

О МАТЕРИАЛАХ ДЛЯ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ ГАЗОВЫХ И НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

*Г.А. Ланчаков (ООО «Газпром добыча Уренгой»),
Р.А. Ивакин (НПЦ «Нефтемаш-Наука»),
В.Г. Григулецкий (РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина)*

Проблема ограничения и ликвидации водопритоков в газо- и нефтесодержащие скважины на месторождениях Российской Федерации в настоящее время является главной [1, 2].

Актуальность этой проблемы для газовых скважин на месторождениях ОАО «Газпром» обусловлена тем, что «... в настоящее время базовые месторождения – Уренгойское, Ямбургское и Медвежье – выработаны, газоотдача по ним достигла 60–80 %, а ежегодное снижение отборов газа составляет 20–25 млрд куб. метров» [3, 4].

В целом, на месторождениях Российской Федерации объем ремонтно-изоляционных работ (РИР) для нефтяных и газовых скважин можно охарактеризовать данными табл. 1 [5].

Таблица 1

Фактические (2005 г.) и прогнозные (2010, 2015 гг.) объемы
рынка услуг ремонтно-изоляционных работ

Регион	Объем рынка РИР, млн долл. США		
	2005 г.	2010 г.	2015 г.
Западная Сибирь	63,7	75,3	106,1
Волго-Урал	14,5	16,5	23,2
Тимано-Печорская провинция	3,4	5,8	11
Восточная Сибирь	0,09	3,8	12,6
Шельф России	0,06	2,3	5,7
Итого	81,75	103,7	158,6

Из данных таблицы видно, что объем сервисных РИР на месторождениях Российской Федерации составляет ежегодно около 100,0 млн долл. США и стабильно растет. Это объясняется, во-первых, износом внутрискважинного оборудования, а во-вторых, тем, что практически все газовые и нефтяные месторождения России находятся на заключительном этапе разработки.

В табл. 2 приведены фактические (2005 г.) и возможные (2010, 2015 гг.) уровни добычи углеводородов и емкость сервисного рынка всех РИР [5]. Из данных таблицы видно, что емкость рынка РИР на месторождениях России довольно значительна. При этом, несмотря на возможное снижение годовой добычи углеводородов, их объем будет увеличиваться.

Таблица 2

Возможные уровни добычи жидких УВ в России
и емкость сервисного рынка до 2015 г.

Регион	2005 г.		2010 г.		2015 г.	
	Добыча, млн т	Емкость сервисного рынка, млн долл. США	Добыча, млн т	Емкость сервисного рынка, млн долл. США	Добыча, млн т	Емкость сервисного рынка, млн долл. США
Западная Сибирь	347,00	5309,10	295,00	5382,43	285,00	7076,45
Волго-Урал	95,00	1453,50	82,50	1505,26	72,10	1790,22
Тимано- Печорская провинция	22,50	344,25	28,90	527,30	34,20	849,17
Северный Кавказ	5,00	76,50	4,50	82,10	4,30	106,77
Сахалин (суша)	1,40	21,42	1,20	21,89	1,10	27,31
Калинин- градская область	0,70	10,71	0,50	9,12	0,40	9,93
Восточная Сибирь	0,50	7,65	15,00	273,68	34,00	844,21
Шельф	2,00	30,60	25,00	456,14	33,00	819,38
Всего Россия	474,10	7253,73	452,60	8257,93	464,10	11523,44

Перспективы развития сервиса РИР показаны на диаграмме (рис. 1) [6].

