

Гидравлический разрыв и создание капсулированных разрушителей

М. Миллер, К. Дисмюк

МЭТТЮ МИЛЛЕР (Matt Miller) — менеджер Московского отделения фирмы «Шлюмберже». Занимается исследованиями, связанными с увеличением нефтеотдачи скважин, несет ответственность за разработку новых продуктов и услуг. Получил степень доктора по химической технологии в Мичиганском университете (США). Область научных интересов: реология водных растворов полимеров, гидроразрыв пластов.

КЕЙТ ДИСМЮК (Keith Dismuke) — старший менеджер фирмы «Шлюмберже» по персоналу, ответственный за повышение квалификации, включая техническую компетентность, культурный уровень, создание перспектив профессионального роста, а также за организацию правильного использования персонала. Степень доктора по физической химии получил в университете штата Флорида (США). Область научных интересов: ЭПР-спектроскопия малых углеродных молекул.

109004 Москва, ул. Таганская, д. 9, Шлюмберже Русец энд Девелопмент, Инк.; тел. (095)937-95-11, факс (095)937-95-12.

Введение

Месторождения углеводородов образуются, когда непроницаемые пласты задерживают нефть и газ, мигрирующие из нижележащих проницаемых пластов. Нефть и газ добывают через скважины, которые пробуривают в резервуаре. Пластовое давление в неразработанном месторождении достаточно для поднятия флюидов на поверхность по стволу скважины. Однако падение давления и повреждение продуктивного пласта вблизи ствола скважины, связанное с отложением минеральных веществ, парафина либо с миграцией мелких частиц, могут привести к полному прекращению добычи нефти и газа. Среднестатистическое месторождение после ликвидации по причинам экономической нецелесообразности все еще содержит 70—80% исходных запасов. Применение на этих скважинах вторичных методов разработки позволяет превратить ликвидированные или выработанные коллекторы в чрезвычайно продуктивные. Кроме того, консервацию скважины можно отсрочить, применяя такие методы, как гидравлический разрыв пласта (ГРП) и механизированная добыча, которые позволяют повысить устойчивость скважин к повреждению проницаемости пласта и повысить темпы и общий объем добычи нефти и газа из коллекторов. Экономическая выгода, получаемая при увеличении добычи нефти из пластов, огромна. Теоретически при повышении суммарной нефтедобычи из существующих коллекторов на 1% можно добыть восемь миллиардов баррелей нефти. Это количество эквивалентно общей ожидаемой добыче нефти из гигантского месторождения Тенгиз в западном Казахстане.

Разработано много способов повышения темпа отбора углеводородов. Наиболее широкое применение в мировой практике находят два из них: гидравлический разрыв пласта и кислотная обработка породы. Оба способа осуществляют путем введения химически активных растворов в коллектор углеводородов. Для достижения желаемого результата при использовании обеих технологий приходится применять сложные хи-

мические соединения в сочетании с новаторскими техническими решениями. В данной статье рассматривается технология гидравлического разрыва пласта — бизнес, который оценивается в 2 млрд долларов в год. Ожидается, что он будет расти высокими темпами.

На выполнение гидравлического разрыва требуется менее суток, но осуществление этого способа обработки является серьезным техническим мероприятием. Сам по себе принцип прост. В коллектор вводится вязкая жидкость, называемая жидкостью для гидравлического разрыва, под давлением до 1000 бар при расходе до 10 м³/мин. При таких давлениях и расходах превышает предел прочности породы на разрыв и образуется трещина. Жидкость для гидравлического разрыва поступает в эту трещину и увеличивает ее до тех пор, пока продолжается введение жидкости при достаточном расходе. Во время одной обработки применяют от 10 до 20 насосов, как показано на рис. 1, хотя в большинстве случаев достаточно использовать от 2 до 5. Во время обработки в образовавшуюся трещину вместе с жидкостью для гидроразрыва подаются песок или керамические частицы, называемые пропантом. Это делается для того, чтобы трещина оставалась открытой после завершения закачки жидкости.

Образовавшаяся в результате ГРП трещина пересекает коллектор, как показано на рис. 2, и имеет очень высокую гидропроводность и огромную площадь поверхности (порядка 4000—120000 м²). Такое сочетание большой площади поверхности и высокой гидропроводности позволяет значительно повысить темп добычи нефти и газа. Технология разрыва связана с оптимизацией размеров гидравлического разрыва для данного коллектора. На начальной стадии применения ГРП жидкость для гидроразрыва закачивается без какого-либо расчета размеров трещины. Такая обработка предназначена для разрыва повреждения вблизи ствола скважины, а не для обеспечения оптимальной добычи. Однако было обнаружено, что способ гидравлического разрыва позволяет увеличить производительность скважины до гораздо более высокого уровня, чем производительность неповрежденной скважины.



а



б

Рис. 1. Типовой насос высокого давления, используемый для гидравлического разрыва (а) и операция по гидравлическому разрыву пласта в Северной Америке (б)



Рис. 2. Трещина, возникшая в результате ГРП, представляет собой сток с большой площадью поверхности, который снижает перепад давления, требуемый для притока нефти и газа из коллектора в ствол скважины. Разрыв показан в нижней части рисунка в виде эллипса

Тогда основной проблемой стало максимальное увеличение добычи при снижении до минимума затрат на материалы и оборудование, требуемые для обработки коллектора данным способом.

На ранней стадии разработки технологии ГРП работа была в основном сосредоточена на создании аналитических моделей, которые позволили бы выработать основные принципы получения наиболее экономически эффективных разрывов. Установили, что наиболее важными элементами технологии гидравлического разрыва являются правильный выбор типа проппанта и размещение его (в необходимой концентрации) в соответствующем месте в пласте. Прони-

цаемость упаковки проппанта должна быть в $10^3 \div 10^8$ раз выше, чем проницаемость коллектора [1], тогда обеспечивается минимальный перепад давления и максимальное течение нефти и газа в ствол скважины и на поверхность.

Для решения технической проблемы размещения проппанта требовалась специальная жидкость. Первоначальные исследования и разработки в области химии были направлены на создание жидкостей, которые переносят большее количество проппанта в трещину (более крупные трещины обеспечивали повышение продуктивности скважины). Были созданы полимерные жидкости для гидроразрыва на основе воды —

они позволяли решить сразу несколько проблем, связанных с применением гидравлического разрыва:

1) снизить потери на трение в стволе скважины, что увеличивает скорость нагнетания жидкости и сокращает число количество насосного оборудования;

2) снизить скорость утечки таких жидкостей в пласт, что обеспечивает экономически эффективное создание крупных трещин;

3) облегчить образование более широких разрывов благодаря высокой вязкости этих жидкостей и транспорт проппанта к вершине разрыва в результате снижения скорости его осаждения [1, 2].

Первоначально в качестве жидкости для гидравлического разрыва использовали загущенную нефть; ей на смену пришли жидкости на водной основе, загущенные простыми полисахаридами, такими как гуаровая смола. Увеличение объемов ГРП и концентраций проппанта привели к созданию рабочих жидкостей, загущенных сшитым полимером. Жидкости для гидроразрыва с использованием сшитых полимеров, которые использовались на начальном этапе, были несовершенны и иногда настолько густые, что их консистенция была близка к консистенции желатина. Исследования установили главный недостаток таких жидкостей — жидкость для гидроразрыва, оставшаяся в трещине после процедуры ГРП, значительно ухудшает проницаемость проппанта. Продуктивность трещины и особенно гидропроводность упаковки проппанта вот уже более тридцати лет являются предметом исследований и разработок в компании «Шлюмберже» (Schlumberger).

В данной статье сделан обзор химических продуктов, разработанных компанией «Шлюмберже» в течение последних тридцати лет. Они позволяют повысить проницаемость проппанта и обеспечить высокую продуктивность скважины. Компания «Шлюмберже» первой оптимизировала химический состав жидкости, в которой концентрация полимера снижена более чем на 60% и первой внедрила капсулированные разрушители для очистки проппанта от остатков полимеров, ухудшающих приток флюидов. Читатели получают общее представление об исследованиях и разработках, в результате которых созданы эти технологии. Кроме того, история процесса разработки капсулированных разрушителей показывает, как с применением фундаментальной химии и химической технологии создаются новые химические продукты для нефтяной и газовой промышленности.

Процесс разработки продукта включает в себя четыре этапа:

1) определение проблемы и возможности ее решения;

2) выработка научной концепции и технико-экономические исследования;

3) сбор научных фактов, данных и освоение процессов в лабораторных условиях;

4) крупномасштабные полевые испытания созданного продукта.

В результате этого процесса создана высококачественная продукция, применяемая компанией «Шлюмберже» на скважинах по всему миру. Комплекс исследований, выполненных для создания рассматриваемого продукта, чрезвычайно широк, мы ограничимся лишь кратким изложением.

