

Анализ разработки участка влияния закачки от кустовой насосной станции № 53 НГДУ «Азнакаевскнефть» в аспекте применения методов увеличения нефтеотдачи

По мере выработки запасов больших залежей наблюдается тенденция к их постепенному распаду на обособленные поднятия, содержащие не полностью выработанные запасы. В этих условиях идеология применения методов воздействия на пласт должна адекватно меняться. На примере реального объекта рассмотрены сценарии развития событий на ближайшую перспективу. Оценены изменения показателей разработки участка за счёт применения комплекса мероприятий по увеличению нефтеизвлечения. Сохранение неизменности состояния разработки в ближайшем будущем влечёт уменьшение закачки и отбора жидкости и нефти.

Для повышения эффективности гидродинамического режима целесообразна оптимизация режимов эксплуатации скважин, которая характеризуется положительным, хотя и невысоким эффектом из-за доминирующего влияния на отбор законтурных областей. Увеличение объемов закачки целесообразно обеспечивать путём отказа от использования штуцеров с одновременным применением технологий увеличения охвата пласта вытеснением, которые позволяют доставить реагенты для изменения градиентов давления в пласте непосредственно в зоне вовлечения остаточных запасов нефти в активную выработку (т.е. вглубь пласта вдали от нагнетательных скважин). Решение сопряжено с увеличением количества реагентов при реализации воздействий, что влечёт за собой удорожание процесса. Потребуется пересмотр экономических критериев эффективности опытных работ.

Ключевые слова: разработка участка, давление, методы увеличения нефтеизвлечения.

По мере выработки запасов больших залежей наблюдается тенденция к их постепенному распаду на обособленные поднятия, содержащие не полностью выработанные запасы, окружённые расположенными в промытых зонах нагнетательными скважинами. В этих условиях идеология применения методов воздействия на пласт должна адекватно меняться сообразно характеру разработки конкретного участка (поднятия).

Примером такого объекта является участок пашийского горизонта Карамалинской площади Ромашкинского месторождения в зоне закачки от кустовой насосной станции (КНС) № 53. Участок представлен 19 нагнетательными и 38 добывающими скважинами.

На протяжении длительной истории участка тактика его разработки несколько раз менялась. Наиболее ощутимо это проявлялось в количестве одновременно действующих добывающих и нагнетательных скважин. Изменение экономических условий хозяйствования в стране в начале 90-х годов повлекло за собой остановку низкорентабельных добывающих скважин участка с одновременным сокращением объёмов закачки в нагнетательные скважины. Отбор примерно такого же уровня жидкости меньшим количеством действующих добывающих скважин с 1993 по 1996 гг. сопровождался ростом обводнё-

ности продукции участка со снижением дебита нефти по сравнению с предшествующим периодом. С 1997 г. для замедления нарастающей обводнённости продукции скважин участка началось применение технологий увеличения нефтеизвлечения, предназначенных главным образом для увеличения охвата пласта вытеснением. Однако оно было недостаточно интенсивным, чтобы переломить тенденцию снижения дебитов нефти при нарастании обводнённости. Поэтому с 2002 г. количество действующих скважин стало неуклонно увеличиваться, что наряду с продолжающимся применением методов увеличения охвата пласта вытеснением позволило замедлить рост обводнённости продукции участка. В последнее время (с 2008 г. и поныне) при продолжающемся применении методов увеличения нефтеизвлечения наблюдаются тенденции к стабилизации уровней дебита нефти и обводнённости продукции с некоторым снижением уровня дебита жидкости.

В таблице 1 приведены данные о начальных и остаточных подвижных запасах нефти участка на дату анализа (по оценке лаборатории АРМ «Лазурит» ТатНИПИнефть, рук. Ф.М. Латифуллин), свидетельствующие, что остаточные подвижные запасы нефти участка ещё достаточно велики и заслуживают полного спектра усилий по их выработке.