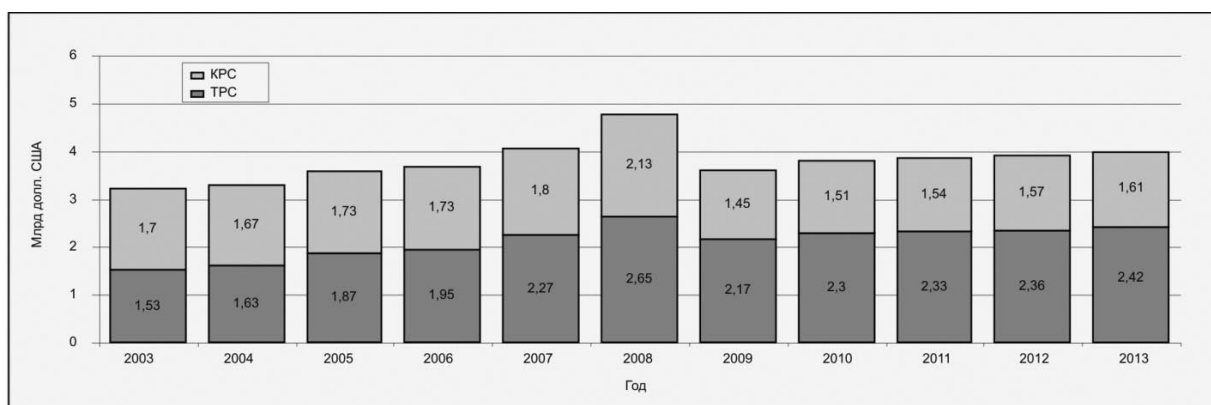


Рис. 1. Диаграмма рынка текущего (ТРС) и капитального (КРС) ремонта скважин на месторождениях Российской Федерации

В технической литературе недостаточно публикаций, посвященных научному обоснованию выбора технологий и материалов для производства РИР на газовых скважинах [7, 8]. В разных регионах России часто используют одинаковые материалы и технологии без учета уже известных результатов.

Как правило, проведение РИР состоит из следующих основных этапов:

- определить основные причины обводнения скважины на основе геолого-геофизических материалов, текущих фактических данных о работе скважины, результатов термометрии, профилометрии и т.д.;
- выяснить текущее техническое состояние скважины и внутри-скважинного оборудования;
- установить текущее положение водогазового (или водонефтяного) контакта в обследуемой скважине (районе);
- провести анализ динамики обводнения скважины за последний год работы и установить ее текущую приемистость для воды и технического раствора;
- определить влияние нагнетательных (или других) скважин на технологический режим обводнения обследуемой скважины;
- провести анализ технической и технологической эффективности ранее выполненных ремонтно-изоляционных (и других) работ на скважине, уделив особое внимание состоянию крепления обсадных колонн;
- установить интервалы заколонных и межколонных перетоков воды, газа и нефти в скважине;
- провести анализ состояния интервала перфорации и забоя (в том числе искусственного) скважины;
- установить интервалы неустойчивых пород и наличие каверн в стволе скважины;
- определить состав и минерализацию пластовой воды, температуру и пластовое давление в скважине и т.д.

Все вышеизложенное показывает важность геолого-геофизического анализа при выборе технологий и материалов для ремонтно-изоляционных работ.

В настоящее время известно более 50 реагентов для изоляции и ограничения притока вод к скважинам [8, 9]:

- смеси на основе минеральных вяжущих веществ (тампонажный портландцемент, шлак, гипс и их композиции);

- тампонирующие смеси на базе органических вяжущих материалов, полимерные тампонажные материалы (ПТМ);
- тампонажные растворы, полученные на базе минеральных вяжущих тампонажных материалов с различными облагораживающими добавками (ТЭГ, ТС-10, аэросил и др.), т.е. цементно-полимерные растворы (ЦПР);
- многокомпонентные тампонажные смеси;
- сжимающиеся тампонажные материалы и др.

Для воздействия на участки пласта с различными насыщающими жидкостями используются два основных метода изоляции притока воды: неселективный и селективный.

Первые тампонажные материалы для изоляции воды в скважинах имели в основном неселективный характер воздействия на призабойную зону пласта.

Неселективный метод водоизоляции основан на насыщении призабойной зоны материалом, который отверждается в пористой среде независимо от характера насыщения. При отверждении неселективных составов (цементы, синтетические смолы и композиции на их основе) устраняется связь пласта со скважиной по всей обработанной составом толщине и требуется проведение дополнительных мероприятий (например, повторное вскрытие продуктивной части ствола).

В различных районах газонефтедобычи для ограничения обводнения скважин использовались мочевино-формальдегидные смолы (М или МФ-17), мочевино- и меламино-формальдегидные смолы (ММФ), смолы на основе фурфурола, акриловые смолы и т.д.

В качестве эффективного материала неселективного действия при РИР в газовых и нефтяных скважинах ранее использовали раствор смолы ТСД-9 и тампонажные смеси на ее основе.

Смола ТСД-9 является композицией водорастворимых суммарных сланцевых фенолов, стабилизированной спиртом и пластифицированной диэтиленгликолем.

В трещиноватых карбонатных горных породах при определенных термобарических условиях (температура до 80–90 °С) для изоляции притока вод в обсаженных скважинах можно использовать тампонажные растворы с добавкой каучуковой крошки.

