

# Технико-экономическая эффективность методов интенсификации ДОБЫЧИ НЕФТИ



**С. Н. Веселков**, председатель правления, проф., д-р экон. наук  
 Всероссийская ассоциация «Конференция независимых  
 буровых и сервисных подрядчиков «АСБУР»

Целью настоящей статьи является оценка технико-экономической эффективности методов интенсификации добычи нефти, используемых в отрасли в промышленных масштабах или прошедших стадию опытно-промышленного внедрения. Для выбранных методов детально не рассматриваются используемое оборудование и порядок выполнения работ. Ввиду ограниченного применения в статье не рассматриваются также такие уже зарекомендовавшие себя методы, как тепловые.

**Гидравлический разрыв пласта (ГРП).** Сущность метода заключается в создании на забое скважины путем закачки жидкости давления, под действием которого порода продуктивного пласта разрушается с образованием трещины, увеличивающейся в размерах за счет продолжающейся закачки жидкости. Далее этой же жидкостью в трещину транспортируется расклинивающий агент (проппант), который удерживает ее в раскрытом состоянии после снятия избыточного давления. В результате образования трещины расширяется область пласта, дренируемая скважиной, подключаются ранее не участвовавшие в разработке участки залежи, создается высокопроводящий канал для поступления флюида в скважину.

Для гидроразрыва применяют жидкости на водной, углеводородной, пенной и реагентной (кислота, самораспадающийся гель) основе. Гидроразрыв пластов может быть однократным (создание одной трещины), многократным (создание нескольких трещин) и направленным. По протяженности трещин выделяют: локальный (до 5–15 м) разрыв с объемом закачки до 3–5 т проппанта, применяемый в высокопроницаемых коллекторах или залежах, где есть ограничения по геометриче-

ским размерам трещины; глубоко-проникающий (до 15–100 м) разрыв с объемом закачки до 100 т проппанта, используемый в коллекторах со средней и высокой проницаемостью; массивированный (более 100 м) с объемом закачки более 100 т проппанта (в газовых залежах – до 2000 т), применяемый в коллекторах с проницаемостью менее 1 мД.

С середины 80-х годов по настоящее время в России выполнено около 10 тыс. операций по гидроразрыву пласта. В настоящее время только в Западной Сибири работают более 15 комплексов ГРП, производя ежегодно порядка 2 тыс. разрывов. Результативность ГРП характеризуется (рис. 1) гистограммой А. П. Рожкова (ОАО «Пурнефтеотдача»).

На выполнении ГРП специализируются такие сервисные компании, как ЗАО «Катконнефть», ЗАО «Урал Дизайн», ОАО «Пурнефтеотдача», ОАО «Татнефть» и ряд других.

ЗАО «Катконнефть», специализирующееся на производстве глубокопроникающего и массивированного ГРП, работает на нефтяных месторождениях в север-

ной части Широкого Приобья и месторождениях компании «Ямбурггаздобыча». В 2004 г. им произведено 200 скважино-операций. Дополнительная добыча нефти на одну скважино-операцию составила 4–10 тыс. т. Массивированный ГРП производился в компании «Ямбурггаздобыча» на ачимовский горизонт.

ЗАО «Урал Дизайн» сориентировано на выполнение работ на месторождениях европейской части России, находящихся в основном на завершающей стадии разработки. Компания выполняет ГРП с созданием трещин протяженностью до 30–50 м с закачкой 7–10 т проппанта или с закачкой кислотных растворов объемом до 200 м<sup>3</sup> в скважинах с вертикальной и

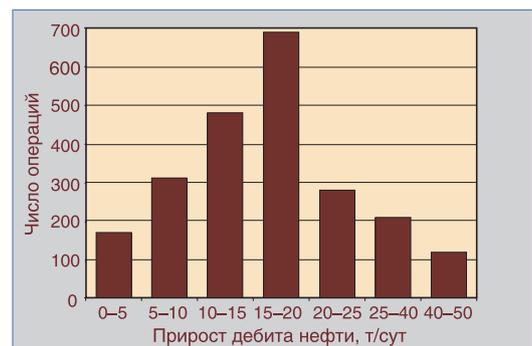


Рис. 1. Распределение операций ГРП по результативности (приросту дебита скважин в первые месяцы работы)

горизонтальной ориентировкой стволов. Включение в технологию ГРП геофизического метода ВАК и щелевой гидropескоструйной пefоpации пластов позволяет компании выполнять поинтервально направленные разрывы пластов малой толщины с созданием трещин требуемой высоты с регистрацией мест входа в них основного объема пропанта или проработки пород кислотным раствором. Средний прирост добычи нефти для изначально низкодебитных скважин от поинтервально направленного ГРП составляет 7–10 тыс. т, а от кислотных ГРП – 15–20 тыс. т.

