



ИССЛЕДОВАНИЕ ПРИМЕНИМОСТИ КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ В КОНГЛОМЕРАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ

М.Ш.Шакен

Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз», Атырау, Казахстан

Studying the Applicability of Acid Treatment in Conglomerate Reservoir

M.Sh.Shaken

KMG Engineering «Caspimunaigas», Atyrau, Kazakhstan

Abstract

Nowadays, the acid treatment is became one of the widely used and most effective methods of well treatment methods to increase or revive the productivity of wells. However, the most important and crucial step in the planning this technology is the correct selection of acid composition. The success of the acid treatment in terrigenous reservoir depends on the compatibility of the selected acid composition and the mineralogy of porous media, since the chemical reaction underlying the acidic treatment is a key factor in this wellwork. Nevertheless, the accumulated field experience indicates an insufficient degree of elaboration of this issue. Often, the selection of the required acid composition is carried out without sufficient scientific and methodological substantiation. Particularly, when choosing an acid composition the mineralogy of the target interval is not taken into account. Also, an important factor is the previously undertaken activities in the wells, such as fracking jobs, as the acid resistance of the proppant must also be taken into account. All types of proppant are generally chemically stable and do not react with fracturing or formation fluids. However, some types of acids under formation conditions can damage proppant integrity and negatively affect fracture conductivity. All these factors need to be considered when choosing an acidic composition, planning the wellwork as a whole.

Keywords:

Conglomerate deposits;
Acid treatment in
terrigenous reservoirs;
Mineral composition of
porous media;
Effect of acid compositions
on proppant.

© 2019 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Кислотная обработка скважин широко применяется в разработке как карбонатных, так и терригенных коллекторов для интенсификации добычи нефти. Это обусловлено простотой исполнения, относительно низкой стоимостью и высокой эффективностью обработок. Обычно для терригенных коллекторов применяются составы в сочетании соляной и плавиковой кислоты. Технология обеспечивает увеличение проницаемости в призабойной зоне скважины, за счет образования новых высокопроводящих каналов, и стимулируют продуктивность скважин, за счет увеличения охвата дренирования. Для получения высокого эффекта от мероприятия необходимо обоснованно подходить к выбору композиции кислоты, глубоко изучить геологические условия целевого пласта. Это позволяет повысить эффективность кислотной обработки и избежать отри-

цательные последствия, связанные с возможным образованием стойких эмульсий и нерастворимых осадков, вызывающих вторичную кольматацию призабойной зоны пласта.

Цель работы - исследование эффективности воздействия различных кислотных систем на горную породу конгломератной залежи горизонта М-II-4 для определения оптимальной кислотной композиции, на основе минералогического состава обрабатываемого интервала.

Объектом исследования является: конгломератная залежь мелового горизонта М-II-4.

Объект вступил в промышленную разработку в начале 2015 г. На рисунке 1 можно увидеть, что объект вступил в разработку сразу с обводненностью (45%) и наблюдается стремительный рост по годам. Уровень добычи нефти поддерживается исключительно бурением новых скважин. Закачка воды ведется в двух скважинах и влияние на пластовое давление не наблюдается, но наблюдается влияние на рост обводненности, что

является возможным отрицательным эффектом закачки воды из-за прорыва нагнетаемой воды в добывающие скважины.

История разработки нефтяной залежи М-II-4 центрального поднятия характеризуется как крайне неблагоприятная: из 3588 тыс.т геологического запаса извлекаемым является только 1158 тыс.т нефти с утвержденным КИН – 0.325.

На 01/01/2019 г. накопленный отбор нефти по объекту – 157.9 тыс.т, по жидкости – 441.5 тыс.м³. Накопленная добыча газа – 202.6 млн.м³. Отбор от НИЗ – 13.1%, и текущий КИН – 0.042 д.ед. Накопленная закачка воды 484.0 тыс.м³, и накопленная компенсация отборов жидкости составила 109.6%.

Общий пробуренный фонд объекта составляет 23 скважин, из них эксплуатировались на данном участке 18 скважин, 2 скважины пробурены как нагнетательные.

На дату 01/01/2019 г. участок разрабатывается с 14 добывающими и 2 нагнетательными скважинами. Осуществляется приконтурное заводнение. Закачка в основном ведется в водяную зону. Влияние системы поддержания пластового давления (ППД) на пластовое давление не наблюдается. Падение пластового давления значительное - текущее пластовое давление 94 атм при начальном 157 атм и при давлении насыщения 121 атм.

Ввиду геологических особенностей существуют сложности в понимании системы разработки объекта. Коллектор является терригенным с преобладанием конгломерата, и характеризуется низкой проницаемостью (13.5 мД), легкой нефтью (0.708 г/см³) и низкой вязкостью (0.658 сП). Тип коллектора определен как поровый.