Гидравлический разрыв и повреждение трещины

Общепринятыми загустителями воды являются полисахариды (извлекаемые из бобов гуарового дерева, произрастающего в Пакистане и Индии), сшитые бором или цирконием [1]. Эти жидкости обладают хорошими эксплуатационными качествами, но большая часть полимера остается в трещине и вокруг нее [3–6], забивая упаковку проппанта и препятствуя добыче углеводородов. Это усугубляется процессами фильтрации в сочетании с механикой горных пород, в результате которых полимер концентрируется внутри трещины. Во время операций по гидравлическому разрыву жидкость для гидроразрыва находится в трещине под гораздо более высоким давлением, чем в коллекторе, поэтому она просачивается из разрыва в пласт. Но поскольку молекулы сшитого гуара слишком крупные и не могут войти в поры пласта, то полимер образует плотную корку на поверхности трещины [1, 5]. Кроме того, когда по окончании операций по гидравлическому разрыву пласта выключают насосы, установленные на поверхности, трещина смыкается, создавая плотную упаковку проппанта. При смыкании трещины происходит дополнительное вытеснение воды из полимерной сетки в пласт, в результате чего еще более повышается концентрация полимера. В результате этого проппант, отложившийся в трещине, впрессовывается в концентрированную массу полимера. Концентрация полимера в трещине может быть в 2–10 раз выше, чем концентрация раствора полимера на поверхности [6]. В связи с этим необходимы интенсивные исследования для предотвращения повреждения упаковки проппанта, чтобы улучшить продуктивность скважины.

Факторы, снижающие эффективность гидравлического разрыва

Во время анализа выявлена и определена относительная роль двух типов повреждения гидравлического разрыва: поверхностного эффекта на границе трещины и породы и закупоривания упаковки проппанта (рис. 3). Термином «поверхностный эффект на границе трещина/порода» (также употребляется выражение «поверхностный скин-эффект») обозначают ухудшение проницаемости резервуара вдоль поверхности трещины [7, 8]. Приповерхностный слой трещины оказывает небольшое влияние на продуктивность коллекторов с низкой проницаемостью, до тех пор пока проницаемость на поверхности трещины не снизится на два–три порядка [8]. Авторы работы [9] приводят общее уравнение для расчета влияния приповерхностного слоя трещины на продуктивность скважины:

$$S_{fs} = \frac{\pi b_s}{2x_f} \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \quad (1)$$

где S_{fs} — приповерхностный слой трещины (безразмерная величина); x_f — половина длины трещины; k — проницаемость коллектора; b_s — степень повреждения коллектора перпендикулярно трещине, т.е. глубина, на которую жидкость для гидроразрыва проникла в породу, окружающую трещину; k_s — сниженная проницаемость приповерхностного слоя.

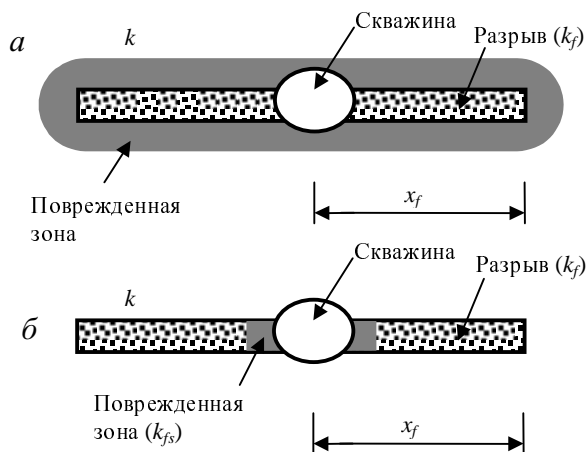


Рис. 3. Поверхностный эффект на границе трещины и породы (а) и закупоренная трещина (б).

Обозначения см. уравнение (1)

Обычно приповерхностный слой трещины вызывает значительное снижение продуктивности скважины при значениях S_f выше 0,3 [1].

В противоположность этому, закупоривание упаковки проппанта, обычно называемое «закупоренной трещиной», существенно ухудшает добычу углеводородов [1, 9]. Проницаемость упаковки проппанта ухудшается вследствие его дробления, неподвижности жидкостей для гидроразрыва, проникновения обезвоженного полимера (остаток жидкости для гидроразрыва) и мелких частиц породы в поровое пространство проппанта и засорения его. Проницаемость трещины снижается из-за турбулентного характера течения при высоких скоростях потока [10, 11] и вследствие изменения проницаемости в проппанте при одновременной добыче двух или трех фаз [12, 13]. Снижение проницаемости трещины непосредственно приводит к снижению продуктивности скважины.

Из рис. 4 видно, что увеличение концентрации полимера (вследствие обезвоживания раствора полимера в трещине) значительно снижает остаточную проницаемость упаковки проппанта. Так, проницаемость упаковки проппанта, составляющая 100 Д (Д — дарси, 1Д = 1 мкм²), снижается приблизительно до 30 Д, если концентрация полимера достигнет 200 фунтов (1 фунт = 0,4095 кг) на 1000 галлонов (1 гал. США = 3,7854 дм³) (2,4%мас.) в конце операций по гидравлическому разрыву. Концентрирован-

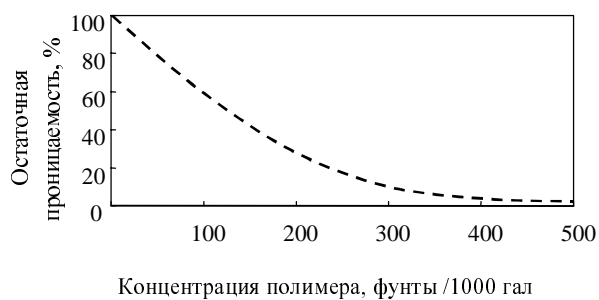


Рис. 4. Остаточная проницаемость упаковки проппанта как функция концентрации полимера в порах [6]

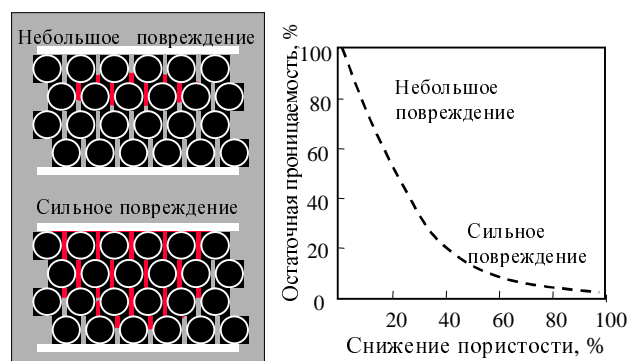


Рис. 5. Влияние занятого объема пор (снижения пористости) на проницаемость упаковки проппанта [6]

ный полимер нелегко вытеснить из упаковки проппанта потоком нефти или газа. Таким образом, повышение концентрации полимера приводит к засорению упаковки проппанта. Зависимость между остаточной проницаемостью упаковки проппанта и долей засоренного порового пространства показана на рис. 5. Как видно, снижение концентрации полимера в упаковке проппанта приведет к значительному повышению ее проницаемости и к улучшению добычи из скважины.

Повышение эффективности гидравлического разрыва

Для повышения эффективности гидравлического разрыва компания «Шлюмберге» приступила к исследованиям и разработкам в трех направлениях: 1) технических усовершенствований операций по гидравлическому разрыву, методики ввода скважины в эксплуатацию и выбора проппанта, 2) предотвращения повреждения трещины путем улучшения химического состава жидкости для гидроразрыва и 3) химических методов устранения повреждений. Полученные результаты свидетельствуют о влиянии на проницаемость трещины вязкости жидкости для гидроразрыва [4], сил инерции [14], образования языков вследствие разности вязкостей [15], методики ввода скважины в эксплуатацию [16—18], остатков геля [5, 19] и разрушителей [6, 20, 21]. На каждом направлении получены успешные разработки для конкретных областей применения. Некоторые результаты далее кратко рассмотрены.

Эксплуатационные факторы

Пропускная способность трещины, называемая гидропроводностью трещины, является произведением ее проницаемости на ширину. Можно уменьшить риск потери продуктивности вследствие закупорки трещины, создавая «запас» гидропроводности в 50, 200 или даже 1000%. Это целесообразно, если предполагается, что может происходить плохая очистка от жидкости для гидроразрыва, дробление проппанта, постепенное повреждение пласта или ухудшение гидропроводности из-за нелинейных эффектов при больших скоростях потока. Дополнительная пропускная способность трещины обеспечивается путем образования более широких трещин и использования проппанта с более высокой проницаемостью (более крупного и более прочного) [1]. Проппant является

наиболее дорогостоящим компонентом в данном процессе, поэтому такой подход весьма затратен. Кроме того, пласты с высокой проницаемостью налагают технические ограничения на ширину образуемого разрыва вследствие очень высоких скоростей фильтрации жидкости. Другой подход — создание упаковки проппанта, который может выдерживать очень высокие напряжения во время очистки трещины. Значительное повышение продуктивности скважины достигается и при использовании методик очень быстрого ввода скважины в эксплуатацию после ГРП [16—18].

