

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКА И РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ В ТРЕЩИНОВАТЫХ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ

Е.Н. Байкова¹, Р.Х. Муслимов²

¹АО «ВНИИнефть», Москва, Россия

²Казанский федеральный университет, Казань, Россия

Негативной стороной процесса эксплуатации нефтяных залежей в карбонатных породах является раннее обводнение пластов по наиболее проницаемым пропласткам в трещиноватых зонах. Традиционные методы ограничения водопритока (ОВП) и ремонтно-изоляционных работ (РИР), используемые для терригенных коллекторов, не являются универсальными. Создавшееся положение предопределяет необходимость поиска и применения в коллекторах с природной (естественной) и искусственной трещиноватостью новых эффективных методов повышения нефтеотдачи, потокоотклоняющих технологий, составов для ОВП и РИР. В статье приведены результаты проведения работ по ОВП и РИР в скважинах, разрез которых представлен трещиноватыми карбонатными коллекторами.

Отмечены технологии, показавшие положительную технологическую эффективность. Применение вязкопластичных силикатных гелей, технологий с использованием тампонажных растворов на углеводородной основе и высоковязкой нефти является наиболее технологичным и относительно малозатратным.

Ключевые слова: карбонатный коллектор, ограничение водопритока, ремонтно-изоляционные работы, изоляция водопритока, водоизолирующий состав, кремнийорганические тампонажные материалы, тампонажные растворы на углеводородной основе; вязкопластичные силикатные гели, полимерные композиции.

DOI: 10.18599/grs.18.3.6

Для цитирования: Байкова Е.Н., Муслимов Р.Х. Опыт применения технологий ограничения водопритока и ремонтно-изоляционных работ в трещиноватых карбонатных коллекторах. *Георесурсы*. 2016. Т. 18. № 3. Ч. 1. С. 175-185. DOI: 10.18599/grs.18.3.6

Сегодня опыт разработки карбонатных коллекторов имеет уже более чем 60-летний срок, является достаточно обширным и разнообразным по успешности; проблемы нефтедобычи из карбонатных отложений освещены в научно-технической литературе достаточно широко.

В то же время результаты научных изысканий в области разработки карбонатных коллекторов слабо применяются на практике. Это связано, с одной стороны, с традиционными подходами в разработке карбонатов, сложившимися в период массового освоения высокопродуктивных терригенных залежей нефти. С другой стороны, разнообразие геологических условий залегания карбонатных отложений, их свойств и особенностей разработки осложняют выбор универсальных оптимальных технологий выработки запасов.

Основной особенностью геологического строения карбонатных коллекторов является их сложная фильтрационно-емкостная характеристика, отражающая одновременное присутствие в карбонатах пустот различного типа (трещин, каверн, пор). Негативной стороной процесса эксплуатации нефтяных залежей в трещиноватых карбонатных породах является раннее обводнение пластов по наиболее проницаемым зонам (Смехов, 1974; Тхостов и др., 1970).

Создавшееся положение предопределяет необходимость поиска и применения в коллекторах с природной (естественной) и искусственной трещиноватостью новых эффективных методов повышения нефтеотдачи, потокоотклоняющих технологий, составов для ограничения во-

допритока (ОВП) и ремонтно-изоляционных работ (РИР).

В представленной статье приведены результаты проведения работ по ОВП и РИР в скважинах, разрез которых представлен трещиноватыми карбонатными коллекторами.

Особенностью проведения работ по ОВП и РИР в карбонатных коллекторах является то, что при использовании водных растворов химреагентов, обладающих высокой проникающей способностью (вязкость рабочего раствора близка к вязкости воды) не происходит устойчивой адгезии образующихся водонепроницаемых составов к гидрофобной пористой среде. Цементные растворы, содержащиеся в составе CaCO_3 , сродственны карбонатному коллектору, однако из-за большой дисперсности частиц имеют ограниченную проникающую способность.

В этой связи перспективным является проведение работ с использованием тампонажных растворов на углеводородной основе (ТРУО) (Магадова и др., 2015; Ефимов, 2011; Гаевой и др., 2012). Их разработка началась в 1960-х годах в РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. В настоящее время на рынке представлены две группы ТРУО – безводные и эмульсионные, каждая из которых характеризуется своими особенностями. В зависимости от степени дисперсности цементной смеси различают три марки безводных тампонажных растворов на углеводородной основе: «Стандарт», «Медиум» и «Микро». Сферы их применения, в первую очередь, определяются типом и приемистостью скважины. К примеру, в карбонатных трещиноватых коллекторах с приемистостью скважины 720 м³/сут и выше

лучше применять марку «Стандарт», а в терригенных и карбонатных коллекторах приемистостью 100-150 м³/сут – «Микро».

В РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина разработана собственная технология селективной изоляции (Ефимов, 2011). В качестве основного материала в ней используется безводная нефть – наиболее доступный на месторождениях и дешевый селективный материал.

Безводный тампонажный раствор и углеводородная жидкость способствуют образованию высокопрочного и малопроницаемого цементного камня с высокой степенью адгезии к породе. Безводный тампонажный раствор на углеводородной основе (БТРУО) представляет собой суспензию цемента (ЦС БТРУО – 48-80 %) с композицией ПАВ (ПАВ БТРУО – 0,2-0,5%) в специальной углеводородной жидкости (ДС БТРУО – 19,8-41,5 %). После попадания в водосодержащую среду происходит замещение углеводородной жидкости на воду, БТРУО превращается в густую пасту, а затем в высокопрочный и малопроницаемый цементный камень. Без контакта с водой раствор не густеет, не расслаивается и сохраняет свои свойства более 10 часов. ДС БТРУО может быть заменен на нефть.

Для обеспечения качественного ремонта по изоляции водопритоков в скважинах с высокой обводненностью необходимо перед БТРУО закачивать углеводородный раствор ПАВ (эмульсионную композицию), который оттесняет воду от ствола скважины, гидрофобизирует поверхность проводящих каналов и образует защитный экран обратному движению воды к скважине за счет образования высоковязкой обратной эмульсии. При контакте с нефтью эмульсия резко снижает свою вязкость и вымывается из нефтепроводящего канала. Эмульсионная композиция состоит из 80% нефти, 15% пресной воды и 5% ПАВ-гидрофобизатора «Нефтехимеко».

Испытания БТРУО проводились в 2008-2009 годах на скважинах ОАО «Оренбургнефть», содержащих в своем разрезе карбонатный коллектор с приемистостью по воде 550-700 м³/сут (Табл. 1) (Ефимов, 2011; О применении новых материалов ..., 2013). Практически во всех скважинах отмечен рост дебита нефти и снижение обводненности продукции. Динамика дебита и обводненности на скважине 57 Долговского месторождения в 2008-2010 годах показала, что применение БТРУО дает долгосрочный эффект.

Технология селективной изоляции испытывалась в 2010 г. в ООО «РН-Пурнефтегаз» и ОАО «Газпромнефть-

ННГ» на скважинах Барсуковского и Сугмутского месторождений с обводненностью от 93,6 до 99%. Дебит жидкости отдельных скважин до проведения РИР составлял 350-800 м³/сут, тогда как дебит нефти не превышал 8 т/сут. В результате проведения селективной изоляции удалось добиться снижения обводненности и увеличения дебита нефти.

В работе (Кадыров и др., 2010) представлен опыт применения высоковязкой нефти для водоизоляционных работ в карбонатных коллекторах.

Одним из стратегических направлений деятельности ПАО «Татнефть» является вовлечение в разработку запасов тяжелых и битуминозных нефтей. Эти нефти по их физико-химическим показателям перспективно использовать в технологии ограничения водопритока в карбонатных коллекторах (Кадыров и др., 2008; Кандаурова и др., 2008). Разработанная технология основана на закачке в изолируемые пласты суспензии тампонажного портландцемента в предварительно разогретой смеси высоковязких нефтей Северного и Южного куполов Мордово-Кармалевского месторождения. Нефти при температуре 20°C имеют плотность 935-949 кг/м³, динамическую вязкость от 360-4200 мПа·с (при 20°C) до 14-60 мПа·с (при 80°C). Используемая смесь нефтей имеет плотность 940-942 кг/м³ при 20°C и динамическую вязкость от 480-500 мПа·с (при 20°C) до 17-18 мПа·с (при 80°C).