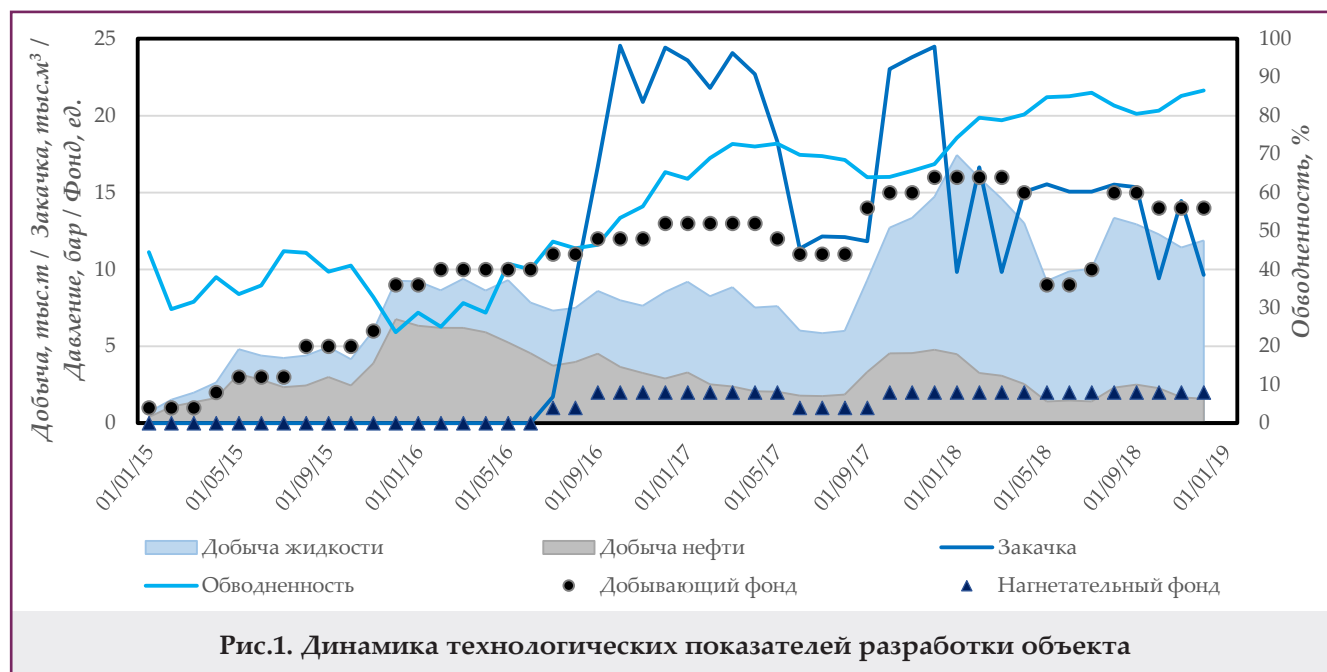
Из-за низкой проницаемости, проппантный гидроразрыв пласта (ГРП) является ключевой технологией обеспечения притока в добывающие скважины. Во всех 14 скважинах действующего фонда были проведены мероприятия по ГРП. Однако продолжительного эффекта от ГРП не

наблюдается, так как дебиты скважин после проведения мероприятия быстро падают, причиной которого возможно является ограниченная длина созданной трещины при низкой проницаемости коллектора. Увеличение тоннажа, закачиваемого проппанта не представляется возможным из-за высокого риска прорыва трещины в верхней газо-конденсатной залежи.

Также, при освоении наблюдается высокая обводненность продукции скважин в восточной части залежи, причиной которого возможно является поступление пластовой воды через трещину созданную ГРП, где непроницаемый фундамент расположен намного глубже, чем подошва продуктивного горизонта.

Осложняющими проблемами разработки залежи являются не полная геологическая изученность коллектора, низкая проницаемость породы, падение пластового давления, высокая обводненность продукции скважин. На горизонте М-II-4 скважины в сводовой части центрального поднятия вскрывают газовую шапку, что может привести к прорыву газа и осложнениям при разработке объекта эксплуатации.

Проанализировав данные по ФЕС, результаты проведенных исследований и состояние разработки, видно, что со временем освоения месторождений наблюдаются несоответствия между высокой (85%) обводненностью продукции скважин и низким значением (0.039) текущего коэффициента нефтеизвлечения. Все это указывает на то, что вовлечь в разработку удалось только незначительные запасы нефти. Понятно, что при такой системе разработки даже достижение утвержденного КИН является крайне проблемным, порой даже не возможным. Поэтому актуальной для данного объекта является проблема интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи пластов. В связи с этой целью данной работы является выбор и обоснование наиболее рационального метода воздействия на залежь.



Оценка возможности применения технологии СКО

Отложения горизонта М-II-4 представлены алевролитами, песчаниками, гравелитами и конгломератами. Песчаники - серые, зеленовато-серые, реже коричневые, массивные, частокосослоистые, в основном мелкозернистые и кварц-полевошпатовые, цемент - карбонатный, реже глинистый, крепкий, плотный. Алевролиты представлены тонкими прослоями - коричневыми, глинистыми, плотные. Гравелиты от серых до пестроцветных, в основном, мелкогалечные, обломки пород окатанные и полуокатанные, плохосортированные, кварц полевошпатового состава, на глинисто-карбонатном и глинисто-песчаном цементе, плотные и крепкие. Конгломераты состоят из обломков (до 10 см в диаметре) пород осадочного и метаморфического происхождения, пространство между которыми заполнено песчаником зеленовато-серого цвета, грубозернистым, известковистым, местами в породе наблюдаются светло-коричневые пятна. По небольшому числу исследований минерального состава породы сложены частицами кварца, калиевых полевых шпатов, плагиоклаза, цемент представлен кальцитом и глинистыми минералами (иллитом, хлоритом, реже присутствует каолинит и смешаннослойные минералы).