Оптимизирование жидкости для гидроразрыва

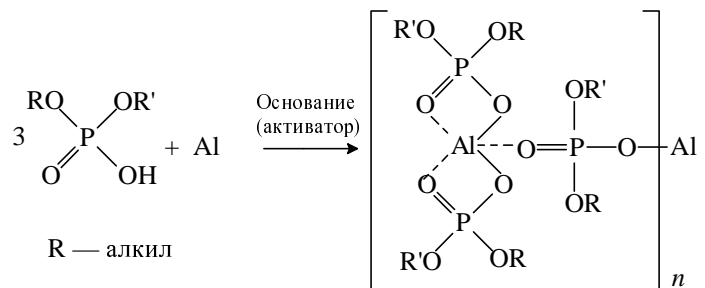
Жидкости на основе полимеров. Первоначально жидкости для гидроразрыва на основе воды загущали линейными полимерами, такими как полиакриламид, ксантан или гуар. При этом содержание полимера составляло до 0,95%(мас.) для создания трещины достаточной ширины и обеспечения эффективного переноса проппанта в созданный гидравлический разрыв [1, 22, 61]. Количество полимера удалось существенно сократить при использовании сшитых полимеров. Эти более вязкие жидкости имеют более высокую температурную стабильность, создают более широкие трещины, а содержание полимера составляет всего 0,4—0,6%(мас.) [1, 23, 24]. Применение сшитых полимеров способствовало оптимизации жидкости для гидравлического разрыва и повлекло за собой расширение исследовательских работ. Были разработаны химические буферы [25—28] для регулирования рН системы в узких оптимальных пределах в широком диапазоне температур, а также стабилизаторы для защиты молекул полимера [29, 30]. Кроме того, изучение кинетики реакции между металлом и лигандом и стабильности лиганда позволило разработать высокоэффективные сшивающие системы [26], что позволило еще более расширить область применения высокотемпературных гидравлических жидкостей с низкой концентрацией полимеров, до 0,2%(мас.) полимера [31—33].

Применение оптимизированных жидкостей (с низким содержанием полимера) позволило значительно улучшить производительность трещин. Однако, во время ввода в эксплуатацию оптимизированных жидкостей первого поколения компания «Шлюмберге» определила следующее направление повышения их эффективности: увеличение стабильности к изменениям химического состава в условиях высоких скоростей потока и температур. Например, неоптимизированная жидкость на основе гуара, сшитого бором, сохраняет достаточно высокую эффективность даже при потере до 20% полимера или при изменении рН на единицу (от 10 до 9), а системы первого поколения могли полностью потерять свои эксплуатационные качества при отклонении рН более чем на 0,2 от оптимального значения либо при снижении концентрации полимера более чем на 10%, например, от 0,2 до 0,18%(мас.). Необходимо также, чтобы жидкость могла выдерживать нарушения эксплуатационных параметров, таких как неудовлетворительное смешение и плохое качество материалов. Отдел исследований и разработок компании продолжает работу над этими проблемами.

Гидравлические системы, не содержащие полимеров. Во избежание образования концентри-

рованного полимера в порах проппанта разработаны два типа жидкостей для гидравлического разрыва, не содержащие полимеров: *загущенные нефтяные системы* и *вязкоупругие поверхностно-активные системы*. Эти системы становятся вязкими и/или вязкоупругими в результате образования трехмерной гелевой сетки из небольших молекул в результате комплексообразования или агрегации указанных молекул. Молекулы с низкой молекулярной массой достаточно малы, чтобы войти в поры пласта во время фильтрации, поэтому не образуют плотные корки в поровом пространстве упаковки проппанта. Их трехмерные гелевые сетки легко разрушаются и вымываются из проппанта во время добычи. Их поведение противоположно поведению очень крупных и относительно неподвижных молекул полимера, которые с трудом растворяются и вымываются.

Жидкости для гидравлического разрыва изготавливают на основе сырой нефти, дизельного топлива, ксилола или аналогичных углеводородов. Вязкость «создается» путем комплексообразования диэфиров фосфорной кислоты, сшитых алюминием [34]:



Алкильные группы должны сохранять растворимость в загущаемой нефти, и каждая группа обычно содержит от 1 до 18 атомов углерода. Эфиры фосфорной кислоты образуют координационную сферу вокруг полярного иона алюминия. Полярные ионы могут ослаблять или полностью разрушать гелевую структуру, поскольку ион алюминия притягивает полярные частицы, такие как вода, кислоты или основания. Технология с использованием загущенной нефти, однако, была признана нецелесообразной из-за экологических проблем и высокой стоимости.

Жидкости для гидравлического разрыва на основе вязкоупругих поверхностно-активных веществ приготавливают на воде с использованием ПАВ, соответствующего количества электролита и вспомогательных ПАВ для создания сетки стержнеобразных мицелл. Эти мицеллы ведут себя как длинноцепные полимеры до тех пор, пока в результате фазового перехода не превратятся в сферические мицеллы. В результате фазового перехода образуется раствор, похожий на водный; он легко вымывается из упаковки проппанта (рис. 6) и смешивается с сырой нефтью либо разбавляется водой.

Существует множество комбинаций ПАВ, электролитов и вспомогательных ПАВ, которые образуют стержнеобразные мицеллы и приводят к описанному выше реологическому поведению. Точная рецептура зависит от условий в коллекторе, состава водной смеси, экологических требований, стоимости и условий эксплуатации.



Рис. 6. Принцип действия вязкоупругой поверхностно-активной жидкости для гидравлического разрыва [35]

Жидкости на основе вязкоупругих поверхностно-активных веществ и загущенной нефти имеют низкие скорости фильтрации в пластах с очень низкой проницаемостью (<1 мД) и в пластах с вязкой (или тяжелой) сырой нефтью — это две области применения, где эффективность этих жидкостей достаточно высока. Однако они неэффективны в коллекторах с высокой и умеренной проницаемостью (особенно в газовых коллекторах). Эти жидкости не могут создать наружную корку на поверхности трещины, поэтому характеризуются относительно высокой скоростью фильтрации в указанных коллекторах. Вследствие этого для создания трещины заданного размера требуются очень большие объемы жидкости. Продолжающиеся исследования компании направлены на решение этой проблемы.

Устранение повреждения

Разработка технологии удаления остатков концентрированного полимера во время добычи велась параллельно с разработкой оптимальных жидкостей для гидравлического разрыва. Полисахариды, используемые для разрыва, теряют молекулярную массу в результате кислотного гидролиза, окисления, ферментативного разрушения и механических воздействий [29]. Существенно, когда это происходит по времени. Во время операций по ГРП прилагаются огромные усилия, чтобы свести к минимуму факторы, ведущие к разрушению: механическое воздействие сводят к минимуму посредством управления эксплуатационными параметрами, для уменьшения влияния растворенного кислорода вводят поглотители кислорода (например тиосульфат натрия), для снижения уровня вредных ферментов в водную смесь вводят бактерицидные вещества. В конце операций по гидравлическому разрыву мы предпочитаем, чтобы полимер ушел из упаковки проппанта полностью, чтобы очистить трещину. Разработаны весьма действенные меры для уменьшения молекулярной массы и снижения вязкости остатка полимера.

В коллекторах с высокой температурой применяется термическая деструкция полимера. Однако это эффективно только выше 95 °С и с ограниченным количеством кислорода, растворенного в воде (примерно

8 млн⁻¹) [29]. Это длительный и слабо управляемый процесс.

В течение многих лет для разрушения полимерных жидкостей (на основе гуара) для гидравлического разрыва используют гидролитические ферменты, такие как манназа и галаксидаза. Ферменты по своей природе являются катализаторами и значительно снижают расход энергии, требуемой для расщепления основной и боковых цепей полимера. Однако активность ферментов в большой степени зависит от pH, температуры и концентрации. Они эффективны при нейтральном pH и относительно низких температурах окружающей среды [37—39], что ограничивает область их применения небольшой группой современных жидкостей для гидравлического разрыва и небольшим числом скважин. Усложняет применение ферментов и тот факт, что многие химические вещества изменяют естественные свойства ферментов, сводя на нет их эффективность [62].

Для осуществления гликозидного гидролиза используют такие окислители, как персульфат аммония, перхлорат натрия и бромат натрия [6, 40]. Они чрезвычайно эффективно разрушают цепь полимеров, но это сложно контролировать. Эффективность окислителей практически не зависит от pH или наличия других химических веществ, а зависит от температуры. Механизмы управления реакцией заключаются в регулировании скорости образования радикалов или скорости поступления окислителя в раствор. Окислитель вводят ниже температуры его разложения, чтобы происходила гибель радикалов; при температуре выше $T_{\text{разл}}$ реакция не поддается контролю.

При сложных нативных (изменчивых) условиях добычи нефти и газа технология с использованием окислителей в качестве разрушителей полимеров оказалась наиболее надежной. Основная проблема, возникающая при использовании окислителей, состоит в том, чтобы ввести в трещину достаточное количество окислителя для очистки проппанта без нарушения реологии жидкости во время операций по гидравлическому разрыву. Напомним, что во время этих операций концентрация полимера в трещине вырастает в 2—10 раз по сравнению с концентрацией в жидкости

для гидравлического разрыва, вследствие фильтрации жидкости [6, 45]. Для эффективной очистки проппанта от концентрированного полимера требуется высококонцентрированный разрушитель (рис. 7). Однако при введении в жидкость слишком большого количества активного разрушителя жидкость очень быстро теряет свои реологические свойства (рис. 8). Парадокс состоит в том, что при концентрациях разрушителя, достаточно высоких, чтобы повысить гидропроводность упаковки проппанта, вязкость жидкости снижа-

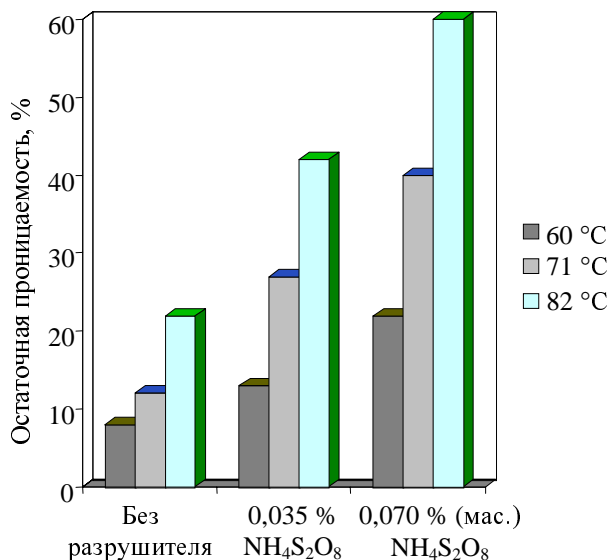


Рис. 7. Влияние персульфата аммония $\text{NH}_4\text{S}_2\text{O}_8$ на остаточную проницаемость упаковки проппанта.