Цементный раствор является неселективным и нефилтующимся материалом, однако он широко использовался и продолжает использоваться в настоящее время при водоизоляционных работах.

Использование цементного раствора для изоляции притока воды целесообразно, когда требуется отсечение нижнего участка пласта и переход на выше- или нижележащий горизонт.

Ликвидация перетоков между пластами только цементным раствором не всегда эффективна при наличии разницы пластовых давлений, когда вода прорывается по цементному раствору в период ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ). Часть цементного раствора при этом попадает в водоносный пласт и фильтруется по дренажным каналам.

Главный недостаток неселективного метода ограничения притока пластовых вод к скважинам заключается в том, что образуемые осадки солей в призабойной зоне пласта блокируют не только приток воды, но и приток нефти.

В этом случае эффективно использование составов избирательного действия, т.е. применение селективного метода водоизоляции.

Селективный метод водоизоляции заключается в обеспечении избирательной закупорки водоносных интервалов без специальных растворов-разделителей водо- и газонефтенасыщенных интервалов и повторной перфорации ствола скважины. В этом его основное преимущество перед неселективным методом водоизоляции.

Селективный метод изоляции и ограничения притока воды в скважины предусматривает использование специальных смесей, растворимых в углеводородах и нерастворимых в пластовой воде.

Для ограничения притока воды по проницаемым пропласткам одним из первых был разработан метод, основанный на периодической закачке в пласт воздуха или азрированной воды. Для повышения его эффективности предложено в состав азрированной жидкости вводить ПАВ (пена).

Достаточно широко на многих месторождениях применяются составы на основе силиката натрия (жидкое стекло) и соляной кислоты.

Закачка в пласт вышеуказанных составов позволяет образовывать гидрогели кремниевой кислоты. При этом наблюдается образование осадков и гелей с высокими закупоривающими свойствами. Были разработаны два типа так называемых силикогелей – кислотные и щелочные. Особенно успешно (на 60 %) перечисленные материалы применялись на Самотлорском нефтяном месторождении, где продолжительность эффекта достигала 10 месяцев.

К преимуществам силикатов щелочных металлов можно отнести способность взаимодействовать с ионами поливалентных коагулирую-

щих составов и образовывать гелеобразные системы или твердый тампонирующий изолирующий материал. Применяются различные добавки, усиливающие закупоривающий эффект (например, глинопорошок).

Недостатки составов на основе жидкого стекла для изоляции водопритока обнаруживаются, если их закачивать на большую глубину при наличии высоких температуры и минерализации пластовых вод. Чтобы исключить отрицательное воздействие этих составов хотя бы частично, проводят предварительную закачку в пласт соляной кислоты или добавляют в кислоту силикат натрия для получения более прочного экрана.

Закачиваемый изолирующий состав проникает в газонефтеносную часть пласта и, возможно, частично блокирует его, что приводит к снижению продуктивности скважины.

Для приготовления кислых гидрогелей на основе силикатов щелочных металлов используют водный раствор силиката натрия, а в качестве коагулятора – соляную кислоту. В качестве коагулятора возможно также применение серной кислоты, поскольку она довольно слабо воздействует на карбонатные породы.

Силикаты натрия могут использоваться при температурах до 100 °С в минерализованных водах при концентрации солей двухвалентных металлов до 3,9 % мас. и жесткости воды 720 мг(экв./л).

К положительным свойствам такого состава можно отнести хорошую адгезию к песчаникам и известнякам и селективность воздействия на пласт (взаимодействует с поливалентными ионами пластовых вод).

Известны неорганические композиции «ГАЛКА» и «ГАЛКА-ПАВ», представляющие собой маловязкие растворы с рН = 2,5–3,0, содержащие соль алюминия, карбамид и некоторые добавки.

Эти композиции применяются в тех технологиях, где осадкообразователями являются алюмохлориды. При температуре выше 70 °С происходит гидролиз карбамида с образованием аммиака и углекислого газа. Далее карбамид преобразуется в бикарбонат аммония, рН при этом увеличивается и при достижении значения в интервале 3,8–4,2 во всем объеме раствора практически мгновенно образуется гель гидроксида алюминия.

Упомянутые композиции хорошо зарекомендовали себя при применении на месторождениях с пластовой температурой выше 70 °С, а также для выравнивания профиля приемистости при закачке в нагнетательные скважины.

Ко второй группе материалов для селективной изоляции притока пластовых вод можно отнести силаны – растворы мономерных кремнийорганических соединений [8].