Результаты ранее проведенных специальных лабораторных исследований на керне скважин № 23, 26 и 69 по определению минералогического состава методом рентгеноструктурного анализа показывает высокое содержание карбонатных минералов в составе пород горизонта М-II-4.

Результаты лабораторных исследований продемонстрированы на рисунке 2.

Из рисунка 2 видно, что в составе горных пород исследуемого объекта преобладают кварц, кальцит и полевые шпаты с изменениями содержания в широком диапазоне. Содержание кварца варьируется в пределах 20-85%, тогда как содержание кальцита изменяется в диапазоне 5-60%, полевые шпаты с преобладанием альбита (5-50%). Также в составе породы встречаются мусковит (5-30%) и глинистые минералы, в основном хлорит (5-10%). Кроме этого местами встречаются гипс, халькопирит, молибден и Sodium Barium Nitride, в незначительном количестве (до 5%).

Учитывая высокое содержание карбонатных минералов в породе, а также непродолжительный эффект от ГРП, ключевой технологией обеспечения притока нефти в скважину на горизонте М-II-4 центрального поднятия, было предложено в лабораторных условиях оценить растворимость горных пород в кислоте, с целью подбора оптимального состава кислотных композиций для воздействия на призабойную зону скважин.

При планировании кислотной обработки и подборе оптимального состава наибольшую

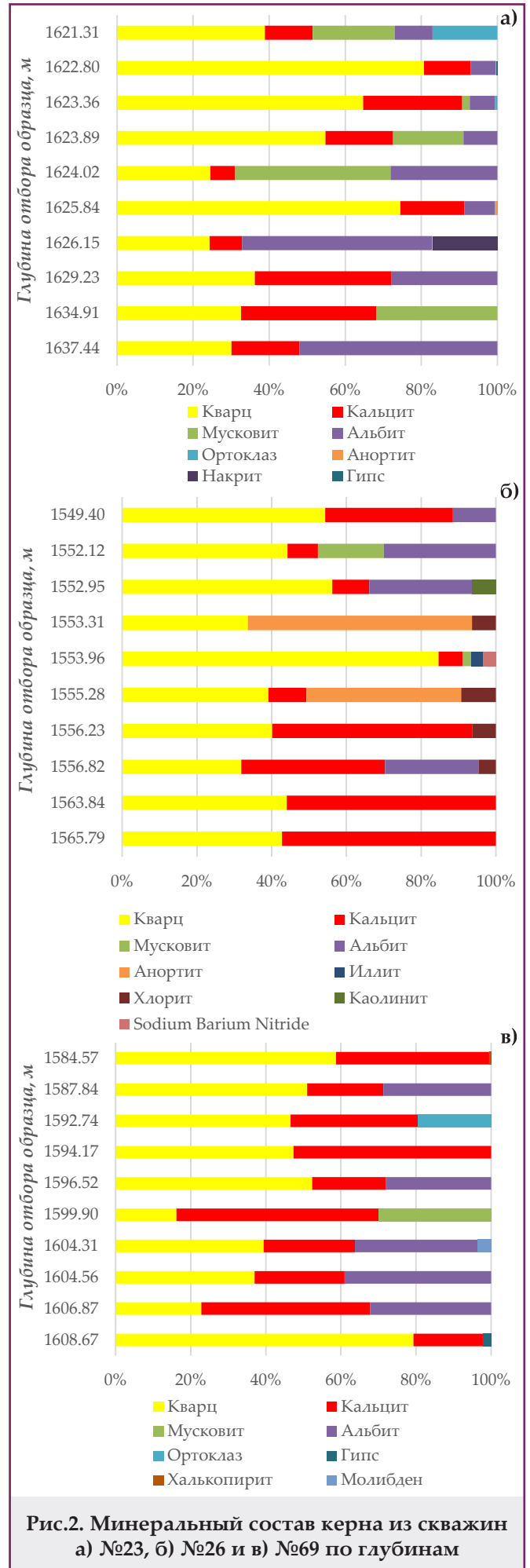


Рис.2. Минеральный состав керна из скважин а) №23, б) №26 и в) №69 по глубинам

сложность представляет обработка коллекторов смешанного литологического состава, особенно терригенные коллектора с содержанием карбонатов более 3% и глинистых минералов более 15%. При контакте с породой глинистые минералы начинают реагировать с кислотой быстрее, чем полевые шпаты и кварц, что объясняется с высокой удельной поверхностью глин. Поэтому, необходимо добиваться снижения темпа растворения глинистых минералов, иначе весь объем кислотных компонентов израсходуется в призабойной зоне скважины не успев глубоко проникнуть в пласт. Также, высокое содержание карбонатных минералов способствует быстрой нейтрализации кислоты, в результате чего снижается эффективность обработки.

