

НЕФТЯНОЕ ХОЗЯЙСТВО

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ И ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ ЖУРНАЛ
ОСНОВАН В 1920 ГОДУ • ВЫПУСК 1100

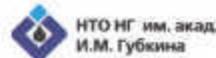
МАЙ

5'2015

главная тема

ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ оборудования и технологий в нефтяной промышленности

УЧРЕДИТЕЛИ
ЖУРНАЛА



УЧАСТНИКИ
ИЗДАНИЯ ЖУРНАЛА



Критерии эффективного применения технологий выравнивания профиля приемистости пласта в условиях разработки месторождений ОАО «Газпром нефть»

Р.А. Гималетдинов,
В.В. Сидоренко
 (ОАО «Газпром нефть»),
Р.Н. Фахретдинов, Д.Х.Н.,
О.А. Бобылев,
Г.Х. Якименко, К.Т.Н.,
Р.Л. Павлишин
 (ООО МПК «ХимСервисИнжиниринг»)

Адрес для связи: yakimenkogh@cse-inc.ru

Ключевые слова: методы увеличения нефтеотдачи (МУН), технологии выравнивания профиля приемистости, геолого-физическая характеристика, остаточные извлекаемые запасы, методика подбора технологий, удельная технологическая эффективность.

Для месторождений Западной Сибири актуальны вопросы эффективной разработки объектов с трудноизвлекаемыми запасами углеводородного сырья, и одним из главных решений является широко-масштабное применение комплексных технологий увеличения нефтеотдачи [1, 2]. Адаптация методов повышения нефтеотдачи (МУН) и интенсификации добычи нефти (ИДН) к конкретным условиям разработки имеет определенные сложности, связанные с геологическими и технологическими особенностями объектов воздействия. Известны методы, обеспечивающие максимальную вероятность получения значительных экономически оправданных приростов добычи нефти. Однако установлено, что не все из них «вслепую» могут быть растиражированы по скважинам месторождений Западной Сибири. В связи с этим большое значение приобретают вопросы выбора и систематизации критериев эффективного промышленного внедрения технологий, решение которых непосредственно определяет долговечность и конкурентоспособность того или иного метода.

Важным условием эффективного применения МУН является правильный выбор объекта для метода или метода для объекта. Критерии применимости методов определены на основе анализа показателей их реализации, обобщения опыта внедрения технологий в различных геолого-физических условиях, использования тео-

Criteria for effective application of conformance control technologies under the production climate of Gazprom Neft JSC

R.A. Gimaltdinov, V.V. Sidorenko
 (Gazprom Neft JSC, RF, Saint-Petersburg),
 R.N. Fakhretdinov, O.A. Bobylev, G.Kh. Yakimenko, R.L. Pavlishin
 (Multifunctional Company ChemServiceEngineering LLC, RF, Moscow)

E-mail: yakimenkogh@cse-inc.ru

Key words: methods for enhanced oil recovery, conformance control technology, geological and physical characteristics, remaining recoverable reserves, technology selection methods, technological efficiency per unit.

Considering the current state of Gazprom Neft JSC fields under development, one of the main guidelines to increase the efficiency of initially recoverable reserves is industrial introduction of methods for enhanced oil recovery. In conditions of increased water flooding in order to influence less permeable areas of the productive formation it is necessary to limit water filtration in washed out areas and to redistribute filtration flows. This can be achieved with the help of conformance control technologies. A special methodology has been worked out to select sites for conformance control. Validation criteria were defined. Successful application of these methods has been confirmed by well operations performed on the sites of Gazprom Neft JSC in 2013-2014.

ретических и лабораторных исследований. Определяющими являются критерии первой категории – геолого-физические (свойства пластовых флюидов, глубина залегания и толщины нефтенасыщенного пласта). Технологические критерии (размер оторочки ПАВ, концентрация реагентов, давление нагнетания и др.) зависят от геолого-физических и выбираются в соответствии с ними. Материально-технологические критерии (оборудование для технологического процесса закачки рабочих растворов с сохранением свойств применяемых химических реагентов) являются независимыми и в определенной степени влияют на решение основной задачи – эффективное применение метода.

