

ГЕОФИЗИКА

МЕХАНИЗМ СЕЙСМИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ  
НА НЕФТЕПРОДУКТИВНЫЕ ПЛАСТЫ

С.В. Сердюков, М.В. Курленя

Институт горного дела СО РАН, 630091, Новосибирск, Красный просп., 54, Россия

Экспериментально изучен энергетический баланс стимуляции добычи нефти сейсмическим полем малой интенсивности. Показано, что изменение свойств продуктивного пласта происходит за счет внутренней энергии, активизируемой внешним полем. Предложен многостадийный механизм сейсмического воздействия, основанный на влиянии слабых колебаний на пластическую деформацию продуктивного пласта, выведенного из термодинамического состояния равновесия процессом разработки, и рассматривающий совокупность наблюдаемых явлений как проявление системы взаимосвязанных физических процессов различной природы.

*Продуктивный пласт, добыча нефти, сейсмическое воздействие, увеличение нефтеотдачи, физические процессы.*

MECHANISM OF SEISMIC EFFECT EXERTED ON OIL PRODUCING FORMATIONS

S.V. Serdyukov and M.V. Kurlenya

Experimental studies of energy balance in low-field seismic stimulation of oil output show that producing formations can change their properties due to internal energy activated by the external field. The suggested stimulation mechanism is based on the effect of low-amplitude waves on plastic strain in the formation changed over from the thermodynamic equilibrium by the production process. The mechanism implies that the observed effects record the interplay of different related physical processes.

*Producing formation, oil output, seismic stimulation, oil recovery increase, physical processes*

ВВЕДЕНИЕ

Опыт промышленных испытаний показывает, что долговременная обработка нефтяного месторождения упругими низкочастотными колебаниями малой амплитуды увеличивает добычу нефти. Положительные результаты достигнуты как при воздействии с дневной поверхности гармоническими или частотно-модулированными низкочастотными сейсмическими полями, так и виброимпульсными сигналами, возбуждаемыми в эксплуатационных скважинах. Основной эффект получают за счет снижения доли попутной воды в добыче скважин (рис. 1), удаленных на расстояние до нескольких километров от виброисточников.

Основная трудность в понимании механизма этого явления состоит в малом значении удельной энергии воздействия на глубокозалегающие пласты и их удаленные участки. По результатам натурных измерений для значимого влияния на нефтяные залежи достаточно сейсмического поля интенсивностью  $10^{-7}$ — $10^{-6}$  Вт/м<sup>2</sup> (амплитуда низкочастотных упругих колебаний  $U \sim 10^{-9}$ — $10^{-8}$  м) [Курленя, Сердю-

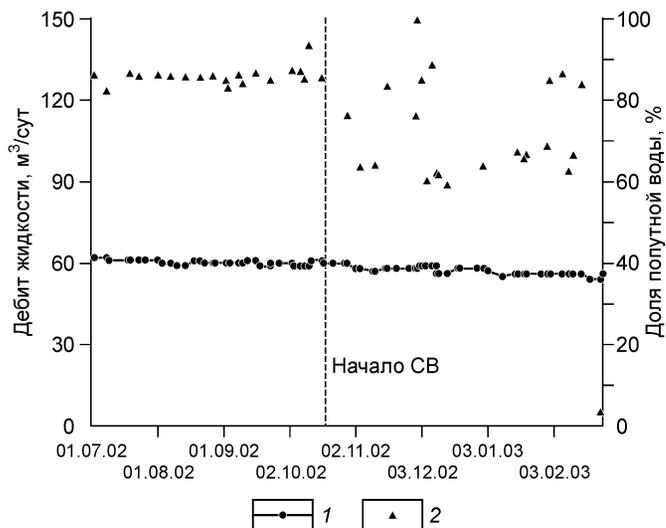


Рис. 1. Влияние сейсмического воздействия (СВ) на эксплуатационные показатели нефтескважины 7150 Покачевского месторождения (Западная Сибирь)

1 — дебит жидкости, 2 — обводненность.

ков, 1999в]. Лабораторные эксперименты показывают, что это значение существенно ниже критического порога удельной акустической мощности, необходимой для непосредственного влияния на физические процессы в пористых флюидонасыщенных средах. Если причиной изменения фильтрационных свойств нефтяного коллектора считать энергию внешнего поля, то для снятия противоречия необходимо сформулировать механизм ее накопления средой. Удовлетворительные модели соответствующих микроявлений и высокочастотных внутрипластовых колебательных систем неизвестны. Альтернативный подход рассматривает изменение свойств продуктивного пласта как результат высвобождения его внутренней энергии при нелинейном взаимодействии с волновым полем.

