

УДК 622.276.6

Е.Д. Подымов, О.А. Мехеева
Институт ТамНИПИнефть, г. Бузульма
e-mail: ontonti@tatnpi.ru

Условия реализации ряда распространенных технологий увеличения нефтеизвлечения при разработке месторождений ПАО «Татнефть»

Опыт внедрения технологий интенсификации притока и повышения нефтеотдачи пласта показывает, что их эффективность в значительной степени зависит от удачного подбора технологии согласно условиям объекта воздействия. Вследствие этого большое значение приобретает обобщение факторов, определяющих область целесообразного применения технологий. В работе приведен перечень технологий, промышленно применяемых в ПАО «Татнефть» в 2014 г., а также их аналогов, интересных в качестве альтернативы. Для рассмотренных технологий приведены основные требования регламентирующей документации к геолого-физическим параметрам объекта воздействия и основные требования к параметрам эксплуатации скважин участка воздействия. Представлены рекомендованные значения параметров, а также их граничные условия, полученные авторами технологии на основании анализа результатов теоретических, лабораторных исследований, опытно-промышленных работ. Анализ показал, что по функциональному назначению многие технологии дублируются; требования к объекту и критерии применимости заявлены чрезмерно широко; нередки существенные отклонения в составе реагентов от регламентированных.

Для более адекватного подбора технологий согласно характеристикам объектов представляется целесообразным проведение исследований по уточнению оптимальных диапазонов геолого-промысловых условий реализации технологий с учётом результатов воздействия.

Ключевые слова: условия применения технологий, нефтеотдача, параметры эксплуатации скважин, технологии увеличения нефтеизвлечения.

ПАО «Татнефть» располагает спектром различных технологий интенсификации притока и повышения нефтеотдачи пласта, осуществляемых через нагнетательные и добывающие скважины. Опыт внедрения технологий показывает, что их эффективность в значительной степени зависит от удачного подбора технологии согласно условиям объекта воздействия. Вследствие этого большое значение приобретает обобщение факторов, определяющих область целесообразного применения технологий. В таблице 1 приведен перечень рассмотренных технологий, промышленно применяемых в ПАО «Татнефть» в 2014 г., а также их аналогов, интересных в качестве альтернативы.

К методам увеличения нефтеотдачи относится совокупность технологий объёмного воздействия на нефтяной пласт (обычно осуществляемых через нагнетательные скважины) с целью длительного улучшения характеристик вытеснения нефти. Однако применение известных технологий такого типа ограничено чисто нефтяными зонами из-за существенных непроизводительных потерь закачиваемых реагентов в водонасыщенной части коллектора вследствие адсорбции. К методам обработки призабойной зоны пласта относится вся совокупность технологий локального воздействия на пласт в ближайшей окрестности скважины (осуществляемых через добывающие и нагнетательные скважины) с целью обеспечения заданных или восстановления утраченных эксплуатационных характеристик скважины.

Основные требования к геолого-физическим параметрам объекта воздействия через нагнетательные скважины приведены в табл. 2, через добывающие скважины – в табл. 3. Основные требования к параметрам эксплуатации скважин участка воздействия через нагнетательные скважины приведены в табл. 4, через добывающие скважины – в табл. 5.

В таблицах показаны рекомендованные значения параметров, а также их граничные условия, полученные авторами технологии на основании анализа результатов теоретических, лабораторных исследований, опытно-промышленных работ.