Объективной необходимостью для повышения охвата менее проницаемой части продуктивного пласта воздействием при прогрессирующем обводнении является ограничение фильтрации воды в промытых зонах, что приводит к перераспределению фильтрационных потоков. Эта задача решается применением технологий выравнивания профиля приемистости пласта (ВПП), что позволяет закачивать оптимальные объемы водоизолирующих составов в удаленные зоны пласта.

На месторождениях ОАО «Газпром нефть» работы по ВПП осуществляются ведущими отечественными сервисными и инжиниринговыми компаниями. В данной статье предлагается на основе опыта компании

ООО МПК «ХимСервисИнжиниринг» рассмотреть основные этапы выбора участков и технологий с целью повышения эффективности операций по ВПП. При выборе пилотных участков необходимо выполнить анализ геолого-физической характеристики пласта, состояния разработки участка, результатов ранее проведенных на участке и объекте разработки ВПП, обоснование конкретной технологии ВПП, дизайн скважино-операции и расчет прогнозных показателей технологической эффективности. Каждый из этих этапов имеет свои особенности, которые должны быть учтены в итоговом плане работ.

Выбор участка для применения технологии ВПП

Данный этап является одним из ключевых: при выборе скважин-кандидатов отсеивается до 80 % рассмотренного числа скважин, пригодных для применения технологии. Это обуславливается такими факторами, как наличие сформированной системы разработки, стадийность проведения работ, техническая пригодность нагнетательных скважин, возможность проведения работ в строго определенное время года. Критерием применимости технологий ВПП является наличие минимум трех реагирующих добывающих скважин на одну нагнетательную. Реагирующие скважины определяются по результатам трассерных исследований либо по коэффициентам корреляции взаимовлияния скважин (косвенный способ).

Стадийность выполнения работ по ВПП определяется масштабом охвата участков воздействием. Так, при проведении опытно-промышленных работ (ОПР) по применению новых технологий подбираются участки с 1–2 нагнетательными скважинами, наиболее обособленные от других участков, где также проводятся аналогичные работы по изменению направления фильтрационных потоков (ИНФП), например ВПП, смена режимов работы скважин, циклическое заводнение. На стадии промышленного внедрения технологий участки расширяют до блоков, которые могут содержать от 5 до 10 нагнетательных скважин. Сформированная система разработки на участке или блоке является необходимым требованием повышения эффективности реализации технологий ВПП. Данный постулат основан на физической сущности механизма проведения ВПП, направленного на ИНФП в пределах участка. При отсутствии такой системы разработки также нет сформировавшихся высокопроницаемых промытых зон и элемента для воздействия.

Техническая пригодность нагнетательных скважин для применения технологии ВПП определяется наличием или отсутствием заколонных перетоков или непроизводительного ухода жидкости закачки из продуктивного разреза. Данное требование является экономическим, так как в скважинах с наличием технических проблем теоретически возможно проведение работ по ВПП, но с увеличенными объемами закачки составов с учетом потерь. Это существенно снижает рентабельность проекта.

Последний фактор, определяющий выбор участка, связан с проведением работ по ВПП в строго определенное время года. Так, при их выполнении на Чатылькинском

месторождении, которое существенно удалено от основной производственной базы, возникают проблемы с логистикой, и возможный период реализации технологии – январь–март. Поэтому для проведения работ в другое время на этом месторождении необходимо создавать запас химических реагентов, а при возникновении внештатных ситуаций на скважине (потребность в больших объемах закачки либо оперативная замена состава) существенно снижается возможность адаптации технологии, что уменьшает, вплоть до нуля, эффективность работ.

Таким образом, при выборе пилотного участка для реализации технологий ВПП учитываются стадийность или статус внедрения, геолого-техническое состояние объекта воздействия и доступность скважин.

Анализ геолого-физической характеристики объекта воздействия

По выбранным участкам необходимо выполнить анализ геологической информации. Идеальным вариантом является следующий набор данных: описание керна и его литологического состава, результаты геофизических исследований скважин в открытом стволе, физико-химические свойства пластовых флюидов, петрофизические зависимости проницаемости от пористости. Представленная геолого-физическая характеристика позволяет оценить возможность реализации различных технологий ВПП на данных объектах разработки. Основные геологические критерии применимости технологий ВПП компании ООО МПК «ХимСервисИнжиниринг»: проницаемость коллектора – от 0,05 до 0,5 мкм², температура пласта – не ниже 70 °С для термотропных составов, коэффициент расчлененности – не менее 1,4.

