

М. Н. БАБАШЕВА, М. М. ЕРМЕКОВ

## ОБЗОР ОПЫТА ПРИМЕНЕНИЯ ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА РОССИЙСКИХ И ЗАРУБЕЖНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Одним из перспективных направлений усовершенствования заводнения является закачка в пласт газа высокого давления в сочетании с заводнением.

Одно из условий эффективного применения технологии водогазового воздействия (ВГВ) – это обеспечение равномерного распределения нагнетаемого газа по заводняемому объему залежи, одновременный прорыв газа и воды в добывающие скважины.

Вытеснение нефти из неоднородных пластов водой и газом совместно при любой технологии также более эффективно с точки зрения увеличения конечной нефтеотдачи, чем при раздельном использовании воды и газа. Применение технологии ВГВ позволяет увеличить нефтеотдачу пластов на 7–15 % по сравнению с обычным заводнением.

Одним из первых месторождений, на котором испытывалась технология совместной закачки воды и газа, стало Федоровское месторождение. Внедрение проводило НГДУ «Сургутнефть».

Геолого-физические условия и схема обустройства месторождения благоприятны для эксперимента по закачке водогазовой смеси (ВГС). Наличие в разрезе месторождения газового пласта  $AC_4$  с давлением на устьях скважин до 16 МПа позволило не только обеспечить потребность в газе, но и осуществить бескомпрессорный способ подачи газа в нагнетательные скважины за счет энергии пласта. Кустовой метод бурения позволил обустроить участок с минимальными затратами.

Для воздействия выбраны участки с одинаковыми нефтями, но на первом участке, находящемся на куполе структуры, есть газовая шапка; второй участок характерен большой прерывистостью и расчлененностью.

Перед внедрением были проведены лабораторные исследования процесса движения ВГС. На основе этих исследований предложено готовить смесь на поверхности в специальных смесителях, расположенных около скважин. Скорость движения смеси в стволе скважины должна быть не менее 0,2–0,3 м/с, газовый фактор – около 100 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

Для оценки влияния закачки ВГС на фильтрационные параметры пласта проводились исследования скважин. Установлено, что смесь однородна по всему стволу скважины. Отмечено уменьшение работающей толщины пласта при закачке ВГС по сравнению с заводнением. Нейтронный каротаж показал, что сегрегации газа в призабойной зоне нет. Результаты исследования скважин также указывают на повышение гидропроводности призабойной зоны во время и после закачки ВГС.

Проведенный анализ использования попутного нефтяного газа на месторождениях [1] показал, что используется не более 30–40 % газа, а остальное сжигается. Предложено закачивать нефтяной газ вместе с водой в продуктивные пласты для повышения коэффициента нефтеотдачи. Сделан вывод, что коэффициент вытеснения, полученный при заводнении и последующем применении типичного третичного метода повышения нефтеотдачи пласта, не превышает значения коэффициента вытеснения, полученного при воздействии на пласт одной ВГС.

Рассмотрены вопросы устойчивости ВГС при их нисходящем движении в НКТ, сделан вывод о наличии минимального значения скорости смеси, при котором она не будет расслаиваться в НКТ. Установлена зависимость оптимального объемного газовой фактора от вязкости воды и нефти, от температуры, давления, состава газа и т.д.

Анализ опытно-промысловых работ выявил следующие проблемы: отсутствие надежного оборудования для получения и закачки ВГС в пласт, гидратообразование при закачке ВГС, не определены некоторые технологические параметры закачки ВГС, не разработана методика расчета оптимального газовой фактора ВГС для отдельного пласта.

Чтобы избавиться от компрессоров, предложено получать ВГС с помощью струйного аппарата, установленного в нагнетательной скважине на заранее рассчитанной глубине.

Газ для воздействия можно брать из газовых скважин или газопроводов, а при их отсутствии –

из затрубного пространства добывающих скважин. При недостаточном количестве газа можно использовать специальный сепаратор, расположенный на кусте скважин.

Опытное внедрение технологии ВГВ проводилось на Самотлорском месторождении [2]. Варианты технологии включали в себя попеременную закачку нефтяного газа и воды с последующим заводнением частично заводненных пластов  $A_{2,3}$  и  $AB_1^3$ , значительно обводненного и находящегося в водонефтяной зоне  $BB_8^{1-2}$ ; непрерывную закачку газа в пласты  $BB_{10}$  и  $AB_1^{1-2}$  с последующей закачкой воды.

Обустройство опытного участка включает в себя компрессорную станцию (давление до 35 МПа), газораспределительную батарею, разводящие газопроводы к скважинам, водоводы от кустовой насосной станции.