В расширенном аспекте анализ требований, изложенных в регламентирующей документации, позволяет констатировать следующее:

- ограничения по проницаемости главным образом предостерегают от использования в низкопроницаемых коллекторах ($0,1 \text{ мкм}^2$);

- требования к пористости пласта предъявляются лишь технологиями «ВУКСЖС» (не менее 10 %) и «Жидкое стекло н/м» (не менее 10 %);

- требования к коэффициенту расчлененности пласта предъявляются лишь технологиями «Ксантан» (1,5-5,4), «КПС» (не менее 2), «ВДС» (не менее 2), «ГКС» (1,5-5,4), «ВИР в ННС и ГС» (не менее 3-3,5);

- требования к коэффициенту песчаности пласта предъявляются лишь технологией «Ксантан» (0,3-0,6) и «ГКС» (0,3-0,6);

- требование к коэффициенту нефтенасыщенности предъявляется лишь технологией «ГЭР» (не менее 0,4);

- ограничения по нефтенасыщенной толщине почти для всех технологий увеличения охвата пласта вытеснением одинаковые (не менее 2 м), тогда как для технологий увеличения отмывающей способности имеет место ограничение сверху во избежание «кинжальных» прорывов закачиваемого агента;

- ограничения по пластовой температуре для условий Татарстана не играют роли, поскольку удовлетворяются повсеместно;

- ограничения по вязкости требуют более пристального рассмотрения (во многих случаях они, возможно, выс-

тавлены вследствие неиспытанности и, значит, неопределённости результата, тогда как по существу воздействия их быть не должно).

Представленные в таблицах параметры, указанные в регламентирующей документации и характеризующие область применения технологий, целесообразно уточнять и дополнять полученными на основе анализа промысло-

вого опыта геолого-физическими параметрами, которые могут существенно улучшить результаты применения технологий. В развитие этого положения был проведён анализ соответствия условий и параметров реализации технологий увеличения нефтеизвлечения требованиям к объектам их реализации, изложенным в документации, регламентирующей применение технологий.