Указанный диапазон изменения проницаемости обуславливает значение приемистости нагнетательных скважин. При проницаемости коллектора менее 0,05 мкм² приемистость нагнетательных скважин низкая, и процесс закачки происходит при высоких устьевых давлениях. Проведение работ по ВПП связано с кольматацией призабойной зоны пласта (более проницаемых промытых водой прослоев) и вовлечением в работу менее проницаемых участков разреза нагнетательной скважины. Отмеченное снижает приемистость нагнетательной скважины на 10–20 %. Верхняя граница применимости технологий ВПП по проницаемости обусловлена имеющейся линейкой применяемых технологий. Так, при высокой проницаемости приемистость нагнетательных скважин может составлять 700 м³/сут и более, что требует применения различных модификаций технологий с крупно- и мелкофракционными наполнителями.

Расчлененность пласта и коэффициент вариации проницаемости должны рассматриваться в комплексе, необходимо определить наличие недренлируемых или слабодренлируемых прослоев в разрезе нагнетательной скважины. Если ее разрез представлен равномерным чередованием прослоев с малым разбросом коэффициента проницаемости, то эффективность ВПП в такой скважине будет существенно ниже, чем в скважине с наличием неработающих интервалов либо прослоев. Однако при этом обязательно выполнение анализа результатов промысловых геофизических работ,

проведенных в закрытом стволе, с целью определения профиля приемистости скважины.

Анализ геофизических характеристик пилотного участка позволяет приступить к выбору технологии ВПП и на начальном этапе оценить объемы закачки реагентов по аналогии с подобными объектами.

Анализ текущего состояния разработки участка воздействия

Анализ показателей разработки участка выполняется для определения остаточных извлекаемых запасов участка и их локализации по площади [3–6]. На начальном этапе объемным способом рассчитываются геологические запасы нефти участка на основе материалов геофизического каротажа. Далее для оценки остаточных извлекаемых запасов традиционно используют утвержденный коэффициент извлечения нефти (КИН) для данного эксплуатационного объекта, что допустимо для 1–3 стадий разработки. При этом величина остаточных извлекаемых запасов составляет 40–80 % начальных, ошибка в расчетах незначительна. Если объект находится на 4 стадии разработки (степень выработки более 80 % начальных извлекаемых запасов и высокая обводненность скважин), то для определения КИН по участку необходимо использовать петрофизическую зависимость коэффициента вытеснения от пористости или проницаемости.

Зная коэффициент заводнения, коэффициент плотности сетки скважин и коэффициент охвата пласта вытеснением, утвержденный для данного объекта разработки в проектном документе, получают КИН для определенного участка. Далее оценивают (остаточные) извлекаемые запасы участка. При этом может возникнуть проблема отнесения объемов добываемой нефти скважин, находящихся на границе участка. Идеальным является тот вариант, когда участок выбран с учетом построенных в гидродинамическом симуляторе линий тока: границы участка должны пересекать как можно меньше линий тока (рис. 1). При неправильном выделении участка добыча из горизонтальной скважины, расположенной на западе от нагнетательной, должна быть разделена на 2, а из следующей за ней горизонтальной скважины на северо-западе участка – на 3 (с учетом интенсивности линий тока в участок и из него). Для локализации районов остаточных извлекаемых запасов нефти используются карты текущих подвижных запасов нефти, построенные на основе гидродинамической модели объекта (рис. 2).

На основе опыта работ, выполненных по ВПП, остаточные извлекаемые запасы на одну нагнетательную скважину участка должны составлять не менее 60 тыс. т. Из рис. 2 видно, что при проведении ВПП в нагнетательных скважинах данного объекта следует ожидать эффект по горизонтальным скв. 1, 5 и 6. Скв. 2 и 4 расположены в практически промытой зоне, а скв. 3 и 7 экранируются работой скв. 2 и 6, поэтому эффект по ним следует ожидать с запозданием. Такое представление используется при выполнении прогнозных расчетов дополнительной добычи нефти от применения технологий ВПП.

