



Рисунок 5– Выигрыш в достоверности приема от расстройки для различных помех

Из рисунка 5 видно, что выигрыш в достоверности для немодулированной когерентной структурной помехи (при $r = 0,21$ и $P_{\Pi}/P_c = 7$) достигает $\sim 10^2$ раз по сравнению с модулированной некогерентной структурной помехой (при $r = 0,21$ и $P_{\Pi}/P_c = 10$), и $\sim 10^3$ раз по сравнению с синусоидальной помехой при расстройке $\Delta f/f_n$ порядка $\sim 0,78 \cdot 10^{-2}$.

Список литературы

1. Системы сотовой и спутниковой связи / В.В. Калмыков, И.Б. Федоров, С.С. Юдачев. Изд. – во «Рудомино», 2010. 280с.
2. Скляр, Бернард. Цифровая связь. Теоретические основы и практическое применение. Изд. 2-е, испр.: Пер. с англ. – М.: Издательский дом «Вильямс», 2003. 1104с.
3. Proakis J.G., Digital Communications, 4-th ed. New York: McGraw – Hill, 2000.
4. Варакин Л.Е. Системы связи с шумоподобными сигналами. – М.: Радио и связь, 1985. – 384 с.
5. Бондаренко В.Н., Краснов Т.В. Помехоустойчивость корреляционного приемника шумо-

подобного сигнала с автокомпенсатором структурной помехи. Известия вузов России. Серия “Радиоэлектроника”, 2012, вып.1, с.58.

6. Бондаренко В.Н., Гарифуллин В.Ф., Краснов Т.В., Галеев Р.Г. Эффективность подавления структурной помехи корреляционным приемником шумоподобного сигнала с автокомпенсатором. Известия вузов России. Серия “Радиоэлектроника”, 2013, вып.5, с.18.

7. Галев А.В., Косолапов А.С. Исследование влияния структурных помех на помехоустойчивость систем с широкополосными шумоподобными сигналами при когерентном приеме. Наука и образование: электронное научно-техническое издание. Эл. № ФС 77-30569/400050.04, 2012. <http://technomag.edu.ru/doc/400050.html>.

8. Галев А.В., Юдачев С.С. Помехоустойчивость некогерентного приема широкополосных сигналов при структурных помехах. Вестник воздушно – космической обороны: Научно – технический журнал / ПАО «НПО «Алмаз», 2018 г., №2(18), с. 55-60.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ КОМПЛЕКСНОГО ХИМИКО-ДЕПРЕССИОННОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ (КХДВ) НА ПЛАСТЫ С НИЗКОПРОНИЦАЕМЫМИ ТЕРРИГЕННЫМИ КОЛЛЕКТОРАМИ**Куат Н.К.***Атырауский университет нефти и газа***Досказиева Г.Ш.***к.т.н., профессор Атырауский университет нефти и газа***Kuat N.K.***- Atyrau University of Oil and Gas***Doskazyeva G.Sh***candidate of technical sciences, professor in Atyrau University of Oil and Gas***АННОТАЦИЯ**

Представлено обоснование рациональных способов применения полимерных растворов, поверхностно-активных веществ (ПАВ) и других химических реагентов для повышения нефтеотдачи и выполнен технологический расчет закачки их в пласт.

ANNOTATION

Substantiation of rational methods of application of polymer solutions, surfactants and other chemical reagents for enhanced oil recovery is presented, and the technological calculation of their formation injection is made.

Ключевые слова: поверхностно-активные вещества, призабойная зона пласта, асфальто-смолистые парафиновые отложения, терригенные коллекторы.

Key words: surface-active substances, bottom-hole formation zone, asphalt-resinous paraffin deposits, terrigenous reservoirs.

Учитывая многообразие форм состояния призабойной зоны пласта (ПЗП) (чистая или загрязненная механическими примесями или асфальто-смолистыми парафиновыми отложениями (АСПО), нефти - или водонасыщенная, заглинизированность коллектора и тип глины), часть поверхности порового пространства может оказаться заблокированной и недоступной для глинокислоты. Следовательно, необходимо воздействовать на ПЗП последовательно химическими реагентами различного функционального назначения при обязательном извлечении продуктов реакции путем создания на пласт глубокой депрессии. В качестве таких химических реагентов в экспериментальных исследованиях использовали неорганические породоразрушающие кислоты и составы на их основе, органические растворители с различным гидрофильно-липофильным балансом, реагенты разглинизации на основе неорганических солей, гидрофобизаторы, ПАВ и деэмульгаторы.