Технология	Реагент
Оторочка ПАВ	Водорастворимые ПАВ (типа Неонола АФ ₉ -12), вода производственная или из системы ППД
ГЭС-М	Эмульгатор инвертных эмульсий, нефть девонская, пластовая вода из системы ППД плотностью 1180 кг/м ³ и выше
ГЭР	Эмульгатор Нефтенол «НЗ», нефть товарная, вода техническая из водовода нагнетательной скважины
Дисперсия АФ ₉ -6	Неонол АФ ₉ -6, производственная вода или из системы ППД
НКПС	Na-КМЦ, ПОЭ, ПАВ (неонол АФ ₉ -12 или АФ ₉ -9), ацетат хрома, вода производственная или с системы ППД
МБВ	Диаммонийфосфат, перекись водорода, древесная мука, сапропель натуральный, биопрепарат УОБ из группы «Деворойл»
Оторочка ПАА	ПАА
ССГ-ВУКСЖС	Силикат натрия, HCl, ПАВ (АФ ₉ -6, АФ ₉ -9, АФ ₉ -10, АФ ₉ -12), водорастворимые полимеры (ПАА, КМЦ, ОЭЦ, гидроксиэтилцеллюлоза), вода из системы ППД
ВПСК	ПАА, ацетат хрома, окись цинка, окись магния, пресная, сточная или пластовая вода из системы ППД
РБК-Ксантан	Биополимер ксантан, ацетат хрома, силикат натрия, древесная мука или мел, пресная (техническая) или сточная вода
МГС-КПС	Водорастворимые полимеры (ПАА), водный раствор СКА или ПОХА или хромокалиевых квасцов или ацетата хрома, ПАВ (АФ ₉ -12, АФ ₉ -10, АФ ₉ -9, АФ ₉ -6), вода производственная
Ксантан	Ксантановый биополимер, ацетат хрома, пресная вода
ГУАР	Гуаровая камедь, ацетат хрома и оксиды металлов цинка или магния, бактерициды (формалин, десульфол), пресная (техническая) вода
ВУКСЖС	Силикат натрия, ингибированная соляная кислота
КПС	ПАА, в качестве сшивателя: СКА или ПОХА, закачиваемая вода
ГЕОС-К	Водорастворимые полимеры (КМЦ или Na-КМЦ или ПАА), ацетат хрома, натр едкий технический, сточная вода плотностью не менее 1,04 г/см ³ с общей минерализацией до 260 г/дм ³
ЩПК	Натр едкий технический, полимеры: ПАА или Na-КМЦ или ПОЭ, вода минерализованная (не менее 15 г/л, плотностью 1,04 г/см ³)
НМЖС	По различным вариантам композиций: ССК (ЖС, минерал. вода), СПК (ЖС, ПАА или КМЦ или ОЭЦ, минерал. вода), ГСК (ЖС, глинопорошок, пресная вода)
ПГ-УВС	ПАА, глинопорошок, ПАВ в углеводородном растворителе, вода техническая пресная или сточная с плотностью от 1 до 1,187 г/см ³
ПГК	Полимеры типа: ОЭЦ или Na-КМЦ, или ПАА, или ПОЭ, глинопорошок, вода производственная или вода с системы ППД
ВДС	Древесная мука, глинопорошок, вода техническая, сточная из системы ППД
ЦПК	Гидроксиэтилцеллюлоза, древесная мука, вода техническая пресная или сточная из системы ППД
ГРП	Сшитый полимерный гель на водной основе; керамический проппант
ГКРП	Инвертная нефтекислотная эмульсия (дистиллят, нефть товарная, соляная кислота) или загущенная кислота; поверхностно-активный кислотный состав (ПАКС) или СНПХ 9010
СНПХ-9633	Реагент СНПХ-9633, глинопорошок, вода техническая пресная или сточная из системы ППД, вода пластовая с плотностью 1140-1184 кг/м ³
РМД-1	РМД (ШФЛУ с гидрофобизирующей присадкой), нефть безводная, техническая вода
ГПЗП	Гидрофобизатор, углеводороды (нефть девонская товарной формы, дистиллят и др. углеводородные растворители АСПО)
ВПСД (ксантан)	Ксантан, ацетат хрома, пресная вода
ВПСД (ПАА)	ПАА, окись цинка, ацетат хрома, вода любой минерализации
ВПСД (гуар)	ПАА, гуар, окись магния, ацетат хрома, вода любой минерализации
ВПСД (КМЦ)	КМЦ, ПАА, ацетат хрома, вода плотностью до 1090 кг/м ³
ВУС	ПАА, растворитель (техническая вода), ацетат хрома
ГКС	Ацетонформальдегидная смола, ПАА, натр едкий технический, пресная вода
КФС	Карбамидоформальдегидная смола, водорастворимые полимеры (КМЦ), органические и неорганические кислоты, соли (сульфаминовая, уксусная, соляная, хлористый аммоний и др.), водный раствор ацетата хрома, вода из системы ППД
ВИР в ННС и ГС	Глинопорошок, ПАА, ацетат хрома, жидкий УВ (дистиллят, безводная нефть, нефтесульфидная смесь), пресная и техническая вода
НБП	Нефтебитумный продукт, ПАА, поргланцемент тампонажный

Табл. 1. Рассматриваемые технологии.