Другая проблема заключается в разнообразии проявлений сейсмического воздействия (СВ) на залежь. В натуральных экспериментах обнаружены значительное изменение уровней жидкости в эксплуатационных скважинах [Курленя, Сердюков, 1999в], увеличение содержания нефти в продукции, рост добычи попутного газа, изменение состава углеводородного сырья и его физических свойств [Курленя, Сердюков, 1999б; Аммосов и др., 1992], усиление акустической эмиссии пород-коллекторов [Сердюков и др., 1991] и многое другое. Это предполагает комплексное влияние сейсмических волн на ряд процессов в продуктивном пласте и определяет необходимость увязывания различных физических явлений в единую систему. Такой подход отличается от большинства принятых в настоящее время концепций, постулирующих влияние одного или нескольких явлений, рассматриваемых изолированно друг от друга, например, снижения вязкости нефти, усиления капиллярной пропитки, снижения поверхностного натяжения на границе раздела фаз и др. Большинство из них обосновывается результатами физического моделирования в условиях, отличных от натуральных [Beresnev, 2005; Roberts, 2005; Николаевский и др., 2006]. Например, в лабораторных исследованиях механизма извлечения остаточной нефти упругими волнами амплитуда ускорения низкочастотных вибрационных колебаний модельной среды составляла единицы  $m/c^2$  [Beresnev, 2005], что в  $10^4$ — $10^5$  раз больше значений, технически достижимых на удалении от источника вне призабойной зоны эксплуатационных скважин. В работе [Roberts, 2005], где соответствию модели натурным условиям уделено особое внимание, амплитуда упругих колебаний равнялась 70 мкм, что на три порядка выше, чем при сейсмической обработке пласта. Еще большее несоответствие имеет место при сравнении относительных деформаций, создаваемых применяемыми динамическими нагрузками. В натуральных условиях этот параметр равен  $4U/\lambda \sim 10^{-10}$ , где  $\lambda$  — длина продольной волны, которая на частотах 10—20 Гц составляет 150—250 м. В лабораторных установках модель среды и система воздействия, как правило, закрепляются на едином основании (силовое замыкание). В этом случае изменение линейного размера модели определяется амплитудой упругих колебаний и относительная деформация равна  $U/L$ , где  $L$  — длина образца. При  $U = 70$  мкм и  $L = 0.6$  м [Roberts, 2005], относительная деформация модели составляет  $10^{-4}$ , что на 6 порядков выше, чем в натуральных условиях. Такое несоответствие масштабов ставит под сомнение правомерность применения теорий, построенных на интерпретации лабораторных данных, в практике разработки месторождений. Действительно, полевые эксперименты не подтверждают ряд распространенных гипотез. В частности, показана неэффективность сейсмической обработки обводненных *однородных* пластов (например, АВ<sub>6</sub> Советского и БС<sub>5</sub> Правдинского месторождений) и промытых зон с высоким значением накопленного водонефтяного фактора (отношение объемов воды и нефти, извлеченных из пласта с начала разработки), остаточная нефтенасыщенность которых тем не менее составляет 15—20 %. Это свидетельствует о незначительном значении процессов кластеризации рассеянных нефтяных капель [Николаевский, 1992] и повышения нефтенасыщенности кровельной части продуктивного пласта за счет ускорения сейсмическим полем гравитационной сегрегации нефти и воды [Погосян и др., 1987].

Еще хуже обстоят дела при переходе от объяснений наблюдаемых явлений к прогнозу применения волновых технологий на конкретном месторождении. Известные гипотезы не позволяют оценить ожидаемый эффект, определить режим воздействия и согласовать его с системой разработки, что является серьезным препятствием внедрения рассматриваемых методов в нефтедобывающую промышленность. С точки зрения существующих воззрений не понятно, чего вообще ожидать от сейсмического воздействия во многих реальных ситуациях, например при пониженных пластовых давлениях.

Для решения этих вопросов в работе предложена качественная модель механизма стимуляции добычи нефти сейсмическими полями малой интенсивности с причинно-следственными связями между составляющими физическими процессами, построенная на предположениях, основанных на полевых наблюдениях. Относительно сильные воздействия, как, например, в акустических скважинных технологиях очистки призабойной зоны пласта, основанных на эффекте прогрева околоскважинного пространства акустическим полем с плотностью энергии несколько Дж/м<sup>3</sup> [Maximov, 2005], не рассматриваются.

#### ОЦЕНКА БАЛАНСА ЭНЕРГИЙ СЕЙСМИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ И РЕАКЦИИ НЕФТЯНОГО ПЛАСТА

Чтобы определить причину преобразования свойств нефтепродуктивного пласта в сейсмическом поле, нами в натуральных условиях выполнена оценка баланса энергий воздействия и реакции среды. Идея

эксперимента состоит в использовании эффекта дегазации недонасыщенной нефти в сейсмическом поле для оценки снизу работы по изменению свойств продуктивного пласта при одновременном контроле интенсивности воздействия. Такой подход более достоверен по сравнению с оценкой энергетического баланса по вторичному акустическому излучению, так как, во-первых, не известна доля энергии нелинейного преобразования среды, сбрасываемая в эмиссионное излучение, а во-вторых — сложно учесть контактные условия регистрации высокочастотных упругих колебаний в обсаженных эксплуатационных скважинах.

Синусоидальные упругие колебания частотой 8 Гц создавались наземным источником амплитудой силы 550 кН. Длительность единичного сеанса обработки составляла 30 мин, общее время воздействия в течение месяца равнялось  $t = 100$  ч. Для объекта, подвергнутого обработке, свойства которого даны в табл. 1, среднее значение пластового давления ( $P_p$ ), и забойные давления ( $P_w$ ) в добывающих скважинах (13.0—13.5 МПа) выше давления насыщения нефти газом ( $P_g$ ). Поэтому в обычных условиях объем попутного газа соответствует его содержанию в растворенном виде в пластовой нефти, и соотношение дебитов нефти и газа (газовый фактор) близко к постоянному значению. Появление дополнительного газа возможно только за счет его выхода из пласта в свободной фазе, для получения которой надо выполнить работу по преодолению барьера разницы давлений.