Для определения эффективности метода селективной изоляции силанами и отработки рациональной технологии на Анастасиевско-Троицком месторождении (IV горизонт) объединения «Краснодарнефтегаз» проведены опытно-промышленные работы (табл. 3).

Таблица 3

Результаты изоляции пластовых вод силанами на скважинах Анастасиевско-Троицкого нефтяного месторождения (IV горизонт)

№ скважины	Интервал перфорации	Количество закачанного реагента (Р) и дизельного топлива (ДТ), м ³ /м интервала перфорации	До обработки дебиты			После обработки дебиты			Продолжительность эффекта, мес.
			Нефти, т/сут	Воды, %	$P_{б}$, кгс/см ²	Нефти, т/сут	Воды, %	$P_{б}$, кгс/см ²	
292	1518,4–1516,8	1,9 Р + 3,9 ДТ	6,3	30,0	20	13,6	3	27	3
413	1521,6–1520,4	1,10 Р	5,0	20,0	25	10,2	1	37	6
327	1518,8–1517,2	2,0 Р + 2,0 ДТ	4,3	18,0	12	10,2	2	20	2
292*	1518,4–1516,8	1,25 Р + 3,1 ДТ	10,8	4,0	20	14,9	следы	25	5
Повторная обработка									
346	1521–1518,6	0,58 Р + 1,0 ДТ	6,4	85,0	25	15,5	7	29	3
484	1523,6–1521,2	0,75 Р + 1,0 ДТ	11,7	22,0	27	18,0	0	36	10
306	1512,8–1511,6	1,20 Р	13,7	45,0	21	18,6	10	31	12
266	1527–1520	0,24 Р	11,3	32,0	25	14,9	3	36	11
1131	1517,6–1516	0,75 Р	11,6	26,0	23	24,5	5	33	8
250	1519,8–1517,4	0,42 Р	16,8	20,5	28	17,0	3	36	12

Для изоляции пластовых вод использовались растворы силанов в дизельном топливе в соотношении примерно 0,5 : 1 или 1 : 1. Закачка осуществлялась по следующей схеме: 0,2 м³ буферной жидкости (дизельное топливо или безводная нефть), расчетное количество продукта;

0,2–0,5 м³ той же буферной жидкости и продавочной нефти в объеме насосно-компрессорных труб.

Из таблицы видно, что селективная обработка скважин с широким диапазоном обводненности (4–85 %) приводит к снижению содержания воды и увеличению дебита нефти в два–три раза.

Во ВНИИКРнефть в 1986 г. разработан Руководящий документ по технологии изоляции пластовых водопритоков с помощью реагентов серии «АКОР» в газовых и нефтяных скважинах на месторождениях Западной Сибири. Реагенты представляют собой частный случай кремнийорганических соединений, но при их разработке учтены многие недостатки реагентов этого вида (как хлорсодержащих, так и не содержащих хлор и катализатор).

Базовой основой для реагентов серии «АКОР» являются полные эфиры кремниевой кислоты (т.е. без активного хлора). В композицию добавлен безводный катализатор, который при вводе воды отверждается.

АКОР-1 состоит из 75–85 % смолки этилсиликатов (ТУ 6-02-5-9-81) и 15–25 % 67%-ного раствора кристаллогидрата хлорного железа в ацетоне, плотность реагента при температуре 25 °С составляет около 1070–1080 кг/м³, условная вязкость по ВП-5 – 20–21 с. АКОР-2 содержит 80–90 % смолки этилсиликатов и 10–20 % кристаллогидрата хлорного железа, плотность реагента при температуре 25 °С – 1020–1110 кг/м³, условная вязкость по ВП-5 – 23–32 с.

Изоляционные работы выполняли по пластам групп *A* и *B* на шести месторождениях ОАО «Юганскнефтегаз»: Южно-Сургутском, Усть-Балыкском, Мамонтовском, Северо-Салымском, Правдинском, Тепловском, Южно-Балыкском.

АКОР-2 – маловязкая жидкость темного цвета, плотность 1060–1200 кг/м³, вязкость 5–75 МПа · с при 25 °С (20–40 с по ВЗ-4), температура замерзания ниже –50 °С.

В табл. 4 приведены наиболее рациональные условия применения реагентов серии «АКОР».