В связи с этим, целью данной работы является исследование эффективности воздействия различных кислотных систем на горную породу терригенного коллектора горизонта М-II-4 центрального поднятия, для определения оптимальной кислотной композиции на основе минералогического состава обрабатываемого интервала.

При обработке терригенных коллекторов обычно применяется глинокислотный состав, который состоит из смеси фтористоводородной (до 3 масс.%) и хлористоводородной (до 12 масс.%) кислот в различных концентрациях. Фтористоводородная (плавиковая) кислота рас-

творяет силикатные минералы, но при реакции по мере нейтрализации кислоты (повышения pH), могут образовываться различные малорастворимые, порой даже нерастворимые осадки, тем самым способствуя коагуляции поровых пространств. Применение хлористоводородной (соляной) кислоты в составе помогает поддерживать pH. При высоком содержании карбонатных минералов (3-15%) в породе необходима предварительная промывка хлористоводородной кислотой, а при карбонатности коллектора свыше 15% использование плавиковой кислоты недопустимо.

Тем не менее, учитывая вышесказанное, с целью сравнения воздействия различных кислотных составов на исследуемую породу для лабораторных исследований были выбраны следующие композиции кислот:

- 1% HF - 6.5% HCl/12 (с промывкой 12% HCl);
- 1% HF - 6.5% HCl;
- 1% HF - 12% HCl;
- 3% HF - 12% HCl;
- 12% HCl.

Результаты проведенных экспериментальных исследований

Результаты проведенных лабораторных исследований по анализу воздействия различных кислотных составов на образцы керна со скважин №№ 57 и 69 приведены ниже в таблицах 1-3 и на рисунках 3- 4.

Таблица 1					
Результаты рентгеноструктурного анализа керна материала					
№ скв.	Глубина отбора, м	Минерал		Среднее содержание, %	Масса, г
57	1576.28	Кварц		22.5	0.45
		Карбонаты	Кальцит	36.2	0.72
		Полевые шпаты	Альбит	41.3	0.83
	1580.15	Кварц		51.0	1.02
		Карбонаты	Кальцит	38.0	0.76
		Полевые шпаты	Альбит	1.2	0.02
			Микроклин	8.3	0.17
		Глина	Накрит	1.8	0.04
	1588.87	Кварц		37.3	0.746
		Карбонаты	Кальцит	15.7	0.314
		Полевые шпаты	Альбит	23.4	0.468
			Анортоклаз	24.0	0.48
69	1593.2	Кварц		66.0	1.32
		Карбонаты	Кальцит	22.1	0.442
		Полевые шпаты	Альбит	6.0	0.12
			Микроклин	0.9	0.186
		Слюда	Мусковит	4.9	0.098
	1596.5	Кварц		39.8	0.8
		Карбонаты	Кальцит	26.8	0.54
		Полевые шпаты	Анортит	33.3	0.67
	1608.67	Кварц		16.3	0.33
		Карбонаты	Кальцит	37.2	0.74
		Полевые шпаты	Альбит	47.0	0.94

Таблица 2

Масса минералов до и после обработки кислотой образца со скважины № 57

Масса, г	Кварц	Карбонат	Полевые шпаты	Глина	Фторид кальция
1576.28 (до кислоты)	0.45	0.72	0.83		
1%HF-6.5%HCl/12	0.61		0.48		
1%HF-6.5%HCl	0.39			1.04	0.08
1%HF-12%HCl	0.86				
3%HF-12%HCl	0.27		0.59		
12% HCl	0.95				

Масса, г	Кварц	Карбонат	Полевые шпаты	Глина
1580.15 (до кислоты)	1.02	0.76	0.19	0.04
1%HF-6.5%HCl/12	0.85		0.73	
1%HF-6.5%HCl	0.05		1.05	
1%HF-12%HCl	0.74		0.21	
3%HF-12%HCl	0.86			
12% HCl	0.82		0.24	

Масса, г	Кварц	Карбонат	Полевые шпаты	Мусковит
1588.87 (до кислоты)	0.746	0.314	0.948	
1%HF-6.5%HCl/12	1.41			
1%HF-6.5%HCl	1.40		0.09	
1%HF-12%HCl	1.11		0.18	
3%HF-12%HCl	1.26			
12% HCl	1.04		0.09	0.32

Таблица 3

Масса минералов до и после обработки кислотой образца со скважины № 69

Масса, г	Кварц	Карбонат	Полевые шпаты	Мусковит
1593.2 (до кислоты)	1.32	0.44	0.14	0.10
1%HF-6.5%HCl/12	1.00		0.24	
1%HF-6.5%HCl	0.86		0.56	
1%HF-12%HCl	0.74		0.52	
3%HF-12%HCl	0.78		0.36	
12% HCl	1.15		0.12	0.01

Масса, г	Кварц	Карбонат	Полевые шпаты
1596.5 (до кислоты)	0.80	0.54	0.67
1%HF-6.5%HCl/12	Недостаточно навески		
1%HF-6.5%HCl	1.40		0.17
1%HF-12%HCl	1.02		0.22
3%HF-12%HCl	0.89		0.16
12% HCl	1.11		0.28