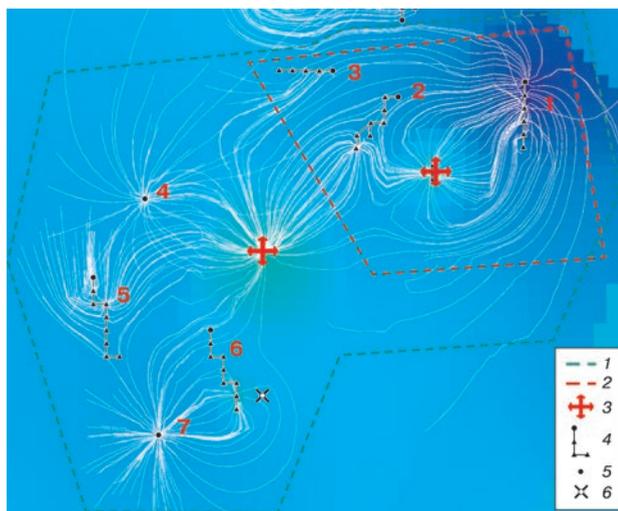


Рис. 1. Схема выделения участка на карте линий тока юрского объекта (цифры на схеме – номера скважин):

1, 2 – соответственно правильный и неправильный вариант; 3 – нагнетательные скважины; 4, 5 – соответственно горизонтальные и вертикальные добывающие скважины; 6 – ликвидированный пилотный ствол

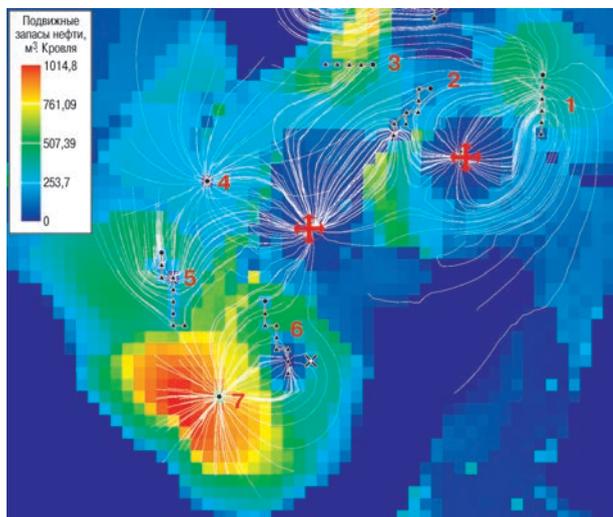


Рис. 2. Карта текущих подвижных запасов нефти с линиями тока (обозначения те же, что на рис. 1)

Авторами установлено, что графически «дополнительная добыча нефти от применения технологии ВПП во времени» имеет вид колокола (сигма распределения) с максимумом на третий месяц после обработки и продолжительностью эффекта 6–12 мес. Исключением является эмульсеобразующая технология ЭС CSE-1013, ОПР по применению которой были проведены летом 2014 г. на Сугмутском месторождении. Отличительной особенностью технологии является запоздалый «отклик» на воздействие. Обратная эмульсия блокирует поровые каналы только на значительном удалении от призабойной зоны нагнетательной скважины вследствие того, что не может выдержать больших градиентов давления в призабойной зоне и фильтруется на значительное расстояние в глубь пласта. После закрепления эмульсии в удаленной зоне происходит ИНФП. Время начала работы эмульсионного состава, или время начала «отклика», приходится на второй–третий месяцы при

продолжительности эффекта более 6 мес (мониторинг ОПР продолжается).

Таким образом, анализ разработки пилотного участка дает возможность оценить потенциал очага воздействия по приросту дополнительной добычи нефти, а также определить реагирующие добывающие скважины, по которым ожидается эффект от применения технологии.

Анализ истории применения технологий ВПП на участке

Данный этап является традиционным и необходимым, поскольку технологии ВПП имеют ограничения по кратности применения. Анализ мероприятий, проведенных в 2012–2014 гг. на месторождениях ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз», показал, что в среднем технологическая эффективность последующих обработок снижается на 10 % относительно предыдущего значения (табл. 1). При повторных обработках, когда требуется воздействие на объект с целью повышения эффективности разработки, необходимы увеличенные объемы закачки либо выбор более жесткой технологии по сравнению с применяемыми.