Таблица 4

Условия применения и расход реагентов серии «АКОР»

Условия применения, вид ремонта и расход состава		Водоизолирующие составы					
Наименование	Значение	АКОР-1	АКОР-2	АКОР-4/1	АКОР-4/2 АКОР-4/3	АКОР-4/4 АКОР-4/5 АКОР-4/6	АКОР-4/10 АКОР-4/25
Пластовая температура, °С	-5÷30	+	-	-	-	-	-
	30÷80	+	+	+	+	-	-
	80÷100	+	+	-	+	+	+
	100÷120	+	+	-	+	+	+
	120÷150	+	-	-	-	-	-
Депрессия на пласт, МПа	0,01÷0,5	+	+	+	+	+	+
	0,5÷2,0	+	+	+	+	+	+
	2,0÷6,0	+	+	+	+	-	-
	5,0÷8,0	+	+	+	+	-	-
	8,0÷10,0	+	+	+	-	-	-
Приведенная приемистость скважины, м ³ /(ч · МПа)	0,8÷2	+	-	+	+	+	+
	2÷4	+	+	+	+	+	+
	4÷10	+	+	-	-	-	-
Радиус водоизолирующего экрана, м	0,3÷0,5	+	+	-	-	-	-
	0,5÷1,5	+	+	+	-	-	-
	1,5÷3,0	+	-	+	+	+	-

В табл. 5 представлены результаты РИР с применением реагента «АКОР» на скважинах месторождений ОАО «Юганскнефтегаз».

В последнее время созданы более эффективные составы на кремнийорганической основе и специальных добавок: «АКРОН», «АКРОН-А» и «АКРОН-РК». Для них разработаны соответствующие технические условия, сертификат на применение в технологических процессах добычи газа и нефти, а также санитарно-эпидемиологическое заключение, разрешающее их использование при РИР.

Промысловые испытания новых составов показали, что композиции «АКРОН» и «АКРОН-РК» целесообразно использовать в низкопроницаемых коллекторах, а «АКРОН-А» можно эффективно применять в высокопроницаемых, поглощающих и трещиноватых пластах.

Таблица 5

Селективная изоляция водопритоков составами «АКОР»
на месторождениях ОАО «Юганскнефтегаз»

Месторождение	Объект	Кол.-во обра- боток	Кол.-во эффе- ктивных обрабо- ток	Коэф-т эффе- ктивно- сти, до- ли ед.	Сред- няя до- полни- тельная добыча, тыс. т	Допол- ни- тельная добыча, тыс. т
Асомкинское	Ю ₁	1	1	1	0,58	0,58
	БС ₁₀	6	5	0,833	1,073	6,438
Мамонтовское	АС ₅₊₆	1	1	1	2,36	2,36
	БС ₈	1	1	1	7,07	7,07
	БС ₁₀	4	1	0,25	5,048	20,192
Правдинское	БС ₅	11	9	0,818	0,924	10,164
	БС ₆	40	17	0,425	3,651	146,04
	БС ₈	8	6	0,75	1,379	11,032
	БС ₉	4	1	0,25	0,555	2,22
Приразломное	БС ₄	1	1	1	0,03	0,03
Северно- Салымское	АС ₁₁	18	6	0,333	0,474	8,532
	БС ₆	22	15	0,682	1,529	33,638
	БС ₈	30	18	0,6	1,444	34,32
Солкинское	АС ₈	4	1	0,25	0,74	2,96
	БС ₁	1	1	1	13,65	13,65
	АС ₇	5	3	0,6	2,834	14,17
Тепловское	БС ₈	4	2	0,5	15,27	61,08
	БС ₁₀	4	2	0,5	4,298	17,192
	БС ₆	2	0	0	0	0
Усть- Балыкское	БС ₁₀	64	35	0,547	3,52	225,28
Южно- Балыкское	БС ₁₀	3	1	0,333	0,223	0,669
Южно- Сургутское	БС ₁₀	152	107	0,704	2,659	404,168
Восточно- Сургутское	БС ₁₁	6	5	0,833	1,073	6,438
ВСЕГО		392	239	0,61	2,623	1028,22

Составы типа «АКРОН» применялись на месторождениях ООО «Газпром добыча Уренгой», ООО «Газпром добыча Ямбург» путем закачки водных растворов через существующий интервал перфорации с предварительной блокировкой газоносной части пласта, а также через спецотверстия с использованием пакера без блокировки продуктивного интервала.