До начала ВГВ на опытном участке наблюдалось снижение дебитов по нефти и жидкости. После начала закачки газа часть скважин начала фонтанировать, по всему участку возросли дебиты и буферное давление, снизилась обводненность. В целом начальный период ВГВ характеризуется положительным влиянием закачки газа.

Для количественной оценки результатов воздействия использовали прогнозирование разработки по базовому варианту (заводнение) и сопоставление с фактической добычей в период ВГВ.

По результатам внедрения сделаны следующие выводы: подтверждена эффективность ВГВ на начальной стадии его использования; необходима разработка новых конструкций нагнетательных скважин, обеспечивающая их надежность в эксплуатации; требуются разработка и налаживание промышленного производства технических средств обеспечения метода.

Первые результаты показали, что эффективность метода во многом зависит от охвата пластов воздействием как по простиранию, так и по толщине. Для увеличения охвата пластов ВГВ был предложен комплекс мер: варьирование размеров оторочек газа и воды; изменение водогазового соотношения и давления нагнетания газа; интенсификация отборов из скважин, слабо реагирующих на воздействие, переводом их с фонтанного способа эксплуатации на механизированный; интенсификация притока с помощью обработок призабойной зоны; ограничение отборов жидкости из скважин с повышенными газовыми

факторами или обводненностью; изоляция водо- и газопромытых зон с помощью полимерных и пенных систем.

ВГВ применительно к условиям месторождений Западной Сибири рассмотрено в работе [3]. Режим ограниченной смесимости характеризуется массообменом между жидкой и газовой фазой. В определенных термодинамических условиях, составе нефти и газа режим ограниченной растворимости может перейти в режим неограниченной растворимости – режим смешивающегося вытеснения. Коэффициент вытеснения почти не зависит от структуры и свойств породы и близок к 1.

Коэффициент вытеснения нефти из элементарного объема во многом определяется компонентным составом закачиваемого газа. С обогащением его компонентами  $C_2$  он плавно увеличивается до максимального значения, соответствующего смешивающемуся вытеснению.

Реализация процесса водогазового воздействия на Самотлоре началась в 1984 г. Текущая нефтеотдача составила на 1989 г. 59,4 %, прирост нефтеотдачи – 6,86 %. Темпы разработки увеличились в 1,5–3 раза.

Была проведена оценка проекта разработки залежи Ю<sub>2</sub> Восточно-Сургутского месторождения ВГВ для двух кустов с 20 добывающими и 6 нагнетательными скважинами.

Себестоимость добычи нефти при бескомпрессорном методе увеличивается на 10–12 % по сравнению с заводнением, а при компрессорной закачке – в 2,5 раза и превышает рентабельность. Однако это требует разработки технологии бескомпрессорного ВГВ. ТомскНИПИнефтью предложена такая технология, испытаны отдельные образцы оборудования. Необходимы доработка техники и технологии бескомпрессорного ВГВ и ее промышленное внедрение.

Существуют проекты реализации ВГВ на месторождениях Татарстана, в частности на Алексеевском месторождении [5]. Это месторождение характеризуется трудноизвлекаемыми запасами нефти, сложным строением коллекторов. Залежи всех горизонтов разрабатываются на естественном режиме, без поддержания пластового давления. Среднее забойное давление равно 4,9 МПа.

Процесс ВГВ на залежь будет осуществляться вместе с гидродинамическими методами

повышения нефтеотдачи. Соотношение воды и газа принято 3:1. Стабилизация ВГС осуществляется добавлением в нее ПАВ. Для закачки используются попутно добываемая вода и попутный нефтяной газ.

Утвержденный коэффициент нефтеотдачи равен 0,17. При приконтурном циклическом заводнении и переводе части скважин после обводнения на другие объекты он равняется 0,175. При ВГВ коэффициент вытеснения увеличивается с 0,480 до 0,590, конечная нефтеотдача – с 0,175 до 0,231.

При всех преимуществах технологии есть сложности для ее применения: нужны источники газоснабжения с требуемым составом и свойствами газа; необходимо специальное насосное и компрессорное оборудование в коррозионно-стойком исполнении; повышенные требования к герметичности оборудования, обвязки и конструкции скважин.

Основную сложность представляют подбор насосного оборудования и обеспечение его устойчивой работы. Компрессоры можно применять лишь для предварительного сжатия газа, так как содержание жидкости в газе на входе в компрессор строго ограничено (до 5 %).

Существует ряд многофазных двухвинтовых насосов для перекачки газожидкостных смесей. Но отечественные винтовые насосы не могут быть использованы из-за небольших давлений нагнетания и ограничений по газосодержанию перекачиваемой смеси (до 90 %). Насосное оборудование, выпускаемое западными производителями, позволяет перекачивать газожидкостные смеси с газосодержанием более 90 %. В качестве подпорного водяного насоса можно использовать любой из нефтепромысловых насосов.

