг/м³.

Исследования были проведены методом «холодного» пальца, температура нефти составила 25 °С, на поверхности цилиндра выдерживалась 5 °С. Полученные результаты приведены в таблице 8.

На основе проведённых исследований можно сделать вывод, что рассмотренный состав обладает высокой поверхностной активностью, смачивающей и многофункциональной защитной способностью. Поскольку состав обладает способностью образовывать высокопенные соединения рекомендуется его применение в газовых скважинах.

Разработка конструкции для подачи твёрдых ПАВ в скважину

Технологический процесс обработки с применением ПАВ заключается в следующем: после остановки скважины и ввода необходимого количества твердых цилиндрических или шарообразных пенообразующих ПАВ на забой скважины, он растворяется в накопленной на забое жидкости, а при движении газа через столб жидкости с растворенными ПАВ образуется пена, состоящая из

Таблица 6
Влияние различных низко-концентрированных ПАВ на обводнившуюся нефть скважины № 799

№ п/п	Составы	Концентрация реагентов, %	Вязкость при температуре 25 °С, мм ² /с
1	Безводная	-	151.5
2	Обводнённая нефть	-	153.6
3	Предложенный состав	0.05	163
4	Предложенный состав 50% Асидол 50%	0.05	155.8
5	Сульфанол	0.05	185.1
6	Мыло	0.05	159.8
7	Предложенный состав 70% Мыло 30%	0.05	202.7
8	Сульфанол 70% Мыло 30%	0.05	218.9

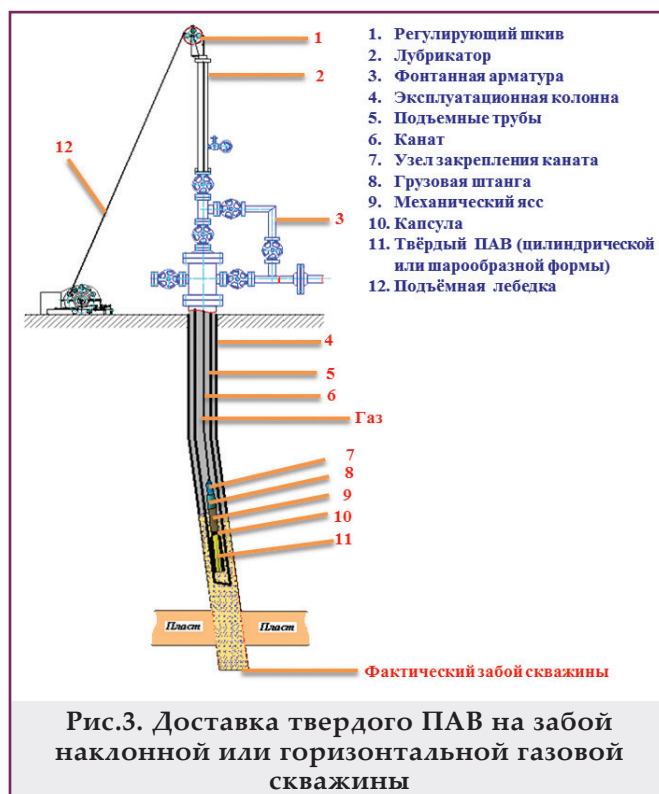
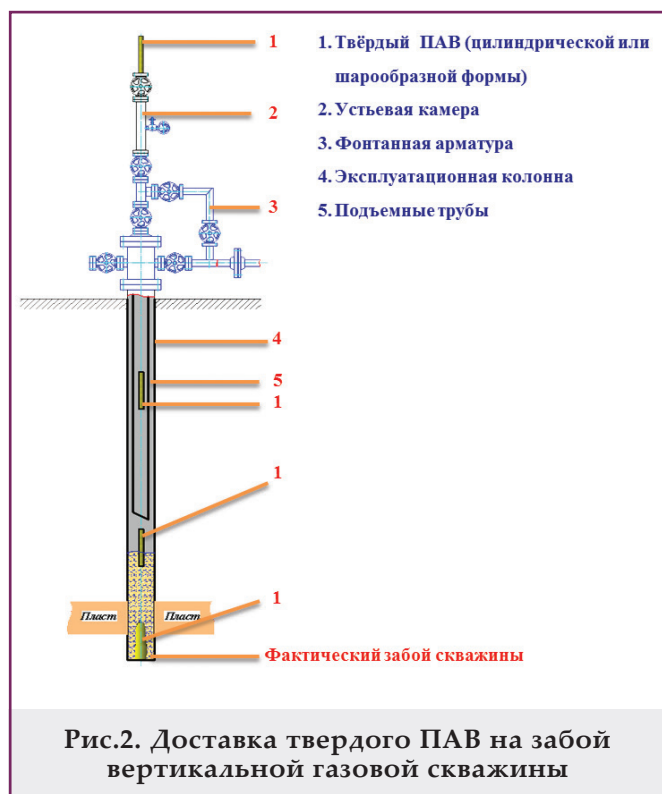
Таблица 7
Влияние реагента на солеотложения и коррозию