За последние 7 лет пластовое и забойное давления на

участке практически не снижаются, так как компенсация отбора жидкости закачкой близка к 1,25. Наиболее интенсивно используются для поддержания пластового давления нагнетательные скважины, которые расположены в центре участка, тогда как расположенные на востоке участка почти не участвуют в процессе поддержания пластового давления. Перфорированные пласты в

Индекс пласта	Начальные подвижные запасы, тыс. т				Остаточные подвижные запасы, тыс. т			
	По классам коллекторов			Всего по пласту	По классам коллекторов			Всего по пласту
	1 класс	(1) класс	2 класс		1 класс	(1) класс	2 класс	
Д _{1а}	5925,8	429,7	416,4	6771,9	925,6	114,6	189,9	1230,1
Д _{1б₁}	3306,8	391,2	123,8	3821,8	477,8	149,4	108,3	735,5
Д _{1б₂}	1248,1	25,3	27,7	1301	373,7	14,9	48,3	437
Д _{1б₃}	1033,2	23,5	5,5	1062,2	186,2	17,3	8,4	211,9
Д _{1в}	616,5	-	25,7	642,2	269,2	-	22,6	291,7
Д _{1гд}	158,1	5,4	13,5	177	34,3	4,7	12,8	51,8
Итого	12288,4	875,1	612,6	13776,1	2266,8	300,8	390,3	2958

Табл. 1. Подвижные запасы нефти участка.

этих скважинах отличаются большой толщиной и соответственно высокой приёмистостью. Объем резервуара настолько велик, что требуются очень большие объемы закачки для внесения каких-либо изменений в текущую ситуацию с пластовым давлением. На дату анализа пластовое давление по участку составляет около 15 МПа.

На рисунке 1 показана карта разработки основного пласта Д₄ участка. Для пласта характерна хорошая гидродинамическая связь с законтурной областью. Кроме того, пласт через зоны слияния связан с водонасыщенными коллекторами нижележащих пластов. Наличие таких окон в пределах внутреннего контура нефтеносности является причиной образования очагов естественного заводнения. Рядная система заводнения с учетом особенностей разработки со временем преобразовалась в очаговую. Восточный ряд нагнетательных скважин участка редко используется для закачки воды, что связано с большим удалением от добывающих скважин и их высокой приемистостью. Обводненность продукции участка – около 90 %. Добывающий фонд эксплуатируется в стационарном режиме. По нагнетательному фонду цикла не применяется, 74 % фонда оборудовано штуцерами малого диаметра. До 2010 г. весь фонд эксплуатировался в циклическом режиме вне зависимости от обводненности добывающих скважин. С 2010 г. началась выборочная стационарная отработка наименее обводненных скважин, высокообводненные скважины были остановлены, циклическая закачка была прекращена. Уровень обводненности за этот же период времени стабилен. Отбор во многом обеспечивался напором контурных вод.

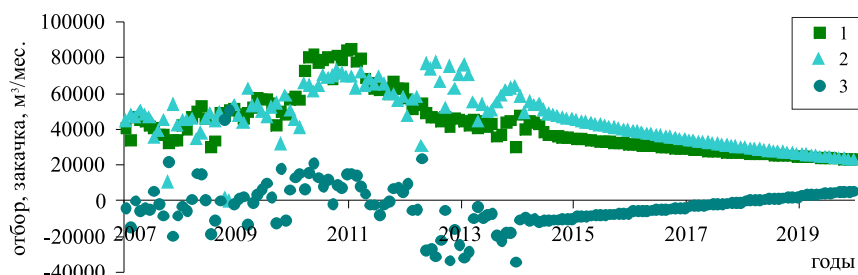


Рис. 2. Доля законтурных вод в динамике отбора. 1 – отбор жидкости (сохранение), м³/мес./уч.; 2 – закачка воды (сохранение), м³/мес./уч.; 3 – подток жидкости из-за контура (сохранение), м³/мес./уч.