Программа наблюдений включала контроль забойных и пластовых давлений, дебитов нефти и газа по скважинам изолированного блока нефтяной залежи площадью  $S_p = 4$  км<sup>2</sup>, а также измерение скважинными приборами амплитуды сейсмических колебаний в продуктивном пласте, залегающем на глубине около 1.5 км. В результате его волновой обработки дополнительно добыто  $V_g = 7700$  м<sup>3</sup> попутного газа в пересчете на давление насыщения нефти газом. Для создания соответствующего объема и давления в поле пластового давления со средним значением 16.8 МПа необходимо выполнить работу, равную  $(P_f - P_g) \cdot V_g = 4.5 \cdot 10^{10}$  Дж, а при минимальном значении давления, соответствующем забойному, — не менее  $(P_w - P_g) \cdot V_g = 1.6 \cdot 10^{10}$  Дж. Это оценка снизу, поскольку КПД процесса дегазации ниже 100 % и не весь выделившийся газ транспортируется к скважинам.

По данным прямых скважинных измерений, амплитуда гармонических колебаний кровли пласта на частоте воздействия  $f = 8$  Гц не превышала  $5 \cdot 10^{-9}$  м, откуда плотность потока сейсмической энергии, падающего на пласт со стороны наземного источника,

$$\Phi = 2\pi^2 \rho V_p U^2 f^2 \sim 10^{-6} \text{ Дж/м}^2/\text{с},$$

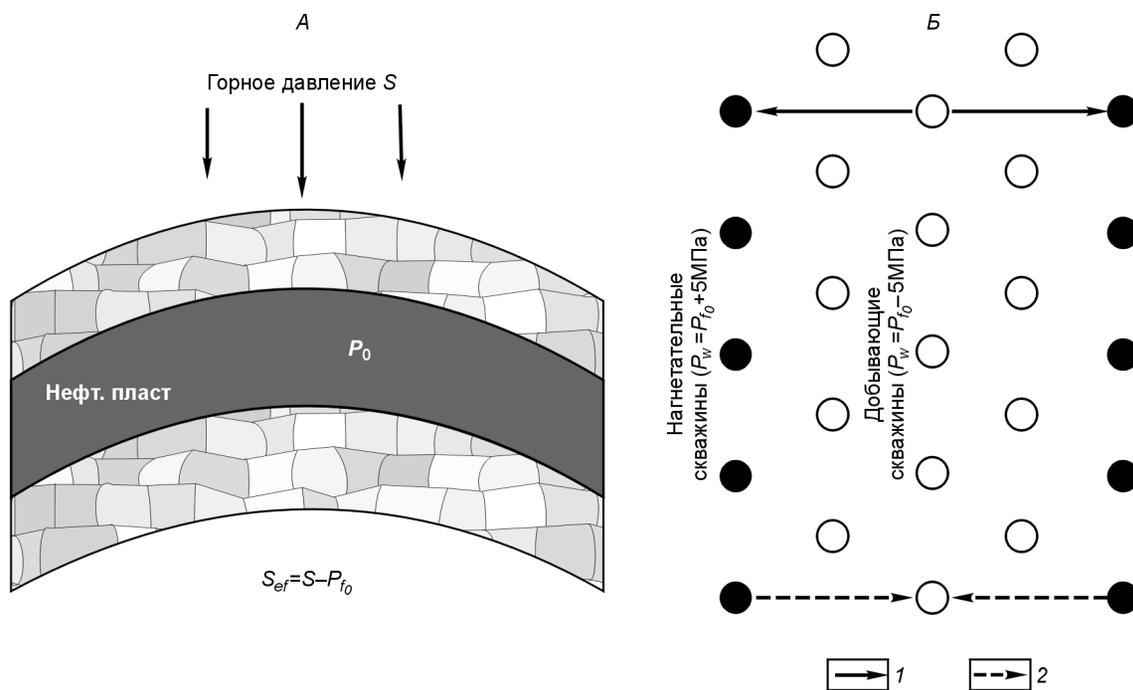
где  $\rho$  — плотность горной породы,  $V_p$  — скорость продольных волн (см. табл. 1). Нарботка виброисточника ( $t = 100$  ч) при площади участка воздействия в  $S_p = 4$  км<sup>2</sup> обеспечила суммарную энергию воздействия не более  $\Phi \cdot t \cdot S_p = 6 \cdot 10^6$  Дж. Если учитывать только зону контуров питания добывающих скважин, то полученное значение следует уменьшить примерно в три раза. Ясно, что только часть этой энергии поглощена нефтяным коллектором. Даже если процесс генерирования газа увеличивает логарифмический декремент диссипации сейсмических волн продуктивным пластом на порядок по сравнению с вмещающими консолидированными горными породами (например, до 0.5, что выше измеренных значений), продуктивный пласт мощностью 12 м при длине волны 200—300 м поглощает не более 1—2 % энергии проходящей прямой волны. Таким образом, в результате закачки в пласт сейсмической энергии порядка  $10^5$  Дж, работа, совершаемая по выделению газа, составила не менее  $10^{10}$  Дж. Приведенные данные показывают, что собственной энергии внешнего поля катастрофически не хватает для наблюдаемых процессов и никакой механизм ее накопления не может компенсировать этот дефицит. Остается внутренняя энергия пласта, активизируемая сейсмическим воздействием.

#### ИСТОЧНИК ЭНЕРГИИ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ СВОЙСТВ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА В СЕЙСМИЧЕСКОМ ПОЛЕ

В поиске возможных внутренних источников энергии в пласте обратим внимание на глубокое несоответствие между натурными и лабораторными исследованиями по интенсивности облучения, требуемой для существенного изменения свойств нефтенасыщенных пород. Влияние масштабного фактора

Таблица 1.