образец	Скорость г/м ³ ·час		Защитный эффект, %	
	солеотложения	коррозия	солеотложения	коррозия
Пластовая вода	2.7	0.76		
Добавка предложенного состава	1.02	0.49	62.3	35.5

Таблица 8
Защита от АСП отложений при помощи реагентов

Составы	Концентрация реагента в нефти, %	Количество АСП, г	Защита от АСП, %
Безреагентная нефть	-	24.5	-
Добавка предложенного состава	0.01	16	34.6
	0.02	17	30.6
	0.05	18.5	24.5
	0.1	22	10.2

пузырьков газа, разделенных пленкой жидкости; после определенного времени технологической выдержки проводится отработка для полного выноса из скважины пены и механических при-



месей; затем скважина запускается.

Доставка твердых стержней на забой вертикальной, наклонной или горизонтальной газовых скважин осуществляется различными методами.

На рисунке 2 показана доставка твердых стержней на забой вертикальной газовой скважины. Для этого в устьевой камере набирается необходимое количество стержней, которые затем по подъемным трубам доставляются на забой скважины.

На рисунке 3 показана доставка твердых стержней на забой наклонной или горизонтальной газовой скважины. Для этого заранее на фонтанной арматуре устанавливается лубрикатор, в котором размещают сборку узлов, жестко соединенных между собой подряд и состоящих из кап-

сулы, внутри которого находится необходимое количество твердых стержней из ПАВ, механического ясса, грузовой штанги и узла закрепления каната, к которому подкреплена канат подъемной лебедки, проведенный через регулирующий шкив. Для активации стержней, сначала с помощью подъемной лебедки весь узел на канате опускается в скважину до упора места сужения подъемной трубы, затем канат немного приподнимается и резко опускается вниз. Под действием ударной нагрузки созданной механическим яссом, капсула ударившаяся об суженный низ трубы раскрывается. При последующем подъеме каната вверх капсула постепенно освобождается от стержней, которые, попав в жидкостную среду, активируются.

Выводы

- Разработан новый состав твердого ПАВ (химической шашки) для удаления жидкости с забоя газовых скважин;
- Предложен способ доставки твердого ПАВ (химической шашки) на забой наклонной скважины.

Автор выражает благодарность члену-корреспонденту Национальной Академии Наук Азербайджана, профессору Б.А.Сулейманову за постановку задачи и обсуждение результатов, доктору философии по техническим наукам С.Д.Рзаевой и Г.Г.Ибадову за помощь при проведении исследований.