Технология	Тип коллектора	Проницаемость	Нефтенасыщенная толщина	Пластовая температура	Вязкость нефти в пласт-х усл-х
Оторочка ПАВ	Терригенный	не менее 0,02 мкм ²	не более 8 м		
ГЭС-М	Терр. (пор.; трещ.-пор.)			15-90 °С	3-100 мПа·с
ГЭР		от 0,14 до 1,8 мкм ²		не более 90 °С	
Дисперсия АФ ₉₋₆		не менее 0,02 мкм ²	не более 10 м		
НКПС	Терр., карб. (пор., трещ.-пор.)		не менее 2 м		
МБВ	Терр.	не менее 0,1 мкм ²	от 2 до 10 м	не более 45 °С	3-150 мПа·с
Оторочка ПАА	Терр., карб. (пор., трещ.-пор.)				20-200 мПа·с
ССГ-ВУКСЖС	Терр. (пор.)		не менее 2 м		
ВПСК	Терр., карб. (пор., трещ.-пор.)	не менее 0,1 мкм ²		не более 90 °С	3-200 мПа·с
РБК-Ксантан	Терр., карб. (пор., трещ.-пор.)	не менее 0,1 мкм ²	не менее 2 м	15-80 °С	4-300 мПа·с
МГС-КПС	Терр., карб.		не менее 2 м		
Ксантан	Терр., карб. (пор., трещ.-пор.)	не менее 0,1 мкм ²		15-50 °С	4-300 мПа·с
ГУАР	Терр., карб. (пор., трещ.-пор.)	не менее 0,03 мкм ²			3-100 мПа·с
ВУКСЖС	Терр., карб. (пор., трещ.-пор., пор.-трещ.)	не менее 0,1 мкм ²	не менее 2 м		
КПС	Терр. (пор.)	не менее 0,1 мкм ²		не более 90 °С	3-100 мПа·с
ГЕОС-К	Карб. (пор.-трещ.)	не менее 0,05 мкм ²	не менее 2 м		не более 100 мПа·с
ЩПК	Терр., карб. (пор., трещ.-пор.)				3-100 мПа·с
НМЖС	Терр., карб. (пор., трещ.-пор.)	терр. – не менее 0,1 мкм ² , карб. – не менее 0,05 мкм ²	не менее 1 м		3-50 мПа·с
ПГ-УВС	Терр.	не менее 0,1 мкм ²	не менее 2 м	не более 45 °С	4-50 мПа·с
ПГК	Терр., карб. (пор., трещ.-пор.)				
ВДС	Терр., карб. (пор., пор.-трещ.)	не менее 0,2 мкм ²			
ЦПК	Терр., карб.		не менее 2 м	не более 100 °С	

Табл. 2. Требования к геолого-физическим параметрам объекта воздействия через нагнетательные скважины.

Технология	Тип коллектора	Нефтенасыщенная толщина	Пластовая температура	Пластовое давление	Прочие требования
ГРП		не менее 1,2 м		не менее 0,7 от начального	Наличие текущих запасов нефти на уровне рентабельности
ГКРП	Карбонатный	от 5 до 15 м		не менее 0,5 от начального	Толщина глинизированных пропластков, отделяющих продуктивный пласт от газо- или водонасыщенных горизонтов, не менее 5 м
СНПХ-9633	Терр.; карб.		20–40 °С		Предпочтительны добыв. скважины во 2-3 ряду по отношению к очагу нагнетания или расположены вблизи от нагнетат. скважин с производительностью не более 50 м ³ /сут
ГЭР			не более 90 °С		Вязкость нефти, глубина залегания и минералог. состав продуктивного пласта не оказывают влияния на технологический процесс
ГПЗП	Терр.	не менее 3 м	от 15 до 50 °С		Вязкость нефти – от 3 до 50 мПа·с
РМД-1	Терр.; карб.				Присутствие отдельно перфорированных работающих пластов, не более 3. Градиент давления д. превышать 20 %. Вязкость нефти – не менее 300 мПа·с
ВПСД (ксантан)	Терр.; карб.	не менее 3 м	От 15 до 90 °С		
ВПСД (ПАА)	Терр.; карб.	не менее 3 м	От 15 до 90 °С		
ВПСД (гуара)	Терр.; карб.	не менее 3 м	От 15 до 90 °С		
ВПСД (КМЦ)	Терр.; карб.	не менее 3 м	От 15 до 90 °С		
ВУС	Пор., трещ.-пор.				
ГКС	Терр.; карб.	не менее 2 м	не более 40 °С		Проницаемость пласта – не менее 0,05 мкм ² .
КФС	Пор., трещ.-пор.	не менее 3 м			
ВИР в ННС и ГС	Терр.; карб.	не менее 1,5 м			
НБП	Терр.; карб.	не менее 3 м			

Табл. 3. Требования к геолого-физическим параметрам объекта воздействия через добывающие скважины.

В частности, анализ состава закачанных реагентов выявил, что не всегда закачиваются реагенты, указанные в регламентирующей документации. Иногда часть реагентов не отражена в отчётности, иногда указаны реагенты, непредусмотренные регламентирующей документацией.