Масса, г	Кварц	Карбонат	Полевые шпаты	Глина	Мусковит	Фторид кальция
1608.67 (до кислоты)	0.33	0.74	0.94			
1%HF-6.5%HCl/12	0.74	0.10				0.16
1%HF-6.5%HCl	0.37			0.14		0.1
1%HF-12%HCl	0.60				0.05	0.01
3%HF-12%HCl	0.70					0.02
12% HCl	0.54			0.14		

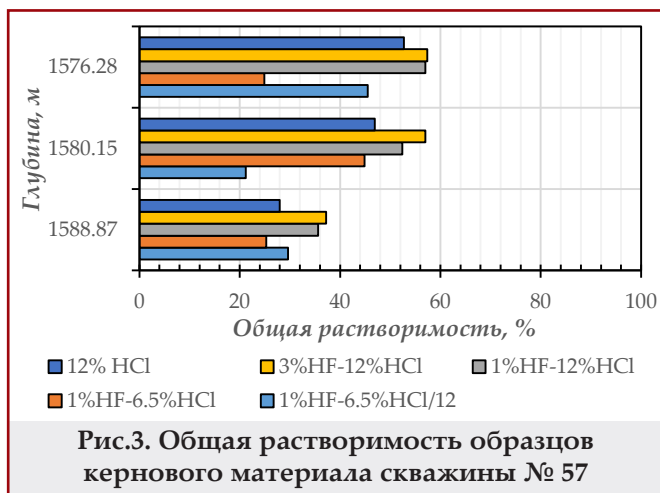


Рис.3. Общая растворимость образцов
кernового материала скважины № 57

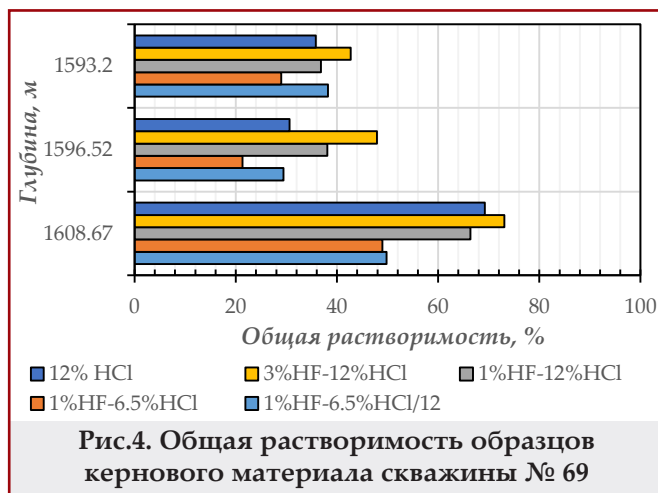


Рис.4. Общая растворимость образцов
кernового материала скважины № 69

Анализ результатов лабораторных исследований

В результате проведенных исследований по кислотной обработке kernового материала со скважин №№ 57 и 69 можно сделать следующие выводы.

Согласно графику общей растворимости для скважины №57 наибольшая растворимость kernового материала достигается при грязекислотной обработке с 3%HF+12%HCl. Однако, растворимости минералов для интервала 1588.87 имеется процесс освобождения соединений кремнистого состава от примесей, что повлекло увеличение кварца в процентном соотношении. Данный процесс объясняется тем, что кварц и полевой шпат принадлежат к подклассу каркасных силикатов, образуя в пространстве непрерывные трехмерные каркасы. Вероятно, этот процесс протекает под воздействием кислоты. Следует также учитывать факт, что для этого интервала данный процесс характерен при использовании всех кислотных композиций. Наименьшее процентное содержание кварца отмечается только при использовании соляной кислоты 12%HCl, однако, при использовании данной кислоты на этом же интервале выделяется мусковит, наличие которого возможно в цементе. Следует также отметить образование фторида кальция и глины на интервале 1576.28 м. Фторид кальция сформировался в результате реакции кальцита и плавиковой кислоты, тогда как глина свидетельствует о переходе полевых шпатов в глину под воздействием плавиковой кислоты.

Для скважины №69 наибольшая растворимость также достигается при использовании кислотной композиции 3%HF+12%HCl. Согласно растворимости минералов, заметна разная тенденция для каждого интервала. Если на интервале 1593.2 наблюдается растворимость кварца, но увеличение процентного содержания полевых шпатов, то на остальных двух интервалах 1596.5 и 1608.67 отмечается обратная тенденция, что объясняется теорией, описанной выше для скважины №57. Кислотная композиция 1%HF+6.5%HCl для скважины № 69 обусловлена наибольшим увеличением процентного содержания полевых шпа-

тов для интервала 1593.2 м, кварца для интервала 1596.5 м и выявлением глины для интервала 1608.67. Выявление глины также обусловлено для кислотной композиция 12%HCl на интервале 1608.67. Кислотная композиция 1%HF+6.5%HCl с промывкой 12%HCl обусловлена образованием высокого значения фторида кальция на интервале 1608.67, что может привести к коагуляции поровых пространств. Также на данном интервале выявлено не полное растворение кальцитов, что может свидетельствовать о высоком содержании карбонатов и маленькой концентрации соляной кислоты для полного растворения. Кислотные композиции 3%HF+12%HCl и 1%HF+12%HCl имеют почти одинаковую тенденцию для всех интервалов, также данные композиции не сильно отличаются по значениям общей растворимости, но кислотная композиция 1%HF+12%HCl характеризуется выявлением мусковита для интервала 1608.67 м.