При попадании суспензии в обводненный пласт происходит тампонирующее каналов притока воды за счет отверждения цемента. В нефтенасыщенных интервалах суспензия разбавляется нефтью и вымывается из коллектора, что свидетельствует о селективности технологии. Изоляционный экран в начальный период формирования может выдержать существующий перепад давления за счет многократного увеличения вязкости высоковязкой нефти при ее остывании до температуры пласта.

С целью предотвращения остывания суспензии при закачке в пласт в процессе реализации технологии используются специальные термоизолированные трубы с вакуумэкранным типом изоляции (термокейс). Каждая труба состоит из внутренней и наружной труб, в межтрубном пространстве создан вакуум 1×10⁻⁴ мм рт. ст., выполняющий роль термоизоляционного слоя. Термоизолированные трубы соединены между собой муфтой с изолирующей втулкой. При прокачивании разогретой воды с расходом 4 л/с через колонну термоизолированных труб длиной 1000 м температура снижается на 2°C.

№ скв.	Месторождение	Дебит жидкости, м ³ /сут		Обводненность продукции, %		Дебит нефти, м ³ /сут		Динамический уровень, м	
		до РИР	после РИР	до РИР	после РИР	до РИР	после РИР	до РИР	после РИР
57	Долговское	80	60	92,5	65	6	21	1200	1000
340	Сорочинско-Никольское	168	175	75	65	42	68	2000	1522
566	Сорочинско-Никольское	62	103	57	57	26	58	1950	1528
527	Березовское	100	20	95	24	4	13	143	238
1031	Бобровское	26	75	75	85	5,3	9,3	989	1166

Табл. 1. Результаты испытаний БТРУО в ОАО «Оренбургнефть» в 2008-2009 гг.

Данная технология опробована на промыслах НГДУ «Ленингорскнефть» в 20 скважинах залежей 301-303 Ромашкинского месторождения, приуроченных к верейским, башкирским и серпуховским отложениям карбона со сложным геологическим строением. Проведение водоизоляционных работ в геолого-технических условиях этих залежей является сложной задачей, и большинство ранее применяемых технологий малоэффективно. Результаты применения предлагаемой технологии приведены в табл. 2 (Кадыров и др., 2010). Средний прирост дебита нефти на скважину составил 1,6 т/сут, дополнительно добыто 5091 т нефти. Средняя длительность текущего эффективного периода равна 158 сут.

Оба варианта технологии могут применяться при проведении водоизоляционных работ как в карбонатных, так и в терригенных коллекторах, в том числе для выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин.

В работе (Кадыров и др., 2014) предложен способ ограничения водопритока с использованием водонабухающих полимеров (ВНП).

Использование большинства разновидностей водонабухающего полимера неэффективно, так как они неограниченно набухают в воде. Неограниченное набухание приводит к сокращению продолжительности эффекта от применения способа. Используемые в настоящее время марки водонабухающих полимеров практически не набухают в высокоминерализованной пластовой воде. Так, степень

поглощения у используемых в настоящее время в ПАО «Татнефть» водонабухающих полимеров серии АК-639 марок В415 и В615 в минерализованных пластовых жидкостях значительно уменьшается, что ограничивает область их применения и осложняет проведение технологического процесса. Эластомеры (полимеры, обладающие в диапазоне эксплуатации высокоэластичными свойствами) на основе водонабухающей резиновой и уретановой крошек также плохо набухают в пластовой воде, более того, такая продукция имеет очень высокую стоимость.

В связи с этим на Саратовском заводе акриловых полимеров «АКРИПОЛ» разработан водонабухающий акриловый сополимер с содержанием мольной доли акрилата натрия $\alpha = 0,3$ и степенью сшивки в пределах $m = 0,01-0,05$ % (мольных) (Байбурдов и др., 2009). В экспериментах по определению коэффициента изоляции использовали образцы высушенного и измельченного гелеобразного сополимера, полученного в лабораторных условиях путем сополимеризации акриламида и акрилата натрия в концентрированных водных растворах (с массовой концентрацией более 20%) в присутствии гидрофобных акриловых сополимеров, сшивающего агента (N,N'-метилен-бисакриламида) и окислительно-восстановительной иницирующей системы (персульфата аммония и метабисульфита натрия). Степень набухания в пресной воде достигает 2000%, а в пластовой – до 1200% в течение 24 час, что вполне приемлемо для приготовления водоизолирующих

№ скважины	Дата обработки	Дебит нефти, т/сут	Дебит жидкости, т/сут	Обводненность, %	До обработки			Дополнительная добыча нефти, т	Средний прирост дебита нефти, т/сут	Время работы, сут
					Дебит нефти, т/сут	Дебит жидкости, т/сут	Обводненность, %			
37908	20.04.07 г.	1,0	8,2	89,1	3,9	6,7	42,6	791	2,0	399
26462	19.07.07 г.	0,1	6,1	98,6	2,4	4,8	50,7	153	0,6	242
26531	11.07.07 г.	0,1	5,1	94,6	4,3	9,2	53,7	1072	3,2	335
15483	24.08.07 г.	0,1	5,0	98,3	1,1	6,8	83,7	80	0,3	260
37539	14.09.07 г.	0,2	4,0	90,2	2,5	4,3	40,7	597	2,2	275
38187	20.09.07 г.	1,5	7,9	94,6	5,1	14,2	64,4	269	2,2	124
38222	02.11.07 г.	0,2	14,2	99,1	4,8	14,2	66,3	128	0,8	169
38168	22.02.08 г.	0,2	8,0	97,3	2,7	11,9	77,0	114	0,9	124
37985	09.02.08 г.	0,4	7,5	95,5	3,0	9,6	69,2	168	1,2	137
26476	15.02.08 г.	0,0	3,3	99,1	4,2	11,7	64,4	173	1,4	121
18067	30.01.08 г.	0,0	8,1	98,2	3,6	9,8	63,5	384	2,7	140
37947	22.02.08 г.	0,2	5,4	95,5	1,4	6,5	77,9	170	1,4	118
38305	08.03.08 г.	0,6	8,9	95,5	3,3	11,8	72,1	139	1,3	110
37956	01.03.08 г.	0,3	12,1	97,3	2,0	15,0	86,4	87	0,7	118
35807	17.03.08 г.	0,5	6,4	95,5	3,2	10,9	70,3	266	2,7	99
42	07.04.08 г.	0,2	3,0	99,1	2,3	2,9	20,9	46	0,7	67
38317	19.03.08 г.	0,4	8,6	97,3	2,5	9,9	75,0	113	1,2	97
17523	12.03.08 г.	0,5	11,8	94,6	3,6	17,9	79,7	169	1,6	106
38071	24.03.08 г.	0,0	4,6	95,7	1,2	6,5	81,6	33	0,3	95
26694	10.06.08 г.	2,5	13,8	82,1	5,8	9,9	41,0	139	4,3	32

Табл. 2. Результаты применения технологии ограничения водопритока в карбонатных коллекторах высоковязкой нефтью.

Номер модели	Массовое содержание компонентов, %, в технологическом растворе		Коэффициент изоляции, %, через		
	ПАА DP9-8177	акрилового сополимера В 50Э	24 час.	6 мес.	12 мес.
1	0,1	0,5	95	93	90
2	0,3	0,8	96	94	91
3	0,5	1	98	96	95
4	0,5	1,5	100	98	96
5	0,5	2,0	100	99	98

Табл. 3. Результаты испытания растворов для ограничения водопритока, содержащих набухшие частицы водонабухающих полимеров.

составов. Данный водонабухающий полимерный реагент, отличающийся повышенной упругостью набухших в воде полимерных частиц, поставлен на производство согласно ТУ № 2216-016-55373366-2007 с маркировкой В 50Э (Табл. 3).

Технология с использованием разработанной водоизолирующей системы реализована в процессе выполнения ОПР в четырех скважинах ОАО «Татнефть» (Кадыров и др., 2014).

Установлено, что применение технологии водоизолирующей системы на основе суспензии порошка акрилового сополимера марки В 50Э в водном растворе ПАА марки DP9-8177, позволяющей сохранить тампонирующую способность в течение более продолжительного времени, наиболее перспективно в трещиновато-поровых и трещиновато-кавернозных карбонатных коллекторах при работах по изоляции притоков подошвенной воды или полной изоляции промытого пласта.