Литература

1. Сулейманов, Б. А. (1997). Об эффекте проскальзывания при фильтрации газированной жидкости. *Коллоидный журнал*, 59(6), 807-812.
2. Сулейманов, Б. А. (1995). О фильтрации дисперсных систем в неоднородной пористой среде. *Коллоидный журнал*, 57(5), 743-746.
3. Шахвердиев, А. Х. О., Панахов, Г. М. О., Сулейманов, Б. А. и др. (1999). Способ разработки нефтяной залежи. *Патент РФ 2125154*.
4. Сулейманов, Б. А., Азизов, Х. Ф. (1995). Об особенностях течения газированной жидкости в пористом теле. *Коллоидный журнал*, 57(6), 862-867.
5. Suleimanov, B. A., Azizov, F., Abbasov, E. M. (1998). Specific features of the gas-liquid mixture filtration. *Acta mechanica*, 130(1), 121-133.
6. Vishnyakov, V., Suleimanov, B., Salmanov, A., Zeinalov, E. (2019). Primer on enhanced oil recovery. *Gulf Professional Publishing*.
7. Suleimanov, B. A., Guseynova, N. I., Veliyev, E. F. (2017, October). Control of displacement front uniformity by fractal dimensions. SPE-187784-MS. In: *SPE Russian Petroleum Technology Conference. Society of Petroleum Engineers*.
8. Велиев, Э. Ф. (2020). Обзор современных методов увеличения нефтеотдачи пласта с применением потокоотклоняющих технологий. *SOCAR Proceedings*, 2, 50-66.
9. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F., Azizagha, A. A. (2020). Colloidal dispersion nanogels for in-situ fluid diversion. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 193, 107411.
10. Велиев, Э.Ф. (2020). О механизмах удерживания полимера пористой средой. *SOCAR Proceedings*, 3, 126-134.
11. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F., Naghiyeva, N. V. (2021). Colloidal dispersion gels for in-depth permeability modification. *Modern Physics Letters B*, 35(01), 2150038.
12. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F., Naghiyeva, N. V. (2020). Preformed particle gels for enhanced oil recovery. *International Journal of Modern Physics B*, 34(28), 2050260.
13. Коловертнов, Г. Ю., Краснов, А. Н., Кузнецов, Ю. С. и др. (2015). Автоматизация процесса удаления жидкости из газовых скважин и шлейфов. *Территория «НЕФТЕГАЗ»*, 9, 70-76.
14. Паникаровский, Е. В., Паникаровский, В. В., Ваганов, Ю. В. (2019). Повышение эффективности применения пенообразователей для удаления жидкости с забоев газовых скважин. *Известия ВУЗ «Нефть и газ»*, 3, 54-63.
15. фон Пионски, К., Сейдел, Ш., Веуто, Д. К., Веуто, Д. (2003). Устройство для автоматического ввода брусков мыла обеспечивает увеличение добычи газа. *Нефть мира*, 1, 45-46.
16. Maximize production by continuously dropping soap sticks throughout the day and night. <https://jandsolutionsllc.com/products/automatic-soap-stick-launcher/>
17. Кондрат, Р. М., Билецкий, М. М. (1980). Совершенствование методов эксплуатации обводнившихся газовых скважин. *Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений*, 9, 56.
18. Soap Sticks. <https://jandsolutionsllc.com/products/soap-sticks/>
19. Soft Soap Sticks. <http://fisher-stevens.com/index.html>
20. Soapsticks. <https://foamtechinc.com/products/soapsticks/>
21. Закиров, Н. Н., Кротов, П. С., Юшков, А. Ю. и др. (2007). Выбор конструкции забоя сеноманских горизонтальных скважин. *Бурение и нефть*, 5, 30-31.

References

1. Suleimanov, B.A. (1997). Slip effect during filtration of gassed liquid. *Colloid Journal*, 59(6), 749-753.
2. Suleimanov, B.A. (1995). Filtration of disperse systems in a nonhomogeneous porous medium. *Colloid Journal*, 57(5), 704-707.
3. Shakhverdiev, A. Kh., Panakhov, G. M., Suleimanov, B. A., et al. Method for development of oil deposit. *RU Patent 2125154*.
4. Suleimanov, B. A., Azizov, H. F. (1995). Specific features of the flow of a gassed liquid in a porous body. *Colloid Journal*, 57(6), 818-823.
5. Suleimanov, B. A., Azizov, F., Abbasov, E. M. (1998). Specific features of the gas-liquid mixture filtration. *Acta mechanica*, 130(1), 121-133.
6. Vishnyakov, V., Suleimanov, B., Salmanov, A., Zeynalov, E. (2019). Primer on enhanced oil recovery. *Gulf Professional Publishing*.
7. Suleimanov, B. A., Guseynova, N. I., Veliyev, E. F. (2017, October). Control of displacement front uniformity by fractal dimensions. SPE-187784-MS. In: *SPE Russian Petroleum Technology Conference. Society of Petroleum Engineers*
8. Veliyev, E. F. (2020). Review of modern in-situ fluid diversion technologies. *SOCAR Proceedings*, 2, 50-66.
9. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F., Azizagha, A. A. (2020). Colloidal dispersion nanogels for in-situ fluid diversion. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 193, 107411.
10. Veliyev, E. F. (2020). Mechanisms of polymer retention in porous media. *SOCAR Proceedings*, 3, 126-134.
11. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F., Naghiyeva, N. V. (2021). Colloidal dispersion gels for in-depth permeability modification. *Modern Physics Letters B*, 35(01), 2150038.
12. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F., Naghiyeva, N. V. (2020). Preformed particle gels for enhanced oil recovery. *International Journal of Modern Physics B*, 34(28), 2050260.
13. Kolovertnov, G. Yu., Krasnov, A. N., Kuznetsov, Yu. S., et al. (2015). Automation of the process of liquid removal from gas wells and lines. *Oil and Gas Territory*, 9, 70-76.
14. Panikarovskii, E.V., Panikarovskii, V. V., Vaganov, Y. V. (2019). Improving efficiency of application foam sheets to remove liquid from gas wells. *Oil and Gas Studies*, 3, 54-63.
15. fon Pionski, K., Sejdel, SH., Veuto, D. K., Veuto, D. (2003). Ustrojstvo dlya avtomaticheskogo vvoda bruskov myla obespechivaet uvelichenie dobychi gaza. *Neft' mira*, 1, 45-46.
16. Maximize production by continuously dropping soap sticks throughout the day and night. <https://jandjsolutionsllc.com/products/automatic-soap-stick-launcher/>
17. Kondrat, R. M., Bileckij, M. M. (1980). Sovershenstvovanie metodov ekspluatatsii obvodnivshihsiya gazovyh skvazhin. *Razrabotka i ekspluatatsiya gazovyh i gazokondensatnyh mestorozhdenij*, 9, 56.
18. Soap Sticks. <https://jandjsolutionsllc.com/products/soap-sticks/>
19. Soft Soap Sticks. <http://fisher-stevens.com/index.html>
20. Soapsticks. <https://foamtechinc.com/products/soapsticks/>
21. Zakirov, N. N., Krotov, P. S., Yushkov, A. Yu. et al. (2007). Bottom hole constructional choice in senoman horizontal wells. *Bureniye i Neft*, 5, 30-31.