ОАО «Пурнефтеотдача» выполняет гидроразрывы пластов с 1994 г. Всего за прошедший период проведено более 700 операций с эффективностью 97 %. Компания выполняет работы в основном по глубокопроникающему ГРП. Так, на двух месторождениях НГДУ «РИТЭКнефть» произведен глубокопроникающий ГРП на двух скважинах. В 14 реагирующих добывающих скважинах дополнительная добыча нефти за 8 мес составила 12,6 тыс. т. На Ямбургском и Уренгойском месторождениях успешно произведен ГРП в ачимовских отложениях на трех скважинах. На Уренгойском месторождении на нефтяных оторочках был произведен ГРП в 28 скважинах. Средний прирост дебита нефти по скважине составил 12 т/сут, а дополнительная добыча нефти – 142,72 тыс. т.

ОАО «Татнефть» выполняет локальные ГРП. Дополнительная добыча нефти на одну скважино-операцию находится в пределах 1–3 тыс. т.

**Щелевая разгрузка прискважинной зоны продуктивного пласта (ЩРП).** Кольцевые сжимающие напряжения, возникающие в прискважинной зоне в процессе бурения, существенно уменьшают ее проницаемость. Кроме того, происходит снижение проницаемости этой зоны за счет осаждения в коллекторе твердой фазы промывочной жидкости. Вторичное вскрытие продуктивного пласта производится при помощи гидropескоструйной пefоpации путем перемещения спе-

циального перфоратора вдоль вертикальной оси скважины в интервале продуктивного пласта.

Подготовка скважины к проведению операции занимает в среднем 2–3 бригадо-смены, сама операция – не менее одной бригадо-смены при мощности продуктивного пласта до 2 м и далее 2,5–3 ч на каждый метр пласта. Две бригадо-смены необходимы на завершающие работы и пуск скважины в работу. Для обработки скважин используют оборудование, аналогичное используемому при ГРП. По данным ВНИИ горной геомеханики и маркшейдерского дела, применение ЩРП на нефтяных скважинах в терригенных и карбонатных коллекторах позволяет получить дополнительно нефти от 2847 до 4653 т на одну скважину при продолжительности эффекта 2–4 года.

**Реагентные обработки скважин.** Для реагентных обработок скважин используют органические и минеральные вещества в жидкой или твердой фазах. Это могут быть реагенты кислотного, окислительно-восстановительного, комплексобразующего действия или полифункциональные реагенты. Сами реагентные обработки могут быть глинокислотными, кислотными, ацетоно-кислотными, с использованием растворов ПАВ, растворителей, ингибиторов солеотложений или самогенерирующихся систем.

По мнению автора, ведущее положение в отрасли по разработке технологических растворов и техноло-

гий реагентной обработки занимает ОАО «Татнефть». Товарная продукция компании имеет марку СНПХ. ВИНК активно используют продукцию ОАО «Татнефть» на своих месторождениях. В результате обработки 1139 нефтяных скважин среднее увеличение дебита составило 2,5 раза, дополнительная добыча нефти – 1110 т при успешности обработок 83,5 %. Длительность эффекта обработки – в среднем 21 мес.

ЗАО «Полиэкс» поставляет растворы с товарным названием КСПЭО. При обработке 600 скважин в терригенных и карбонатных коллекторах среднее увеличение дебита составило 2 раза, дополнительная добыча нефти – 1000 т при успешности обработок 96,5 %. Длительность эффекта обработки – в среднем 9 мес.

В ЗАО «Норд Сервис» разработана технология реагентной разглинизации скважин в терригенных коллекторах. При обработке 159 скважин среднее увеличение дебита скважин составило 2,1 раза, дополнительная добыча нефти – 208 т при успешности обработок 88,7 %. Длительность эффекта обработки – в среднем 9 мес.

