

- применяемая технология исследований газовых скважин, с применением штуцеров Ø14–50 мм, с высокой степенью достоверности дает сведения о продуктивности скважин и их ФЕС;
- рекомендуется увеличить нормативное время отработки скважин на 8 режимах до 12 часов на каждом с сохранением длительности КВД в 24–48 часов;
- рекомендуется по результатам освоения скважин Пунгинского ПХГ сразу производить декольматацию призабойной зоны с применением технологии соляно-кислотной обработки без глушения скважины;
- рекомендуется на кустах № 1 и № 2 провести соляно-кислотную обработку на «гибкой трубе» с матричной обработкой пласта и увеличением скорости потока жидкости из пласта для вывода скважин на проектные дебиты 1 000–1 200 т. м³/сут.

Библиографический список

1. Проект на строительство эксплуатационных скважин на Пунгинском подземном хранилище газа (ПХГ) в составе стройки «Бурение эксплуатационное на ПХГ». – Тюмень: ТюменНИИгипрогаз, 2014.
2. Зотов Г. А., Алиев З. С. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. – М.: Недра, 1980. – 301 с.
3. Р Газпром 086–2010. Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин. Часть I. – М.: Газпром экспо, 2011. – 234 с.
4. Р Газпром 086–2010. Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин. Часть II. – М.: Газпром экспо, 2011. – 319 с.
5. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: в 5 т.: учеб. для студентов вузов / Под общей ред. В. П. Овчинникова. – Тюмень: ТИУ, 2017.

Сведения об авторах

Овчинников Василий Павлович, д. т. н., профессор, Тюменский индустриальный университет, тел. 8(3452)283679

Бекмурзаев Константин Владимирович, заместитель генерального директора по бурению, ООО «НПП Инновации ТЭК», г. Тюмень, тел. 89829818791, e-mail: kbek1807@yandex.ru

Яковлев Игорь Григорьевич, к. т. н., доцент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, генеральный директор, ООО «НПП Инновации ТЭК», г. Тюмень, тел. 89526715102, e-mail: yakovleff@yandex.ru

Рожкова Оксана Владимировна, ассистент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)283679

Герасимов Дмитрий Семенович, к. т. н., доцент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)390363

Information about the authors

Ovchinnikov V. P., Doctor of Engineering, Professor, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)283679

Bekmurzayev K. V., Deputy General Director for Drilling, LLC «NPP Innovations TEK», Tyumen, phone: 89829818791, e-mail: kbek1807@yandex.ru

Yakovlev I. G., Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Drilling of Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen, General Director of LLC «NPP Innovations TEK», Tyumen, phone: 89526715102, e-mail: yakovleff@yandex.ru

Rozhkova O. V., Assistant at Department of Drilling of Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)283679

Gerasimov D. S., Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Drilling of Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)390363

УДК 622.276

МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ ПРОЕКТНЫХ УРОВНЕЙ ДОБЫЧИ НЕФТИ ПРИ РАЗРАБОТКЕ МНОГОПЛАСТОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ METHODS OF INCREASING PROJECT LEVELS OF CRUDE OIL PRODUCTION AT THE DEVELOPMENT OF MULTILAYER DEPOSITS

В. В. Паникаровский, Е. В. Паникаровский

V. V. Panikarovskii, E. V. Panikarovskii

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта; интервал перфорации; трещина ГРП; обводненность; толщина глинистого экрана

Key words: hydraulic fracturing; perforation interval; hydraulic fracture; water-cut; thickness of shale baffle

Разработка многопластовых нефтяных и газовых месторождений, продуктивные пласты которых обладают низкими фильтрационно-емкостными свойствами

(ФЕС), представляет очень серьезную проблему при эксплуатации скважин. При проведении совместной эксплуатации пластов одной скважиной возникают проблемы контроля за разработкой каждого отдельного пласта и решения вопроса о разделении добываемой нефти и закачиваемой жидкости между пластами. Для повышения эффективности эксплуатации скважин необходимо проводить воздействие на призабойную зону пласта (ПЗП), выбор которого определяется геолого-физическими характеристиками продуктивного пласта.