Первоначально в поровом пространстве содержалось 250 фунтов гуара на 1000 галлонов жидкости (3,0%мас.), чтобы смоделировать 10-кратную концентрацию полимера по сравнению с стандартной жидкостью для гидравлического разрыва. Остаточную проницаемость измеряли после подачи раствора, содержащего 2,0%(мас.) KCl со скоростью 5 см/мин после того, как скважина была закрыта на 12 ч при указанной температуре

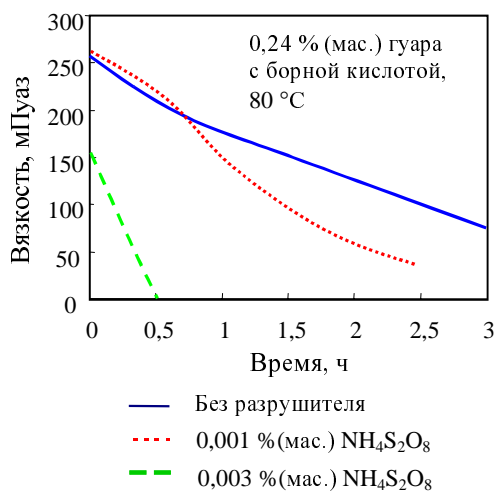


Рис. 8. Влияние персульфата аммония $\text{NH}_4\text{S}_2\text{O}_8$, используемого в качестве разрушителя, на реологические свойства жидкости

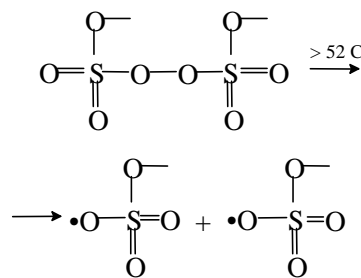
ется слишком быстро для эффективного разрыва. Поэтому необходимо затормозить или задержать реакцию с участием окислителя.

Компания «Шлюмберге» вложила большие средства в разработку эффективного механизма задержки реакции с участием окислителя. В идеале окислитель должен быть инертным во время закачки и стать активным в конце операций по гидравлическому разрыву. При наличии такого продукта можно было бы вводить в жидкость любое количество окислителя во время операций ГРП без риска преждевременного нежелательного изменения реологических свойств жидкости. Ниже подробно описана история разработки капсулированного разрушителя.

Капсулированные разрушители

Механизм окисления полимера персульфатом

Персульфаты являются одними из наиболее широко применяемых окислителей для очистки упаковки проппанта. Они способны образовывать свободные радикалы по различным механизмам. В случае применения окислителей при ГРП тепло, выделяемое пластом, используется для гомолитического расщепления иона персульфата на два свободных сульфата-радикала [41].



Эти свободные радикалы ищут электроны для образования электронной пары.

Окисление гемиацеталий гуара с образованием его свободных радикалов представляет собой цепную реакцию. На рис. 9,а показаны наиболее благоприятные участки для окисления — это отщепление боковых цепей, и более тяжелое — разрыв основной. В результате разрушения уменьшается молекулярная масса полимера. Можно также разрушить связь между углеродом и кислородом в циклической гемиацетальной структуре, хотя такая реакция не очень благоприятна.

Разрушительное действие свободного сульфат-радикала на полимер приводит к образованию фрагментов полимера с меньшей молекулярной массой и свободного полимерного радикала с меньшей молекулярной массой. Эти нестабильные свободные радикалы расщепляются в свою очередь на две частицы, одна из которых тоже свободный радикал. Затем сегмент свободного радикала может либо присоединить водород из другой молекулы полимера, либо расщепиться на меньшие молекулярные сегменты, создавая еще один свободный радикал. Этот цепной процесс (рис. 9, б) заканчивается, когда два свободных радикала соединяются.

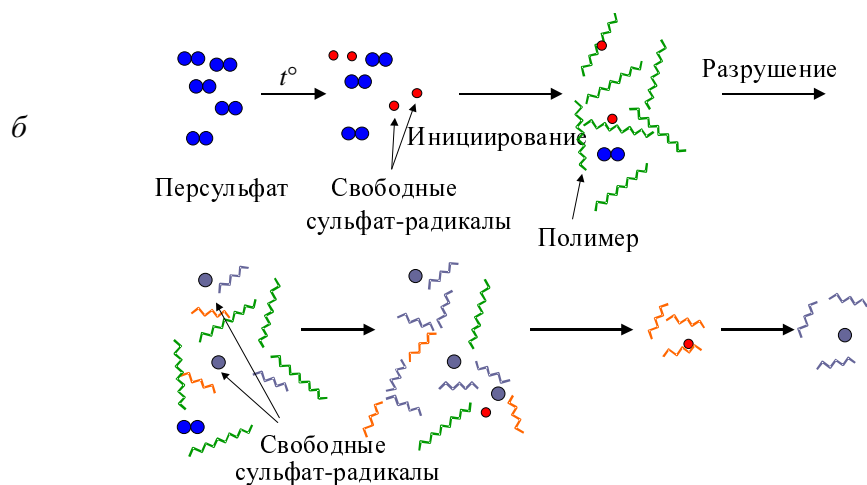
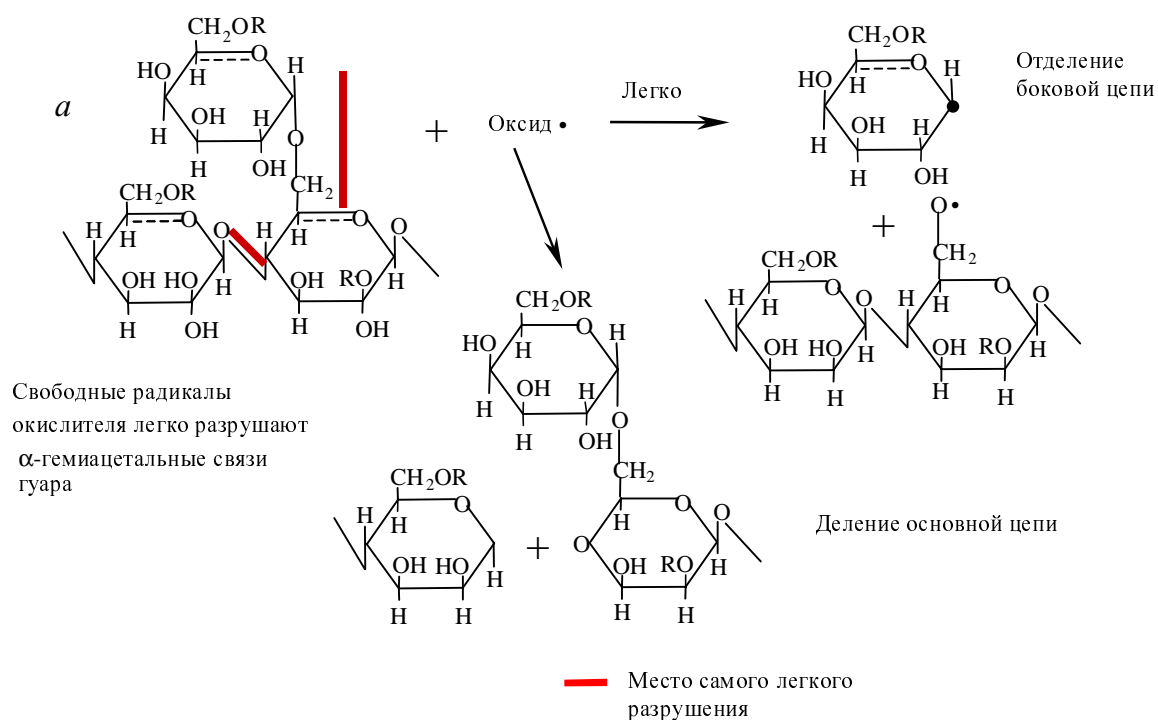


Рис. 9. Энергетически благоприятные участки проведения реакции (а) и схема образования свободных радикалов из полимера (б)

Уменьшение молекулярной массы полимера позволяет пластовому флюиду более эффективно вытеснять жидкость для гидравлического разрыва из упаковки проппанта, в результате чего повышается ее проницаемость [6, 42–44].

Способы снижения скорости окисления (капсулирование, гранулирование, эмульгирование)

Для снижения скорости окисления используют следующие способы обработки окислителя.

1. Капсулирование в непроницаемые мембраны, впоследствии разрушающиеся [46, 47].

2. Капсулирование в непроницаемые мембраны или покрытие, разрушающееся при растворении [48, 49].

3. Капсулирование в полупроницаемые мембраны, разрушающиеся в результате осмотического разбухания [50].

4. Капсулирование в проницаемые мембраны [51] или пористые матрицы [52], обеспечивающие постепенное освобождение активного компонента путем растворения.

5. Гранулирование активного компонента с образованием гранул с низкой скоростью растворения [53].