Выводы

1. По функциональному назначению (решение задач разработки) многие технологии дублируются.

2. Требования к объекту и критерии применимости заявлены чрезмерно широко в попытке охватить как можно больший диапазон параметров пласта и показателей разработки. Это выгодно авторам технологий, стимулируемых пропорционально объёмам реализации мероприятий по технологии. На практике большинство мероприятий реализуется в гораздо более узком диапазоне параметров. В условиях, близких к крайним значениям диапазонов, мероприятия редки и их эффективность сомни-

Технология	Дебит жидкости, м ³ /сут	Дебит нефти, т/сут	Обводненность продукции, %	Приёмистость, м ³ /сут	Тип закачиваемой воды	Расположение нагнет. скважины относительно контура нефтеносности, вид заводнения
Оторочка ПАВ			не более 30	не менее 100	пресная, сточная, пластовая	в чисто нефтяной зоне, внутриконтурное, первичное вытеснение
ГЭС-М			40–98	от 150 до 600	пресная, минерализованная	внутриконтурное
ГЭР			30–98	не менее 80	пресная, минерализованная	внутриконтурное и законтурное
Дисперсия АФ ₉ -6			не менее 50	не менее 150	пресная, минерализованная	в чисто нефтяной зоне, внутриконтурное
НКПС			40–98	от 80 до 250	пресная, сточная	внутриконтурное
МБВ	не менее 15		60–98	не менее 100	пресная, минерал-я плотностью до 1,15 г/см ³	внутриконтурное
Оторочка ПАА			0–98	от 150 до 500	пресная, сточная или пластовая	внутриконтурное
ССГ-ВУКСЖС				без штуцера не менее 100	пресная, минерализов-я плотностью 1-1,2 г/см ³	внутри контура нефтеносности
ВПСК			40–98	от 150 до 600		внутриконтурное
РБК-Ксантан	не менее 50		до 98	от 150 до 700	пресная, минерализ-я плотностью до 1,18 г/см ³	внутриконтурное
МГС-КПС				без штуцера не менее 100	пресная, сточная	внутри контура нефтеносности
Ксантан			до 98	не менее 150	пресная, сточная	внутриконтурное
ГУАР			40–98	от 150 до 600	пресная, сточная	внутриконтурное
ВУКСЖС	не менее 80	не менее 5	до 98	не менее 100	пресная или сточная плотностью 1-1,2 г/см ³	площадное, рядное, очагово-избирательное
КПС	не менее 50	не менее 5	20–98	без штуцера от 150 до 1000	пресная или сточная плотностью 1-1,18 г/см ³	площадное, рядное, очагово-избирательное
ГЕОС-К	не менее 35	не менее 1	до 98	не менее 168	минерализованная плотностью 1,04-1,2 г/см ³	
ЩПК	не менее 40		до 95	не менее 150	сточная (пластовая) хлоркальцевого типа с минерализацией не менее 15 г/л плотностью 1,04 г/см ³	в чисто нефтяной зоне, внутриконтурное
НМЖС	терр. - не менее 50; карб. - не менее 30	терр. – не менее 4,5; карб. – не менее 3,5	до 98	вариант ССК: 80–400; вариант СПК: 100–500; вариант ГСК: 350–1000	варианты ССК, СПК: сточная плотностью не менее 1,02 г/см ³ ; вариант ГСК: пресная плотностью 1 г/см ³	площадное, рядное, очагово-избирательное
ПГ-УВС	не менее 50		50–98	не менее 250	пресная, минерализованная (сточная) вода плотностью до 1,187 г/см ³	
ПГК	не менее 50		40–98	не менее 200		в чисто нефтяной зоне, внутриконтурное
ВДС				не менее 250		
ЦПК	не менее 50		40–98	не менее 200	пресная и минерализованная плотностью до 1,19 г/см ³	

Табл. 4. Требования к параметрам эксплуатации скважин участка воздействия через нагнетательные скважины.