Основные запасы нефти на Приобском месторождении сосредоточены в отложениях неокома, в пластах АС₁₀, АС₁₁, АС₁₂. Особенностью геологического строения неокомских залежей является то, что они имеют мегакослоистое строение, сформировавшееся в условиях глубоководного морского бассейна. Основные залежи нефти связаны с линзовидными песчаными телами, приуроченными к шельфовым и клиноформным отложениям неокома, продуктивность которых определяется наличием в разрезе скважин пород-коллекторов [1].

Породы-коллекторы пластов АС₁₀, АС₁₁, АС₁₂ обладают низкими ФЕС, которые определяются составом глинисто-карбонатного цемента и его распределением в поровом пространстве пород. В составе продуктивных пластов выделяют два типа пород-коллекторов: коллекторы с рассеянной глинистостью и карбонатностью и микронеоднородные коллекторы, представленные переслаиванием песчаников и алевролитов с глинисто-карбонатными и глинистыми прослоями.

Нефтяные залежи Приобского месторождения характеризуются сложным геологическим строением, как по площади, так и по разрезу. Породы-коллекторы пластов АС₁₀, АС₁₁ относятся к средне- и низкопродуктивным, а породы-коллекторы пласта АС₁₂ обладают аномально низкой продуктивностью.

Одним из основных методов увеличения нефтеотдачи (МУН) на Приобском месторождении является поддержание пластового давления путем закачивания воды в больших объемах. В качестве агентов заводнения используют воды трех видов: сеноманская, пресная и подтоварная. Все эти воды различаются по составу, минерализации, количеству примесей и нефтewытесняющим свойствам.

Для достижения максимальных темпов добычи нефти на начальном этапе разработки для закачивания в продуктивные пласты используют сеноманскую воду. По мере обводнения скважин в продуктивные пласты для изменения направлений фильтрационных потоков закачивают пресную воду, которая выполняет роль фактора, повышающего нефтеотдачу за счет набухания глинистых минералов и перекрытия основных проводящих пор в высокопроницаемых коллекторах, и подключения к процессам фильтрации низкопроницаемых интервалов пласта. Закачивание пресной воды начинает проводиться только при высоких значениях обводненности скважин — от 85 до 90 %. Применение других потокоотклоняющих технологий, основанных на закачивании в продуктивные пласты осадкообразующих композиций, полимер-дисперсных и волокнисто-дисперсных систем, ограничивается проницаемостью пород-коллекторов менее 0,150 мкм² и пластовой температурой более 88 °С.

Использование при заводнении продуктивных пластов водных растворов поверхностно-активных веществ (ПАВ) концентрацией от 0,05 до 0,1 % для увеличения нефтеотдачи продуктивных пластов ограничивается высокими пластовыми температурами, приводящими к деструкции ПАВ, и низкой нефтенасыщенностью пластов более 50 %, при обводненности продукции от 30 до 60 %.

Применение технологии вытеснения нефти углеводородными газами позволит значительно увеличить добычу нефти, так как углеводородный состав нефти находится в оптимальной области ее применения. Содержание жирных углеводородов в составе попутного газа Приобского месторождения составляет более 30 %, что способствует максимальному увеличению коэффициента нефтеотдачи. Пластовые давления в продуктивных пластах изменяются от 23,9 до 25,0 МПа и значительно превышают давление насыщения, что способствует применению данной технологии.

С целью увеличения продуктивности скважин предусматривается использование физико-химических методов воздействия на ПЗП скважин. Для обработки ПЗП нагнетательных скважин рекомендуется применение глинокислотных обработок (ГКО) следующего состава: 14 % *HCl* + 5 % *HF* + ПАВ. Обработку ПЗП добывающих скважин проводят в два этапа. На первом этапе в ПЗП скважин закачивают глинокислотный состав 10 % *HCl* + 4 % *HF*, в котором присутствуют ацетон или гликоль до 35 % и ПАВ до 1 %. На втором этапе осуществляют воздействие на ПЗП сильными органическими растворителями, которые продавливают в пласт, а после окончания закачивания растворителя скважина осваивается без технологической выдержки.