Таблица 1

Номер нагнетательной скважины	Технология	Снижение дополнительной добычи нефти в 2014 г., %
631	Полимерные системы с наполнителем	9,8
692	Полимерные системы с созданием оторочки ПАВ	8,0
708	Полимерные системы	11,8

Увеличение объемов закачки рабочих агентов при ВПП экономически ограничено, поэтому оптимальным является чередование различных технологий ВПП, тем более что большинство из них может применяться в аналогичных горно-геологических условиях [7, 8]. С целью оперативного выбора технологий ВПП разработана экспертная схема, приведенная на рис. 3. Из нее видно, что наиболее универсальна технология ВПП с применением реагента AC CSE-1313. Особенностью данного реагента является то, что при приготовлении раствора его вязкость не превышает 1–2 мПа·с и раствор можно закачивать в пласты низкой проницаемости. Интерес представляет технология РВ-3П-1 с регулируемым временем гелеобразования в зависимости от температуры пласта.

Таблица 2

Показатели	Допустимый диапазон	Участки нагнетательных скважин	
		1089	2093 и 2095
Соотношение числа добывающих и нагнетательных скважин	≥3	6	4
Проницаемость пласта, мкм ²	0,005 – 0,050	0,016	0,047
Температура пласта, °С	70,0 – 150,0	86,0	87,8
Расчлененность	≥1,4	5,8	6,1
Остаточные извлекаемые запасы нефти, тыс. т.	> 60	113,0	68,8
Обводненность скважин, %	40 – 90	65,6	76,8
Дополнительная добыча нефти от проведения ВПП, т	> 600	2690	691

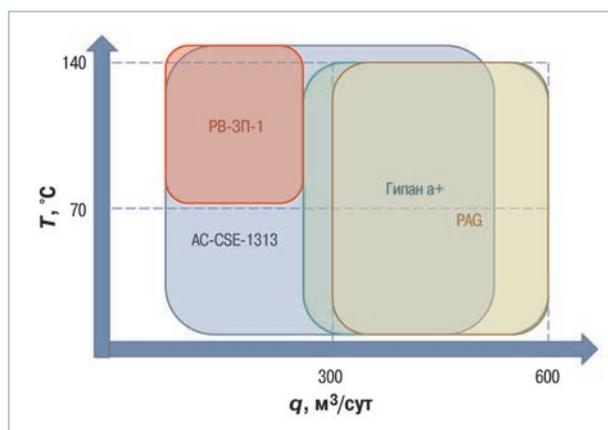


Рис. 3. Диаграмма применимости технологий ВПП в зависимости от приемистости нагнетательной скважины q и температуры пласта T

Авторами разработана схема применения технологий при переходе от наиболее мягких к более жестким условиям для получения максимальных эффектов.

Выведена универсальная зависимость, по которой можно оценить максимальный прирост добычи нефти от проведения работ по ВПП на конкретном участке, взяв за основу текущую обводненность продукции скважин, которая в большинстве случаев хорошо коррелирует со степенью выработки запасов участка и стадией его разработки. Выделяются три группы по степени риска получения эффекта. Первая группа – риск неполучения эффекта минимален (5 %), отклик на проведение работ по ВПП наблюдается уже в первый месяц, максимальный эффект достигается к третьему месяцу. Вторая группа – риск неполучения эффекта средний (15 %), отклик на проведение работ по ВПП отмечается в основном в первый месяц, максимальный эффект выравнивается между третьим и четвертым месяцами. Третья группа – риск неполучения эффекта максимальный (25 %), отклик наблюдается на второй–третий месяцы, максимальный эффект достигается в более поздние месяцы.

Регрессионный анализ выполненных мероприятий по ВПП позволяет выбрать оптимальную технологию для проведения работ и спланировать приросты добычи нефти с учетом кратности обработок и стадии разработки участков, оценить риски при выполнении ВПП.