Таким образом, в части гидродинамики можно констатировать, что объект сложный по характеру разработки; коллекторы хорошо проницаемые, в основном однородные; пластовое давление понижено; коэффициенты эксплуатации нагнетательных скважин низкие; закачка воды для поддержания пластового давления не играет доминирующей роли; большая часть отбора определяется водой, поступающей из-за контура участка. Лишь в последнее время закачка стала превалировать над отбором (Рис. 2), что свидетельствует о разгоне запасов нефти за пределы участка.

Залежь заводняется уже достаточно длительное время. Многие добывающие скважины располагаются на весьма больших расстояниях от нагнетательных скважин. Через добывающие скважины осуществлялось некоторое количество мероприятий с целью увеличения продуктивности пласта путём очистки (ТБИВ, АХВ, РМД-1 и др.). Однако при наблюдаемой высокой обводнённости продукции такие мероприятия обеспечивают незначительный прирост дебита нефти. Несмотря на высокую обводнённость, через добывающие скважины почти не проводи-

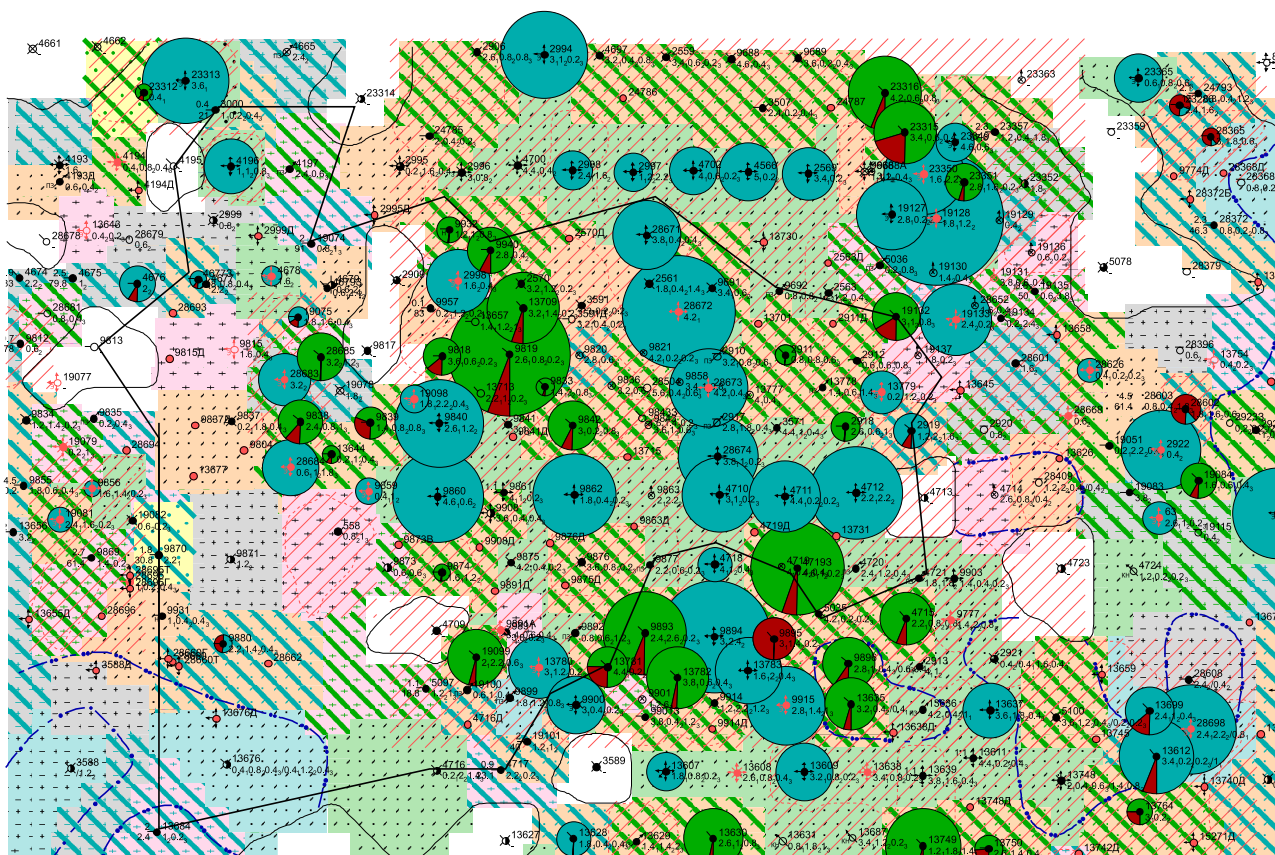


Рис. 1. Карта разработки пласта Д₄ участка КНС-53.

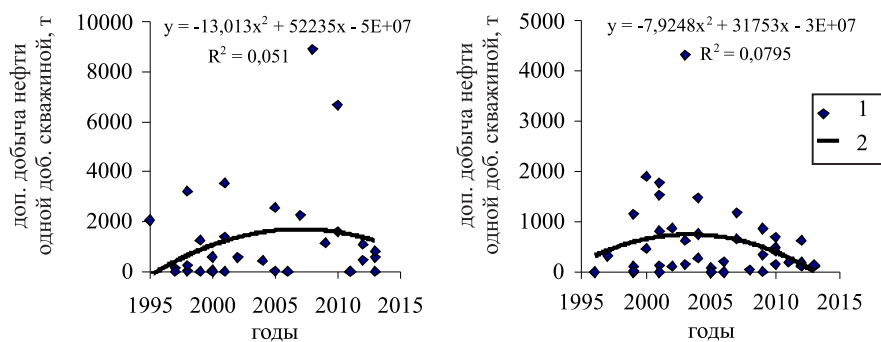