Гидроразрыв разрыв пласта (ГРП) является одним из наиболее эффективных методов увеличения добычи и выработки запасов нефти и газа из низкопроницаемых пород-коллекторов. Анализ работ по проведению ГРП в скважинах Приобского месторождения показывает высокую эффективность данного метода в низкопроницаемых породах-коллекторах неокосских отложений.

Данный метод интенсификации добычи нефти позволяет дренировать зачехленные запасы нефти в прерывистых коллекторах месторождения и рассматривается как основной способ увеличения добычи нефти (таблица).

Список скважин, рекомендованных для проведения ГРП

Номер скв.	Пласт	Фактический режим		Потенциальный режим		Увеличение дебита нефти, т/сут
		Дебит жидкости, м ³ /сут	Дебит нефти, т/сут	Дебит жидкости, м ³ /сут	Дебит нефти, т/сут	
1 069	АС ₁₀	5,7	4,7	38,0	31,0	26,3
222	АС ₁₀	6,0	4,8	14,0	11,0	6,2
1 083	АС ₁₀	4,0	3,4	9,0	8,0	4,6
1 084	АС ₁₀	4,7	3,9	13,0	11,0	7,1
3 059	АС ₁₀	1,6	1,3	5,0	4,0	2,7
3 060	АС ₁₀	2,5	1,7	6,0	4,0	3,3
2 020	АС ₁₀	12,0	10,1	75,0	63,0	53,0

Эксплуатация нефтяных скважин с горизонтальными стволами при разработке низкопроницаемых, слоистых, глинистых продуктивных пластов Приобского месторождения приводит к значительному снижению коэффициента нефтеотдачи ввиду того, что скважинами вскрыты отдельные проницаемые пропластки, а большая часть разреза продуктивного пласта не охвачена процессом разработки. Для решения данной проблемы необходимо строительство наклонно направленных скважин, стволы которых вскрывают всю нефтенасыщенную толщину пласта. Эффективность эксплуатации наклонных скважин недостаточно велика, так как площадь дренирования пласта очень ограничена. Для преодоления данных трудностей предлагается использование ГРП, как в наклонно направленных, так и в горизонтальных скважинах. В этом случае при разработке Приобского месторождения создается особая система разработки, которую можно определить как скважинно-трещинную систему разработки.

Для всех основных продуктивных пластов Приобского месторождения принята линейная трехрядная система разработки с размещением скважин по треугольной сетке с расстоянием между рядами и скважинами 500 м. В первом варианте разработки предусматривалось расположение нагнетательных рядов в крест простирающихся продуктивных пластов. Во втором варианте разработки внесены изменения в направления размещения разрезающих рядов скважин, что связано с необходимостью применения в этих пластах глубокопроникающих ГРП. При проведении ГРП

трещины распространяются в продуктивных пластах главным образом в меридиональном направлении. В случае размещения рядов нагнетательных скважин в крест простирающихся пластов сохраняется вероятность ускоренного обводнения эксплуатационных скважин, что обусловлено распространением трещин ГРП перпендикулярно нагнетательным рядам скважин, которое сокращает расстояние между нагнетательным рядом и трещиной ГРП. Рекомендуемая во втором варианте разработки ориентация нагнетательных рядов скважин вдоль простирающегося пласта сокращает вероятность быстрого обводнения добывающих скважин, так как в этом случае трещины, образующиеся при проведении ГРП, проходят параллельно нагнетательным рядам скважин, что позволяет значительно увеличить дебит эксплуатационных скважин и приемистость нагнетательных скважин [2].

Применение методов увеличения нефтеотдачи, таких как гидроразрыв пласта, позволяет удерживать темпы падения добычи нефти и газа на низком уровне, что обеспечивает проведение рациональной разработки месторождений нефти и газа. Обобщенный анализ влияния ГРП на показатели разработки месторождений Западной Сибири показывает, что в большинстве имеются общие признаки, характеризующие успешность проведения работ данного вида.

В обобщенном виде они представляют собой систему критериев, отражающих совокупность диапазонов изменения геолого-промысловых, технологических, экономических критериев, в пределах которых можно ожидать высокую эффективность применения ГРП. Основное назначение критериев — обеспечение возможности выполнения оперативной выборки фонда скважин для проведения ГРП на данном объекте разработки. В представленную группу критериев входят как геологические, так и технологические факторы.