Повышение эффективности удаления жидкости с забоя газовых скважин

Е.Т.Баспаев

ТОО Проектный институт «ОПТИМУМ», Актау, Казахстан

Реферат

Одной из эффективных технологий удаления накопленной на забое газовых скважин жидкости и восстановления свободного движения газа является введение на забой твердых поверхностно-активных веществ (ПАВ) в шарообразной или цилиндрической форме (химических таблеток), способствующих вспениванию газожидкостной смеси на забое скважины и ее поднятию на дневную поверхность. Образование пены снижает гидростатическое давление на пласт, повышая продуктивность скважины.

В работе приводятся результаты исследований нового состава твердого ПАВ для удаления жидкости с забоя газовых скважин. На основе проведенных исследований можно сделать вывод, что рассмотренный состав обладает высокой поверхностной активностью, смачивающей и многофункциональной защитной способностью. Предложен способ доставки твердого ПАВ (химической таблетки) на забой наклонной скважины.

Ключевые слова: газовые скважины; удаление жидкости; твердый ПАВ; химические таблетки; вспенивание газожидкостной смеси; наклонная скважина.

Qaz quyularının quyudibindən maye çıxarılmasının effektivliyinin artırılması

E.T.Baspayev

«ОПТИМУМ» Layihə İnstitutu SC, Aktau, Qazaxıstan

Xülasə

Qaz quyularının quyudibində yığılan mayenin çıxarılması və qazın sərbəst hərəkətinin bərpası üçün effektiv texnologiyalardan biri də quyudibində qaz-maye qarışığının köpüklənməsinə və yerin səthinə qalxmasına imkan yaradan kürəyəbənzər və ya silindirik formalı (kimyəvi şaşkalar) bərk səthi aktiv maddələrin (SAM) quyudibinə daxil edilməsidir. Köpüyün əmələ gəlməsi laya hidrostatik təzyiği azaldır, quyunun məhsuldarlığını artırır.

Məqalədə qaz quyularının quyudibindən mayenin çıxarılması üçün bərk səthi aktiv maddənin yeni tərkibinin tədqiqinin nəticələri təqdim olunur. Aparılan tədqiqatlara əsasən baxılan tərkibin yüksək səthi aktivliyə, nəmləndirici və çoxfunksiyalı qoruyucu qabiliyyətə malik olması qənaətinə gəlinir. Bərk səthi aktiv maddənin (kimyəvi şaşkaların) maili quyunun quyudibinə çatdırılması üçün üsul təklif olunur.

Açar sözlər: qaz quyuları; mayenin çıxarılması; bərk səthi aktiv maddə; kimyəvi şaşkalar; qaz-maye qarışığının köpüklənməsi; maili quyuy.