Особенно эффективные результаты использования составов типа «АКРОН-РК» получены на нефтяных месторождениях ОАО «Удмуртнефть». Например, на скв. 11870 Ямашинского месторождения до проведения РИР дебит нефти составлял 0,4 т/сут, дебит жидкости – 10,6 т/сут (обводненность 98,4 %). После проведения РИР (01.03.2011 г.) эта скважина устойчиво работает со следующими показателями: дебит нефти – 2,5 т/сут, дебит жидкости – 8,4 т/сут (обводненность 65,7 %).

Эффективные результаты с применением состава «АКРОН-А» получены также на скв. 1622/153 Аганская. До РИР дебит нефти составлял 3,5 т/сут, дебит жидкости – 47,0 т/сут (обводненность 99 %), после проведения РИР (03.08.2009 г.) эта скважина десять месяцев работала со следующими показателями: дебит нефти – 15,5 т/сут, дебит жидкости – 25,0 т/сут (обводненность 38 %).

Ограничения водопритоков можно также добиться с помощью тампонажного состава «Бустиран», который представляет собой продукт сополимеризации стирола и малеинового ангидрида с последующей этерификацией бутанолом в среде органического растворителя (ацетона). Сущность этой технологии заключается в следующем.

Определяется приемистость скважины по воде при устьевом давлении не выше 0,9 от давления опрессовки эксплуатационной колонны. При приведенной приемистости скважины менее 27 (м³/сут)/МПа производится кислотная обработка пласта по стандартной технологии.

На начальном этапе освоения Уренгойского газонефтеконденсатного месторождения (ГНКМ) в связи с прогрессирующим обводнением скважин применялись различные технологии и материалы, опытным путем адаптированные для РИР газовых и газоконденсатных скважин. [7].

Использовались следующие методы и реагенты.

Фенолспирт ТС-50 в смеси с керогеном, соляной кислотой и асбестом. Технология испытана на нескольких скважинах. Эффективность работ – 0 %. Недостаток метода: неселективность реагента ТС-50, токсичность и др.

Гелиевые растворы на основе лигносульфонатов, КМЦ ОС-20, биохроматов и хлористого кальция. Технология испытана на девяти скважинах Уренгойского ГНКМ. Эффективность работ составила менее 50 %, эффект кратковременный. Недостатки метода: многокомпонентность, нетехнологичность, температура замерзания раствора $-9\text{ }^{\circ}\text{C}$, большие объемы закачки (40 м^3 и более).

Главным отличительным признаком вод Уренгойского ГНКМ является их слабая минерализация, что исключает возможность применения большинства методов РИР и реагентов, способных работать в условиях высокоминерализованных вод. Поэтому в условиях Уренгойского ГНКМ необходимо применять методы изоляции и реагенты, работающие при наличии конденсационных вод и в контакте с ними.

Основной объем РИР в начальный период разработки месторождения (до 1993 г.) осуществлялся без специальных гидродинамических исследований для предварительного изучения источников обводнения. Позже сотрудниками института «Волго-УралНИПИгаз» и ООО «Уренгойгазпром» был проведен цикл исследований по изысканию и подбору селективных реагентов, соответствующих условиям Уренгойского ГНКМ.

Реагент «А-ПЛАСТ» представляет собой композиционную смесь мономеров, растворенных в кетоновых растворителях.

В монографии [8] приведены физико-химические свойства этоксипроизводных кубовых остатков (силоксанов), которые можно использовать для селективной изоляции пластовых вод.

ЭТС-40 (ЭТС-16) – кремнийорганическое соединение, содержащее каталитические добавки органохлорсиланов: тетраэтоксисилана и соляной кислоты (HCl). При гидролизе этилсиликата образуется гель, который закупоривает породу, однако он непрочен. Для устранения этого недостатка в него вводят органохлорсиланы, и образуется более прочный гель. Полученный продукт обладает высокой водоизолирующей способностью и избирательным воздействием на нефтеводонасыщенные пласты, однако он токсичен [8].

Необходимость разработки новых материалов для РИР на газовых скважинах обусловлена двумя главными причинами.

Во-первых, изменились горно-геологические, термобарические, физико-механические и физико-химические условия добычи газа и нефти на многих газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождениях Российской Федерации, т.к. они находятся на завершающем этапе разработки.

Во-вторых, применяемые на практике известные материалы и технологии РИР малоэффективны, т.к. были разработаны для реальных горно-геологических условий, которые значительно изменились за последние 20–30 лет добычи газа и нефти.