В то же время, водонабухающий полимер серии АК-639, представляющий собой «защитный» ПАА (ФГУП «Саратовский НИИ полимеров»), ранее испытывался на месторождениях Самарской области и Республики Татарстан и показал хорошую эффективность (Берлин, 2011; Курочкин и др., 2006). Порошкообразные композиции «защитного» полимера АК-639 концентрацией 0,5-1% нагнетали небольшими порциями и проталкивали от скважины водой плотностью 1,18 г/см³. Этот полимер способен поглощать воду (1 г ВВП – до 100-400 г воды) и используется с целью выравнивания профи-

ля приемистости нагнетательных скважин. Гелеобразование происходит при температуре около 70°C только при контакте с водой в течение 24-28 ч. Дополнительная добыча нефти по окружающим дополнительным скважинам составила 3575 т или около 7 тыс. т/т закачанного раствора полимера. Продолжительность эффекта 1,5 года.

В работе (Ибрагимов и др., 2015) приведены результаты применения водонабухающих пакеров для изоляции трещиноватых участков горизонтальных стволов скважин.

Высокая скорость обводнения скважин, характерная для залежей 302-303 Ромашкинского месторождения, связана с их геологическими особенностями: высокой послойной и зональной неоднородностью коллекторов; низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) матрицы породы; наличием трещин, по которым преимущественно движется пластовая вода; повышенной вязкостью нефти; низким газовым фактором. Строительство и эксплуатация горизонтальных скважин или боковых стволов с горизонтальным окончанием в таких условиях сопряжена с опасностью прогрессирующего обводнения скважин. Для изоляции трещиноватых участков при строительстве скважин в рамках опытно-промысловых работ применяется технология обсаживания горизонтального ствола хвостовиком с набухающими пакерами. ТатНИПИнефть совместно с АО «Кварт» (г. Казань) разработали резинопolyмерный водонабухающий эластомер для создания набухающего пакера (Катеев и др., 2014). Водонабухающий пакер длиной 1 м, наружным диаметром 133 мм на 114 мм обсадной трубе, в трубе внутренним диаметром 145 мм после набухания в воде различной минерализации выдерживает давление гидропрорыва от 10 до 25 МПа. Он устойчив к кислотному составу, который применяется в ПАО «Татнефть» для повышения нефтеотдачи пластов.

№ скважины	Продолжительность эксплуатации, сут	Интервал установки хвостовика, м	Дебит		Обводненность, %
			Жидкости, м ³ /сут	Нефти, т/сут	
Башкирский ярус					
35387г	303	950-1126 (с пакерами «Кварт»)	4,4	2,95	26,0
35384г	280	838-1022	13,0	0,17	98,5
35393г	170	847-1047	2,5	1,99	12,0
37723г	259	940-1165	11,3	5,43	47,0
37729г	174	950-1123	1,6	1,27	12,0
37855г	240	942-1110 (с пакерами ТАМ)	12,8	5,57	52,0
37551г	314	892-1169	12,9	1,63	86,0
37853г	291	948-1094	12,7	1,61	86,0
Протвинский горизонт					
35391г	281	766-1017	10,0	1,09	88,0
37852г	332	887-1048 (с пакерами «Кварт»)	12,5	4,92	57,0
37854г	251	933-1136	13,2	2,29	81,0

Табл. 4. Результаты эксплуатации скважин 35387г, 37852г и соседних скважин с различными вариантами заканчивания.

Промысловые испытания водонабухающих пакеров проведены при бурении скважин 35387г (Рис. 1а), 37852г и ремонте скважин 37972г (Рис. 1б), 37783г залежей 302-303 НГДУ «Ленингорскнефть». После спуска пакеров в составе обсадного хвостовика их набухание и герметичность проверены нагнетанием жидкости на пакер, установленный в «голове» обсадного хвостовика. В таблице 5 представлены результаты эксплуатации на (25.05.2015 г.) скв. 35387г, 37852г и соседних скважин с различными вариантами заканчивания: цементируемый хвостовик с перфорацией; нецементируемый хвостовик.

Интересен опыт разработки в «ТатНИПИнефть» (Медведева, 2014) технологии АПС, в основе которой лежит использование армированных полимерных систем на основе водорастворимого полиакриламида ДР9-8177. Разработка велась в направлении модификации структурообразующих композиций путем добавления армирующих добавок, используемых для армирования цементных продуктов (Бабенков, 2007). В качестве наполнителей использовались: нерастворимые в воде оксиды двухвалентных металлов (ZnO, MgO), неорганические силикатные волокна (стекловолокно производства «Татнефть-Елабуга») и различные фиброволокна (ВСМ компании «Си Айрленд», фибра базальтовая ООО «Русский базальт»). Рецепт состава и технология на его основе разрабатывались главным образом для высокопроницаемых терригенных пластов и карбонатных коллекторов трещинного и трещинно-порового типа для применения в технологиях увеличения нефтеизвлечения и ограничения водопритока в добывающие скважины. Разработана рецептура состава с оптимальными технологическими свойствами: концентрация ПАА от 0,7% до 1,0%, оксида металла от 0,05% до 0,08%, ацетата хрома от 0,06% до 1,0%, армирующие волокна от 0,05% до 0,3%.

В НГДУ «Ленингорскнефть» проведены опытно-промышленные работы на трех добывающих скважинах 35298, 35599, 37828 залежи 303 Ромашкинского месторождения, вскрывших карбонатные коллектора протвинского горизонта. После проведения работ по реализации технологии АПС отмечено значительное снижение обводненности добываемой продукции скважины и рост дебита по нефти. Прирост дебита по нефти по скважинам 37828, 35599, 35298

составил 5,8 м³/сут, 2,7 м³/сут, 7,5 м³/сут, соответственно; обводненность снизилась на 86%, 40% и 70%, соответственно. Можно сделать предварительные выводы об успешности проведенных ОПР.

Одним из методов снижения ограничения притока воды различной природы в добывающие скважины является технология закачки вязкопластичных силикатных гелей, гелеобразующих силикатных составов на основе жидкого стекла (щелочные силикатные гели) и кристаллического метасиликата натрия (кислые силикатные гели).

Силикатный гель образуется со временем при повышенной температуре из маловязких растворов и представляет собой структурированную систему, иногда дополнительно упрочненную полимером (ПАА, гипан). Получаемый гель выдерживает значительные градиенты давления. Силикатные гели стабильны во времени при повышенной минерализации и температуре.

В Санкт-Петербургском государственном горном университете (Никитин, Петухов, 2011) разработан изолирующий состав под названием SPMI-1. В качестве компонентов использовалось жидкое стекло с модулем 2,9 товарной формы с содержанием силиката натрия 46,77%, раствор ацетата хрома товарной формы 55% и пресная вода. Всего приготовлено более 80 составов, которые отличались концентрациями силиката натрия, ацетата хрома и температурами выдержки составов. Установлено, что наиболее оптимальными характеристиками времени гелеобразования и прочности обладают составы с концентрацией 3,3% силиката натрия и 1,1-1,38 % ацетата хрома при выдержке в пластовых условиях в течение 24 часов. Более точные концентрации реагентов подбираются на основании фильтрационных экспериментов на образцах кернов месторождений.

Преимуществом всех силикатных гелей является возможность разрушаемости в скважинных и пластовых условиях растворами щелочей. Наиболее эффективно применение таких составов при изоляции заколонной циркуляции и изоляции подошвенной воды.

В работах (Соловьёв и др., 2011; Проведение ремонтно-изоляционных работ ..., 2013) рассмотрено проведение ремонтно-изоляционных работ в скважинах с использованием полимерной композиции РЕАКОМ на место-

№ скважины	Показатели работы скважины до обработки			Показатели работы скважины после обработки			Прирост среднесуточной добычи нефти, т/сут / увеличение дебита нефти, %	Снижение среднесуточной добычи воды, м ³ /сут / уменьшение среднесуточной добычи нефти, %	Продолжительность эффекта, мес.
	Среднесуточная добыча			Среднесуточная добыча					
	жидкости, м ³ /сут / обводненность, %	нефти, т/сут	воды, м ³ /сут	жидкости, м ³ /сут / обводненность, %	нефти, т/сут	воды, м ³ /сут			
6725	327,0/99,8	0,6	326,3	15,0/82,0	2,4	12,3	1,8/300	314/96,2	17
130	22,0/80,0	3,9	17,6	5,6/13,2	4,4	0,7	0,5/12,8	16,9/96,0	12
132	15,0/93,3	0,9	13,9	16,7/85,2	2,95	7,1	2,05/227,8	6,8/48,9	8
255	17,3/82,0	2,6	14,2	13,4/52,0	5,4	7,0	2,8/107,7	7,2/50,7	15
229	23,0/87,8	2,5	20,2	11,5/74,0	5,0	8,51	2,5/100,0	11,6/57,4	16
223	16,0/81,0	2,6	13	17,1/70,7	4,2	8,0	1,6/61,5	5,0/38,5	15

Табл. 5. Основные результаты применения полимера РЕАКОМ на месторождениях ОАО «Белкамнефть».