6. Капсулирование активных ингредиентов в материал, который в определенных условиях разрушается [54].

7. Образование водных микроэмульсий активных компонентов, способствующих замедлению диффузии активных ингредиентов [55].

8. Образование макроэмульсии, в которой растворенные в воде активные ингредиенты диспергированы в непрерывной несмешивающейся фазе [56].

Отдел исследований и разработок компании «Шлюмберге» разработал капсулированный окислитель, который отвечает следующим требованиям: продукт скапливается в упаковке проппанта и не уходит в результате фильтрации в пласт, его покрытие совместимо с веществом окислителя, окислитель освобождается после создания трещины в пласте, эксплуатационные качества продукта не изменяются от партии к партии, он безопасен в эксплуатации и с ним легко обращаться во время операций по гидравлическому разрыву. Это персульфат аммония с покрытием из сополимера поливинилиденхлорида, прошедшего термообработку. Такое покрытие было предназначено для освобождения окислителя только после разрушения покрытия проппантом во время смыкания трещины. Покрытие наносили по методу Вюрстера.

Нанесение покрытия по методу Вюрстера

Разработка капсулированной частицы, обеспечивающей примерно одновременное освобождение окислителя, в широком диапазоне условий эксплуатации оказалось достаточно сложной задачей. Первоначальный подход к решению проблемы освобождения окислителя с задержкой заключался в использовании пропитанных пористых частиц, частиц покрытых смолой и систем с химическим механизмом замедления (двухкомпонентные системы или системы с двухступенчатыми реакциями). Эти механизмы задержки оказались неэффективными и ненадежными. Лучший механизм задержки обеспечивало покрытие твердого субстрата непроницаемым материалом. Было испытано множество покрытий для полного капсулирования продукта, включая целлюлозные полимеры, коллоидные суспензии этиленакриловой кислоты, сополимеры полиакрилата, латексная суспензия тефлона и сополимер винилиденхлорида с метилакрилатом. Многие из этих материалов оказались недостаточно прочными, не выдерживали жаркого климата или интенсивного перемешивания в смесителях на промыслах. Наиболее подходящим оказалось покрытие из сополимера поливинилиденхлорида. Но нанесение покрытия на субстрат из растворимого в воде персульфата было очень сложным.

Наиболее приемлемым оказался метод Вюрстера, в котором покрытие наносится напылением восходящим потоком реагента на растворимые в воде субстраты. Сушка покрытия может происходить после очень короткого периода контакта с напыляющей струей (рис. 10). Частицы субстрата находятся в псевдооживленном состоянии в нагретом потоке азота или воздуха, в то время как жидкость, которая наносится на эти частицы, распыляется и вводится в псевдооживленный слой. Частицы циркулируют в реакторе и по мере их перемещения вверх вместе с напыляемой жидкостью постепенно слой за слоем покрываются очень тонким покрытием, а затем падают и вновь подхватываются напыляющей струей. Из всех испытанных материалов, используемых в качестве разрушителей, сложнее всего было нанести покрытие на персульфат аммония вследствие его чрезвычайно высокой растворимости в

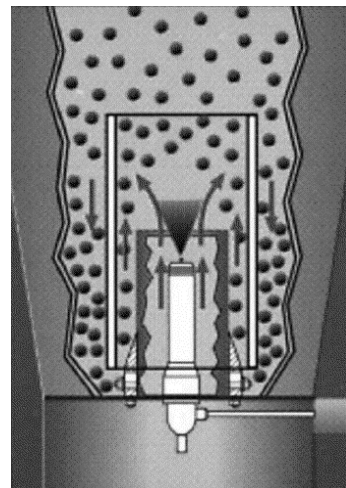


Рис. 10. Метод Вюрстера с восходящим потоком реагента для нанесения покрытия на субстрат персульфата аммония.

(Взято из <http://www.glatt-weimar.de>)

воде. В результате оптимизации рабочих параметров это все же удалось.

Рассчитывали, что частицы будут освобождаться от покрытия в результате разрушения, но возможны и другие механизмы освобождения. Этот продукт мог бы оказаться неприемлем для промышленного применения, если бы не были приняты во внимание и тщательным образом проанализированы все возможные механизмы освобождения. В результате изучения были выявлены два механизма освобождения: *гидростатическое* и *механическое*.

Гидростатическое освобождение частиц окислителя от покрытия

Гидростатическое освобождение начинается после помещения частиц разрушителя в воду. При низком гидростатическом давлении происходит утечка химического разрушителя через дефекты покрытия. При создании гидростатического давления эти дефекты «залечиваются» и скорость освобождения снижается (рис. 11). Исследования влияния температуры, давле-

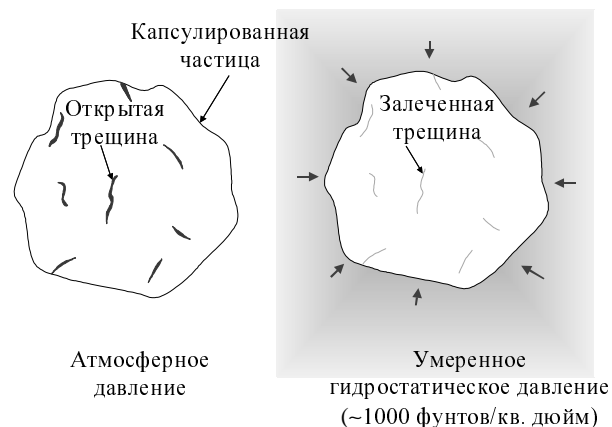


Рис. 11. Частицы разрушителя при атмосферном и гидростатическом давлении

ния, толщины покрытия и рН на скорость гидростатического освобождения описаны ниже.

Методика эксперимента

Было изготовлено проточное устройство высокого давления, состоящее из шприцевого насоса, ванны с горячим маслом и регулятора противодействия (рис. 12). Опытная камера изготовлена из стальной трубы диаметром 1/4 дюйма (0,64 см) и длиной 1,5 дюйма (3,8 см), остальная часть трубы имеет диаметр 1/8 дюйма (0,32 см). Насос высокого давления может создавать давление до 10^4 фунт/кв. дюйм (изб.) (69 МПа). Методика испытания была следующей.

1. Масляную ванну нагревают до температуры, при которой проводят испытания.

2. Берут навеску капсулированного разрушителя 0,5 г, (приблизительно 1000 частиц). Разрушитель осторожно помещают в опытную камеру — трубу из нержавеющей стали 1/4 дюйма × 1,5 дюйма (0,64 см × 3,8 см).

3. В переходный патрубок в основании опытной камеры устанавливают сетчатый фильтр, изготовленный из SS 316 (100 меш). Опытную камеру помещают в систему.

4. С помощью насоса со шприцем начинают подавать деионизированную воду в систему с расходом 5 мл/мин. Трубу заполняют водой при давлении окружающего воздуха. В экспериментах с высоким рН в воду вводят соответствующее количество гидроксида натрия. В экспериментах с низким рН понижение рН производится с помощью уксусной кислоты. Гидростатическое давление, действующее на регулятор противодействия, создают с помощью насоса.

5. Продолжают подачу воды с расходом 5 мл/мин. Пробы отбираются через каждые 10 мин. Определяют точный объем каждой пробы.

Деионизированная вода подавалась насосом непрерывно через держатель образца. Вода проходит через теплообменник длиной 5 футов (1,5 м), установленный перед пробой по ходу потока. Персульфат, высвобождающийся из частиц капсулированного раз-

рушителя, переносится в текущей воде через охлаждающую ванну и поступает в колбу-сборник. Время переноса от опытной камеры до охлаждающей ванны составляет примерно 2 мин.

Для определения количества $\text{NH}_4\text{S}_2\text{O}_8$ в пробе использовали два аналитических метода: метод УФ- и видимой спектроскопии (UV-VIS) и метод индуктивно связанной плазмы (ICP). С помощью UV-VIS можно непосредственно определить концентрацию $\text{NH}_4\text{S}_2\text{O}_8$. Этот анализ включает в себя реакцию между ионами персульфата и иодидом в буфере с $\text{pH} = 6,85$, в результате которой образуется йод:



Концентрацию в пробе определяют спектроскопически по величине оптической плотности. Этот метод используют для определения персульфата в пробах только в экспериментах, проводимых при температуре 65°C . Выше этой температуры после растворения в воде персульфат гидролизует, превращаясь в сульфат; и при повышении температуры скорость этого разложения растет. Измеряемое разложение персульфата происходит, прежде чем проба попадет в охлаждающую ванну, при температуре выше 80°C , и количество освободившегося персульфата невозможно определить только методом UV-VIS. Поэтому в экспериментах выше 80°C для определения общего количества $\text{NH}_4\text{S}_2\text{O}_8$ в пробах использовался метод ICP. С помощью метода ICP определяется сера, а общая концентрация $\text{NH}_4\text{S}_2\text{O}_8$ может быть рассчитана с помощью следующего уравнения:

$$c_{\text{NH}_4\text{S}_2\text{O}_8} = c_S \frac{M_{\text{NH}_4\text{S}_2\text{O}_8}}{2M_S} = c_S \cdot 3,56 \quad (3)$$

где c — содержание персульфата и серы соответственно, млн^{-1} ; M — молярная масса ($M_{\text{NH}_4\text{S}_2\text{O}_8} = 228,21$ г/моль, $M_S = 32,07$ г/моль); W — масса, г.