К геологическим факторам относятся текущие запасы нефти и газа на участке разработки, которые обеспечат дополнительный объем добычи. В процессе ГРП не должны произойти разгерметизация залежи и подключение к добыче водоносных горизонтов. Наличие у залежи нефти газовой шапки, близость трещины ГРП к водонефтяному контакту (ВНК) могут привести к прорыву газа из газовой шапки или к преждевременному обводнению скважин подошвенной водой.

Из технологических причин на проведение ГРП влияют такие факторы, как объем жидкости гидроразрыва и концентрация расклинивающего материала, которые определяют глубину проникновения трещины ГРП в пласт и ее проводимость.

Основные требования к эксплуатационным скважинам для проведения ГРП сводятся к следующим критериям. Толщина перекрывающих и подстилающих экранов в разрезе скважин, где проводится процесс ГРП, должна быть не менее 5 м, а отношение текущего пластового давления к начальному пластовому давлению должно составлять не менее 0,9 и поддерживаться с помощью нагнетательных скважин за два или три месяца до проведения ГРП. Особые требования предъявляются к техническому состоянию скважин, связанному с состоянием заколонного пространства и качеством цементирования. Цементирование заколонного пространства должно быть на 20 м выше и ниже интервала перфорации при наличии водоносных горизонтов. Рекомендуемый для проведения ГРП объект должен иметь толщину не менее 5 м и давать приток нефти с обводненностью менее 50 %. Аналогичные требования предъявляются для нагнетательных скважин. Все эти критерии и факторы влияют на технологическую эффективность проведения ГРП и получение дополнительной добычи нефти.

В качестве основного критерия результативности ГРП принимается величина дополнительной добычи за счет ГРП, которая обеспечивает целесообразность применения этого метода. Дополнительная добыча рассчитывается по приросту дебита нефти в результате проведения ГРП относительно среднего дебита нефти, взятого за 5 месяцев работы скважины перед его проведением. Время завершения действия эффекта ГРП принимается по данным снижения дебита нефти ниже базового дебита.

Исследование результатов работы скважин позволяют выделить основные причины низкой эффективности ГРП в отдельных скважинах. К первой группе относят скважины, где низкий прирост дебита нефти и жидкости после проведения ГРП связан с низкими потенциальными возможностями пласта. У второй группы скважин наблюдается прирост дебита жидкости и низкий прирост дебита нефти после проведения ГРП, который происходит в результате обводнения эксплуатационных скважин, расположенных в районе нагнетательных скважин и наличия межколонных перетоков.

Основными параметрами, определяющими величину дебитов скважин, являются эффективная толщина пород-коллекторов и ФЕС пород призабойной зоны пласта.

Состав притока в скважине, предложенной для проведения ГРП, определяется текущей нефтенасыщенностью пород-коллекторов, соотношением толщин нефтенасыщенных и водонасыщенных пластов и размерами толщин, вскрытых при ГРП, нефтенасыщенных и водонасыщенных пород-коллекторов.

Нижний предел нефтенасыщенности, при котором породы-коллекторы могут отдавать нефть и воду, составляет от 46 до 52 %, а нижний предел нефтенасыщенности, при котором породы не содержат подвижной нефти, составляет от 28 до 36 %.

Минимальная толщина глинистого раздела между нефтенасыщенными и водонасыщенными коллекторами, обеспечивающими водоизоляцию от водоносных горизонтов, должна быть от 6 до 14 м в зависимости от технологии ГРП, что обусловлено ограничениями на высоту трещины.

Расчетным путем могут быть определены зависимости высоты, прорываемого трещиной глинистого экрана от толщины пласта, темпов закачивания жидкости ГРП и ее вязкости. В этом случае принимаются средние для месторождений значения параметров, характеризующие прочностные характеристики пород: модуль Юнга и коэффициент Пуассона. Величина напряжений между пластом и глинистым экраном принимается равной 4 МПа для пластов с коэффициентом песчанности ниже 0,6; 5 МПа для пластов с коэффициентом песчанности выше 0,6. При минимальных темпах закачивания жидкости ГРП от 2,0 до 2,5 м³/мин проникновение трещины в глинистый экран составляет от 5 до 7 м.