По результатам экспериментальных исследований в работе [1] разработана технология с условным названием «комплексное химико-депресссионное воздействие» (КХДВ) для обработки ПЗП с низкопроницаемыми коллекторами. Технология реализуется путем чередующегося циклического воздействия, включающего последовательную закачку в продуктивный пласт реагента определенной функциональной назначения, выдержку на реакцию и извлечение отработанного химического реагента при создании депрессии. В химических циклах в определенной последовательности используются следующие функциональные реагенты: кислотные составы различной реакционной способности с учетом температурного фактора, органические растворители разглинизатор и др.

Для повышения эффективности метода непосредственной технологии закачки композиций и составов следует предварительно провести комплекс подготовительных работ в каждой скважине. Этот комплекс должен включать обработку призабойной зоны и соляно-кислотной (термокислотной) обработки, или оба процесса, или другой вид, например тепловое воздействие на перфорированный интервал скважины.

Таким образом, можно заключить, что технология глубокой обработки ПЗП с применением комплексного химического, температурного и депрессионного воздействия позволяет существенно интенсифицировать выработку запасов при воздействии на элемент разработки.

Увеличение проницаемости низкопроницаемых пластов (НПК) осуществляется за счет преобразования структуры порового пространства с существенным увеличением его эффективной гидропроводящей пористости. Предлагается сочетать химический способ воздействия с депрессией на пласт, поскольку другие способы не обеспечивают столь существенного изменения гидропроводности в ПЗП без нарушения целостности тела породы. Наибольшее распространение на практике получила кислотная обработка низкопроницаемых терригенных коллекторов фторосодержащими кислотными составами на основе грязевой кислоты [3].

Одной из наиболее важных характеристик кислотных составов для обработки прискважинных зон пласта (ПЗП) является скорость реакции с породой. Для низкопроницаемого коллектора наиболее существенно, чтобы эта скорость была минимальной, особенно при повышенных температурах, так как в противном случае из-за большой удельной поверхности глины вся кислота расходуется в ПЗП.

Реакция химического взаимодействия жидкой и твердой фазы относится к гетерогенным процессам, а скорость ее зависит от поверхности контакта этих фаз. Поскольку состояние ПЗП может быть многообразным, и поэтому часть поверхности порового пространства может оказаться заблокированной и недоступной для глинокислоты. Связи с этим рекомендуется воздействовать на ПЗП последовательно химическими реагентами различного функционального назначения при обязательном принудительном извлечении продуктов реакции путем создания на пласт глубокой депрессии. В качестве химических реагентов можно использовать неорганические породоразрушающие кислоты и составы на их основе, органические растворы, ПАВ и деэмульгаторы.

Для правильного выбора состава реагентов, следует в первую очередь определить степень глинизации коллектора и влияние ее на величину проницаемости. В частности, установлено, что при кислотной обработке происходит разрыхление и перенос частиц кварца и глины, что закупоривает коллектор его же частицами. Взаимодействие кислотной композиции с глинистыми песчаниками носит сложный характер [3], требует проведения дополнительных исследований.

Рекомендуется провести комплекс подготовительных работ в скважинах и ПЗП при применении физико-химических методов. При этом технология закачки в скважины (осадко - гелеобразующих композиции (ГОК), большеобъемных гелевых систем (БГС), структурообразующие композиции и др) способствуют выравниванию неоднородности пласта по проницаемости, перераспределению фильтрационных потоков, сокращению количества воды, подключению в разработку участков или зон с трудноизвлекаемыми запасами, стабилизации и добычи нефти.

Преимущественное воздействие кислотных составов на глину и минералы межзернового цемента является причиной низкой эффективности кислотных обработок в полимиктовом глинизированном песчанике. Такое воздействие приводит к разрыхлению и переносу частиц кварца и глины, что закупоривает коллектор его же частицами.

Важное значение в процессе кислотной обработке имеют низкое набухание глины и небольшое

межфазное натяжение на границе «углеводород – применяемый кислотный состав».

В Институте промышленной химии при РГУ нефти и газа им.И.М.Губкина разработана кислотная композиция для терригенных коллекторов, обладающая замедленной реакцией, поскольку в результате реакции между компонентами происходит постепенное выделение фтористоводородной кислоты и органических солей-буферов. Последние, гидролизуясь, постепенно выделяют ионы водорода и постоянно поддерживает низкое значение pH до полной нейтрализации фтористоводородной кислоты, препятствуя выпадению осадков.