**Технология акустической обработки скважин** основана на преобразовании электрической энергии переменного тока в энергию упругих волн в интервале перфорации скважины с частотой колебаний 20 кГц. Технология имеет следующие особенности: сохраняет целостность эксплуатационной колонны и цементного коль-

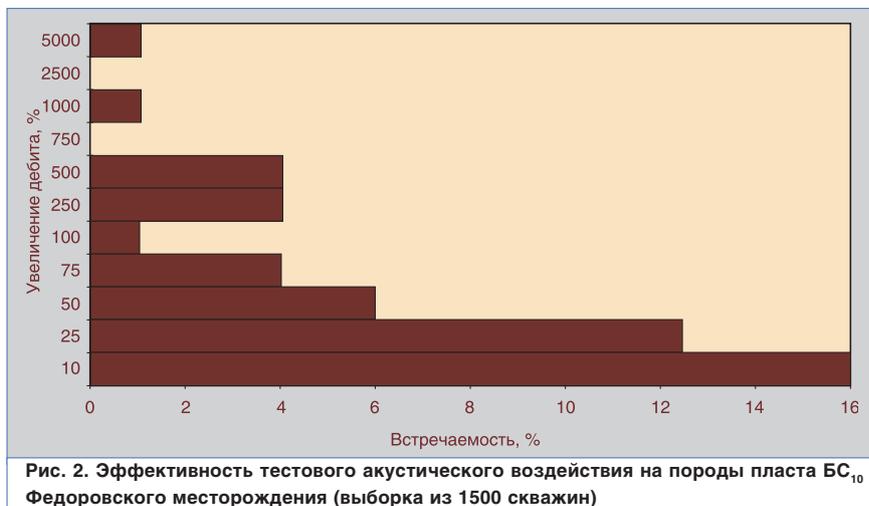


Рис. 2. Эффективность тестового акустического воздействия на породы пласта БС<sub>10</sub> Федоровского месторождения (выборка из 1500 скважин)

Таблица 1. Эффективность акустической обработки скважин различными сервисными компаниями

Компания	Число скважин	Успешность, %	Прирост дебита, раз	Длительность эффекта, мес	Прирост добычи нефти, т
ООО «НПП ГЕТЭК»	750	77,2	2,0	5	1410
НТК «ГЕОС»	78	77,0	–	4	1370
ЗАО «Инеф»	700	80,0	1,9	12	650
ОАО «ОТО»	305	80,0	2,0	8	973

ца за ней; предполагает использование мобильной малогабаритной аппаратуры; обеспечивает низкие затраты нефтедобывающей компании на технологическое обеспечение работ. Кроме того, процесс воздействия является технически, физиологически безопасным и экологически чистым. Время обработки одной скважины не превышает 8 ч.

Для акустической обработки в первую очередь рекомендуется выбирать скважины, удовлетворяющие следующим условиям: снижение продуктивности (приемистости) в процессе эксплуатации более чем на 30 %; снижение продуктивности скважины после глушения более чем на 30 %; фильтрационная неоднородность по мощности пласта (коэффициент расчлененности более 2, изменение пористости по пропласткам более 20 %, изменение коэффициента проницаемости по пропласткам более 50 %); отсутствие заколонных перетоков в скважине; наличие перемычек мощностью более 1 м, отделяющих интервал перфорации от водонасыщенного пласта. На рис. 2 показана эффективность тестового акустического воздействия на породы пласта БС<sub>10</sub> Федоровского месторождения. Эффективность акустической обработки скважин различными сервисными компаниями представлена в табл. 1.

**Технология электрогидравлической обработки скважин (ЭГУ)** основана на использовании энергии высоковольтного электрического разряда в жидкой среде (эффект Юткина). Основными параметрами при электрогидравлической обработке, определяющими ее эффективность, являются давление ударной волны и число генерируемых импульсов вдоль интервала перфорации. Схема электроразрядного устройства для обработки скважины показана

на рис. 3. В результате импульсного воздействия на прискважинную зону происходит увеличение проницаемости продуктивных пород и, как следствие этого, увеличение дебита (приемистости) скважины. Время обработки одной скважины 6–12 ч.

Электрогидравлическую обработку скважин выполняют ЗАО «Объединение Бинар» и Институт импульсных процессов и технологий АН Украины. Успешность обработок составляет 85–90 %, увеличение дебита скважин – 2–4 раза, дополнительная добыча нефти не превышает 526 т.