На линию подачи газожидкостной смеси может быть установлен мультифазный насос. Как вариант можно использовать более мощные компрессор и водяной насос и диспергатор в точке слияния водо- и газопровода. Это позволит исключить из технологической схемы мультифазный насос.

Закачка смеси в пласт с требуемым давлением может быть осуществлена тремя способами: винтовыми насосами импортного производства; компрессором высокого давления (более 10 МПа) и водяного насоса с таким же давлением. Смешение воды и газа происходит в трубопроводе на выходе из силовых агрегатов. В точке слияния

необходим диспергатор и дозировочный насос для подачи стабилизаторов пены. Третий способ – использование насосно-бустерной установки (НБУ). Суть насосно-бустерного способа нагнетания заключается в компримировании газа жидкостным проточным поршнем в специальной бустерной приставке, устанавливаемой на серийных поршневых или плунжерных насосах.

При выборе окончательной схемы компоновки системы ВГВ основной критерий – возможность осуществления оборудованием технологических требований реализации ВГВ при минимальных финансовых затратах.

Опытное внедрение ВГВ проводилось на участке Журавлевско-Степановского месторождения в Оренбургской области. К началу эксперимента месторождение находилось в завершающей стадии разработки, многие эксплуатационные скважины были остановлены из-за обводненности продукции. Средняя пористость коллектора – 25,6 %, проницаемость – от 30 до 150 мД. Пласт характеризуется высокой микронеоднородностью. Нефтенасыщенность обводненной части пласта составляла около 45 %.

На месторождении была использована попеременная закачка воды и газа. После начала закачки начался рост дебитов по жидкости, прирост дебитов по нефти составил до 50 % из-за снижения обводненности. Количество дополнительно добытой нефти составило на 1972 г. 6,1 тыс. т. По данным опытной эксплуатации, оптимальное соотношение между количеством закачиваемой воды и газа составляет 1:4 в пластовых условиях.

За рубежом также проводилось внедрение вытеснения нефти из пластов смесями воды с газом. Использовался как нефтяной газ, так и другие газы, например углекислый.

Так, значительный прирост добычи нефти при использовании для вытеснения воды и газа был получен на месторождении Интисар в Ливии [6]. Добыча нефти началась в 1968 г. На 1989 г. нефтеотдача составила около 62 %, планировалось ее дальнейшее увеличение.

Добыча нефти на месторождении ведется из карбонатной рифовой структуры. Толщина продуктивного пласта составляет 300 м, пористость – 22 %, средняя проницаемость – 0,2 Д.

Первоначально для поддержания пластового давления в подошвенную часть пласта нагнеталась

вода. Затем было начато нагнетание в пласт газа, причем газ содержал около 27 % углеводородов рядов  $C_2-C_6$ . Оказалось, что эффективность вытеснения нефти газом значительно выше, поэтому закачку воды в пласт прекратили. На сегодняшний день коэффициент нефтеотдачи для газовой и водопромытых зон составляет соответственно 74 и 58 %, на месторождении используются 20 добывающих и 6 газонагнетательных скважин.

Технология воздействия на пласт в смешивающемся режиме вытеснения была внедрена в Канаде на месторождении Swan-Hills. Продуктивный пласт представлен известняками, глубина его залегания составляет 1290 м. Эффективная толщина пласта равна 39 м, пористость – 8 %. Средняя проницаемость коллектора 0,025 мкм<sup>2</sup>. Работы по проведению смешивающегося вытеснения начаты в 1985 г. и продолжались в 1988 г.

Работы проводятся по схеме WAG (попеременная закачка воды и газа). После закачки растворителя (газа) в течение месяца закачивается в пласт такое же количество воды. После создания оторочки заданного объема она будет проталкиваться по пласту продавочным газом. Считается, что для реализации первой и второй фаз потребуется 6 лет (закачка растворителя) и еще 12 лет для закачки продавочного газа.

Процесс смешивающегося вытеснения реализуется на месторождении Judy Creek (Канада). На этом месторождении одновременно осуществляется два проекта ВГВ на пласт.

Степень смешиваемости вытесняющего агента с нефтью зависит от выбора соответствующего растворителя, способного смешиваться с пластовой нефтью. Поэтому для контроля состава закачиваемого газа используется микропроцессорное устройство, регулирующее подачу тех или иных видов сжиженного газа для того, чтобы обеспечить наиболее подходящую для условий пласта смесь сжиженного и сухого газа.

По оценкам, смешивающимся вытеснением охвачено около 45 % пласта. На остальной части пласта осуществляется обычное заводнение.

На опытном участке имеются 173 добывающие скважины, 29 нагнетательных скважин для закачки растворителя, 39 нагнетательных скважин для закачки воды. Кроме того, 6 нагнетательных скважин используется для закачки продавочного газа. Скважины на элементах расположены по пятиточечной и девятиточечной сеткам.