Отложения	Нефтенасыщенная мощность, м	Тип обводнения	Объем закачки, м ³	Дебит нефти, т/сут		Обводненность продукции, %		Продолжение эффекта
				До РИР	После РИР	До РИР	После РИР	
C _{IV}	3,3	Подошвенное	6,0	1,0	2,6	80,1	39,0	Более 5 мес.

Табл. 6. Результаты проведения РИР в добывающей скв. 310 Злодаревского месторождения.

Отложения	Приемистость, м ³ /сут		Давление закачки, МПа		Продолжение эффекта
	До РИР	После РИР	До РИР	После РИР	
C _{IV}	275	130	5,0	10,0	Продолжается

Табл. 7. Результаты проведения РИР в нагнетательной скв. 304 Злодаревского месторождения.

рождениях Удмуртии и Урало-Поволжья.

В научно-производственном центре «Комплекс-Ойл», г. Уфа, разработан новый полимерный реагент на основе кислот акрилового ряда РЕАКОМ, который производится по оригинальной технологии и в химическом составе по сравнению с аналогами имеет более широкий спектр функциональных групп в макромолекуле при минимальной разветвленности цепи, следовательно, обладает более высокой адсорбционной и коагулирующей активностью, что способствует формированию прочного водоизолирующего экрана (Соловьёв и др., 2011).

Физико-химическая сущность применения осадкообразующей технологии с полимерным реагентом РЕАКОМ заключается в том, что при взаимодействии в пластовых условиях РЕАКОМа с реагентом-сшивателем образуется термостойкий резиноподобный осадок в виде клейкой полимерной массы, обладающей хорошей адгезией к коллектору и цементному камню, стойкой по отношению к размыву пресными и минерализованными водами. В качестве реагентов-сшивателей используются растворы солей поливалентных металлов или пластовая вода.

В таблице 5 приведены результаты увеличения дебита нефти и снижения обводнённости после проведения работ призабойных зон добывающих скважин на месторождениях ОАО «Белкамнефть» по технологии с применением полимера РЕАКОМ.

В работе (Алонов, Бобриков, 2009) представлены ра-

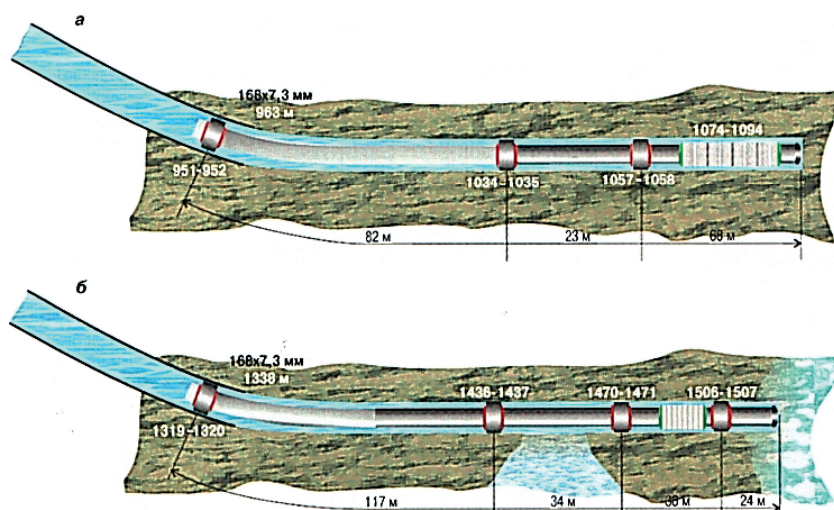


Рис. 1. Схема компоновки хвостовика в скважинах 353387г (а) и 37972г (б).

нее опубликованные статьи и доклады, в которых показан опыт применения кремнийорганических тампонажных материалов АКОР и составов на их основе на месторождениях Российской Федерации, Республики Беларусь и Республики Казахстан. Приведены обобщенные результаты и исследования критериев применимости технологий селективной изоляции водопритоков, проанализирована эффективность ремонтно-изоляционных работ по ограничению водопритоков на нефтяных и газовых месторождениях, рассмотрены пути и перспективы развития кремнийорганических тампонажных материалов.

Рассмотрен опыт применения материала АКОР-БН 102 на Злодаревском месторождении Пермского края. Продуктивные горизонты залегают на глубинах 1050-1550 м и сложены карбонатными (известняки и доломиты) и терригенными (аргиллиты, алевролиты и песчаники) породами. Эффективная мощность пластов 2-3,5 м. Пористость (по скв. 310 для каширских и бобриковских отложений) 10-20 %, проницаемость – 0,33 мкм², пластовая температура 23,5-27°С, текущее пластовое давление 8,5 МПа, содержание парафинов 3,3-3,5 %. Результаты испытания технологии приведены в таблицах 6, 7.

В статье (Лымарь, 2011) рассмотрены результаты опытно-промысловых испытаний в скважинах нефтяных месторождений Республики Беларусь водоизолирующих составов на основе химреагентов ГПАН, ОВП-1 и АКОР-БН102, а также нового метода селективной изоляции и комплексной технологии.

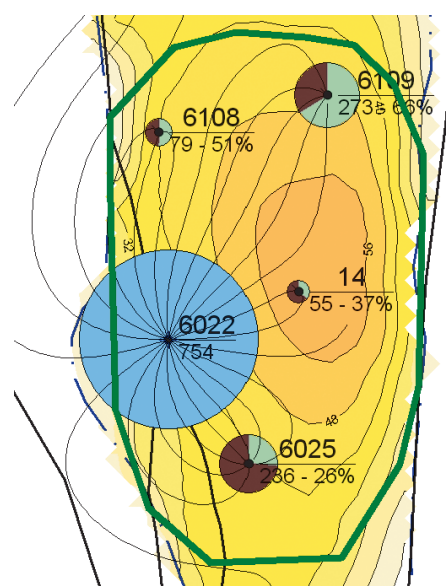


Рис. 2. Фрагмент карты текущего состояния разработки в районе скв. 6022 Нядейского месторождения по состоянию на 01.06.2008 г.

Основной компонент ВИС	№ скв.	Месторождение	Вид работ*	Доп. добыча нефти, т	Средний прирост дебита нефти, т/сут
АКОР-БН102	36	Дубровское	ООИ	4891	3,4
	37	Дубровское	ООИ	13027	4,5
ГПАН	55	Малодушинское	ООИ	4556	2,8
	115	Южно-Осташковичское	ЛЗП	4866	3,9
ОВП-1	144	Южно-Сосновское	ЛЗП	17121	14,3
	57	Осташковичское	ООИ	38944	24,2

Табл. 8. Результаты опытно-промысловых работ при испытании новых ВИС в скважинах нефтяных месторождений Республики Беларусь. * ООИ – отсечение обводненных интервалов, ЛЗП – ликвидация заколонных перетоков.

Залежи нефтяных месторождений Республики Беларусь в основной своей массе приурочены к отложениям девонской системы и представлены на 85-90 % карбонатными породами (подсолевой и межсолевой комплексы). Глубины их залегания изменяются от 2000 до 4000 м. Средние значения эффективных толщин находятся в пределах 10-120 м, пластовых температур – 50-90°C. Минерализация попутных и пластовых вод изменяется от 140 до 340 г/л.

Выполненные в «БелНИПИнефть» исследования позволили установить, что ВИС на основе химреагентов АКОР-БН102, ГПАН и ОВП-1 в большей мере из испытанных отвечают необходимым требованиям (Лымарь, 2011; Лымарь и др., 2007б; 2006; 2003).