Рекомендуется использовать кислотную композицию «Химеко-ТК-2» (ТУ-025-0-17197708-01 выпускаемую в ЗАО Химеко-Ганг в виде концентрата [2]). При применении концентрат разбавляется в 6 раз (1:5) пресной водой. Эта композиция обладает невысоким межфазным натяжением на границе с керосином, равным 0.45 мН/м, что значительно ниже, чем у грязевой кислоты с добавкой ПАВ, а также низкой коррозионной активностью.

Эффективность состава для терригенного коллектора зависит от скорости растворения кварца. При этом скорость растворения глины должна быть минимальной. Грязевая кислота хорошо растворяет и кварц и глины, что может привести к выносу песка, а некоторых условиях к образованию большого количества гелеобразных осадков. Состав «Химеко ТК-2» имеет невысокую, но незатухающую скорость растворения кварца и минимальную скорость растворения глины. Это необходимо для обработки глинизированного песчаника низкой проницаемости.

На основе фильтрационных экспериментов утверждается [3], что составы на основе грязевой кислоты с содержанием HCl от 3 до 14% и HF от 0.5 до 3 % ухудшают проницаемость образца керна из пласта- глинизированного песчаника проницаемостью менее 0.02-0.04 мкм², поскольку рабочая жидкость вступая в реакцию с глинистой составляющей коллектора, разрушает межзерновые связи, в результате чего поры пласта забиваются продуктами разрушения. В таблице 1, представлены результаты этих экспериментов.

Таблица 1

Состав жидкости воздействия	Количество компонен- тов	Проницаемость образца мкм ²	
		До воздействия	После воздействия
НСI HF Неонол	12 3 0.5	0.0146	0.0093
НСI HF ОЭДФ	3 0.5 1	0.0139	0.0092
Закачиваемый 3% ный HF ОЭДФ Продавка 6%- ной НСI	3 0.5 1	0.0226	0.0125
НСI HF	14 3	0.0071	0.0044
Закачиваемый 3% ный Раствор NH ₄ Cl «Химеко ТК-2» Продавка 3%- ным Раствором NH ₄ Cl	Разбавление в воде 1:5	0.0087	0.0195
Закачиваемый 3% ный раствор NH ₄ Cl «Химеко ТК-2» Продавка 3%- ным раствором NH ₄ Cl	Разбавление в воде 1:5	0.0021	0.0047

Как видно из табличных данных применение предлагаемого кислотного состава для обработки керна в зависимости от начального значения проницаемости коллектора и других параметров пласта может увеличить проницаемость более два раза.

Скважины обрабатываются по технологической схеме, составленной на базе имеющегося стандартного оборудования нефтяного ряда, применяемого при обычных кислотных обработках

Рабочие растворы в скважину подаются в следующей последовательности:

Сначала закачивается кислотный раствор, затем буферный раствор или органическая жидкость (нефть, дизельное топливо и др.). Объем кислотного раствора на одну обработку составляет 1-1.5 м³/м перфорированной толщины пласта, а буферного раствора- 0.5-1 м³. Выдержка на реакцию раствора в пласт должна составлять до 8 часов и после этого удаляются продукты реакции.

По результатам обработки пластов раствором кислотной композиции «Химеко ТК-2» успешность по всем проведенным обработкам составляет 80 %. В то же время при обработке этих пластов грязевой кислотой успешность не превышает 40 %.

Пример сравнительного расчета величины необходимого давления закачки для подачи полимерного состава (ПАА), поверхностно – активного вещества ПАВ и алкилированной серной кислоты(АСК) в пласт.

Расчет проводился для различных значениях вязкости пластовой жидкости при следующих исходных данных:

Коэффициент продуктивности K , (кг/с.Па) 2.10^{-7}

Пластовое давление $p_{пл}$, МПа ----- 30

Темп закачки M , кг/с----- 5

Диаметр обсадной колонны $D_{обс}$, м ---- 0.168

Диаметр НКТ D , м ----- 0.075

Диаметр нагнетательного трубопровода $D_{мп}$, м - 075

Длина нагнетательного трубопровода $L_{мп}$, м 5000

Отметка устья скважины $z_{скв}$, м ----- 100

Отметка агрегата $z_{агр}$, м ----- 120

Давление всасывающей жидкости $p_{вс}$, мПа 0.35

Коэффициент шероховатости труб $k_{ш}$ мкм 50

Коэффициент шероховатости труб $k_{ш}$ мкм 50

Средняя вязкость закачиваемой среды μ_p мПа.с :