Параметр	Значение
Пластовое давление (среднее текущее значение)	16.8 МПа
Пластовое давление (начальное значение)	15.3 МПа
Давление насыщения нефти газом	10.9 МПа
Средняя нефтенасыщенная мощность пласта ( $h_p$ )	12 м
Глубина залегания пласта	1531 м
Площадь нефтеносности	4 км <sup>2</sup>
Газовый фактор	80 м <sup>3</sup> /т
Плотность породы	2200 кг/м <sup>3</sup>
Пористость ( $m$ )	20 %
Скорость продольных волн ( $V_p$ )	2500 м/с



**Рис. 2. Схема разработки нефтепродуктивного пласта.**

*A* — разрез, *B* — план. 1 — пластическая деформация, 2 — фильтрационный поток.

следует искать в непредставительности малых объемов горных пород для изучения взаимодействия упругих колебаний с массивом, обладающим, во-первых, внутренней структурой, а во-вторых, равновесное состояние которого нарушено многолетним процессом разработки. Особую чувствительность к внешнему воздействию именно неравновесного продуктивного пласта подтверждает тот факт, что наведенная сейсмичность вмещающих горных пород выражена существенно слабее [Курленя, Сердюков, 1999а].

Процесс разработки ведет к глубокому нарушению термодинамического равновесия пласта, в первую очередь его напряженно-деформированного состояния. Действительно, вследствие многолетней работы насосов в районе нагнетательных скважин начальное пластовое давление  $P_{f_0}$  повышается на величину порядка 3—5 МПа и более, и, как следствие, эффективные напряжения  $S_{ef}$  в коллекторе снижаются. В то же время в районе добывающих скважин  $S_{ef}$  увеличивается примерно на ту же величину, что составляет десятки процентов от первоначального значения, предшествующего началу эксплуатации месторождения (рис. 2). Релаксация пластового давления к равновесному состоянию формирует внутренние фильтрационные потоки, а напряженно-деформированного состояния — пластическую деформацию с постоянной малой скоростью при неизменной внешней нагрузке.

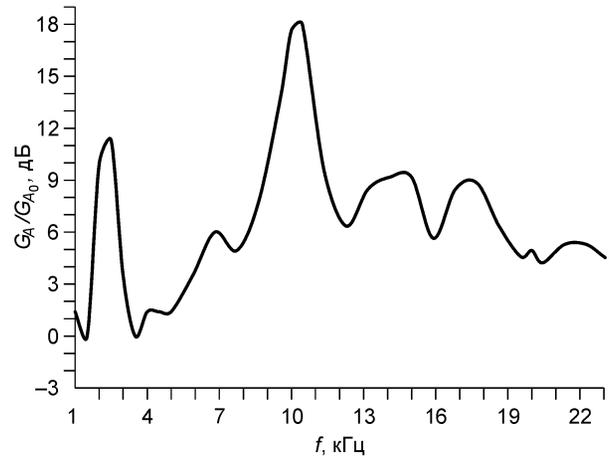
Техногенную энергонасыщенность исследованной нефтяной залежи оценим, исходя из изменения пластового давления в поровом объеме с начала эксплуатации в предположении, что давление и пористость постоянны по разрезу пласта

$$\iint_{(S)} h_{f_s} \cdot m_s \cdot |P_{f_s} - P_{f_0}| dS > (P_f - P_{f_0}) \cdot h_f \cdot m \cdot S_p \sim 10^{13} \text{ Дж},$$

где индекс  $s$  означает переменную по площади  $S$ , а его отсутствие — среднее значение параметра по залежи. Получаемая нижняя оценка ( $\sim 10^{13}$  Дж) на три порядка перекрывает потребности выполнения определенной выше работы ( $\sim 10^{10}$  Дж).