Рис. 3. Динамика изменения дополнительной добычи нефти в расчёте на одну добывающую скважину за счёт применения методов увеличения нефтеизвлечения (слева – через добывающие скважины, справа – через нагнетательные скважины). 1 – дополнительная добыча нефти 1 доб. скв. объекта на 1 воздействие, т; 2 – Полиномиальный (дополнительная добыча нефти 1 доб. скв. объекта на 1 воздействие, т).

лись мероприятия по ограничению притока воды (гидрофобизация, кварц, СНПХ-9633 и др.). Большинство мероприятий осуществлялось через нагнетательные скважины с целью увеличения охвата пласта вытеснением по так называемым «потокотклоняющим» технологиям (ПДС, ОЭЦ, ВДС, ПГК, КВУСН, ВМЖС, ЩПК, КДС, Ксантан, НКПС, ГЭР и др.). Как известно, такие технологии способны обеспечивать наибольшую эффективность в условиях напряжённого режима вытеснения. Вышеизложенное показывает, что напряжённость режима вытеснения на участке длительное время была невысокой, и, как следствие, эффективность мероприятий снижалась. На рисунке 3 показана динамика изменения дополнительной добычи нефти в расчёте на одну добывающую скважину за счёт применения мероприятий через добывающие и нагнетательные скважины.