При смещении интервала перфорации относительно середины пласта изменяется глубина проникновения трещины ГРП в перекрывающие и подстилающие глинистые экраны.

Для вычисления глубины проникновения трещины ГРП в верхний и нижний экраны используют следующие формулы:

$$D_{\text{в}} = \frac{h}{2 - (h_{\text{пер}} - h_{\text{кр}})} ; D_{\text{н}} = \frac{h}{2 - (h_{\text{под}} - h_{\text{пер}})},$$

где $D_{\text{в}}$ — глубина проникновения трещины в верхний экран, м; $D_{\text{н}}$ — глубина проникновения трещины в нижний экран, м; h — максимальная высота трещины, м; $h_{\text{пер}}$ — глубина середины интервала перфорации, м; $h_{\text{кр}}$, $h_{\text{под}}$ — глубины кровли и подошвы пласта, м.

Абсолютная величина глинистого раздела между нефтенасыщенными и водонасыщенными пластами может ограничивать проведение ГРП в каждой скважине. Для принятия окончательного решения для проведения ГРП необходимо учитывать общую толщину пласта, расчлененность разреза, положение интервала перфорации для предложенной технологии ГРП.

Для уточнения предельных значений толщины глинистого экрана необходимо проведение большого объема дополнительных исследований прочностных свойств пород.

Перед проведением процесса ГРП определяется техническое состояние скважины: отсутствие слома или смятия эксплуатационной колонны, ее герметичность,

качество цементирования колонны в интервале перфорации на 15–20 м вверх и вниз от него в зависимости от технологии ГРП. Данные требования определяются образованием трещины ГРП (высота от 30 до 50 м).

Оптимальная величина угла отклонения скважины от вертикали при входе в продуктивный пласт должна быть не более 10° , а интервал перфорации пласта должен быть не менее 2–4 м при глубине перфорации от 0,2 до 0,8 м. Выполнение данных условий по изучению влияния зенитного и азимутального углов ствола скважины на структуру образующихся трещин на моделях обсаженных скважин позволяет установить, что при значениях зенитного угла не более 10° образуется единая трещина ГРП, а не система трещин в скважинах с зенитным углом от 10° до 30° . Необходимо обеспечивать эффективный объем перфорации продуктивного пласта с учетом соотношения высоты интервала перфорации и глубины проникновения перфорационных каналов в пласт.

Меньшему интервалу перфорации должна соответствовать большая глубина перфорационных каналов. Критерием выбора скважины для проведения ГРП, определяющим данное условие, являются близость зоны нагнетания, состояние выработки запасов и состояние пластового давления в залежи [3].

Главным условием успешности проведения ГРП является обеспеченность запасами в зоне дренирования скважин. При отборе более 75 % от извлекаемых запасов возрастает вероятность увеличения обводненности после проведения ГРП.

Требуется избегать проведения ГРП в зонах нагнетания воды, где по выше- и нижезалегающему объекту при толщине глинистых разделов от 10 до 15 м увеличивается вероятность заколонных перетоков.

Для проведения ГРП на Приобском месторождении используются жидкости на углеводородной основе, содержащие дизельное топливо и специальную жидкость OG-4, которая состоит из загустителя GELLANT и активатора для усиления действия гелланта. Для разрушения полимерной структуры жидкости ГРП в ее состав вводится разрушитель BREAKER, который разрушает структуру геля жидкости ГРП через 48 часов. В качестве расклинивающего агента применяется искусственный проппант — отходы алюминиевого производства марок 20/40, 40/70. Для проведения ГРП в глубокозалегающих пластах с высокими пластовыми температурами предложено использовать стеклянные, пластмассовые шарики, зерна корунда или агломерированного боксита.

По технологическим схемам проведения ГРП рекомендуется проводить однократный локальный или направленный и многократный ГРП. При однократном ГРП под давлением жидкости ГРП оказываются одновременно все вскрытые перфорацией пласты, а при направленном ГРП воздействие жидкости ГРП проводится только на выбранный пласт, имеющий низкую продуктивность. Многократный ГРП позволяет осуществлять процесс гидроразрыва во многих пластах одновременно. Места образования трещин ГРП при однократном локальном и многократном ГРП регулируются вводом в жидкость ГРП блокирующих материалов: эластичных шариков зернистого нефтерастворимого нафталина и других веществ, применением двух пакеров или предварительной гидропескоструйной перфорацией.