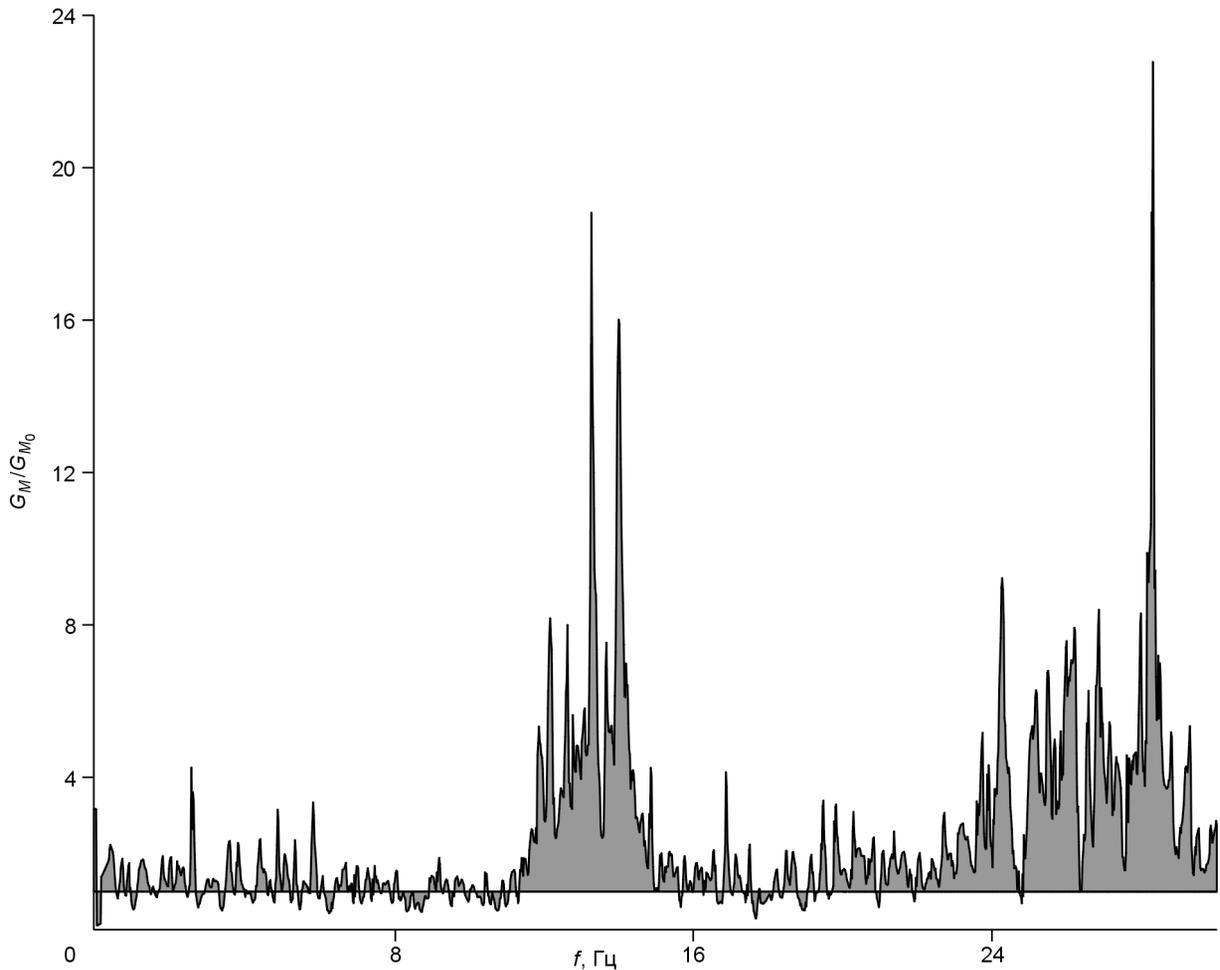
Заметим, что сейсмическая стимуляция значительно увеличивает содержание нефти в продукции отдельных скважин даже внешних эксплуатационных рядов блоковой системы разработки высокообводненных месторождений, что означает подключение застойных участков залежи с низкими фильтрационными свойствами. Исключив из возможных источников внутренней энергии взаимодействие сейсмических волн с фильтрационным потоком, приходим к отправной точке предлагаемой концепции — влиянию внешнего поля на пластическую деформацию неравновесной геологической среды.

**Рис. 3.** Изменение спектральной плотности акустического (высокочастотного) шума продуктивного пласта после сейсмического воздействия ( $G_A$ ) относительно фонового состояния ( $G_{A_0}$ ).



Известно, что такая деформация ведет к накоплению критических напряжений в дефектах, начиная с некоторого размера (масштаба), который и доминирует в релаксации напряжений, поскольку плотность нарушений структуры обратно пропорциональна объему единичного дефекта. Данное утверждение экспериментально обосновано в механике горных пород.

В лабораторных условиях показано, что релаксация напряжений практически всех материалов происходит скачкообразно, причем микросдвиги связаны с внешним воздействием слабых вибраций, играющих роль спускового механизма [Садовский и др., 1981]. В цитируемой работе М.А. Садовского и др., пластическая деформация цементных образцов с включениями туфа изучалась при одноосной нагрузке 5—6 МН/м<sup>2</sup>, что лежит в интервале увеличения вертикального горного давления на продуктивный пласт со стороны покрывающей толщи горных пород в окрестностях добывающих скважин при снижении пластового давления, обусловленного разработкой (см. рис. 2). В опытах показана приуроченность сдвигов амплитуды  $\sim 10^{-6}$  м к акустическому воздействию интенсивностью  $10^{-8}$  Дж/м<sup>2</sup> [Садовский и др., 1981], т. е. даже более слабому, чем в технологиях сейсмиче-



**Рис. 4.** Изменение спектральной плотности микросейсмического (низкочастотного) шума продуктивного пласта после сейсмического воздействия ( $G_M$ ) относительно фонового состояния ( $G_{M_0}$ ).

ской стимуляции добычи нефти. Близкий результат получен и в экспериментах по исследованию влияния коротковолновых ( $\lambda = 3.5$  мм,  $U = 10^{-10}$  м) микровибраций на поведение изломанного разрыва длиной 30 мм и раскрытием 0.1 мм в нагруженном образце [Виноградов, Капустян, 2002].

Деформация неравновесного массива отвечает за генерирование микросейсмического шума, высокий уровень которого выделяет продуктивный пласт среди вмещающих горных пород и косвенно подтверждает сам факт релаксации напряжений. Долговременное усиление под действием единичного низкочастотного воздействия высокочастотной (единицы—десятки кГц) акустической эмиссии глубокозалегающего нефтяного пласта [Сердюков и др., 1991] свидетельствует о влиянии слабого сейсмического поля на этот процесс (рис. 3), возможно, за счет синхронизации длинноволновым полем микросдвигов в протяженном объеме нефтяной залежи. Очевидно, что максимальная реакция продуктивного пласта будет иметь место при совпадении частоты внешних колебаний с собственной частотой (или ее гармониками) элемента внутренней структуры доминирующего масштаба. Это объясняет наблюдаемые в экспериментах частотную избирательность продуктивных пластов, аномалии затухания сейсмических волн доминантных частот и дискретный спектр наведенной сейсмичности, под которым понимаем изменение спектральной плотности микросейсмического шума глубокозалегающего нефтепродуктивного пласта после сейсмического воздействия ( $G_m$ ) по отношению к его фоновому состоянию ( $G_{m_0}$ ) до волновой обработки (рис. 4).