Выполнена оценка изменений показателей разработ-

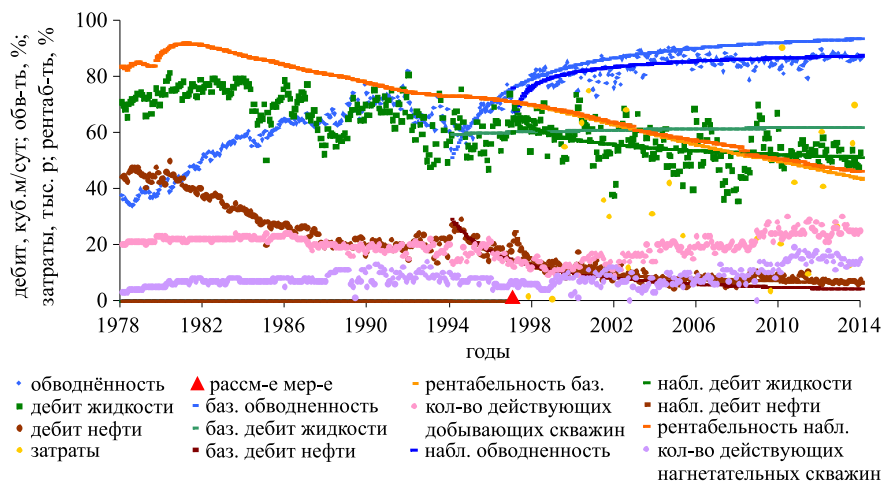


Рис. 4. Оценка прироста дебита нефти в расчёте на одну добывающую скважину за счёт применения комплекса всех мероприятий по увеличению нефтеизвлечения.

Показатель	До воздействия	После воздействия	Отношение
Дебит нефти, т/сут	10,6	6,7	0,64
Дебит жидкости, м³/сут	59,7	59	0,99
Обводненность, м³/м³	0,7	0,8	1,2
Забойное давление (добывающие скважины), МПа	16,7	16,2	0,97
Производительность, м³/сут	527,5	417,3	0,79
Забойное давление (нагнетательные скважины), МПа	13,2	16,1	1,22
Коэффициент продуктивности, м³/сут/МПа	36,3	17,6	0,48

Табл. 2. Результаты сопоставления фактических показателей разработки объекта с «базовыми».

ки участка за счёт применения целиком всего комплекса мероприятий по увеличению нефтеизвлечения.

Известно, что изменение количества действующих скважин и уровней закачки и отбора является гораздо более мощным средством воздействия на пласт, чем методы увеличения нефтеизвлечения. Поэтому в методическом аспекте их одновременное воздействие не позволяет вычлнить искомый эффект за счёт методов увеличения нефтеизвлечения – может быть оценен лишь совокупный эффект за счёт целиком всех видов воздействия на пласт.

Единичные мероприятия по увеличению нефтеизвлечения осуществлялись на участке и ранее 1997 года, однако с 1997 г. они стали применяться часто. Поэтому за дату начала применения комплекса мероприятий по увеличению нефтеизвлечения в расчётах был принят 1997 г.

Для обеспечения сопоставимости показатели разработки были приведены к дебитам и обводнённости одной действующей добывающей скважины и к расходу одной действующей нагнетательной скважины.

Оценка была выполнена способом сопоставления фактически наблюдаемых показателей эксплуатации скважин участка с экстраполированными показателями его разработки в предыстории оцениваемого мероприятия.

Закономерности изменения показателей эксплуатации скважин участка были определены на предшествующем применении методов увеличения нефтеизвлечения интервале довольно стабильной истории (1993-1996 гг.) путём аппроксимации трехпараметрической функции методом наименьших квадратов.

Определённая таким образом закономерность в предположении, что характер разработки участка сохранялся бы неизменным и впредь, не будь анализируемого мероприятия, экстраполировалась на период после начала мероприятия.

Полученная динамика расчётных показателей разработки для краткости обычно называется «базовой». Наблюдаемые фактические показатели разработки объекта сопоставляются с «базовыми»; их разница даёт представление о результатах мероприятия. На рис. 4 показана динамика основных показателей разработки участка за длительную историю его эксплуатации. В табл. 2 приведены результаты сопоставления фактических показателей разработки объекта с «базовыми».

Оценка результатов воздействия дала следующие результаты: продолжительность эффекта воздействия – 215 мес; изменение закачки воды – минус 694366 м³; изменение отбора воды – минус 14919 м³; изменение

отбора нефти – 7595 т, в том числе за счёт изменения обводнённости – 7770 т, кроме того, за счёт оптимизации – минус 1619 т.