ГПАН и ОВП-1 – новые отечественные химреагенты для изоляции водопритока (Лымарь и др., 2007б; 2006; Бриллиант, Козлов, 2000; Лымарь и др., 2008). ГПАН представляет собой гидролизированный полиакрилонитрил с модифицирующими добавками фруктозы и сульфанола. ОВП-1 – щелочной гидролизат технологических отходов полиакрилонитрильного (ПАН) волокна, модифицированный специальными добавками. В качестве сырья для его изготовления используют отходы волокна технического «Нитрон» и химических волокон (КНОПС), поставщиком которых являются белорусские предприятия ОАО «Полимир» и ОАО «Белфа». АКОР-БН102 – разработанное НПФ

«Нитпо» кремнийорганическое соединение с различными модифицирующими добавками (Лымарь и др., 2007а).

Проведенные опытно-промысловые испытания новых ВИС подтвердили высокую эффективность предложенных технологий. Выполнено шесть скважино-операций (Лымарь и др., 2007а). Расход ВИС составил от 5 до 30 м³ на одну скважино-операцию. Все рабо-

ты технологически успешны и экономически рентабельны (Табл. 8).

В области разработки новых технологических схем и приемов ВИР проведены испытания технологий селективной изоляции водопритока с использованием ВИС на основе химреагентов АКОР-БН102, ГПАН и ОВП-1 и закачки ВИС в пульсационном режиме.

Данные технологии отличаются простотой реализации, низкой трудоемкостью, отсутствием сложных технологических операций, требующих привлечения специалистов высокого уровня, небольшой продолжительностью и стоимостью. Они включали в себя:

- ВИС для снижения приемистости пласта: 10 м³ раствора КМЦ и 6 м³ вязкой буферной жидкости на основе ПАА;

- осадкообразующие ВИС: 90 м³ 50%-ого раствора «Лигнопола» и 4,9 м³ раствора «ГПАН»;

- гелеобразующие ВИС: 17 м³ раствора ПАА ДР-9 (175 кг товарного) с 1,7 м³ Al₂(SO₄)₃ (0,35 т товарного) и 11,8 м³ раствора реагента «АКОР-БН102».

Выполненные опытно-промысловые испытания технологии по изоляции водопритока в горизонтальном стволе скважины подтвердили не только эффективность предложенной технологии селективной водоизоляции в условиях залежей нефтяных месторождений Республики Беларусь, но и эффективность разработанных ВИС на основе хим-

Пласт	Надейское	Черпаюское	Хасырейское
Тип коллектора	Порово-трещинно-кавернозный	Трещиновато-каверно-поровый	
Средняя глубина залегания (а.о.), м	-2138	-2404	-2183
Нефтенасыщенная мощность, м	23	35,6	30,4
Проницаемость по керну, 10 ⁻³ мкм ²	8,9	8,9	9,6
Средняя пористость, д.ед.	0,08	0,07	0,08
Начальное пластовое давление, МПа	23	25	23,8
Начальная пластовая температура, °С	42	42	40
Вязкость нефти, мПа×с	2,34	2,34	2,8
Газосодержание, м ³ /т	127	117	102

Табл. 9. Геолого-физические показатели месторождений Вала Гамбурцева.

Месторождение	Кол-во скважино-операций	Годы применения	Дополнительная добыча нефти, тыс. т		
			от снижения обводненности	от интенсификации отборов жидкости	всего
Нядейюское	20	2008-2012	141,3	-35,2	106,1
Хасырейское	11	2009-2012	93,0	-30,6	62,4
Черпаюское	4	2010-2011	5,2	0,4	5,4
Всего	35		239,5	-65,4	174,1

Табл. 10. Основные результаты применения технологии наместорождениях Вала Гамбурцева в период 2008-2012 гг.

реагентов ГПАН и АКОР-БН102 (Лымарь и др., 2006).

Вторым перспективным направлением в области внедрения новых технологических приемов изоляции водопритока является опробованная в условиях скважин нефтяных месторождений Республики Беларусь технология закачки ВИС в режиме низкочастотного импульсного воздействия (Лымарь и др., 2003).

Необходимость проведения исследований в данном направлении обусловлена широким внедрением в промышленную практику ВИС с контактным механизмом образования ТМ на основе хиреагентов: гипан, жидкое стекло, ГПАН, ОВП-1 и др.

Технология ограничения водопритока с подобными ВИС включает последовательную порционную закачку в пласт растворов осадкообразователя и осадителя (сшивателя), разделенных буферной жидкостью. Частным случаем является реакция ВИС с пластовой водой. При этом предполагается, что в пласте происходит их перемешивание с образованием ТМ. Эффективность изоляции водопритока зависит от характера реакции реагентов и коэффициента перемешивания (массообмена) растворов осадкообразователя и осадителя, который определяет объём и скорость образования получаемого продукта реакции, перекрывающего каналы фильтрации.

Одним из перспективных направлений повышения эффективности работ с осадкообразующими ВИС следует считать разработку комплексных технологий, включающих в себя различные методы воздействия.

Для активации массообмена в пористой среде, равномерности закачки по мощности пласта, увеличения объёма образующегося ТМ, его прочности и адгезии к породе предложена технология закачки ВИС в пласт в режиме низкочастотного импульсного воздействия (Лымарь и др., 2003).

Испытания новой технологии проведены в скважине 45 Дубровского месторождения. Эффективность предложенной технологии подтверждается сравнением показателей ВИР, выполненных в однотипных геолого-технических условиях скважины 45 (комплексная технология) и 43 (стандартная технология) Дубровского месторождения. Новая технология по сравнению со стандартной не только повышает эффективность ВИР, но и снижает расход ВИС в 2-3 раза (Лымарь и др., 2008).

В настоящее время на нефтяных месторождениях Республики Беларусь проходят опытно-промышленные испытания ВИС следующего поколения на основе хиреагентов ОВП-2 и различных видов ПАА, а также колтюбинговые технологии ВИР.

В работе (Исмагилов и др., 2013) приведены результаты применения водоизоляции трещин в карбонатных коллекторах месторождений Вала Гамбурцева. Основные характеристики залежей Нядейюского, Черпаюского и Хасырейского месторождений представлены в табл. 9.

Основными проблемами при разработке этих месторождений является прорыв воды в

добывающие скважины через 2-3 месяца после начала закачки в нагнетательные скважины по трещинам, преимущественно в субмеридиональном направлении.

В качестве примера приводятся результаты ограничения водопритоков в добывающие скважины путем закачки разработанной в ООО «РН-Уфанинефть» композиции «сильного геля» на основе полиакриламида и сшивателя.

В качестве сшивателя использовался цитрат алюминия $[C_3H_4OH(COO)_3]Al$. Закачка состава проводилась в нагнетательную скв. 6022 Нядейюского месторождения (Рис. 2).

В процессе выполнения работ закачали 3 пачки композиции с концентрацией ПАА 0,57% (изоляция), 0,46% (продавка) и 0,6% (докрепление) общим объемом ~1000 м³.

После проведения работ отмечено значительное снижение обводненности добываемой продукции окружающих добывающих скважин (на 10-15 %) и стабилизация добычи нефти. Дополнительная добыча нефти составила более 30 тыс. т.

В целом от применения данной технологии на месторождениях Вала Гамбурцева в 2008-2012 гг. дополнительно добыто 174,1 тыс.т со средней технологической эффективностью 4,97 тыс.т дополнительно добытой нефти на 1 скважино-операцию (Табл. 10).

Выводы

1. Сложная фильтрационно-емкостная характеристика карбонатного коллектора приводит к раннему обводнению пластов по наиболее проницаемым пропласткам в трещиноватых зонах в процессе эксплуатации нефтяных залежей.

2. Главными задачами совершенствования технологий РИР в карбонатных коллекторах являются снижение стоимости и повышение эффективности работ, которые решаются по двум основным направлениям: внедрение новых водоизолирующих составов и разработка различных технологических схем и приемов.

3. Традиционные методы ограничения водопритока и ремонтно-изоляционных работ, используемые для терригенных коллекторов, не являются универсальными, что предопределяет необходимость поиска и применения в коллекторах с природной (естественной) и искусственной трещиноватостью новых эффективных методов ОВП и РИР.

4. Положительную технологическую эффективность в трещиноватых карбонатных коллекторах показали следующие технологии РИР и ВИР:

- тампонажные растворы на углеводородной основе;
- высоковязкая нефть или битумы для водоизоляционных работ;
- водонабухающие полимеры;
- водонабухающие пакеры для изоляции трещиноватых участков горизонтальных стволов скважин;
- закачки вязкопластичных силикатных гелей и полимерных композиций;
- кремнийорганические тампонажные материалы АКОР и составы на их основе.