**Азотно-импульсная обработка.**

Технология разработана TWIN Trading Company и предназначена для избирательного воздействия импульсами давления на локальные участки наибольшей нефтенасыщенности в интервале перфорации скважины.

Областью применения технологии являются низкодебитные и простаивающие скважины. Эффект достигается за счет восстановления фильтрационных свойств прискважинной зоны. Технология может быть использована в качестве профилактического средства повышения производительности действующих скважин при регламентной замене погружного оборудования, а также для увеличения приемистости нагнетательных скважин.

Комплект погружных газогенераторов (6 шт.) для пяти- и шестидюймовой обсадной колонны, заряженных газом до давления 10 МПа, устанавливают в

интервале обработки пласта. В ходе обработки на протяжении 1,0–1,5 м вдоль ствола скважины генерируется импульсы давления (120–150 МПа) от выпуска сжатого азота. Время обработки одной скважины, включая шаблонирование и привязку к зоне перфорации, – не более 24 ч. Импульсы давления разрушают кольматирующие образования, увеличивая проницаемость прискважинной зоны.

Весь комплекс оборудования монтируется в КУНГе автомобиля повышенной проходимости «Урал». Расчетная продолжительность эксплуатации оборудования не менее 5 лет.

Успешность обработок 50 скважин на ряде месторождений в Широтном Приобье составила 90 % при среднем увеличении дебита скважин в 3,7 раза и дополнительной добыче нефти 510 т.

**Объемное волновое воздействие на месторождение (ОВВ).**

При объемном волновом воздействии на поверхности месторождения нефти специальным образом создаются монохроматические колебания определенной амплитуды, распространяющиеся в виде расходяще-

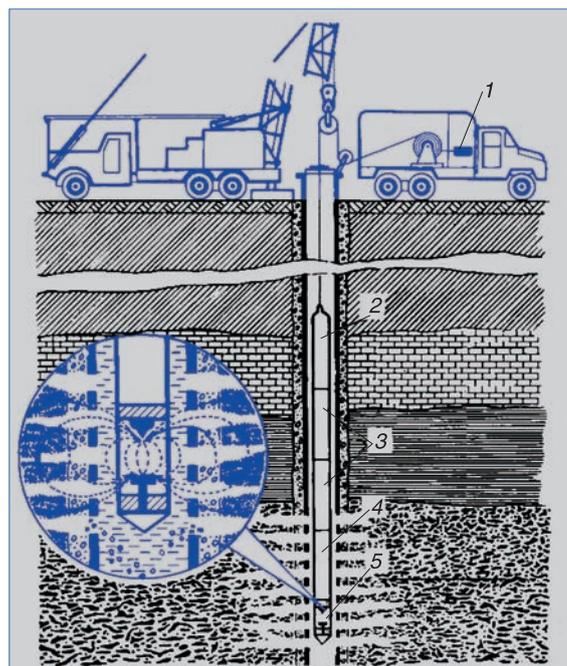


Рис. 3. Электроразрядное устройство для обработки скважин: 1 – преобразователь частоты; 2 – зарядный блок; 3 – емкостные накопители; 4 – разрядник; 5 – электродная система

гося конуса от поверхности до нефтяного пласта, охватывая объем в зоне радиусом 1,5–5 км от эпицентра воздействия. Технология разработана в КБ прикладной геофизики СО РАН ОАО «ЭЛСИБ» и применяется для интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи неоднородных продуктивных пластов с карбонатными и терригенными коллекторами различной проницаемости на разных стадиях эксплуатации месторождений. Радиус зоны воздействия от одного виброисточника составляет 3 км при глубине залегания продуктивных пластов 2,5–3 км. Выработанность запасов месторождения должна быть не более 70 %, обводненность продукции – также не более 70 %. Продолжительность воздействия на залежь в цикле – до года и более.

Для возбуждения волновых колебаний используются серийные виброисточники ВМ1, ВМ2, ВМ3, генерирующие колебания с частотой 8–18 Гц при амплитуде силы 260–600 кН (рис. 4). Число виброисточников на одном месторождении выбирается в зависимости от необходимой площади охвата месторождения или его участка.

ОВВ эффективно проводилось в терригенных и карбонатных коллекторах на семи месторождениях нефти. В зоне воздействия находилось 205 скважин, из которых в среднем реагировало на воздействие 75,6 %. При этом добыча нефти увеличилась в среднем на 33,5 %.