Рассмотрим предложенные критерии на примере двух участков. На участке скв. 1089 Романовского месторождения пробурены одна нагнетательная и шесть добывающих скважин. Участок нагнетательных скв. 2093 и 2095 Сугмутского месторождения включает восемь добывающих скважин. В табл. 2 приведены критерии вы-

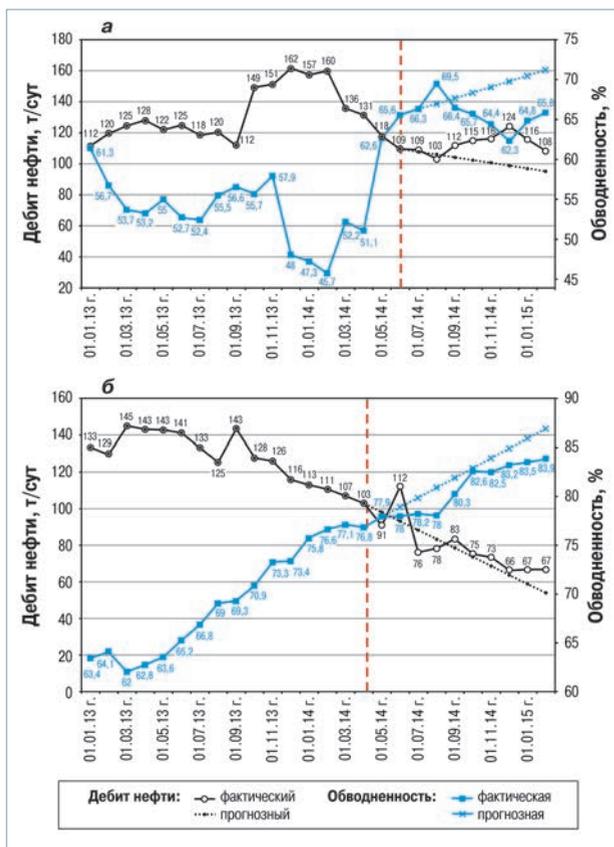


Рис. 4. Динамика дебита нефти и обводненности скважин участков нагнетательной скв. 1089 Романовского месторождения (а) и нагнетательных скв. 2093 и 2095 Сугмутского месторождения (б)

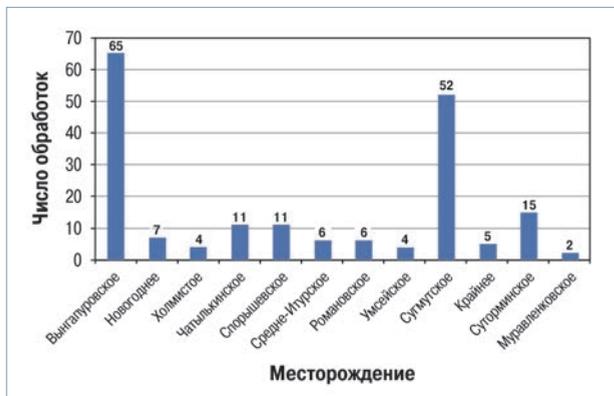


Рис. 5. Гистограмма распределения числа обработок по технологиям ВПП на месторождениях Ноябрьского региона

бора участков для применения технологий ВПП. Из нее видно, что участок нагнетательной скв. 1089 характеризуется лучшими показателями по соотношению числа скважин, величине остаточных извлекаемых запасов и текущей обводненности. Закономерно эти показатели значительно повлияли на результаты применения технологий ВПП (рис. 4, а). Оба участка отреагировали положительно на воздействие, что отмечается снижением обводненности продукции скважин и приростом дебитов нефти. По второму участку эффект в 4 раза ниже, это практически точно коррелирует с объемом остаточных извлекаемых запасов, приходящихся на одну нагнетательную скважину участка. Второй участок по критерию

Таблица 3

Технология	Дополнительная добыча нефти, т	Число скважин	Удельная эффективность на одну скважино-операцию, т
Полимерные системы*	6649	13	511
Полимерные системы с наполнителем или с оторочкой ПАВ	14033	21	668
РВ-ЗП-1	7994	12	666
СКО+полимерные системы+ПАВ	4331	6	722
Полимерные системы+ПАВ	19441	28	694
ИТОГО	52448	80	656

*Эффект продолжается.

обводненности продукции скважин находится в зоне второй группы риска (см. рис. 4, б), что соответствует более низкому потенциалу получения эффекта от ВПП.