Таким образом, по анализу результатов всех исследований можно сделать вывод, что самая высокая растворимость зарегистрирована при воздействия кислотной композиции 3%HF + 12%HCl. Тем не менее, для более точной оценки влияния той или иной композиции кислоты на конечное фильтрационное свойство породы, требуются дополнительные фильтрационные исследования на цилиндрических образцах керна, включающих в себя эксперименты по чувствительности к кислоте: изменение проницаемости и пористости после обработки кислотной композицией.

Оценка применимости кислотной обработки на скважинах после ГРП

Как уже было отмечено, проппантный ГРП является ключевой технологией обеспечения притока в добывающие скважины горизонта М-II-4 центрального поднятия. Во всех 14 скважинах действующего фонда были проведены мероприятия по ГРП. Основными типами часто используемых проппантов являются керамические проппанты производства компании ФОРЭС без полимерного покрытия (ForeProp) и с покрытием (ForeRCP) размерами 20/40 и 16/30, а также керамические проппанты производства компа-

нии Nika PetroTech без полимерного покрытия (PTProp) размером 12/18.

Природные песчаные и искусственные керамические проппанты являются двумя основными типами расклинивающего агента при ГРП. Все типы проппантов, в основном, химически устойчивы и не взаимодействуют с жидкостями разрыва или пласта. Однако некоторые типы кислот или пластовые условия могут повредить целостность проппанта и отрицательно повлиять на проводимость трещины. Эти факторы должны быть учтены при планировании мероприятия, при выборе типа проппанта и композиции кислотного состава.

Химическая стабильность проппантов определяется как их составом, так и микроструктурой. Большинство керамических проппантов основаны на оксиде алюминия с использованием каолина и бокситовых глин в качестве сырья. Каждый из этих минералов имеет уникальный режим в системе $Al_2O_3-SiO_2$: бокситовые минералы содержат более 70 масс.% Al_2O_3 , в то время как глинистые минералы содержат от 40 до 60 масс.% Al_2O_3 . Проппанты, изготовленные из этих минералов, состоят из трех основных фаз: корунда, муллита и кристаллического или аморфного кремнезема. Щелочные силикатные стеклообразные фазы и различные фазы алюмината железа также могут присутствовать в проппантах на основе бокситов. Хотя все вышеупомянутые являются химически устойчивыми, они могут быть уязвимыми в некоторых отраслях, с наиболее агрессивными жидкостями - хлористоводородной (HCl - соляная) и фтористоводородной (HF - плавиковая) кислоте. Растворимость корунда и муллита в плавиковой кислоте и грязекислотном составе уже давно хорошо известно в литературе. Корунд относительно инертен как к соляной, так и к плавиковой кислоте, тогда как муллит инертен к соляной кислоте. Растворимость муллита в плавиковой кислоте ниже кристаллического SiO_2 , но обычно выше, чем у корунда. Кроме того, чистота материала глиноземной керамики влияет на их устойчивость к растворению кислоты. Анализ микроструктуры в керамике показал, что HF действует на силикатные границы. Скорости растворения кремнезема и алюминия различаются в зависимости от их физической структуры.

Таким образом, кислотная устойчивость проппанта является важным свойством. Все виды керамических проппантов при производстве подвергаются испытанию на растворимость в смеси кислот по стандартам ГОСТ Р 54571-2011, API STD 19C-2018 или ISO 13503-2:2006 и ISO 13503-5:2006 в специальных лабораториях. Но такие стандарты являются общими, и не учитывают многие нюансы. Эти стандарты разработаны для лабораторных исследований в стандартных условиях (температура и давление), атмосферных условиях (давление) и не все учитывают время реагирования кислоты в пласте. В связи с этим, не мало испытаний проводились разными независимыми

лабораториями как в России, так и в западных странах. Результаты испытаний были опубликованы и доступны для общего ознакомления. Во многих ранее проведенных работах были выполнены только несколько тестов для определенной цели с конкретными условиями. Некоторые исследователи выявили взаимосвязь между растворимостью и прочностью на сжатие гравийной набивки, тогда как другие заявили, что растворимость не приводит к значительной потере прочности на сжатие, в других работах исследовалась растворимость без изучения ее влияния на сопротивление к раздавливанию проппантов.

Тем не менее, самой последней статьей по дате испытания и публикации является «Взаимодействие различных кислот и керамических проппантов на основе бокситов, в скважинах с ГРП и гравийными фильтрами» («Interactions between different acids and bauxitic-based ceramic proppants used in gravel-packed and fractured wells») опубликованная в «Журнале нефтяной науки и инженерии» (Journal of Petroleum Science and Engineering) в 2017 году, авторами которого являются А.И.Ассем и Х.А.Наср-Эл-Дин. Данная работа выделяется не только свежестью, а еще она содержит обзор многих предыдущих работ, выполненных инженерами - исследователями в разные годы, их плюсы и недоучеты. Работа была выполнена с целью оценки влияния различных кислотных композиций в разных заданных условиях на растворимость, прочность, устойчивость к раздавливанию и проводимость бокситовых проппантов.