В качестве основного технического продукта для новой технологии РИР в газовых и нефтяных скважинах принят водный раствор натриевых и калийных солей нафтеновых кислот с некоторыми добавками. Нафтеновые кислоты – это монокарбоновые компоненты ряда циклопентина и циклогексана, которые содержатся в нефти (0,3–3,0 %). Получают нафтеновые кислоты путем их экстракции из нефти водными растворами щелочи в виде солей (нафтенов) или последующей дистилляцией.

Первый запатентованный продукт получил торговое наименование НМН-200, а последующие модификации – НМН-400 и НМН-500.

НМН-200 представляет собой гидролитически устойчивое пастообразное вещество темного цвета, которое образует с электролитами, растворенными в пластовой воде, практически непроницаемый для воды экран.

В результате применения специальных тампонажных составов с добавками НМН-400 можно снизить межфазное натяжение воды на границе с углеводородопроницаемой частью пласта.

Для регулирования подвижности специальных тампонажных растворов закачки растворы хлорида кальция (или магния) и химической добавки чередуют.

На заключительном этапе проведения РИР для увеличения длительности эффекта изоляции и ограничения притока пластовых вод используется облегченный тампонажный раствор.

Аэрированный тампонажный раствор содержит (мас. ч.): портландцемент – 100; пенообразователь «Газблок-М» – 0,5–1,0; реагент НМН-200 (или НМН-400) – 0,1–0,5; хлористый кальций – 2,0; нейтральный газ – 0,01–0,1; воду – 48–50.

При закачке в скважину используется тампонажный раствор, содержащий портландцемент, воду, воздух (или нейтральный газ), пенообразователь «Газблок-М» и реагент НМН-200 (или НМН-400).

На рис. 2. показаны объемы и эффективность внедрения новых материалов и технологий РИР за 2003–2007 гг. по годам.

По этой технологии за 2003–2007 гг. проведено 149 скважиноопераций, в том числе и в простаивающих эксплуатационных газовых

скважинах Уренгойского ГКМ. В результате РИР в эксплуатацию введено 96 ранее простаивающих скважин с эффективностью 78 % [9].



Рис. 2. Объемы и эффективность внедрения новых материалов и технологий РИР за 2003–2007 гг.

По всем скважинам, введенным в эксплуатацию после РИР, проводится мониторинг их работы. Продолжительность эффекта после РИР по некоторым скважинам составила более четырех лет.

Объемы работ с применением новых материалов и технологий капитального ремонта скважин на Ямбургском НКМ представлены в табл. 6.

Таблица 6

Объемы ремонтно-изоляционных работ с применением новых материалов и технологий НПЦ «Нефтемаш-Наука» на скважинах ООО «Ямбурггаздобыча»

Показатели	Год	2004	2005	2006	Итого
Количество скважин, на которых были проведены водоизоляционные работы		4	5	3	12
Количество работающих скважин после проведения водоизоляционных работ		3	5	3	11
Количество скважин, на которых были проведены работы по ликвидации негерметичности		0	1	0	1
Суммарный нарастающий объем добычи газа, тыс. м³		9 765	163 476	194 785	368 026

По итогам 2004–2006 гг. эффективность проведения водоизоляционных работ на скважинах ООО «Ямбурггаздобыча» составила более 80 % (из 12 скважин запущены 10), продолжительность эффекта РИР – от двенадцати месяцев до более трех лет.

Среди новых методов по ограничению притока пластовых вод в нефтяных (и газовых) скважинах можно отметить использование биополимеров. Суть метода заключается в том, что «... повышение нефтегазоотдачи осуществляется путем селективной закупорки высокопроницаемых промытых пропластков биомассой бактерий и вовлечения в работу слабопроницаемых зон пласта, а также за счет увеличения подвижности остаточной нефти в результате выработки бактериальных газов» [10].

Технологический процесс закачивания биореагентов осуществляют поочагово в виде одной оторочки с продавкой биореагента (15 м^3) в пласт сточной (10 м^3) и пресной водой (10 м^3) с последующей консервацией на пять суток для адаптации микрофлоры к условиям пласта и возобновлением нагнетания сточной и пресной воды. Периодичность обработок биореагентом составляет один раз в год в летнее время.

Метод позволяет уменьшить обводненность скважин в среднем по очагам на 5 %, по отдельным скважинам – до 35–50 %. Дополнительно добыто от 150 до 2000 т на одну скважино-обработку, удельный технологический эффект составил от 300 до 600 т на тонну закачиваемого реагента (табл. 7).