5. При сопоставимой технологической эффективности наиболее технологичным и относительно малозатратным является применение вязкопластичных силикатных гелей, технологий с использованием тампонажных растворов на углеводородной основе и высоковязкой нефти.

6. В перспективе инновационного развития актуальна разработка комплексных технологий, включающих в себя как водо- и ремонтно-изоляционные работы, так и различные методы воздействия с использованием физических полей.

Литература

- Алонов А.А., Бобриков С.В. Опыт применения материала АКОР-БН 102 на Злодаревском месторождении. *Сб. трудов: Опыт разработки и применения кремнийорганических тампонажных материалов группы АКОР*. Краснодар: ООО «НПФ «Нитпо». 2009. С. 34-36.
- Бабенков Е.П. Синтетическое волокно, способ его изготовления, цементный продукт, содержащий указанное волокно, и способ изготовления указанного цементного продукта. Патент РФ № 2339748. 2007.
- Байбурдов Т.А., Ступенькова Л.Л., Болотова Л.И. Поведение гидрогелей полимеров акриламида в водных системах. *Интервал*. 2009. № 1. С. 32.
- Берлин А.В. Физико-химические методы повышения нефтеотдачи. Полимерное воздействие (обзор). Часть 1. Изучение эффективности полимерного воздействия. *Научно-технический сборник ОАО НК «Роснефть»*. 2011. Вып. 22, январь-март. С. 16-25.
- Бриллиант Л.С., Козлов А.И. Совершенствование технологии ограничения водопритока в скважинах Самотлорского месторождения. *Нефтяное хозяйство*. 2000. № 9. С. 72-75.
- Гаевой Е.Г., Ефимов М.Н., Ефимов Н.Н., Магадов В.Р., Магадова Л.А., Силин М.А., Черыгова М.А. *Безводный тампонажный раствор*. Патент РФ № 2500710. 2012.
- Ефимов Н.Н. Изоляция водопритоков в добывающих скважинах с применением тампонажных растворов на углеводородной основе. *Инженерная практика*. 2011. № 7. С. 56-61.
- Ибрагимов Н.Г., Исмагилов Ф.З., Азизова А.К., Любецкий С.В., Катеев Р.И., Исхаков А.Р. Применение водонабухающих пакеров для изоляции трещиноватых участков горизонтальных стволов скважин залежей 302-303. *Нефтяное хозяйство*. 2015. № 7. С. 48-50.
- Исмагилов Т.А., Игдавлетова М.З., Антонов А.М., Игнатьев А.А., Березин К.Е. Результаты водоизоляции трещин вязкоупругими составами в карбонатных коллекторах. *Межд. науч. симпозиум «Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов»*. ОАО «ВНИИнефть». М. 2013. Т. 1. С. 102.
- Кадыров Р.Р., Патлай Д.А., Хасанова Д.К., Байбурдов Т.А., Ступенькова Л.Л. Ограничение водопритока в трещиновато-пористых карбонатных коллекторах с использованием водонабухающих эластомеров. *Нефтяное хозяйство*. 2014. № 4. С. 70-71.
- Кадыров Р.Р. и др. Новые технологии для водоизоляционных работ в карбонатных коллекторах. *Тр. ин-та ТамНИПИнефть*. 2008. С. 390-393.
- Кадыров Р.Р., Жиркеев А.С., Хасанова Д.К., Кандаурова Г.Ф., Файзуллин И.Н. О применении высоковязкой нефти для водоизоляционных работ в карбонатных коллекторах. *Нефтяное хозяйство*. 2010. № 1. С. 86-87.
- Кандаурова Г.Ф., Хисамов Р.С., Нурмухаметов Р.С., Файзуллин И.Н., Чендарёв В.В., Кандауров С.В., Степанов А.В. *Способ разработки нефтяной залежи*. Патент РФ № 2344277. 2008.
- Катеев Р.И., Исхаков А.Р., Зарипов И.М. и др. Проведение лабораторных и стендовых исследований при разработке отечественного водонабухающего пакера. *Тр. ин-та ТамНИПИнефть*. 2014. Вып. 82. С. 235-240.
- Курочкин Б.М., Хисамов Р.С., Ахметов И.З. и др. Применение водонабухающего полимера АК-639 при очаговом заводнении на Нурлатской площади. *Нефтяное хозяйство*. 2006. № 1. С. 68-70.
- Лымарь И.В. Обзор новых технологий изоляции водопритока, внедренных на нефтяных месторождениях Республики Беларусь. БелНИПИнефть. *Нефтегазовое дело*. 2011. № 5. С. 122-133. URL: http://ogbus.ru/authors/Lymar/Lymar_1.pdf
- Лымарь И.В., Гулевич В.В., Демяненко Н.А., Макаревич А.В., Пысенков В.Г. Современные технологии ограничения водопритока, применяемые в нефтяных залежах месторождений Республики Беларусь. *Сборник трудов конференции Geopetrol-2008*. Краков. 2008. С. 745-752.
- Лымарь И.В., Демяненко Н.А., Пысенков В.Г., Пирожков В.В. Анализ проведения ремонтно-изоляционных работ на нефтяных месторождениях РУП «ПО «БЕЛОРУСНЕФТЬ» с использованием составов на основе «АКОР-БН102». *Интервал*. 2007б. № 8. С. 32-37.
- Лымарь И.В., Демяненко Н.А., Пысенков В.Г., Пирожков В.В. Проблемы и пути совершенствования технологий ремонтно-изоляционных работ на нефтяных месторождениях РУП «ПО «БЕЛОРУСНЕФТЬ»». *Интервал*. 2006. № 6. С. 18-24.
- Лымарь И.В., Демяненко Н.А., Родионов В.И., Пирожков В.В., Петренко И.Л. Разработка оборудования и технологии закачки тампонажных составов в пласт при РИР в пульсационном режиме. *Сборник научных трудов БелНИПИнефть*. Гомель. 2003. Т. 2. С. 96-107.
- Лымарь И.В., Пирожков В.В., Пысенков В.Г., Демяненко Н.А. Совершенствование технологий водоизоляционных работ на нефтяных месторождениях РУП «ПО «БЕЛОРУСНЕФТЬ»». *Материалы научно-практической конференции: Эффективные пути поисков, разведки и разработки залежей нефти Беларуси*. Гомель: «ПО «БЕЛОРУСНЕФТЬ»». 2007а. С. 511-520.
- Магадова Л.А., Шидгинов З.А., Куликов А.Н. Инновационные составы для ОВП и РИР в нефтяных скважинах, разработанные в РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина совместно с ЗАО «Химеко-ГАНГ». *Нефть. Газ. Новации*. 2015 № 1. С. 77-81.
- Медведева Н.А. Применение армированных полимерных систем для увеличения нефтеизвлечения и ограничения водопритока в добывающих скважинах. *Доклады на конференции молодых ученых «ТамНИПИнефть»*. Секция «Геология, разработка нефтяных и нефтегазовых месторождений». 2014. http://www.tatnipi.ru/sms_2014_1.html
- Никитин М.Н., Петухов А.В. Гелеобразующий состав на основе силиката натрия для ограничения водопритока в сложнопостроенных трещинных коллекторах. *Нефтегазовое дело*. 2011. № 5. С. 143-153.
- О применении новых материалов на углеводородной основе для ремонтно-изоляционных работ в добывающих скважинах». 2013. URL: <http://chemecoukraine.com/ua/wp-content/uploads/2013/11/в-добывающих-скважинах-2010.pdf>
- Проведение ремонтно-изоляционных работ в скважинах с использованием полимерной композиции РЕАКОМ. *Межд. науч. симпозиум «Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов»*. М. 2013. Т. 2. С. 10-13.
- РД 153-39.0-793-12. Инструкция по технологии ограничения водопритока в карбонатных коллекторах с использованием водонабухающих эластомеров. Р.Р. Кадыров (и др.). Бугульма: ТамНИПИнефть. 2012. С. 13.
- Смехов Е.М. Теоретические и методические основы поисков трещинных коллекторов нефти и газа. М: Недра. 1974. 200 с.
- Соловьёв Р.В., Чезлова А.В., Козлова А. С., Борхович С.Ю. Опыт применения осадкообразующей технологии на основе полимера РЕАКОМ на месторождениях ОАО «Белкамнефть». *Межд. науч. симпозиум «Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов»*. М. 2011. Т. 2. С. 224-226.
- Тхостов Б.А., Везирова А.Д., Вендельштейн Б.Ю., Добрынин В.М. Нефть в трещинных коллекторах. Л: Недра. 1970. 271 с.