Раствора ПАА----- 7.5

Раствора ПАВ-----1.5

АСК----- 20

Средняя плотность закачиваемой среды ρ , кг/м³ :

Раствора ПАА ----- 1040

Раствора ПАВ ----- 1040

АСК ----- 1660

Результаты расчетов при различных вязкостях пластовой жидкости представлены в таблице 2.

$$\mu_{пл} = 1.0 \text{ мПа}\cdot\text{с}$$

Растворы	ПАВ			ПАА			АСК		
	1	3	5	1	3	5	1	3	5
M кг/с									
$p_{заб}$	30.7	32.25	33.75	33.75	41.25	48.75	40	60	80
$p_{икт}$	30.75	32.25	33.75	33.75	42.25	48.70	40	60	80
$p_{уст}$	10.36	12	13.7	13.37	21.03	28.8	7.45	27.6	47.8
$p_{наг}$	10.16	11.8	13.6	13.17	20.87	26.7	7.13	27.3	47.5

$$\mu_{пл} = 2.0 \text{ мПа}\cdot\text{с}$$

Растворы	ПАВ			ПАА			АСК		
	1	3	5	1	3	5	1	3	5
M кг/с									
$p_{заб}$	30.3	31.1	31.8	31.8	35.4	39.4	35	45	55
$p_{икт}$	30.3	31.1	31.8	31.8	35.4	39.4	35	45	55
$p_{уст}$	10	10.86	11.8	11.5	15.41	19.4	24.5	12.5	23
$p_{наг}$	9.76	10.7	11.7	11.3	15.25	19.38	21.3	12.3	22.5

Из анализа табличных данных следует, что для рассматриваемых темпов подачи наименьшее давление закачки имеют растворы поверхностно-активных веществ. С ростом темпа подачи увеличение величины необходимого давления для ПАВ и ПАА незначительное, заметный рост наблюдается для АСК. Имеет место аномалия: при некоторых значениях скорости подачи, вязкости пластовой жидкости и нагнетание АСК может быть реализовано при низких давлениях закачки как это видно из таблицы: $p_{наг} = 7.13$ МПа при $M=1$ кг/с, $\mu_{пл} = 1.0 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ и $p_{наг} = 12.3$ при, $M=3$ кг/с, $\mu_{пл} = 2.0 \text{ мПа}\cdot\text{с}$

УДК 622.278

ПРИМЕНЕНИЯ ГИДРОКИСЛОТНОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА (ГКРП) ДЛЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА ЖИДКОСТИ

Тулегенова Г. М.

-Атырауский университет нефти и газа

Досказиева Г.Ш

.-к.т.н., профессор Атырауский университет нефти и газа

Tulegenova G.M

.-Atyrau University of Oil and Gas

Doskazyeva G.Sh

.-candidate of technical sciences, professor in Atyrau University of Oil and Gas

[DOI: 10.31618/ESU.2413-9335.2019.1.58.40-44](https://doi.org/10.31618/ESU.2413-9335.2019.1.58.40-44)

АННОТАЦИЯ.

В работе с целью оценки эффективности метода гидрокислотного разрыва пласта, производится теоретический расчет дебита скважины после проведения ГКРП и сравниваются расчетные данные с результатами, полученными при кислотной обработке призабойной зоны пласта и гидроразрыва пласта по отдельности.

ANNOTATION

In order to evaluate the effectiveness of the Hydroacid Reservoir method, a theoretical calculation of well production is performed after the Hydroacid Reservoir and the calculated data is compared with the results obtained during acid treatment of the bottomhole formation zone and the Hydro Reservoir Rupture.

Ключевые слова: гидроразрыв пласта, гидрокислотный разрыв пласта, призабойная зона пласта, коэффициент извлечения нефти

Key words: hydraulic fracturing, hydraulic acid fracturing, bottomhole formation zone, oil recovery factor

Применение ГРП как элементы разработки, т.е. создание гидродинамической системы скважин с трещинами гидроразрыва, дает увеличение темпа

отбора извлекаемых запасов, повышения нефтеотдачи за счет вовлечения в активную разработку слабодренлируемых зон и пропластков и увеличения