Определившись с источником внутренней энергии преобразования свойств среды, необходимо понять, как аномальная чувствительность пластической деформации продуктивного пласта к сейсмическому воздействию приводит к увеличению добычи нефти и другим наблюдаемым эффектам, в частности, выделению газа из недонасыщенной нефти, а также почему выделившийся газ на пути своей миграции к добывающим скважинам снова не растворяется в недонасыщенной нефти. Такая постановка резко сужает круг возможных физических явлений и заставляет обратиться к особенностям строения структурированного продуктивного пласта.

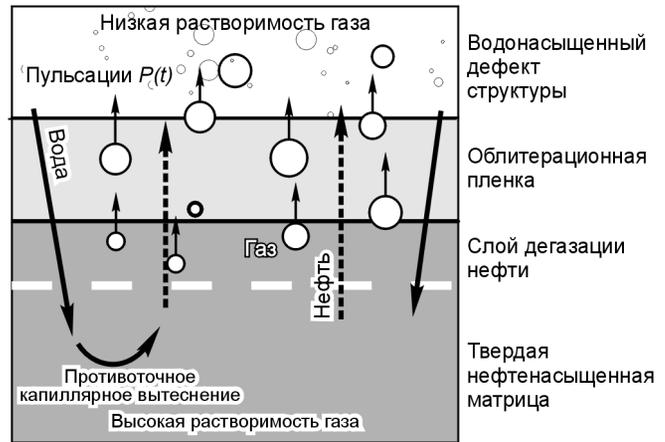
#### ГЕНЕРАЦИЯ СВОБОДНОГО ГАЗА ИЗ НЕДОНАСЫЩЕННОЙ НЕФТИ

Распространенным элементом внутренней структуры нефтепродуктивных пластов являются зоны микротрещиноватости, которые в трещиновато-поровых коллекторах разделяют крупные трещины, а в поровых коллекторах отделены друг от друга участками ненарушенной пористой среды, что обеспечивает соответствие внутренней структуры наблюдаемому высокому значению гидродинамического сопротивления. Зона повышенной концентрации нарушений сплошности образует фильтрационный канал пониженного сопротивления по отношению к сплошной среде. Подобные каналы могут формировать сеть, которая определяет или, по крайней мере, оказывает существенное влияние на поток жидкости в пласте. По нашему мнению, причины изменения дебита добывающих и приемистости нагнетательных скважин следует искать во влиянии сейсмического воздействия на проницаемость именно фильтрационных каналов. Действительно, полевые данные показывают, что сейсмическое воздействие малой интенсивности не оказывает существенного влияния на свойства порового пространства. Показателен пример одновременной обработки пластов БС<sub>6</sub> и БС<sub>8</sub> Правдинского месторождения, основное различие между которыми сводится к пленкам глинистого цемента, обволакивающим поры пласта БС<sub>8</sub>, что ведет к его низкой проницаемости несмотря на высокую пористость (20 %). Сейсмическое воздействие на пласт БС<sub>8</sub> дало нулевой эффект, в то время как по пласту БС<sub>6</sub>, проницаемость которого на порядок больше, получено долговременное увеличение добычи нефти.

В поздней стадии разработки после прохождения фронта заводнения трещины, обладающие повышенной фильтрационной способностью по отношению к порам, заполнены водой, а окружающие участки пористой среды могут содержать остаточную нефть. Ее извлечение происходит по известному механизму противоточного капиллярного вытеснения, когда в пористую среду по мелким капиллярным каналам проникает вода, создает тем самым градиент давления с водонасыщенным фильтрационным каналом и вытесняет в него нефть. Этому вытеснению препятствуют пленки на поверхности пористого фрагмента, состав и строение которых различны в зависимости от сродства поверхности с водой.

Из механики горных пород известно, что в реальной среде сдвиг ведет к изменению объема, в данном случае дефекта структуры, что в среде, насыщенной жидкостью, эквивалентно пульсациям давления  $P(t)$ . Для дальнейшего изложения важно, что всегда можно выделить такую геометрию берегов дефекта, которая обеспечит, пусть в локальной области и на короткое время, падение давления жидкости до значения ниже давления насыщения нефти газом. Пульсации давления в заполненной водой микротрещине охватывают ее окрестности, в том числе прилегающий слой пористой среды с остаточной нефтенасыщенностью, создавая в нем условия дегазации нефти (рис. 5). Похожее явление наблюдалось Н.В. Черским и др. [1985], экспериментально обнаружившими, что обработка слабыми упругими колебаниями гумусных углей сопровождается возникновением на их поверхности системы вложенных друг в друга пузырьков.

**Рис. 5. Схема образования свободного газа из недонасыщенной нефти при пульсациях давления в водонасыщенных дефектах структуры.**



Дадим прикидочную оценку требуемой пространственно-временной плотности микросдвигов. В предположении сохранения относительной деформации при переходе от лабораторных образцов [Садовский и др., 1981] к продуктивному пласту мощностью 12 м (масштабный коэффициент  $K = 10^3$ ) будем полагать, что низкочастотное сейсмическое воздействие ведет в продуктивном пласте к повышению частоты и пространственной плотности деформационных скачков миллиметрового ( $K \cdot 10^{-6}$  м) масштаба. Очевидно, что масштаб скачков определяет линейные размеры дефектов (или их обособленных участков) с существенным изменением давления газожидкостного наполнителя. При известном из петрографии соотношении  $10^{-2}$  поперечного ( $\delta$ ) и продольного ( $d$ ) размеров нарушений структуры горных пород и  $(P_w - P_g)/P_g$ -кратном изменении объема дисковидного дефекта в процессе сдвига (условие дегазации нефти), чтобы получить дополнительный объем попутного газа  $V_g = 7700 \text{ м}^3$  требуется порядка  $4V_g / (\pi d^2 \delta) \cdot (P_w - P_g)/P_g = (1.2 - 1.5) \cdot 10^{15}$  сдвигов. В объеме продуктивного пласта  $S_p \cdot h_f \approx 2 \cdot 10^8 \text{ м}^3$  и длительности эксперимента 1 месяц это дает несколько микросдвигов в кубическом метре залежи в одну секунду. Полученная оценка не выглядит чрезмерной. Регистрируемые эмиссионные события имеют существенно более высокую частоту следования. Так, в натуральных экспериментах в нефтепродуктивном пласте, подвергнутом сейсмическому воздействию, обнаружено усиление акустической эмиссии в двух диапазонах частот: 1—3 и 11—14 кГц (см. рис. 3). Интервал частот нижнего пика в свете вышеприведенных рассуждений при дальности регистрации эмиссионного события около 0.5 м снижает требование к масштабу сдвига до 0.1 мм.

### СТИМУЛИРОВАНИЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ

Образующиеся газовые пузырьки, обладая повышенной проникающей способностью, под влиянием градиента давления противоточного капиллярного вытеснения диффундируют через пленку, покрывающую поверхность пористого фрагмента, и увеличивают тем самым ее сжимаемость. В условиях внешних переменных нагрузок и высокочастотного эмиссионного излучения, генерируемых микросдвигами, это ведет к разупрочнению и дезинтеграции пленок, что в гидрофобных коллекторах сопровождается увеличением выхода адсорбентов, в частности асфальтенов и силикагелевых смол (табл. 2), и является одной из причин сейсмической стимуляции добычи нефти. В работе [Dorovsky et al., 2002] дана математическая модель параметрического резонанса нефтяных пленок подвергнутых воздействию ультразвуковым колебаниям в присутствии газа, показывающая возможный механизм дестабилизации пленок, отчасти объясняющий наблюдаемые явления.

Газовые пузырьки, попадая в водонасыщенные фильтрационные каналы, не растворяются, так как растворимость углеводородных компонент газа в воде в десятки раз ниже, чем в нефти. Свободный газ выносится потоком в добывающие скважины, объясняя наблюдаемое увеличение добычи попутного газа

Таблица 2.

Период	Дебит попутного газа, м <sup>3</sup> /сут					Содержание мех. примесей, мас. % · 100			Среднее содержание, мас. %	
									асфальтенов	силикагелевых смол
	Пласт П					Пласт АС <sub>11</sub>			Пласт П	
Скв. 926	909	925	922	923	226	239	240			
До СВ	2494	2076	1589	1198	692	2.6	18.2	3.4	0.8	3.3
В процессе СВ	5598	2076	1589	1198	396	—	—	—	1.2	5.3
После СВ:										
1-й месяц	2800	2120	1571	931	757	28.4	23.0	18.0	1.1	4.5
3-й месяц	—	—	—	—	—	—	—	—	1.3	5.8
20-й месяц	—	—	—	—	—	—	—	—	1.5	4.7

в период сейсмической обработки (см. табл. 2), а также изменения его компонентного состава [Аммосов и др., 1992; Курленя, Сердюков, 1999б]. Таким образом, за счет адекватного усложнения модели среды введением внутренней структуры коллектора, пластической деформации и зон с различной растворимостью газа, удается относительно просто сформулировать физическую картину генерации свободного газа, являющегося одним из важнейших элементов в механизме сейсмической стимуляции добычи нефти. При таком подходе высокое значение давления пластовой жидкости по отношению к давлению насыщения нефти газом не препятствует его выделению и, что самое важное, не требует введения сложных механизмов последующей стабилизации газа в свободной фазе.

Известно, что макронеоднородность фильтрационно-емкостных свойств месторождений нефти является одной из основных причин снижения нефтеотдачи и обусловлена, прежде всего, неравномерностью распределения глинистых частиц в нефтяном коллекторе. Эти частицы, обладая развитой поверхностью и высоким адсорбирующим действием, способствуют при фильтрации воды и нефти в песчаниках нарушению закона Дарси в области малых скоростей. В результате взаимодействия между твердой фазой и флюидом образуются устойчивые коллоидные растворы, частично или полностью перекрывающие проницаемые каналы. Такое блокирование в условиях консервации или снижения производительности части эксплуатационных скважин на поздних стадиях разработки месторождения ведет к увеличению имеющихся и образованию новых застойных зон, содержащих запасы остаточной нефти. Чтобы началось движение, необходимо разрушить эту структуру, приложив некоторый перепад давления  $\gamma$ , который изменяется в широких пределах и, как правило, тем выше, чем больше глинистого компонента содержится в пористой среде и чем выше ее водонасыщенность [Довжок и др., 1984]. Фактически мы имеем среду с предельным градиентом, величина которого определяется свойствами и интенсивностью процесса образования коллоидных структур. Совокупность заблокированных каналов формирует низкопроницаемую зону, содержащую остаточные запасы нефти, относящиеся к трудноизвлекаемым.

При сейсмическом воздействии (СВ), как было показано ранее, в водонасыщенные фильтрационные каналы попадает газ, который, обладая высокой проникающей способностью, насыщает коллоидные образования, блокирующие часть каналов при малых градиентах давления (рис. 6). Наблюдаемое в процессе сейсмического воздействия на пласт увеличение выноса механических частиц (см. табл. 2) и вязких компонент нефти подтверждает разрушение коллоидных образований, происходящее за счет действия переменного давления в присутствии газа по механизму разупрочнения и потери связности аналогично известному эффекту в технологиях акустического обогащения полезных ископаемых [Шульгин и др., 1987]. Этот процесс, вероятно, лежит в основе экспериментально наблюдаемого снижения „структурной вязкости“ пластовых флюидов в сейсмическом поле.