Технология	Дебит жидкости не менее, м ³ /сут	Обводненность продукции скважин не более, %	Приёмистость не менее, м ³ /сут	Плотность попутной воды не более, кг/м ³
ГРП		70		
ГКРП		50		
СНПХ-9633		более 75	100	1013–1184
ГЭР		30–98	80	
ГПЗП		99	48	
РМД-1		99	100	
ВПСД (ксантан)	10	99	100	
ВПСД (ПАА)	10	99	100	
ВПСД (гуар)	10	99	100	
ВПСД (КМЦ)	10	99	100	
ВУС				
ГКС	10	98		
КФС	20	98	100	
ВИР в ННС и ГС		более 80	150	
НБП		более 60	более 150	

Табл. 5. Требования к параметрам эксплуатации при воздействии через добывающие скважины.

тельна. Представляется необходимым конкретизировать требования к объекту и критерии применимости в регламентирующей документации для оптимального применения технологий.

3. Нередки существенные отклонения в составе реагентов от регламентированных. Следствие – непредсказуемость результата. Поэтому следует обеспечивать более строгое соответствие состава реагентов требованиям регламентирующей документации. Если отклонение

отражает проводимую «на ходу» модернизацию уже известных технологий, то требуется легитимизация наблюдаемого явления – самостоятельные промышленные испытания в установленном порядке со сдачей комиссии ПАО «Татнефть».

4. Отмечаются случаи применения технологий под чужим кодом (искажает представления об условиях применения и эффективности титульной технологии). Для более адекватного представления об эффективности технологий в целом представляется важным переопределение кодов мероприятий с целью недопущения отчётности, в которой указан чужой код технологии.

5. Для более адекватного подбора технологий сообразно характеристикам объектов представляется целесообразным проведение исследований по уточнению оптимальных диапазонов геолого-промысловых условий реализации технологий с учётом результатов воздействия.

Сведения об авторах

Евгений Дмитриевич Подымов – заведующий лабораторией отдела увеличения нефтеотдачи пластов Института ТатНИПИнефть, к.тех.н.

Олеся Александровна Мехеева – младший научный сотрудник Института ТатНИПИнефть

423200, Республика Татарстан, г. Бугульма, ул. М. Джалиля, д. 32

Тел: +7 (85594) 7-86-19

Common Technologies to Increase Oil Recovery Implemented at the Development of Fields of PJSC Tatneft

E.D. Podymov, O.A. Mekheeva

Tatar Oil Research and Design Institute (TatNIPIneft) PJSC Tatneft, Bugulma, Russia, e-mail: ontonti@tatnipi.ru

Abstract. Implementation of production stimulation and enhanced oil recovery shows that their efficiency largely depends on successful selection of technology according to conditions of affected object. Consequently, generalization of factors that determine appropriate use of technology has great importance. The paper lists technologies used industrially in PJSC Tatneft in 2014, as well as their analogues interesting as an alternative.

For the technologies used in PJSC Tatneft the basic requirements of regulatory documentation are given to geological and physical parameters of the stimulation object, and to operation parameters of wells in stimulated area. The analysis showed that for a functional purpose many technologies are duplicated; requirements to the object and criteria for the applicability are stated too broadly; significant variations in reactants composition from the regulated ones are frequent. For a more adequate selection of technologies

conformable to parameters of objects, it is appropriate to conduct studies to clarify the optimal range of geological and commercial conditions for the implementation of technologies, taking into account the stimulation results.

Keywords: terms for application of technologies, oil recovery, technologies to increase oil recovery, geological and physical parameters, operation parameters of wells.

Information about authors

Evgeniy D. Podymov – PhD, Head of the Laboratory of the Enhanced Oil Recovery Division

Olesya A. Mekheeva – Junior research scientist

Tatar Oil Research and Design Institute (TatNIPIneft) PJSC Tatneft

423236, Russian Federation, Tatarstan Republic, Bugulma, Musy Dzhaliya str., 32

Phone: +7 (85594) 7-86-19