Сведения об авторах

Елена Назиповна Байкова – кандидат геол.-мин. наук, зам. директора центра планирования и мониторинга ГТМ, АО «ВНИИнефть»

Россия, 127422, Москва, Дмитровский проезд, 10

Тел: +7 495 748-39-49 доб. 7367

E-mail: EBaykova@vniineft.ru

Ренат Халиуллович Муслимов – доктор геол.-мин. наук, профессор кафедры геологии нефти и газа, Казанский федеральный университет

Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, 4/5

Тел: +7 843 233-73-84, e-mail: davkaeva@mail.ru

Статья поступила в редакцию 01.07.2016

Experience in the Application of Water Shut-off and Remedial Cementing Technologies in Fractured Carbonate Reservoirs

E.N. Baykova¹, R.Kh. Muslimov²

¹VNIIneft, Moscow, Russia

²Kazan Federal University, Kazan, Russia

Abstract. The early flooding of reservoirs by the most permeable interlayers in fractured zones is the downside of oil deposits development in carbonate rocks. Conventional methods of water shut-off and remedial cementing used for clastic reservoirs are not universal. This situation determines the need to find and apply new effective methods of enhanced oil recovery, diverter technologies, compositions for water shut-off and remedial cementing in the reservoirs with natural and artificial fracturing. The article shows the results of works performed on water shut-off and remedial cementing in wells, the section of which consists of fractured carbonate reservoirs.

Technologies are noted that showed positive technological efficiency. Application of viscoplastic silicate gels, technologies using high-viscosity oil and hydrocarbon-based cement slurries are the most technologically advanced and relatively low-cost.

Keywords: carbonate reservoir, water shut-off, remedial cementing, water shutoff composition, silicone grouting materials, oil-based cement slurries; silicate viscoplastic gels, polymeric compositions

References

Alonov A.A., Bobrikov S.V. Opyt primeneniya materiala AKOR-BN 102 na Zlodarevskom mestorozhdenii [Experience of application of material ACOR BN-102 on Zlodarevsky field]. *Sb. trudov: Opyt razrabotki i primeneniya kremniyorganicheskikh tamponazhnykh materialov gruppy AKOR* [Collected papers: Experience of the development and application of silicone plugging materials by ACOR group]. Krasnodar: OOO «NPF «Nitpo». 2009. Pp. 34-36. (In Russ.)

Babenkov E.P. Sinteticheskoe volokno, sposob ego izgotovleniya, tsementnyy produkt, sodержaschiy ukazannoe volokno, i sposob izgotovleniya ukazannogo tsementnogo produkta [Synthetic fibers, a method of its manufacturing, cement product containing fiber and a method of manufacturing of cement product]. Patent RF No. 2339748. 2007. (In Russ.)

Bayburdov T.A., Stupen'kova L.L., Bolotova L.I. Povedenie gidrogeley polimerov akrilamida v vodnykh sistemakh [Behavior of hydrogels acrylamide polymers in aqueous system]. *Interval*. 2009. No. 1. Pp. 32. (In Russ.)

Berlin A.V. Physical and chemical methods of enhanced oil recovery. Polymer flooding (review). Part I. *Nauchno-technicheskiy vestnik OAO «NK «Rosneft»*. 2011. No. 22.2011. Pp. 16-25. (In Russ.)

Brilliant L.S., Kozlov A.I. Sovershenstvovanie tekhnologii ograniceniya vodopritoka v skvazhinakh Samotlorskogo mestorozhdeniya [Improving water inflow control technology in wells of Samotlor field]. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*. 2000. No. 9. Pp. 72-75. (In Russ.)

Gaevoy E.G., Efimov M.N., Efimov N.N., Magadov V.R., Magadova L.A., Silin M.A., Cherygova M.A. Bezvodnyy tamponazhnyy rastvor [Anhydrous cement matrix]. Patent RF No. 2500710. 2012. (In Russ.)

Efimov N.N. Izolyatsiya vodopritokov v dobyvayushchikh skvazhinakh s primeneniem tamponazhnykh rastvorov na uglevodorodnoy osnove [Water shutoff in producing wells with cement hydrocarbon-based matrix]. *Inzhenernaya praktika = Engineering Practice*. 2011. No. 7. Pp. 56-61. (In Russ.)

Guidance document 153-39.0-793-12. Instruksiya po tekhnologii ograniceniya vodopritoka v karbonatnykh kollektorakh s ispol'zovaniem vodonabukhayushchikh elastomerov [Instruction on water control in carbonate reservoirs using water-swellaable elastomers]. R.R. Kadyrov et al. Bugul'ma: TatNIPIneft'. 2012. P. 13. (In Russ.)

Ibragimov N.G., Ismagilov F.Z., Azizova A.K., Lyubetsky S.V., Kateev R.I., Iskhakov A.R. Experience in application of water-swellaable packers for shutting-off the fractured sections of horizontal wells in the deposits 302-303. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*. 2015. No. 7. C. 48-50. (In Russ.)

Ismagilov T.A., Igdavletova M.Z., Antonov A.M., Ignat'ev A.A., Berezin K.E. Rezul'taty vodoizolyatsii treschin vyazkoupругimi sostavami v karbonatnykh kollektorakh [Results of waterproofing cracks by viscoelastic compositions in carbonate reservoirs]. *Mezhd. nauchnyy simposium «Teoriya i praktika primeneniya metodov uvelicheniya nefteotdachi plastov»* [Int. Scientific Symposium «Theory and practice of application of enhanced oil recovery methods»]. JSC «VNIIneft». Moscow. 2013. V. 1. Pp. 102. (In Russ.)

Kadyrov R.R., Patlay D.A., Khasanova D.K., Bayburdov T.A., Stupen'kova L.L. Ogranichenie vodopritoka v treschinovato-poristykh karbonatnykh kollektorakh s ispol'zovaniem vodonabukhayushchikh elastomerov [Water shutoff in porous-fractured carbonate reservoirs using water-swellaable elastomers]. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*. 2014. No. 4. Pp. 70-71. (In Russ.)

Kadyrov R.R. et al. Noveye tekhnologii dlya vodoizolyatsionnykh rabot v karbonatnykh kollektorakh [New technologies for water shutoff in carbonate reservoirs]. *Tr. in-ta TatNIPIneft'* [Collected papers of the Institute TatNIPIneft']. 2008. Pp. 390-393. (In Russ.)

Ismagilov T.A., Igdavletova M.Z., Antonov A.M., Ignat'ev A.A., Berezin K.E. Rezul'taty vodoizolyatsii treschin vyazkoupругimi sostavami v karbonatnykh kollektorakh [Results of waterproofing cracks by viscoelastic compositions in carbonate reservoirs]. *Mezhd. nauchnyy simposium «Teoriya i praktika primeneniya metodov uvelicheniya nefteotdachi plastov»* [Int. Scientific Symposium «Theory and practice of application of enhanced oil recovery methods»]. Moscow: JSC «VNIIneft». 2013. V. 1. Pp. 102. (In Russ.)

Kadyrov R.R., Zhirkeev A.S., Khasanova D.K., Kandaurova G.F., Fayzullin I.N. O primeneniі vysokovязkoy nefti dlya vodoizolyatsionnykh rabot v karbonatnykh kollektorakh [Application of high-viscosity oil for water shutoff in carbonate reservoirs]. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*. 2010. No. 1. Pp. 86-87. (In Russ.)

Kandaurova G.F., Khisamov R.S., Nurmukhametov R.S., Fayzullin I.N., Chendarev V.V., Kandaurov S.V., Stepanov A.V. Sposob razrabotki neftyanoy zalezhi [A method of oil deposits development]. Patent RF No. 2344277. 2008. (In Russ.)

Kateev R.I., Iskhakov A.R., Zaripov I.M. et al. Provedenie laboratornykh i stendovykh issledovaniy pri razrabotke otechestvennogo vodonabukhayushchego pakera [Conducting laboratory and bench studies during development of native water-swallowable packer]. *Tr. in-ta TatNIPIneft'* [Collected papers of the Institute TatNIPIneft]. 2014. Is. 82. Pp. 235-240. (In Russ.)