Массу W $\text{NH}_4\text{S}_2\text{O}_8$, определяемую в каждой пробе воды, добавляли в предыдущие пробы для определения общей массы освободившегося $\text{NH}_4\text{S}_2\text{O}_8$. Затем строили кривую освобождения при гидростатическом

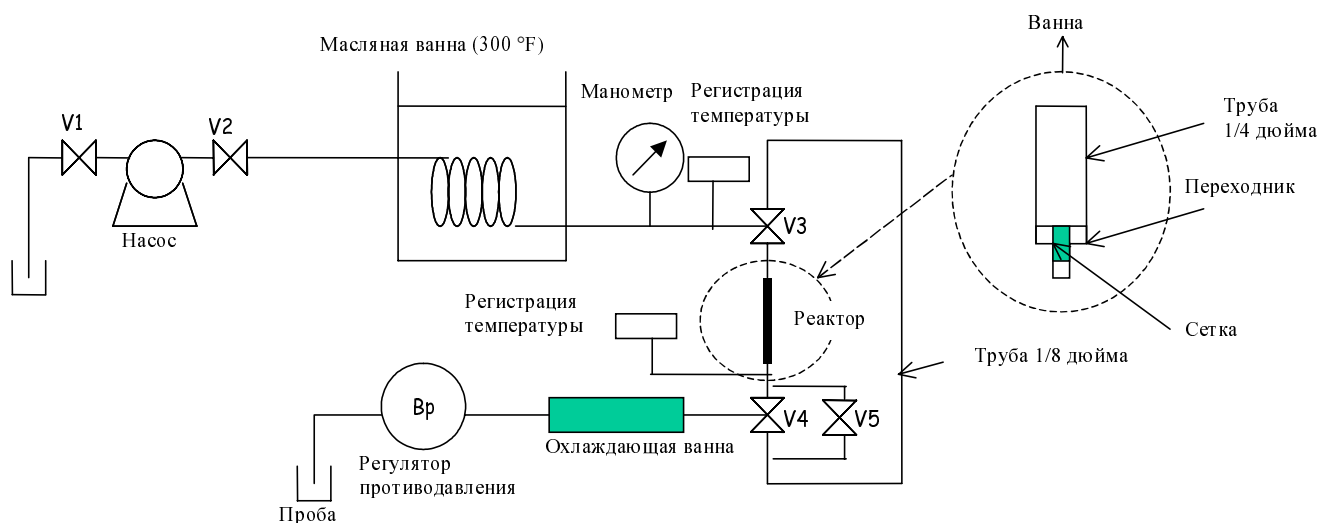


Рис. 12. Схема устройства для освобождения разрушителя

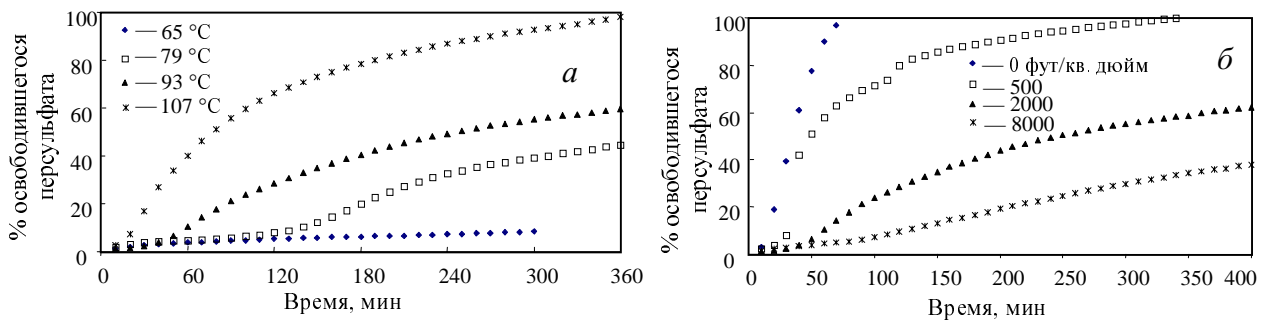


Рис. 13. Кинетические кривые освобождения персульфата аммония в зависимости от температуры при гидростатическом давлении 8000 фунт/кв. дюйм (изб.) (а) и от давления при 93 °С (б) для 23% покрытия в обоих случаях

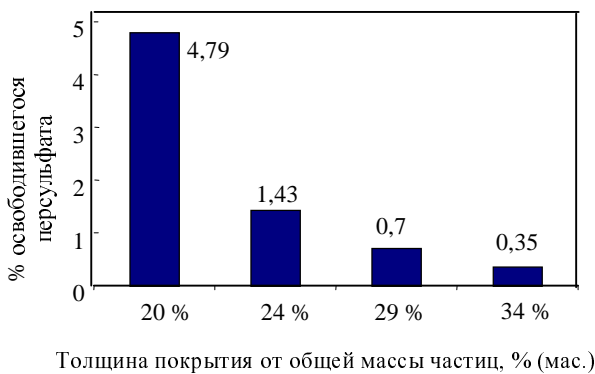


Рис. 14. Освобождение персульфата аммония при гидростатическом давлении как функция толщины покрытия при 160 °F после 1 ч пребывания при атмосферных условиях

давлении — зависимость суммарного содержания $\text{NH}_4\text{S}_2\text{O}_8$ (%), освобожденного из камеры с пробами, от времени. Общее количество освобожденного разрушителя показано в виде участка под этой кривой.

Управляющие параметры. Основными параметрами, влияющими на характеристики освобождения разрушителя, являются температура, гидростатическое давление (рис. 13) и толщина покрытия (рис. 14). На указанных рисунках представлены некоторые результаты экспериментов, показывающие влияние этих параметров [57, 58]. Установлено, что рН жидкости не оказывает влияния на скорость освобождения при гидростатическом давлении.

Механическое освобождение окислителя от покрытия

Механическое освобождение происходит в результате повреждения покрытия в процессе прохождения смесителей, клапанов, заслонок и трубопровода. В промышленных условиях жидкость, содержащая разрушители, в течение 5 мин проходит через оборудование в условиях достаточно высоких скоростей течения. Механическое освобождение исследовали в крупномасштабном циркуляционном контуре, к которому подключалось промышленное смесительное и насосное оборудование и смоделированный ствол скважины. Разрушитель и проппант смешивали с жидкостью для гидравлического разрыва на водной основе, а затем прокачивали через трехцилиндровый насос высокого давления, шланг высокого давления длиной 50 футов (15,24 м) внутренним диаметром

3 дюйма (7,6 см), заслонку внутренним диаметром 5/8 дюйма (1,6 см) и трубопровод длиной 1800 футов (549 м) и внутренним диаметром 2 дюйма (5,1 см). Пробы, отобранные после трехцилиндрового насоса и в конце трубопровода, показывают, что количество капсулированного разрушителя, преждевременно выделившегося из-за механического освобождения, составляет менее 2% [21].

Результаты исследований освобождения окислителя были использованы для определения режима изготовления и нормативов на толщину покрытия для получение разрушителей с заданными характеристиками. Данные были также использованы для разработки алгоритма, с помощью которого можно предсказывать режим освобождения разрушителя в разных эксплуатационных условиях. Этот алгоритм, учитывающий освобождение при гидростатическом и механическом освобождениях включен в процесс расчета операций по гидравлическому разрыву. Инженеры компании «Шлюмберже» систематически совершенствуют этот расчет, что позволяет им правильно использовать капсулированный материал и оптимизировать ГРП.

Применение капсулированных разрушителей в промышленных условиях

Прежде чем вводить этот материал в промышленную эксплуатацию в мировом масштабе, эксплуатационные качества капсулированного разрушителя были проверены во время контрольных испытаний, проведенных на скважине. Эти полевые испытания служили для подтверждения безопасности продукта и его простоты в эксплуатации. В отличие от классической химической технологии, применяемой в промышленности, здесь нет крупного реактора либо дистилляционной колонны, оснащенных измерительным оборудованием. Полевые испытания, скорее, зависят от природы, а именно от коллектора и соседних пластов. Испытания контролировались, насколько это было возможно, и включали в себя выбор сопоставимых скважин, тщательное планирование операций, обучение операторов, работающих с оборудованием, а также оценку эксплуатационных характеристик скважины до и после проведенных операций. Результаты испытаний были тщательно документированы. Показано, что капсулированный разрушитель существенно повышает продуктивность скважин, если применяется в соответствии с методикой, разработанной компанией «Шлюмберже» [21, 59, 60].

Первые результаты полевых испытаний показали, что концентрацию разрушителя можно повышать в пять—восемь раз без снижения вязкости жидкости, т.е. не оказывая негативного воздействия на размещение проппанта. Подтверждено, что в результате увеличения количества разрушителя в упаковке проппанта поведение скважины значительно улучшается. Полевые испытания, проведенные на месторождении Ред Форк в Оклахоме, показали, что суммарный объем газа, добытый за 90 дней из скважин, обработанных жидкостями для гидравлического разрыва, содержащих капсулированный разрушитель, оказался на 187% выше, чем из сопоставимых скважин, обработанных без капсулированного разрушителя. Второе испытание в полевых условиях на аналогичном газовом промысле в Оклахоме показало повышение суммарного объема добычи газа за 90 дней на 75% [60]. Еще одно полевое испытание на промысле Каньон Сенд в округе Сагтон, штат Техас показало первоначальное повышение темпа добычи газа на 50% и увеличение суммарного объема добытого газа за пять месяцев работы скважин, обработанных капсулированными разрушителями, на 28% [59].