**Вибро-волновое воздействие из одиночной скважины.** Технология разработана компанией «Недра-ЭС-ТЭРН». Вибро-волновое воздействие на породы продуктивного пласта создается при работе штангового насоса, упирающегося в зупф скважины через специальный хвостовик и колонну труб. В результате вибро-волнового воздействия в массиве формируются волны упругих деформаций, которые распространяются на большие расстояния от скважины и обеспечива-

ют получение значительных эффектов, как в самой возбуждающей скважине, так и в скважинах, расположенных в радиусе 2–2,5 км от нее.

Технология эффективно реализуется при выполнении следующих условий:

выработанность запасов месторождения 50–70 %, обводненность продукции 60–80 %, наличие в центре участка с радиусом 2–2,5 км хотя бы одной скважины, оборудованной ШГН, для использования ее в качестве возбуждающей. Ограничений по литологическому составу коллектора, свойствам нефти, пластовому давлению и температуре не существует.

На восьми месторождениях нефти, включая Самотлорское, на участке в радиусе воздействия положительный эффект фиксировался в 75 % добывающих скважин, в остальных 25 % происходит либо снижение дебита, либо дебит не меняется. Увеличение общей добычи нефти по участку месторождения составляет 20–30 %.

**Электрическая обработка скважин.** Технология электровоздействия предназначена для снижения

ригенные, так и карбонатные коллекторы с глубиной залегания для первого типа установки до 2000 м, для второго типа – до 3000 м. Как правило, обработке электровоздействием подлежат скважины с обводненностью продукции 40–85 % с дебитом по жидкости 10–85 м<sup>3</sup>/сут; неоднородные пласты с чередующейся высокой и пониженной пористостью.

Электрическую обработку скважин активно проводят компании ЗАО «ТэкПро», ООО «НПО «Волгахимпром», ЗАО «Гло-Бел НефтеСервис» и др. Для реализации технологии возможны несколько схем подключения к скважинам. Продолжительность электровоздействия на пласт составляет 20–30 ч. При этом отсутствует негативное воздействие на обсадные колонны и другое скважинное оборудование.

По схеме подключения двух скважин ЗАО «ТэкПро» на месторождениях Западной Сибири произведено обработку 450 скважин. Дебит скважины был увеличен в среднем в 2,5 раза при существенном снижении обводненности продукции. Продолжительность действия эффекта электровоздействия в среднем составила 32,4 мес.

**Реагентно-гидроимпульсно-виброструйная обработка.** Технология разработана в ООО «КогалымНИПИнефть» и реализуется при помощи устройства «Декольмататор виброструйный» (ДКВС), позволяющего осуществлять закачку в призабойную зону пласта кислот или других реагентов путем многократных гидравлических ударов и вынос продуктов реакции в режиме виброструйного освоения. Устройство позволяет производить несколько циклов воздействия (закачки и вызова притока) за одну спускоподъемную операцию.

Технология предназначена для комбинированной обработки скважин в низкопроницаемых ( $K_{пр} = 1 \div 20$  мД) высокоглинистых ( $C_{гн} \geq 8 \div 10$  %) коллекторах, а также в коллекторах средней и даже высокой проницаемости, фильтрационные характеристики которых значительно – на



Рис. 4. Конструктивная схема наземного виброисточника:  
1 – пригрузы; 2 – вибровозбудитель; 3 – электродвигатель постоянного тока; 4 – тиристорная схема питания и управления; 5 – платформа; 6 – грунтовое основание глубиной 1 м

обводненности добываемой жидкости на добывающих нефтяных скважинах, восстановления их производительности по жидкости, отсеки газовых конусов, а также для восстановления приемистости нагнетательных скважин. Объектом применения технологии являются как тер-

Таблица 2. Оценка эффективности технологий интенсификации добычи нефти по удельному весу затрат на 1 т дополнительно добытой нефти