Апробация данной методики выбора объектов для применения технологий ВПП проводилась авторами в 2012–2014 гг. За это время на месторождениях Ноябрьского региона было проведено более 370 обработок скважин по технологиям ООО МПК «ХимСервисИнжиниринг». Результатом стала разработка регламента критерияльного выбора участков для применения технологий ВПП. В 2014 г. основными объектами внедрения являлись скважины Вынгапуровского и Сугмутского месторождений (рис. 5). Данные месторождения характеризуются наибольшим действующим фондом скважин, находятся на третьей стадии разработки, сопровождающейся прогрессирующим обводнением добывающих скважин и снижением базовой добычи нефти. В связи с отмеченным применением технологий ВПП на данных месторождениях наиболее оправдано.

В табл. 3 приведена удельная эффективность на одну скважину по видам технологий, из которой видно, что разброс этого параметра по видам обработок небольшой, но при этом задействованы разные механизмы образования экранов в призабойной зоне скважин, что свидетельствует об оптимальных способах обработки скважин на выбранных участках.

Выводы

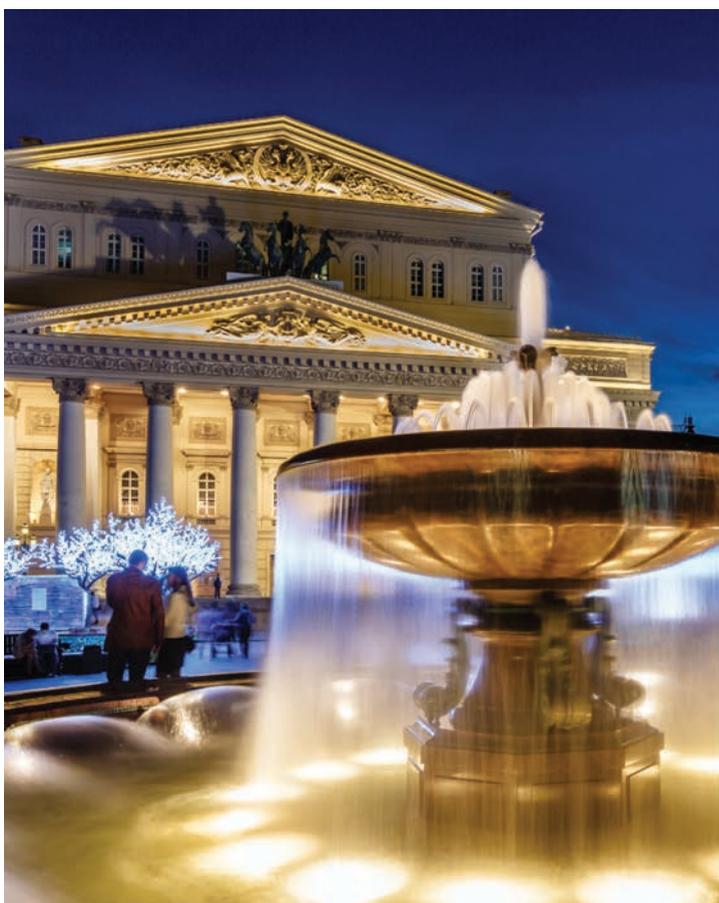
1. С учетом текущего состояния разработки месторождений ОАО «Газпром нефть» актуальным является внедрение третичных способов воздействия – МУН путем выравнивания профиля приемистости пласта.
2. Для повышения эффективности применения технологий ВПП одним из важных критериев является адаптация к конкретным горно-геологическим и природно-климатическим условиям объектов воздействия.
3. Разработанная авторами методика подбора технологий ВПП к условиям конкретного участка работ прошла успешную апробацию в скважинах Ноябрьского региона (выполнено более 370 скважино-операций).
4. На месторождениях ОАО «Газпром нефть» ежегодно внедряются новые запатентованные технологии ВПП с высокой удельной эффективностью на одну скважину.