Безусловный успех капсулированных разрушителей с задержкой освобождения окислителя обусловил быстрое принятие этих материалов в качестве стандартной добавки в жидкости для гидравлического разрыва. В настоящее время, спустя более 12 лет после того, как они были впервые применены, капсулированные разрушители используются в большинстве операций по гидравлическому разрыву пласта по всему миру.

Заключение

Настоящая статья дает общее представление о научном подходе к разработке и созданию продукции, отвечающей потребностям нефтяной и газовой промышленности. Такой подход включает в себя формулировку проблемы (неудовлетворенные потребности клиента с основным акцентом на производительность), выработку научного понимания факторов, углубляющих эту проблему, использование научного анализа для решения проблемы (разработки технических условий на продукцию и технологии), демонстрацию научной осуществимости посредством лабораторных испытаний, разработку продукции/оборудования, подтвержденную крупномасштабными полевыми испытаниями, что в конечном счете приводит к коммерциализации продукции и услуг.

Описан ряд технологий, специально предназначенных для очистки от полимерных жидкостей для гидравлического разрыва, оставшихся после завершения операций по гидравлическому разрыву. Неэффективная очистка может привести к снижению до минимума продуктивности скважины вследствие снижения остаточной проницаемости. Повышение степени очистки достигнуто путем использования оптимизированных гидравлических систем, теплового разрушения, химического разрушения и альтернативных гидравлических систем. Для оптимизации очистки часто требуется применение разрушителей с контролируемым освобождением, с тем чтобы их освобождение или активация происходили после завершения операций по гидравлическому разрыву. Капсулирование является не только очень эффективным методом задержки освобождения окислительных разрушителей,

но также и способом управления механизмами размещения и освобождения. Благодаря ценности такого подхода в настоящее время окислительные разрушители, входящие в состав полимерных гидравлических систем, широко и повсеместно применяют для улучшения очистки от жидкости для гидравлического разрыва и повышения продуктивности коллектора.

Химия и химическая технология, используемая в промышленных разработках, охватывает очень широкий спектр научных и профессиональных знаний. При разработке капсулированных разрушителей требовались знания в области аналитической химии и спектроскопического анализа, реологических характеристик жидкости, органического синтеза, материаловедения, химической технологии изготовления капсулированных материалов и много других знаний. Продолжающиеся исследования и разработки приведут не только к повышению качества продукции и обслуживания, но также позволят найти новые уникальные подходы к проблеме повышения производительности и снижения затрат.

Информация о компании

«Шлюмберже» — интернациональная компания, оказывающая услуги в области добычи нефти и газа. Schlumberger Oilfield Services предоставляет широкий ассортимент продуктов и технологий в нефтяной и газовой промышленности для выполнения трех задач: идентификации и оценки залежей углеводородов; безопасного экономически эффективного извлечения углеводородов на поверхность без нанесения вреда окружающей среде и обеспечения максимальной добычи из каждого открытого месторождения. Успешное выполнение поставленных задач возможно только при проведении исследовательских работ по всем направлениям нефтегазодобывающей отрасли — поиску и разведке, бурению, заканчиванию скважин и др.

Компания «Шлюмберже» разделила разработки технологий для нефтяных промыслов на отдельные сегменты, а взаимодействие своего Коммерческого отдела с заказчиками на георынки. В общих чертах компания «Шлюмберже» разделена на семь сегментов: обслуживание скважин, каротаж, бурение и измерения, заканчивание скважин и их продуктивность, объединенное Управление, консультационные услуги и информационные услуги. Подробное описание услуг предоставляемых каждым из указанных сегментов, можно найти на вебсайте www.slb.ru. Георынки представляют собой деловые центры, созданные путем объединения услуг, предоставляемых каждым сегментом в соответствии с конкретными потребностями и условиями географического района, который они обслуживают. Необходимость географического деления становится ясной, если рассмотреть различные требования, предъявляемые к материально-техническому снабжению и различные технические потребности нефтяных промыслов в Сибири и, например, на морском промысле в Бразилии. Таким образом, компания «Шлюмберже» организовала 27 георынков, чтобы наилучшим образом организовать предоставление технологических услуг по всему миру.

Компания «Шлюмберже» работает в России в течение многих лет; значительный рост экономической деятельности компании отмечен с начала 1990-х годов. В результате такого роста и вследствие того, что

Российская нефтяная и газовая промышленность занимает все более значительное место на мировом рынке, в 1997 г. компания «Шлюмберже» открыла в России Центр исследований и разработок. Этот Центр служит для осуществления двух важных инициатив компании. Первое — это разработка продуктов и технологий для применения в различных странах мира с использованием методов и подходов российских ученых и инженеров. Второе — предоставление выдающимся российским ученым и инженерам возможности сделать карьеру, проводя исследования и создавая новые технологии в России.

Филиалы компании «Шлюмберже» располагаются в 100 странах мира, ее штат насчитывает более 70000 работников многих национальностей; «Шлюмберже» — это уникальное сообщество предприимчивых профессионалов. Все кандидаты и работники проходят одинаковое обучение независимо от национальной принадлежности, цвета кожи, вероисповедания, происхождения, возраста или ограничения дееспособности и имеют возможность внести свой вклад во все

аспекты экономической деятельности компании. Успех компании «Шлюмберже» основывается на трех главных ценностях:

1) наших людях; их преданности делу обслуживания клиентов по всему миру; 2) на приверженности новым технологиям и высокому качеству — это основа нашего преимущества перед конкурентами; 3) на стремлении получать прибыли — это основа независимости нашего бизнеса и его постоянного роста.

Кроме того, интернациональный статус компании «Шлюмберже» определяет уникальный образ жизни — мы рады видеть в нашей компании людей различного происхождения, разных национальностей, разных профессий. Результатом этого является сообщество, разнообразное в культурном отношении, в котором созданы наилучшие условия для согласованной работы в коллективе, новаторской деятельности и создания экономических ценностей. Наша приверженность поддерживать такое разнообразие выражается в том, что мы каждый год набираем и обучаем лучших выпускников университетов в различных странах мира.

Глоссарий специализированных терминов

Давление в трещине	Давление в скважине, которое требуется для преодоления напряжения при растяжении породы и создании трещины.
Закупоренная трещина	Трещина, в которой повреждена упаковка проппанта вблизи ствола скважины.
Коэффициент концентрации полимера	Отношение концентрации полимера в порах упаковки проппанта к его концентрации в жидкости для гидравлического разрыва после ее приготовления на поверхности.
Коэффициент продуктивности	Отношение количества нефти, добытой за сутки (баррель/день) к перепаду давления между резервуаром и стволом скважины (фунт/кв.дюйм)
Метод интенсификации добычи (воздействие на скважину)	Методика повышения коэффициента продуктивности скважины путем устранения ограничений потока между резервуаром и стволом скважины.
Механизированная добыча	Установка насосов или систем подачи газа в нижнюю часть скважины, служащих для поднятия нефти и газа на поверхность.
Очистка скважины	Этот процесс начинается, когда скважина переводится в режим эксплуатации, и добываемая нефть, газ или вода проходят через упаковку проппанта, вытесняя жидкость для гидравлического разрыва, оставшуюся в конце обработки.
Перевод скважины в режим эксплуатации	Ввод скважины в эксплуатацию сразу после операции интенсификации добычи. Первыми выдаются на поверхность жидкости, введенные во время проведения операций по интенсификации добычи.
Приповерхностный слой	Перепад давления на поверхности скважины за счет некоторого ухудшения проницаемости резервуара на границе раздела между поверхностью скважины и резервуаром.
Поверхностный эффект	Перепад давления, возникающий на поверхности трещины, вызванный ухудшением проницаемости коллектора на поверхности раздела между трещиной и коллектором.
Поверхность скважины	Поверхность раздела между стволом скважины и резервуаром.
Поверхность трещины	Поверхность породы, которая создается в результате операций по гидравлическому разрыву.
Повреждение	В нефтяной промышленности — это любой физический или химический процесс, который приводит к снижению проницаемости породы, упаковки проппанта, слоя гравия или фильтра. Захват мелких мигрирующих частиц или остатка полимера называется повреждением, когда это приводит к снижению проницаемости. Такие химические процессы, как разбухание частиц глины в порах породы, также считается повреждением.
Проницаемость трещины	Произведение ширины трещины и проницаемости упаковки проппанта (обычно выражается в миллиардах × фут). Называется также <i>гидропроводностью</i> .
Проппант	Твердые сферические частицы, используемые для расклинивания трещины, открытой в конце процесса закачки.
Смыкание трещины	Релаксация пласта после остановки насосов приводит к уменьшению ширины трещины, пока ей не начинает препятствовать упаковка проппанта.
Упаковка проппанта	Пористая среда, образованная плотно упакованным проппантом внутри трещины.
Утечка	Фильтрация жидкости для гидравлического разрыва из трещины в окружающий резервуар во время операций по гидравлическому разрыву.