По результатам лабораторных испытаний исследователями были выявлены:

- Соляная кислота (HCl) практически не оказывает отрицательного воздействия на образцы бокситов;
- Бокситовый проппант показал потери менее 5% по массе при грязекислотной обработке в условиях API, что соответствует требованиям API;
- При грязекислотной обработке растворимость проппанта увеличивается с увеличением концентрации кислоты и время воздействия;
- Растворимость проппанта увеличивается с отсутствием ингибитора коррозии, поскольку она покрывает проппантные зерна, замедляя их реакцию различными кислотами;
- При увеличении температуры с 121°C (250 °F) до 177°C (350 °F) растворимость проппанта быстро увеличивается и после истечения 3 часов изменение не значительное;
- Хотя кристаллы могут быть несколько устойчивы к кислотной коррозии, HF действует на муллит, маггемит (Fe_2O_3) и корунд (Al_2O_3), особенно на границах зерен, вызывая более высокое растворение;
- Проппантные зерна теряли гладкость и имели пористую поверхность. Растворение

пропантов приводило к образованию мелких частиц. Этот процесс может снизить удельную проводимость пропанта, поскольку мелкие частицы могут закупоривать упаковку и ухудшать проницаемость;

- Результаты XRD показали, что минералы практически не изменились. Исчезла лишь часть пиков муллита и маггемита, растворилось незначительное количество минералов, которые плохо кристаллизовались, что и стало основной причиной потери массы пропанта после проведения экспериментов. Установлено, что растворение муллита в плавиковой кислоте выше, чем корунд;
- При высоких температурах кремний в растворе уменьшается со временем из-за вторичных и третичных реакций. Эти реакции способствуют образованию мелких частиц, потенциально снижающие проводимость;
- Анализ показал высокую концентрацию алюминия, железа и относительно низкую концентрацию кремния и титана из-за их осаждения;
- Результаты показывают, что существует прямая связь между кислотной растворимостью и прочностью пропанта. Сопротивление к раздавливанию зависит от типа используемой кислоты и уменьшается с увеличением концентрации грязевой кислоты. По мере увеличения растворимости увеличились и раздавливание, и уплотнение пропанта.

Таким образом, из вышеизложенных можно сделать вывод, что разные грязевые кислоты оказывают различное существенное влияние на керамические пропанты зависимости от температуры и времени воздействия. По увеличению концентрации кислотного состава увеличивается растворимость, могут выпадать осадки от реакции, снижается прочность и сопротивление к раздавливанию, в связи с этим увеличивается риск потери проводимости пропантной пачки.

Поскольку испытания пропанта на чувствительность к кислоте по международным стандартам (ГОСТ, API, ISO) не учитывают все факторы, влияющие на воздействия в пластовых условиях, следует проявлять осторожность, при подборе оптимальной композиции для проведения кислотной обработки на скважинах с ГРП.

В связи с этим, предлагается считать 12% HCl + 3% HF как оптимальным составом кислотной композиции в целом для нефтяной залежи М-II-4, так как лабораторные исследования показывают наибольшую растворимость по данной композиции. Но в связи с отрицательным влиянием плавиковой кислоты на прочность керамических пропантов, при планировании кислотной обработки на скважинах с ранее проведенными ГРП, предлагается исключить HF с кислотного состава. Следует учесть, что по результатам лабораторных исследований кислотная композиция с 12% HCl также показывает хороший результат, и всего немного уступает от 12% HCl + 3% HF по растворимости.

Литература

1. Давлетов, З.Р., Пахомов, М.Д., Мурзатаева, М.К. и др. (2012). Подбор оптимальной кислотной композиции для проведения успешной обработки призабойной зоны заглинизированного терригенного коллектора на основе сведений о минералогическом составе». Москва: МГУ нефти и газа имени И.М. Губкина.
2. Облёзов, А.В., Мусабилов, М.Х. (2017). Подбор оптимальных кислотных композиций для стимуляции продуктивности терригенных и карбонатных пластов основных месторождений НГДУ «Бавлынефть», ПАО «Татнефть». <http://www.tatnipi.ru/upload/sms/2017/bur/007.pdf>
3. Assem, A.I. & Nasr-El-Din, H.A. (2017). Interactions between different acids and bauxitic-based ceramic proppants used in gravel-packed and fractured wells. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 158, 441-453.
4. Сакулин, А.В., Скурихин, В.В., Федорова, О.С. (2013). Влияние кислотной обработки на свойства пропантов. *Нефть. Газ. Новации*, 7(174), 78-80.
5. Cheung, S.K. (1988). Effects of acids on gravels and proppants. SPE-13842-PA. *SPE Production Engineering*, 3(2), 201-204.