Список литературы

1. Байков Н.М. Нарращивание объемов извлекаемых запасов нефти с помощью методов увеличения нефтеотдачи//Нефтяное хозяйство. – 2004. – № 7. – С. 125–127.
2. Жданов С.А., Крынев Д.Ю. Повышение нефтеотдачи на поздней стадии разработки нефтяных месторождений//Протокол расширенного заседания ЦКР Роснедра (нефтяная секция) 4–5 декабря 2007 г. – М., 2007. – С. 36–40.
3. Шахвердиев А.Х., Мандрик И.Э. Влияние технологических особенностей трудноизвлекаемых запасов углеводородов на коэффициент извлечения нефти//Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 5. – С. 76–79.
4. Пирсон С. Дж. Учение о нефтяном пласте/пер. с англ. – М.: Гостоптехиздат, 1961. – 571 с.
5. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений/Ш.К. Гиматудинов, Ю.П. Борисов, М.Д. Розенберг (и др.). – М.: Недра, 1983. – 463 с.
6. Потокоотклоняющие технологии – основной метод регулирования разработки высокозаводненных залежей/С.А. Сулима, В.П. Сонич, В.А. Мишарин (и др.)//Нефтяное хозяйство. – 2004. – № 2. – С. 44–50.
7. Аспекты применения геолого-гидродинамического моделирования для проектирования и мониторинга геолого-технических мероприятий/Р.Н. Мухаметзянов, Р.Н. Фахретдинов (и др.)//Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 10. – С. 42–48.
8. Фахретдинов Р.Н., Якименко Г.Х. Эффективность использования новых фундаментальных решений проблем при разработке нефтяных залежей с трудноизвлекаемыми запасами//Тр. ин-та /ОАО «ВНИИнефть им. акад. А.П. Крылова». – 2012. – Вып. 147. – С. 49–61.
9. Фахретдинов Р.Н., Якименко Г.Х. Инновационная технология регулирования процесса извлечения трудноизвлекаемых запасов нефти и газа на основе полифункционального реагента ХСИ-4601//Нефть. Газ. Новации. – 2014. – № 10. – С. 60–75.

References

1. Baykov N.M., *Increasing the volume of recoverable oil using EOR* (In Russ.), Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry, 2004, no. 7, pp. 125–127.
2. Zhdanov S.A., Kryanev D.Yu., *Povyshenie nefteotdachi na pozdney stadii razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy* (Enhanced oil recovery at a later stage of oil field development), Proceedings of an expanded meeting of the CDC Rosnedra (the oil section) 4-5 December 2007, Moscow, 2007, pp. 36–40.
3. Shakhverdiev A.Kh., Mandrik I.E., *Influence of technological features of hardly recoverable hydrocarbons reserves output on an oil-recovery ratio* (In Russ.), Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry, 2007, no. 5, pp. 76–79.
4. Pirson S.J., *Oil reservoir engineering*, McGraw-Hill, New York City, 1958.
5. Gimatudinov Sh.K., Borisov Yu.P., Rozenberg M.D. et al., *Spravochnoe rukovodstvo po proektirovaniyu razrabotki i ekspluatatsii neftyanykh mestorozhdeniy* (Reference guide to design development and exploitation of oil fields), Moscow: Nedra Publ., 1983, 463 p.
6. Sulima S.A., Sonich V.P., Misharin V.A. et al., *Baffling technologies - main method to control development of highly watered deposit* (In Russ.), Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry, 2004, no. 2, pp. 44–50.
7. Mukhamezzyanov R.N., Fakhretdinov R.N. et al., *Aspects of application of the geologic and hydrodynamical modeling for design and monitoring of the geological exploring* (In Russ.), Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry, 2007, no. 10, pp. 42–48.
8. Fakhretdinov R.N., Yakimenko G.Kh., *Effektivnost' ispol'zovaniya novykh fundamentalnykh resheniy problem pri razrabotke neftyanykh zalezhey s trudnoizvlekaemyimi zapasami* (Efficiency of new fundamental solutions to the problems in the development of oil fields with hard to recover reserves), Proceedings OAO VNIIneff' im. akad. A.P. Krylova, V. 147, pp. 49–61.
9. Fakhretdinov R.N., Yakimenko G.Kh., *Innovative procedure to control the process of hard-to-recover oil and gas production at the basis of XCM-4601 poly-functional agent application* (In Russ.), Neft'. Gaz. Novatsii, 2014, no. 10, pp. 60–75.



Society of Petroleum Engineers

РОССИЙСКАЯ НЕФТЕГАЗОВАЯ ТЕХНИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ SPE

26-28 октября 2015, ИнфоПространство, Москва

РЕГИСТРАЦИЯ ОТКРЫТА

на сайте конференции: www.spe.org/events/rpc/2015

Платиновые спонсоры

Золотой спонсор



РОСНЕФТЬ

Schlumberger

HALLIBURTON