Рассмотрены прогнозные сценарии разработки участка на ближайшую перспективу. На рис. 5 показана прогнозная динамика показателей разработки участка в предположении сохранения наблюдаемых тенденций в режимах работы скважин. Видно, что при сохранении неизменности в ближайшем будущем будет уменьшение отбора жидкости и закачки, соответственно, и отбора нефти.

Однако остаточные подвижные запасы нефти в участке всё ещё достаточно велики, что подтверждается длительное время сохраняющейся с весьма незначительным падением тенденцией текущей добычи нефти участка. Следовательно, задачей является изыскание возможностей повышения эффективности её извлечения за срок существования скважин.

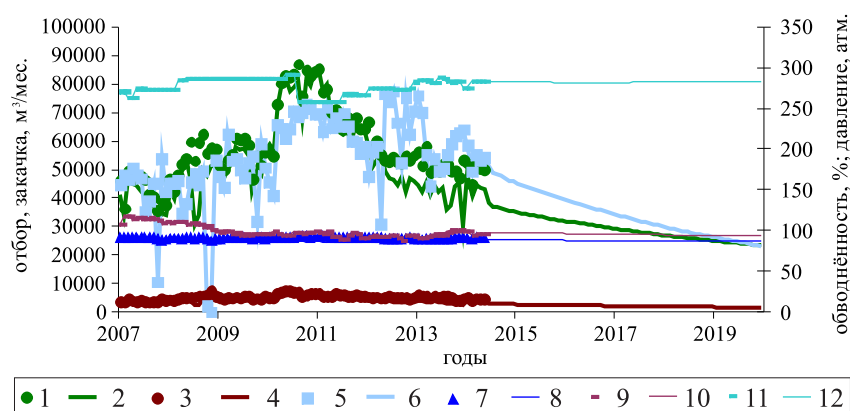


Рис. 5. Прогнозная динамика разработки в предположении сохранения наблюдаемых режимов работы. 1 – отбор жидкости (наблюдение), $\text{м}^3/\text{мес.уч.}$; 2 – отбор жидкости (сохранение), $\text{м}^3/\text{мес.уч.}$; 3 – отбор нефти (наблюдение), $\text{м}^3/\text{мес.уч.}$; 4 – отбор нефти (сохранение), $\text{м}^3/\text{мес.уч.}$; 5 – закачка воды (наблюдение), $\text{м}^3/\text{мес.уч.}$; 6 – закачка воды (сохранение), $\text{м}^3/\text{мес.уч.}$; 7 – обводнённость объём. (наблюдение), %; 8 – обводнённость объём. (сохранение), %; 9 – давление забойное доб. скв. (наблюдение), атм.; 10 – давление забойное доб. скв. (сохранение), атм.; 11 – давление забойное нагн. скв. (наблюдение), атм.; 12 – давление забойное нагн. скв. (сохранение), атм.