На втором опытном участке нагнетание растворителя начато в 1987 г. Используются 24 нагнетательные скважины для воды, 6 нагнетательных скважин для закачки растворителя и 52 добывающие скважины, расположение скважин также по пяти- и девятиточечной сетке. В процессе смешивающегося вытеснения вовлечены 22 элемента. Остальные элементы разрабатываются с помощью заводнения.

Известен опыт внедрения процессов несмешивающегося вытеснения, например закачки углекислого газа. Такой процесс был осуществлен на турецком месторождении Бати-Раман. При разработке на естественном режиме нефтеотдача составила всего 1,5 %, поэтому были проведены математические исследования, которые показали эффективность, в том числе и процесса несмешивающегося вытеснения с использованием углекислого газа. На опытном участке имелись 33 скважины, расположенные по пятиточечной сетке. Эти скважины были разделены на нагнетательные (только закачка газа, 18 скважин) и добывающие (только добыча нефти). Средние темпы нагнетания газа составили 623 тыс. м<sup>3</sup>/сут, затем они были увеличены. После начала воздействия в скважинах появлялся газ, а через 2 сут – нефть. Уровень добычи нефти увеличился в 5 раз. По расчетам, для добычи 1 т нефти требуется закачать около 1 тыс. м<sup>3</sup> газа. Это соотношение признано хорошим.

Также проекты по закачке углекислого газа имелись в США, на месторождениях штата Вайоминг. Но реализация этих проектов была приостановлена из-за сложностей в обеспечении необходимым количеством углекислого газа сразу четырех месторождений.

Совместная закачка воды и углекислого газа осуществляется на месторождении Джоффер в Канаде. Глубина залегания продуктивного пласта 1500 м, эффективная толщина составляет 3 м, пористость – 13 %, проницаемость – 0,45 мкм<sup>2</sup>. В 1983 г. начались работы по проведению смешивающегося вытеснения с использованием  $CO_2$ . Первоначально на опытном участке имелись два пятиточечных элемента, окруженных четырьмя водонагнетательными скважинами, работы велись по схеме WAG. Для повышения эффективности работ нужно контролировать подвижность закачиваемого агента путем использования пенной системы. В результате использования

углекислого газа получено 30 % нефти, оставшейся в пласте после заводнения, суммарная нефтеотдача равна 60 %.

Предложено осуществить процесс смешивающегося вытеснения на месторождении Rhourde El Krouf, Алжир.

Также существуют проекты по вытеснению нефти азотом и  $\text{CO}_2$  в США. В 2004 г. за счет этих методов планировалось добыть 10,3 млн т нефти по сравнению с 9,4 млн т в 2002 г.

Польским Институтом нефти и газа предложена технология закачки в пласт кислых газов ( $\text{H}_2\text{S}$  и  $\text{CO}_2$ ).

Известны проекты по закачке  $\text{CO}_2$  и углеводородных газов для доизвлечения нефти после заводнения на месторождениях Хол-Гарни, Rangely Weber Sand Unit в США. Установлена эффективность этих методов, но отмечен низкий охват пластов воздействием.

ВГВ используется и на морских месторождениях Норвегии, в частности на месторождении Грейн. Закачивается смесь воды и углеводородного газа. Планируется добыть до 55 % геологических запасов нефти. Проект находится в начальной стадии реализации.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Крючков В.И., Романов Г.В., Печеркин М.Ф. и др. Водогазовое воздействие на пласт на основе попутного газа как альтернатива заводнению // Интервал. 2004. № 4.
2. Ефремов Е.П., Ваиуркин А.И., Трофимов А.С. и др. Водогазовое воздействие на опытном участке Самотлорского месторождения // Нефтяное хозяйство. 1986. № 12.
3. Гусев С.В., Коваль Я.Г., Сурнов Т.М., Харитонова Г.А. Регулирование водогазового воздействия на пласт // Нефтяное хозяйство. 1990. № 6.
5. Муслимов Р.Х., Хисамов Р.С., Вафин Р.В. и др. Проект реализации водогазового воздействия на Алексеевском месторождении // Нефтепромысловое дело. 2004. № 6.
6. Libya combines solvent, water injection // Enhanced Recovery Week. 1989. 5/VI.

#### Резюме

Ресей және шетел кен орындарының мұнай беруін көтеру мақсатында су мен газдың қойнауқатқа тигізетін әсерінің технологиясын пайдалану тәжірибесіне шолу берілген.

#### Summary

This work describes the review of gas-water bed stimulation technology application experience for the purpose of its oil production increase in Russian and foreign fields.

ТОО НИИ «Каспиймунайгаз»

Поступила 2.03.07г.