ЛИТЕРАТУРА

1. Reservoir Stimulation, 3rd Edit. Eds by M. J. Economides, K. G. Nolte, New York: John Wiley & Sons, LTD, 2000.
2. *Unwin A. T., Hammond P. S.* Rept. on the Western Regional Meeting, Bakersfiel, March 8—10, 1995, SPE 29649.
3. *Sherman J. B., Holditch S. A.* Rept. on the SPE Gas Technology Symposium, Houston, January 23—25, 1991, SPE 21496.
4. *Voneiff, G. W., Robinson B. M., Holditch S. A.* 68th Ann. Techn. Conf. and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers, Houston, Texas, 3—6 October, 1994, SPE 26664.
5. *Hawkins G. W.* Rept. on the 63rd Ann. Techn. Conf., Houston, October 2—5, 1988, SPE 18261.
6. *Brannon H.D., Pulsinelli R.J.* SPE Production Engineering, 1992, November, p. 338—342.
7. *Montgomery K. T., Holditch S. A., Berthelot J. M.* Rept. on the 65th Ann. Techn. Conf., New Orleans, September 23—26, 1990, SPE 20643.
8. *Holditch S. A. J.* of Petroleum Technology, 1979, December, p. 1515—1524.
9. *Cinco-Ley H., Samaniego F.* Rept. on the 56th Ann. Techn. Conf., San Antonio, October 5—7, 1981, SPE 10179.
10. *Holditch S.A., Morse R.A. J.* of Petroleum Technology, 1976, p. 1169—1077.
11. *Martins J.P., Milton-Taylor D., Leung H.K.* Rept. on the 65th Ann. Techn. Conf., New Orleans, September 23—26, 1990, SPE 20709.
12. Recent Advances in Hydraulic Fracturing. Eds by J. L.Gidley, S. A. Holditch, D. E. Nierodeand, R. W. Veatch SPE Monograph, v. 12, 1989.
13. *Pearson M. C. J.* of Petroleum Technology, 2001, January, p. 59.
14. *Penny G. S., Liang, J.* Rept. on the SPE Formation Damage Symp., Lafayette, February 22—25, 1996, SPE 31096.
15. *Pope D.S., Leung L.K-W., Gulbis J., Constien V.G.* Rept. on the SPE 69th Ann. Techn. Conf. and Exhibition, New Orleans, Louisiana, September 25—28, 1994, SPE 28511.
16. *Pope D., Britt L., Constien V., Anderson A., Leung L.* Rept. on the SPE Int. Symp. on Formation Damage Control, Lafayette, Louisiana, February 14—15, 1995, SPE 31094.
17. *Willberg D.M., Card R.J., Britt L.K., Samuel M., England K.W., Cawiezel K.E., Krus H.* Rept. on the 1997 Ann. Techn. Conf., San Antonio, October 5—8, 1997, SPE 38620.
18. *Willberg D.M., Steinsberger N., Hoover R., Card R., Queen J.* Rept. on the 1998 Rocky Mountain Regional Low Permeability Reservoirs Symp., Denver, April 5—8, 1998, SPE 39920.
19. *Cooke C.E. J.* of Petroleum Technology, 1975, October, p. 1273—1282.
20. *Gulbis J., King M.T., Hawkins G.W., Brannon H.D.* Rept. on the SPE Formation Damage Control Symposium, Lafayette, Louisiana, February 22—23, 1990, SPE 19433.
21. *Elbel J., Gulbis J., King M. T., Maniere J.* Rept. on the Production Operations Symp., Oklahoma City, April 7—9, 1991, SPE 21716.
22. *Shah S. N.* Rept. on the 55th Ann. Techn. Conf., Dallas, September 21—24, 1980, SPE 9330.
23. *Anderson R. W., Baker J. R.* Rept. on the 49th Ann. SPE meeting, Houston, October 6—9, 1974, SPE 5005.
24. *Rosene R. B., Shumaker E. F.* Rept. on the SPE Rocky Mountain Regional Meeting, Billings, June 2—4, 197, SPE 3347.
25. *Harris Phillip C. J.* of Petroleum Technology, 1993, March, p. 264—268
26. *Harry D. N., Putzig D., Moorhouse R., DelPesco., Jernakoff P.* Rept. on the 1999 SPE Int. Symp. on Oilfield Chemistry, Houston, Texas, February 16—19, 1999, SPE 50731.
27. *Kramer J., Prud'homme R.K., Wiltzius P., Mirau P., Knoll S.* Colloid and Polymer Science, 1988, v. 266, p. 145—155.
28. *Ainley B. R., Nimerick K. H., Card R. J.* Rept. on the Production Operations Symp., Oklahoma City, March 21—23, 1993, SPE 25463.
29. *Walker M.L., Shuchart C. E., Yaritz J. G., Norman L. R.* Rept. on the 1995 Int. Symp. of Oilfield Chemistry, San Antonio, February 14—17, 1995, SPE 28978.
30. *Elbel J. L.* Rept. On the SPE Rocky Mountain Regional Meeting, Casper, May 14—16, 1980, SPE 9036.
31. *Nimerick K. H., Temple H. L.* Rept. on the Gas Technology Conf., Calgary, April 28—May 1, 1996, SPE 35638.
32. *Pearce K. W., Heiken K., Samuelson M. L., Mueller F., McConnell S. B.* Rept. on the SPE Western Regional Meeting, Anchorage, May 20—22, 2002, SPE 76721.
33. *Willberg D. M., Steinsberger N., Hoover R., Card R. J., Queen J.* Rept. on the 1998 Rocky Mountain Low Permeability Reservoirs Symp., Denver, April 5—8, 1998, SPE 39920.
34. *Maberry L. J., McConnell S. B., Hinkel J. J.* Rept. on the 1997 SPE Int. Symp. on Oilfield Chemistry, Houston, February 18—21, 1997, SPE 37227.
35. *Samuel M., Card R. J., Nelson E. B., Brown J. E., Vinod P. S., Temple H. L., Qu Q., Fu. D. K.* SPE Drilling and Completion, 1999, December, v. 14, № 4, p. 240—246.
36. *Chang F. F., Qu Q., Miller M. J.* US Patent № 6399546, 2002.
37. *Almond S. W.* Rept. on the SPE Formation Damage Control Symp., Lafayette, March 24—25, 1982, SPE 10658.
38. *Almond S. W., Bland W. E.* Rept. on the SPE Formation Damage Control Symp., Bakersfield, February 13—14, 1984, SPE 12485.
39. *Brannon H. D., Tjon-Joe-Pin R. M.* Rept. on the 69th SPE Ann. Techn. Conf., New Orleans, September 25—28, 1994, SPE 28513.
40. *Shuchart C. E., Slabaugh B. F., Terracina J. M., McCabe M. A.* US Patent № 5950731, 1999.
41. *Huysen E.S.* Free-Radial Chain Reactions, New York: Wiley-Interscience, 1970, 282p.
42. *Pope D.S., Leun L.K-W., Gulbi J., Constien V.G.* Rept. on the SPE 69th Ann. Techn. Conf. and Exhibition, New Orleans, September 25—28, 1994, SPE 28511.
43. *Voneiff G.W., Hopkins C.W. e.a.* Rept. on the SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symp., Dallas, March 16—18, 1997, SPE 37934.
44. *Gulbis J., King M.T., Hawkins G.W., Brannon H.D.* Rept. on the SPE Formation Damage Control Symp., Lafayette, February 22—23, 1990, SPE 19433.
45. *Penny G.S.* Rept. on the 62nd Ann. Techn. Conf. and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers, Dallas, Texas, September 27—30, 1987, SPE 16900.
46. *Nolte K. G.* US Patent № 4506734, 1985.
47. *Seighma J.T.* US Patent № 4713251, 1987.
48. *Nelson E. B., Constien G., Cawiezel K. E.* US Patent № 5658861, 1997.
49. *Alterman D.S., Chun, K.W.* US Patent № 3983254, 1976.
50. *Manalastas P. V., Drake E.N., Kresge E.N., Thaler W.A., McDougall L.A., Newlove J.C., Swarup V., Geiger A.J.* US Patent № 5110486, 1992.
51. *McDougal L.A., Newlove J.C., Haslegrave J.A.* US Patent № 4670166, 1987.
52. *Song J.H., Record D.W., Broderick K.B., Sundstrom C.W.* US Patent № 5227182, 1993.
53. *Won R.* US Patent № 4690825, 1987.
54. *King M.T.* US Patent № 4919209, 1990.
55. *Hoefner M.L., Fogler H.S.* Chem. Eng. Progr., 1985, May, p. 40—44.
56. *Yan L., Sullivan R.B., de Rozieres J., Gaz G.L., Hinkel J.J.* Rept. on the 68th Ann. Techn. Conf., Houston, October 3—6, 1993, SPE 26581.
57. *Still J. W., McConnell S. B., Miller M. J.* Rept. On the SPE Int. Symp. on Oilfield Chemistry, Houston, February 5—7, 2003, SPE 80220.
58. *Lo S. W., Miller M. J., Li J.* Rept. on the 2002 SPE Ann. Techn. Conf., San Antonio, October, 2002, SPE 77744.
59. *Small J., Wallace M., van How S., Brown E., Pferdehirt D., Thompson J.* Rept. on the SPE Gas Technology Symp., Houston, January 23—25, 1991, SPE 21497.
60. *Waters G.A., DeLeon D.D.* Rept. on the Production Operations Symp., Oklahoma City, March 21—23, 1993, SPE 25468.
61. *Ely J. W.* Stimulation Engineering Handbook, PennWell Books, Tulsa Oklahoma, 1994, p. 80.
62. *Lehninger A. L., Nelson D. L., Cox M. M.* Principles of Biochemistry (2nd), New York: Worth Publishers, 1993.