Технология	Технологические показатели					Стоимость скважино-операции, тыс. руб.	Затраты на 1 т дополнительно добытой нефти, руб.
	Число скважин	Успешность обработок, %	Приращение дебита, т/сут	Длительность эффекта, мес	Приращение добычи на одну скважино-операцию, т		
Электрическая обработка скважин	450	92	13,1	32,4	6500	1000	154
Газодинамический разрыв пласта	43	82,5	13,8	12	2525	500	198
Акустическая обработка	1833	78,5	9,9	7,3	1101	300	272
Реагентно-гидроимпульсно-виброструйная обработка	17	–	8,4	9,0	1129	350	310
Реагентная обработка	1898	89,6	5,8	12,4	1106	350	316
Гидравлический разрыв пласта	1578	70	12,5	43,7	8307	3500	421
Электрогидравлическая обработка	50	87,5	5,1	7,2	522	425	814
Щелевая разгрузка пласта	152	72,4	6,6	34	3397	2800	824
Азотно-импульсная обработка скважин	50	90	5,1	6,1	470	450	957
Вибро-волновое воздействие из одиночной скважины	36	75	–	10	1356	1800	1327
Объемное волновое воздействие на месторождение	205	75,7	–	12	632	3000	4747

порядок и более – снижены в процессе бурения, первичного вскрытия пласта или эксплуатации скважины.

В период с 2002 по 2006 г. обработка призабойной зоны пласта устройством ДКВС проведена на 17 скважинах в условиях низкопроницаемых глинистых пластов ЮВ<sub>1</sub> Нивагальского, БВ8<sub>2</sub> Повховского и 2–3 БС<sub>10</sub> Тевлинско-Рускинского месторождений. Коэффициенты продуктивности скважин возросли в 2,3–5,9 раза. Приросты дебитов нефти в среднем составляют 8,4 т/сут, что в 2–5 раз выше обычных ОПЗ в аналогичных геологических условиях. Дополнительная добыча нефти на сегодня составила в среднем 1129 т на скважино-обработку, что уже в 3 раза превышает результаты традиционной технологии ОПЗ, эффект продолжается.

**Газодинамический разрыв пласта (ГДРП).** Технология разработана в ЗАО «Пермский инженерно-технический центр «ГЕОФИЗИКА». Для ее реализации используют твердотопливные генераторы давления (ТТГД) и жидкие термогазообразующие композиции (ЖТГК).

При ГДРП скважинная жидкость, ЖТГК и продукты горения проникают в пласт под импульсным воздействием давления не путем фильтрации через пористую среду, а по естественным и вновь образованным тре-

щинам, как клин расширяя и распространяя их в глубь пласта. Причем длина образующейся трещины больше длины самого клина. Образующиеся в пласте остаточные вертикальные трещины не требуют закрепления, как при ГРП, что обусловлено свойством горных пород необратимо деформироваться при динамическом нагружении и разгрузке. Оценки показывают, что длина остаточных трещин, образуемых при ГДРП, может достигать 25–30 м, а раскрытие (зияние) остаточных трещин составляет 2–8 мм.

Компоненты ЖТГК не загрязняют пласт и обладают разглинизирующими свойствами.

Для проведения ГДРП выбирают скважины, удовлетворяющие следующим условиям: коллектор может быть представлен известняками, пористыми трещиноватыми доломитами, песчаниками с прослоями аргиллитов, алевролитов и глин; гидростатическое давление в интервале обработки – не менее 10 МПа; статический уровень – не менее 200 м от устья скважины; плотность перфорации – не менее 20–30 отверстий/м; в обсадной колонне нет повреждений, а интервале обработки – незацементированных участков; обеспечено качественное сцепление цементного камня с колонной и горной породой; глубина скважины более 1200 м.

Технология гидродинамического разрыва пласта применялась на месторождениях нефти в Западной Сибири, Волгоградской, Пермской и Калининградской областях, опробована во Вьетнаме, Китае, Литве и др. При обработке 43 скважин, из которых 26 скважин были бездействующими, среднее приращение дебита в результате обработки составило 13,8 т/сут. Дополнительно при одной скважино-операции получено 2525 т нефти. При этом продолжительность эффекта находилась в пределах 6–18 мес.

Для всех рассмотренных выше технологий интенсификации добычи нефти в табл. 2 представлены в порядке возрастания результаты оценки удельного веса затрат на 1 т дополнительно добытой нефти. Порядку МАТХЭМ используемые в технической системе поля могут быть объединены, что приводит к синергизму действия, при котором совокупное действие полей превышает действие, оказываемое каждым полем в отдельности. Например, сочетание акустической обработки скважины с реагентной существенным образом увеличивает коэффициент массопереноса  $\beta$  в системе «раствор–коагулирующие образования», что повышает эффективность такого рода обработки скважины.