References

1. Davletov, Z.R., Pakhomov, M.D., Murzataeva, M.K., et al. (2012). Selection of optimum acid composition for successful treatment of bottomhole zone of the mudded-off terrigenous reservoir based on mineral composition data. Moscow: Gubkin Russian State Oil and Gas University.
2. Oblezov, A.V., Musabirov, M.H. (2017). Selection of optimal acid compositions for stimulation of terrigenous and carbonate reservoirs productivity of the main fields of NGDU «Bavlyneft», PJSC «Tatneft». <http://www.tatnipi.ru/upload/sms/2017/bur/007.pdf>
3. Assem, A.I. & Nasr-El-Din, H.A. (2017). Interactions between different acids and bauxitic-based ceramic proppants used in gravel-packed and fractured wells. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 158, 441-453.
4. Sakulin, A.V., Skurikhin, V.V., & Fedorova, O.S. (2013). Impact of acid treatment upon the properties of proppant. *Neft. Gaz. Novatsii*, 7(174), 78-80.
5. Cheung, S.K. (1988). Effects of acids on gravels and proppants. SPE-13842-PA. *SPE Production Engineering*, 3(2), 201-204.

Исследование применимости кислотной обработки в конгломератных коллекторах

М.Ш.Шакен

Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз»,
Атырау, Казахстан,

Реферат

В настоящее время, кислотная обработка стала одной из широко используемых и наиболее эффективных методов обработки для восстановления и увеличения продуктивности скважин. Однако, наиболее важным и ответственным этапом в планировании данной технологии является правильный подбор состава кислоты. Успешность кислотной обработки в терригенном коллекторе в основном зависит от совместимости выбранного кислотного состава и минералогии пористых сред, поскольку химическая реакция, лежащая в основе кислотной обработки, является ключевым фактором в данном мероприятии. Тем не менее, накопленный полевой опыт свидетельствует о недостаточной проработанности данного вопроса. В основном подбор кислотной композиции проводится без методического и научного обоснования. В частности, при выборе кислотного состава минералогия целевого пласта не учитывается. Также немаловажным фактором является ранее проведенные на скважинах геолого-технические мероприятия, такие как проппантный гидророзрыв пласта, так как устойчивость проппанта к кислотному воздействию также должна быть учтена. Все типы проппанта, как правило, химически устойчивы и не реагируют с пластовыми флюидами или жидкостями разрыва. Однако в пластовых условиях некоторые виды кислот могут повредить целостность проппанта и тем самым отрицательно повлиять на проводимость трещины. Все эти факторы должны быть учтены при выборе композиции кислотного состава и при планировании мероприятия в целом.

Ключевые слова: конгломератная залежь; кислотная обработка терригенных коллекторов; минеральный состав породы; влияние кислотных составов на проппант.

Konglomerat kollektorlarında turşu ilə işlənmənin tətbiq etməsi mümkünlüyünün qiymətləndirilməsi

M.Ş.Şaken

«KaspiyMunayQaz» SC-nin «KMG İnjiniring» MMC, Atrau, Qazaxıstan

Xülasə

Hal hazırda, hasilat quyularının məhsuldarlığının, vurucu quyuların qəbuletmə qabiliyyətinin artırılması və bərpası məqsədilə yerinə yetirilən quyudibi zonaya təsirin daha səmərəli və geniş istifadə olunan üsullarından biri quyunun turşu ilə işlənməsidir. Turşu ilə işləmə texnologiyasının layihələndirilməsində ən mühüm və məsuliyyətli mərhələ prosesin texnoloji mayesinin seçilməsidir. Məhsuldar layın işlənməsinin müvəffəqiyyətlə nəticələnməsi çox vaxt seçilmiş turşu kompozisiyasının işlənən intervalın mineraloji tərkibinə uyğun gəlməsindən asılı olur. Belə ki, terrigen kollektorun turşu ilə işlənməsinin əsasında duran kimyəvi reaksiyalar geoloji-texniki tədbirin əsas amilidir. Lakin toplanmış mədən təcrübəsi bu məsələnin kifayət qədər öyrənilmədiyini göstərir. Zəruri turşu tərkibinin seçimi çox vaxt elmi-metodoloji baxımdan kifayət qədər əsaslandırılmadan həyata keçirilir. Xüsusilə, terrigen layın işlənməsi üçün turşu kompozisiyasının seçilməsi zamanı süxurların konkret təsir intervalının mineraloloji tərkibi nəzərə alınmır. Həmçinin, quyularda proppantın istifadəsi ilə aparılan LHY kimi əvvəllər keçirilmiş tədbirlər də əsas amillərdəndir, belə ki, proppantların turşuya davamlılığı da nəzərə alınmalıdır. Proppantların bütün növləri əsasən kimyəvi cəhətdən davamlıdırlar, lay və ya hidroyarıma mayeləri ilə qarşılıqlı təsir göstərmirlər. Lakin bəzi turşular lay şəraitində proppantın tamlığına zərər verə, çatların keçiriciliyinə mənfi təsir göstərə bilər. Tədbirin planlaşdırılmasında, turşu tərkibinin kompozisiyasının seçimində bu amillər nəzərə alınmalıdır.

Açar sözlər: konglomerat yatağı; terrigen kollektorların turşu ilə işlənməsi; süxurun mineral tərkibi; turşu tərkiblərinin proppanta təsiri.