Всего за 1991–2005 гг. проведено более 1300 обработок добывающих скважин раствором сухого активного ила. Доля дополнительно добытой нефти составляет: НГДУ «Аксаковнефть» – 47,5 %, «Арланнефть» – 1,36 %, «Южарланнефть» – 4,1 %, «Чекмагушнефть» – 21,36 %, «Октябрьскнефть» – 0,2 %, «Ишимбайнефть» – 3 %, «Краснохолмскнефть» – 21,1 %, «Туймазанефть» – 0,5 %, «Уфанефть» – 2 % [10, 11].

Таблица 7

Результаты применения биореагентов

Месторождение (НГДУ)	Период внедрения, гг.	Сниже- ние обвод- нен- ности, %	Средняя дополнительная добыча нефти			Прирост добычи нефти, %
			тыс. т/год	т/год реагента	т/скв.- обр.	
Сухой активный ил (САИ)						
Арланское, Юсуповская площадь (НГДУ «Чекмагуш- нефть»)	1991–2005	7	46	450	900	16,4
Знаменское (НГДУ «Аксаковнефть»)	1991–2005	5	33	1000	1700	12
ИАИП-1						
Уршакское (НГДУ «Ишимбай- нефть»)	1995–1998	3	6	320	1000	5
БКТ						
Арланское, Юсуповская площадь (НГДУ «Чекмагуш- нефть»)	1996–2000	7	11	65	1073	7,6
Биополимер «Симусан»						
Арланское, Арланская пло- щадь, Ново-Хазинская площадь	1987–1990	10	25	40–80	400–800	9
БиоПАВ «КШАС-М»						
Ново-Хазинская площадь	1992–2005	12	42	90	580	15

Список литературы

1. Григулецкий В.Г. Обводнение месторождений – коренной вопрос современности российской нефтегазовой отрасли / В.Г. Григулецкий // Технологии ТЭК. – 2007. – № 2 (33). – С. 35–40.
2. Григулецкий В.Г. Обводнение месторождений – коренной вопрос современности российского нефтегазового дела / В.Г. Григулецкий // Нефть, газ и бизнес. – 2007. – № 5. – С. 19–27.

3. Ананенков А.Г. Проблемы и перспективы добычи газа на месторождениях Надым-Пур-Тазовского района / А.Г. Ананенков // Проблемы и перспективы комплексного использования низконапорного газа в устойчивом развитии социальной сферы газодобывающих регионов: материалы Всероссийской науч.-практической конф., Надым, март 2003 г. – М.: ИРЦ Газпром, 2003. – С. 13–17.

4. Подюк В.Г. Задачи повышения эффективности разработки на современном этапе / В.Г. Подюк // Наука и техника в газовой промышленности. – 2007. – № 2. – С. 4–7.

5. Стрижнев К.В. Ремонтно-изоляционные работы в скважинах: теория и практика / К.В. Стрижнев. – СПб.: Недра, 2010. – 560 с.

6. Лазько Е. Сегодня – стабилизация, завтра – рост / Е. Лазько, Е. Адишев // Нефтесервис. – 2010. – № 4 (12). – С. 12–16.

7. Масленников В.В. Повышение эффективности капремонта по водоизоляции сеноманских газовых скважин Уренгойского месторождения в период падающей добычи / В.В. Масленников, Г.А. Ланчаков, В.Н. Маслов и др. // Обзор. информ. Серия: Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ИРЦ Газпром, 1998. – 32 с.

8. Зозуля Г.П. Теория и практика выбора технологий и материалов для ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах / Г.П. Зозуля, И.И. Клещенко, М.Г. Гейхман и др. – Тюмень: ТНГУ, 2002. – 123 с.

9. Ланчаков Г.А. Повышение эффективности ремонтно-изоляционных работ на скважинах Уренгойского месторождения / Г.А. Ланчаков, А.Н. Дудов, В.И. Маринин и др. – М.: ВНИИОЭНГ, 2005. – 104 с.

10. Бахтиярова Р.С. Использование отходов и побочных продуктов процессов биоочистки для увеличения нефтеотдачи пластов / Р.С. Бахтиярова, А.С. Беляева, Р.В. Кунакова // Башкирский химический журнал. – 2009. – № 2. – С. 157–159.

11. Бахтиярова Р.С. Микробиологическое воздействие на пласт с целью увеличения нефтеотдачи пластов / Р.С. Бахтиярова // Актуальные проблемы технических, естественных и гуманитарных наук: материалы межвузовской науч.-техн. конф. – Уфа: УГНТУ, 2009. – Вып. 4. – С. 4–6.