Kurochkin B.M., Khisamov R.S., Akhmetov I.Z. et al. Primenenie vodonabukhayushchego polimera AK-639 pri ochagovom zavodnenii na Nurlatskoy ploschadi [Application of water-swallowable polymer AK-639 during flooding on Nurlatsky area]. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*. 2006. No. 1. Pp. 68-70. (In Russ.)

Lymar' I.V. Obzor novykh tekhnologiy izolyatsii vodopritoka, vnedrennykh na neftyanikh mestorozhdeniyakh Respubliki Belarus' [Review of new water shut-off technologies implemented on the oil fields of the Republic of Belarus]. *Neftgazovoe delo = Oil and gas business*. 2011. No. 5. Pp. 122-133. Available at: http://ogbus.ru/authors/Lymar/Lymar_1.pdf

Lymar' I.V., Gulevich V.V., Demyanenko N.A., Makarevich A.V., Pysenkov V.G. Sovremennyye tekhnologii ogranicheniya vodopritoka, primenyaemye v neftyanikh zalezhakh mestorozhdeniy Respubliki Belarus' [Modern water inflow control technologies used in oil deposits of the Republic of Belarus]. *Sbornik trudov konferentsii Geopetrol-2008* [Proc. Conference: Geopetrol-2008]. Krakov. 2008. Pp. 745-752.

Lymar' I.V., Demyanenko N.A., Pysenkov V.G., Pirozhkov V.V. Analiz provedeniya remontno-izolyatsionnykh rabot na neftyanikh mestorozhdeniyakh RUP «PO «BELORUSNEFT» s ispol'zovaniem sostavov na osnove «AKOR-BN102» [Analysis of repair and insulation works in the oil fields of Production Association «Belorusneft» with the use of compositions based on ACOR-BN102]. *Interval*. 2007b. No. 8. Pp. 32-37.

Lymar' I.V., Demyanenko N.A., Pysenkov V.G., Pirozhkov V.V. Problemy i puti sovershenstvovaniya tekhnologiy remontno-izolyatsionnykh rabot na neftyanikh mestorozhdeniyakh RUP «PO «BELORUSNEFT» [Problems and ways of developing of repair and insulation work technologies in the oil fields of Production Association «Belorusneft»]. *Interval*. 2006. No. 6. Pp. 18-24.

Lymar' I.V., Demyanenko N.A., Rodionov V.I., Pirozhkov V.V., Petrenko I.L. Razrabotka oborudovaniya i tekhnologii zakachki tamponazhnykh sostavov v plast pri RIR v pul'satsionnom rezhime [Development of equipment and technology of grouting compounds injection in formation at RIR in pulsating mode]. *Sbornik nauchnykh trudov BelNIPIneft'* [Collected papers of the BelNIPIneft]. Gomel'. 2003. V. 2. Pp. 96-107.

Lymar' I.V., Pirozhkov V.V., Pysenkov V.G., Demyanenko N.A. Sovershenstvovanie tekhnologiy vodoizolyatsionnykh rabot na neftyanikh mestorozhdeniyakh RUP «PO «BELORUSNEFT» [Developing of water shutoff technology in the oil fields of RUE «Production Association Belorusneft». *Materialy nauchno-prakticheskoy konferentsii: Effektivnye puti poiskov, razvedki i razrabotki zalezhey nefti Belarusi* [Proc. Sci and Practice Conf. «Effective ways of prospecting, exploration and development of oil deposits in Belarus»]. Gomel': «PO «BELORUSNEFT». 2007a. Pp. 511-520.

Magadova L.A., Shidginov Z.A., Kulikov A.N. Innovatsionnyye sostavy dlya OVP i RIR v neftyanikh skvazhinakh, razrabotannyye v RGU nefti i gaza im. I.M. Gubkina sovmestno s ZAO «Khimeko-GANG» [Innovative formulations for AFP and RIRs in oil wells developed in the Gubkin State University of Oil and Gas together with JSC «Himeko-GANG»]. *Neft'. Gaz. Novatsii = Oil. Gas. Innovations*. 2015 No. 1. Pp. 77-81.

Medvedeva N.A. Primenenie armirovannykh polimernykh sistem dlya uvelicheniya nefteizvlecheniya i ogranicheniya vodopritoka v dobyvayushchikh skvazhinakh [Application of fiber reinforced polymer systems to increase oil recovery and water control in producing wells]. *Doklady na konferentsii molodykh uchemykh «TatNIPIneft'»*. Sektsiya «Geologiya, razrabotka neftyanikh i neftegazovykh mestorozhdeniy» [Proc. Conference of young scientists of Institute TatNIPIneft. Section «Geology, development of oil and gas fields»]. 2014. Available at: http://www.tatnipi.ru/sms_2014_1.html (In Russ.)

Nikitin M.N., Petukhov A.V. Geleobrazuyushchiy sostav na osnove silikata natriya dlya ogranicheniya vodopritoka v slozhnopostroennykh treschinnykh kollektorakh [The gelling composition based on sodium silicate to reduce water in structurally complex fractured reservoirs]. *Neftgazovoe delo = Oil and gas business*. 2011. No. 5. Pp. 143-153. (In Russ.)

O primeneniі novykh materialov na uglevodorodnoy osnove dlya remontno-izolyatsionnykh rabot v dobyvayushchikh skvazhinakh» [On the application of new materials based on hydrocarbon for repair and insulating work in producing wells]. 2013. Available at: <http://chemecoukraine.com/ua/wp-content/uploads/2013/11/v-dobyvayushchikh-skvazhinakh-2010.pdf> (In Russ.)

Provedenie remontno-izolyatsionnykh rabot v skvazhinakh s ispol'zovaniem polimernoy kompozitsii REAKOM [Carrying out repair and insulating works in wells using the polymer composition REAKOM]. *Mezhd. Nauchnyy Simposium «Teoriya i praktika primeneniya metodov uvelicheniya nefteotdachi plastov»* [Proc. Sci. Symp. «Theory and practice of application of enhanced oil recovery methods»]. Moscow. 2013. V. 2. Pp. 10-13. (In Russ.)

Smekhov E.M. Teoreticheskie i metodicheskie osnovy poiskov treschinnykh kollektorov nefti i gaza [Theoretical and methodological basis of fractured reservoirs of oil and gas exploration]. Moscow: Nedra Publ. 1974. 200 p. (In Russ.)

Solov'ev R.V., Chezlova A.V., Kozlova A. S., Borkhovich S.Yu. Opyt primeneniya osadkoobrazuyushchey tekhnologii na osnove polimera REAKOM na mestorozhdeniyakh OAO «Belkamneft'» [Experience of application of sedimentation technology based on polymer REAKOM on the fields of «Belkamneft'»]. *Mezhd. Nauchnyy Simposium «Teoriya i praktika primeneniya metodov uvelicheniya nefteotdachi plastov»* [Proc. Sci. Symp. «Theory and practice of application of enhanced oil recovery methods»]. Moscow. 2011. V. 2. Pp. 224-226. (In Russ.)

Tkhostov B.A., Vezirova A.D., Vendel'shteyn B.Yu., Dobrynin V.M. Neft' v treschinnykh kollektorakh [Oil in fractured reservoirs]. Leningrad: Nedra Publ. 1970. 271 p. (In Russ.)

For citation: Baykova E.N., Muslimov R.Kh. Experience in the Application of Water Shut-off and Remedial Cementing Technologies in Fractured Carbonate Reservoirs. *Georesursy = Georesources*. 2016. V. 18. No. 3. Part 1. Pp. 175-185. DOI: 10.18599/grs.18.3.6

Information about authors

Elena N. Baykova – PhD (Geol. and Min.), Deputy Director, Centre of the geological and technical methods planning and observation, VNIIneft
Russia, 127422, Moscow, Dmitrovskiy proezd, 10
Phone: +7 495 748-39-49 ad. 7367
E-mail: EBAikova@vniineft.ru

Renat Kh. Muslimov – Doctor of Science (Geol. and Min.), Professor, Department of Oil and Gas Geology, Kazan Federal University
Russia, 420008, Kazan, Kremlevskaya str., 4/5
Phone: +7 (843) 233-73-84, e-mail: davkaeva@mail.ru

Manuscript received July 1, 2016