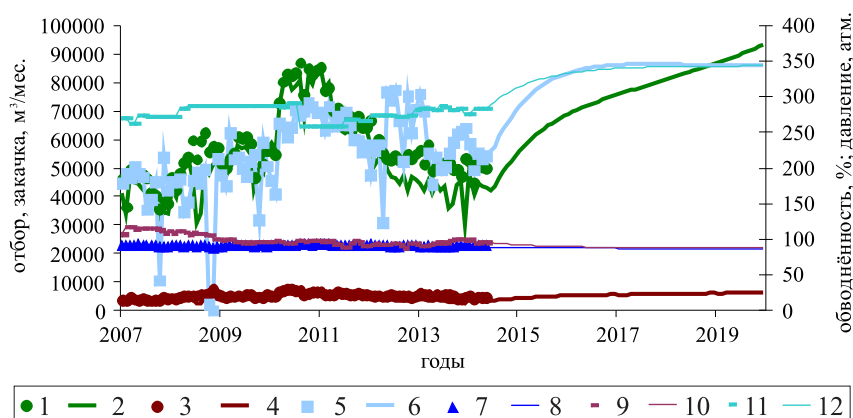


Рис. 6. Расчётная динамика оптимизированных показателей разработки участка. 1 – отбор жидкости (наблюдение), $\text{м}^3/\text{мес.уч.}$; 2 – отбор жидкости (оптимизация), $\text{м}^3/\text{мес.уч.}$; 3 – отбор нефти (наблюдение), $\text{м}^3/\text{мес.уч.}$; 4 – отбор нефти (оптимизация), $\text{м}^3/\text{мес.уч.}$; 5 – закачка воды (наблюдение), $\text{м}^3/\text{мес.уч.}$; 6 – закачка воды (оптимизация), $\text{м}^3/\text{мес.уч.}$; 7 – обводнённость объём. (наблюдение), %; 8 – обводнённость объём. (оптимизация), %; 9 – давление забойное доб. скв. (наблюдение), атм.; 10 – давление забойное доб. скв. (оптимизация), атм.; 11 – давление забойное нагн. скв. (наблюдение), атм.; 12 – давление забойное нагн. скв. (оптимизация), атм.

Для повышения эффективности гидродинамического режима целесообразна оптимизация режимов эксплуатации скважин (путём изменения числа работающих скважин, коэффициентов их эксплуатации, забойных давлений в скважинах). В первую очередь это относится к выравниванию и стабилизации соотношения закачки и отбора с тем, чтобы сделать режим вытеснения более напряжённым и предотвратить большой отток пластового флюида за пределы участка. Соответствующее увеличение перепада давления в зонах закачки и отбора должно повлечь за собой увеличение дебита нефти и снижение отбора воды, притекающей через окна слияния из нижних высокообводнённых пластов.

На рисунке 6 показана прогнозная динамика показателей разработки участка в предположении принятия мер по оптимизации режимов работы. Мероприятия по оптимизации характеризуются в целом положительным, хотя и невысоким эффектом. Причинами этого являются доминирующее влияние на отбор законтурных областей (влияние закачки относительно слабое); высокий уровень достигнутого коэффициента эксплуатации добывающих скважин (незначителен ресурс его регулирования); довольно низкий уровень забойных давлений в добывающих скважинах, в среднем близкий к давлению насыщения (незначителен ресурс его регулирования). Поэтому возможности дальнейшего увеличения добычи нефти сводятся, главным образом, к изменению характеристик продуктивности и приёмистости пласта путём использования методов увеличения нефтеизвлечения.

Представляется целесообразным указанное увеличение объемов закачки проводить в первую очередь путём отказа от использования штуцеров с одновременной закачкой составов для снижения фильтрационных сопротивлений закачиваемому агенту, т.е. с применением технологий выравнивания профиля приёмистости и «потокоотклоняющих».

Для предотвращения фильтрации по заколонному пространству целесообразна предварительная герметизация колонн нагнетательных и добывающих скважин.

Высокая обводнённость продукции скважин предопределяет увеличение масштабов применения технологий водоограничения. Перспективными представляются технологии, сочетающие свойства эмульсий на масляной основе и водорастворимых гелей или смол.

Для предотвращения ухода закачиваемой воды в окна с нижележащими водонасыщенными пластами целесообразна предварительная закачка гелевых составов (на основе, например, силикатов – ВУКСЖС). Объём закачиваемых составов не поддаётся априорному определению, поэтому закачку следует вести с контролем давления.

Представляется целесообразным использование в дальнейшем таких технологий увеличения охвата пласта вытеснением, которые позволяют доставить реагенты для изменения градиентов давления в пласте непосредственно в зоне вовлечения остаточных запасов нефти в активную выработку (т.е. вглубь пласта вдали от нагнетательных скважин).