Перед проведением ГРП в скважине проводится гидропескоструйная перфорация, а в интервале ГРП устанавливаются два пакера или один пакер и песчаный мост. Ориентация трещины ГРП в горизонтальной плоскости зависит от направления естественных напряжений в породах продуктивного пласта. В процессе проведения ГРП в продуктивном пласте образуется одна трещина, развивающаяся в обе стороны от скважины. При проведении однократного локального ГРП расходуется от 5 до 10 т проппанта, а при массивном ГРП количество проппанта увеличивается до нескольких десятков тонн. Концентрацию проппанта в жидкости ГРП устанавливают в зависимости от ее удерживающей способности и назначения проводимого ГРП. Для скважин Приобского месторождения используются жидкости с несущей способностью от 200 до 500 кг/м³.

Таким образом, применение ГРП на Приобском месторождении характеризуется высокой успешностью, так как обеспечивает высокие темпы прироста добычи нефти. Метод ГРП позволяет повышать продуктивность добывающих скважин и приемистость нагнетательных скважин при разработке заглинизированных, низкопроницаемых пород-коллекторов Приобского месторождения.

Библиографический список

1. Габриэлянц Г. А. Геология нефтяных и газовых месторождений. – М., Недра, 1984. – 186 с.
2. Каневская Р. Д., Дияшев И. Р. Применение гидравлического разрыва пласта для интенсификации добычи и повышения нефтеотдачи. – М., 2002. – 89 с.
3. Усачев П. М. Гидравлический разрыв пласта. – М.: Недра, 1986. – 184 с.

Сведения об авторах

Паникаровский Валентин Васильевич, д. т. н., профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)305700

Паникаровский Евгений Валентинович, к. т. н., доцент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)360601, e-mail: panikarovskijev@tyuiu.ru

Information about the authors

Panikarovskii V. V., Doctor of Engineering, Professor at the Department of Oil and Gas Fields Development, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)305700

Panikarovskii E. V., Candidate of Engineering, Associate professor at the Department of Oil and Gas Wells Drilling, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)360601, e-mail: panikarovskijev@tyuiu.ru

УДК 622.276

**СИСТЕМНАЯ ОБРАБОТКА ПЛАСТОВ КАК МЕТОД
УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ**
SYSTEMATIC TREATMENT OF OIL RESERVOIRS AS AN OIL RECOVERY
INCREASING METHOD

Н. М. Токарева, Ю. В. Зейгман, М. А. Токарев
N. M. Tokareva, Yu. V. Zeigman, M. A. Tokarev

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа

Ключевые слова: коэффициент извлечения нефти; обработка пластов; боковые стволы скважин; реагентная разглинизация; гидромеханическая целевая перфорация
Key words: oil recovery factor; treatment of oil reservoirs; lateral wellbores; reagent decomposition; hydromechanical slotted perforation

В настоящее время актуальным является вопрос о повышении конечного коэффициента извлечения нефти (КИН) по истощенным объектам. При этом обработка призабойной зоны (ОПЗ) пласта одной конкретной скважины дает весьма незначительный прирост нефтеотдачи, меньший, чем погрешности ее определения. Однако результаты кардинально меняются с применением так называемой системной обработки пластов.

По мнению академика Р. Х. Муслимова [1], системная технология разработки нефтяных месторождений с низкопроницаемыми коллекторами предусматривает обработку призабойных зон практически одновременно (в течение 2–3 месяцев) как в нагнетательных, так и в добывающих скважинах в пределах каждого характерного участка месторождения. Реализация этого условия позволит получить наибольший технологический эффект по суммарному приросту как объема закачки, так и объема добычи нефти из скважин рассматриваемого участка. Достаточно серьезная реализация системного подхода к ОПЗ проведена на месторождениях ПАО «Татнефть» [2, 3].

Системный подход к разработке может включать как гидродинамические методы воздействия путем бурения боковых стволов или гидроразрыва пласта (ГРП), так и непосредственно ОПЗ физико-химическими способами. Первые серьезные