Для этого представляется необходимым расширить диапазон применимости ныне используемых технологий, в основе которых лежит увеличение вязкости закачиваемого агента до уровня вязкости нефти путём загущения воды полимерами. Прототипом таких технологий является закачка раствора полиакриламида (ПАА), сшитых полимерных составов (СПС), капсулированных полимерных составов (КПС). Доработка должна заключаться в предохранении реагентов от преждевременного реагирования с минерализованной водой в пласте до достижения зоны сосредоточения невыработанных запасов нефти. Простейшее решение – приготовление большеобъёмных рабочих составов на пресной воде и их продвижение по пласту с предоторочкой пресной воды – сопряжено с экологическими ограничениями (где взять много пресной воды и как иначе утилизировать много попутной минерализованной). Несколько более сложное решение – подбор солей полимеров – требует проведения длительных и трудоёмких лабораторных исследований. Реальное решение в настоящее время – модернизация известных технологий путём тонкой настройки параметров технологии под конкретные геолого-промысловые условия участка. Все решения сопряжены с увеличением количества реагентов при реализации воздействий, что повлечёт за собой удорожание процесса, как за счёт стоимости реагентов, так и за счёт продолжительности использования техники при закачке рабочих составов.

Поэтому потребуется принципиально изменить отношение к экономической эффективности применения ме-

тода увеличения нефтеотдачи, отказавшись от использования в качестве критерия индекса доходности единичной закачки реагента в скважину в пользу экономической оценки результатов совокупности мероприятий в целом в отношении всего участка.

Выводы

Перспективным направлением работ представляется выработка рекомендаций по улучшению показателей разработки обособленных участков (поднятий) методами и средствами из арсенала методов увеличения нефтеотдачи.

Для успешности усилий по выработке остаточных запасов обособленных поднятий с использованием методов увеличения нефтеотдачи необходимо составить технико-экономическое обоснование опытных работ по применению методов увеличения нефтеотдачи на конкретном участке, в рамках которого провести анализ состояния разработки участка; провести необходимые исследования по модернизации известных технологий применительно к условиям участка; спрогнозировать динамику разработки участка на ближайшую перспективу; провести промысловые испытания модернизируемых технологий применительно к условиям участка; на период проведения промысловых испытаний применения технологии увеличения нефтеотдачи на участках обеспечить отказ от экономических критериев эффективности опытно-промысловых работ.

Сведения об авторах

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

Радик Гильмуллович Ахметзянов – старший научный сотрудник Института ТатНИПИнефть

423200, Республика Татарстан, г. Бугульма, ул. М. Джа-лия, д. 32. Тел: +7 (85594) 7-86-19

Analysis of the Development of Injection Influence Area from Group Pumping Station Number 53 of Oil-And-Gas Production Department Aznakaevskneft in Terms of Application of Enhanced Oil Recovery Methods

E.D. Podymov, R.G. Akhmetzyanov

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

Abstract. With the depletion of reserves in large deposits there is a tendency to their gradual decay into separate elevations, with not fully developed reserves. Under these conditions ideology of application of stimulation methods must be appropriately changed. Scenarios for the near future are examined on the example of actual object. After applying enhanced oil recovery methods in the area, changes in the development indexes are assessed. Maintaining unchanged status of development in the near future implies a reduction in injection, fluid and oil production. To improve the efficiency of hydrodynamic conditions, optimization of operating wells is suitable, which is characterized by positive, but low effect due to the dominant influence on the selection of edge water areas. Increased injected amount has to be reasonably provided by eliminating the use of nozzles and simultaneously applying technologies to increase sweep displacement. It allows

delivering reagents to change pressure gradients directly in the area of involving residual oil to active production (deep into reservoir away from injection wells). The solution involves increasing reagent amount, which entails a rise in cost of the process. A review of the economic criteria for the efficiency of development works will be required.

Keywords: development of the area, pressure, enhanced oil recovery methods.

Information about authors

Evgeniy D. Podymov – PhD, Head of the Laboratory
Radik G. Akhmetzyanov – Senior 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