Какое-то значение, по крайней мере, для фильтрации газа с малым градиентом давления, может иметь и интенсификация движения газожидкостной смеси в канале переменного сечения за счет сдвиговых и нормальных сейсмических колебаний  $x(t)$  берегов. Эти колебания могут играть существенную роль при более высоких интенсивностях сейсмического поля, например, в обработке приповерхностных месторождений вязкой нефти мощными наземными виброисточниками [Сердюков, 2001].

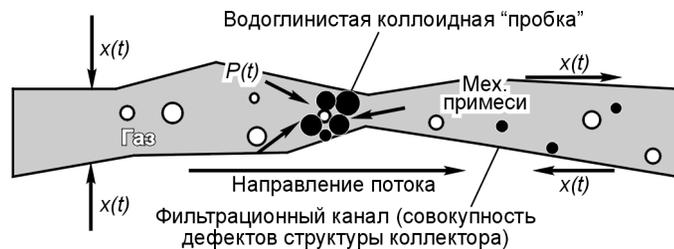
Результатом указанных процессов является снижение предельного градиента  $\gamma$  и за счет восстановления проводимости некоторых фильтрационных каналов разукрупнение застойных зон, снижение их характерного размера  $l$ . Эти параметры входят в известные формулы подземной гидравлики, определяющие макропоказатели разработки нефтепродуктивных пластов, в том числе коэффициент охвата разработкой  $J$ , показывающий отношение дренируемого объема залежи к общему объему ее порового пространства, и интенсивность перетока  $q$  в неоднородных пластах между областями с низкой и высокой проницаемостями при нестационарном заводнении

$$J = Q_L \cdot \mu / (k \cdot \gamma \cdot L_W), \quad (1)$$

$$q = \alpha \cdot \frac{k \cdot \rho}{l^2 \cdot \mu} \cdot \Delta P, \quad (2)$$

где  $Q_L$  — средний дебит добывающих скважин,  $L_W$  — расстояние между их забоями,  $\mu$  — вязкость флюида,  $k$  — коэффициент проницаемости,  $\alpha$  — коэффициент, зависящий от формы низкопроницаемой зоны,  $l$  и

$k$  — ее характерный размер и коэффициент проницаемости,  $\rho$  — плотность флюида,  $\Delta P$  — разница давлений между низко- и высоко-



**Рис. 6.** Схема восстановления проводимости фильтрационного канала при пульсациях давления в присутствии свободного газа.

**Рис. 7. Структурная схема механизма стимуляции добычи нефти сейсмическими полями малой интенсивности.**



проницаемыми зонами. В соответствии с (1) снижение  $\gamma$  способствует вовлечению в разработку застойных зон, а снижение  $l$  в соответствии с (2), резко усиливает обмен жидкостью между разнопроницаемыми объемами залежи, обусловленный различием скорости восстановления давления в режиме неустановившейся фильтрации в среде. В результате получаем увеличение добычи нефти главным образом за счет вовлечения в разработку слабодренлируемых и застойных участков макроеднородного пласта.

Система базовых физических процессов, отвечающих за сейсмическую стимуляцию добычи нефти, схематично показана на рис. 7. В ее рамках естественное обоснование получают наблюдаемые зависимости эффективности сейсмической стимуляции добычи нефти от содержания глинистого компонента [Кучумов, 1988], типа коллектора, стадии разработки месторождения. Так, положительное влияние перекомпенсации отбора жидкости нагнетанием в пласт вытесняющего агента обусловлено снижением эффективного сжатия нарушений сплошности коллектора при увеличении пластового давления, а преимущественное влияние горизонтальной компоненты сейсмических колебаний [Курленя, Сердюков, 1999в] — более низким значением горизонтальных сжимающих напряжений в нефтяном пласте по сравнению с вертикальным горным давлением. Источниками усиления акустической эмиссии в глубокозалегающем продуктивном пласте под сейсмическим воздействием [Сердюков и др., 1991] являются, с одной стороны, повышение интенсивности деформационного процесса, а с другой — образование свободного газа и генерация ультразвука при его фильтрации, например, по механизму, рассмотренному в работе [Заславский, 2005].

Через доминирующий масштаб структурных нарушений коллектора объяснение находят и избирательная реакция нефтяной залежи на частоту воздействия, и экспериментально сложившиеся приемы определения собственных частот продуктивных пластов по дискретному спектру наведенной сейсмичности.

Предложенный механизм сейсмической стимуляции добычи нефти позволяет прогнозировать технологическую эффективность воздействий на залежи с различными геолого-физическими условиями залегания нефти, а также создает методическую основу комплексирования сейсмической стимуляции с другими методами интенсификации разработки месторождений. Не останавливаясь на этом вопросе подробно (его планируется рассмотреть в отдельной статье), отметим перспективность сочетания сейсмической технологии и нестационарного заводнения неоднородных пластов, потенциально высокие результаты сейсмической обработки трещиновато-поровых коллекторов, низкие — терригенных пластов с пониженной проницаемостью порового пространства.

## ВЫВОДЫ

Впервые экспериментально изучен энергетический баланс стимуляции добычи нефти сейсмическим полем малой интенсивности и показано, что изменение свойств продуктивного пласта происходит за счет его внутренней энергии, активизируемой внешним воздействием.

Предложен механизм сейсмического воздействия, основанный на влиянии слабых колебаний на пластическую деформацию продуктивного пласта, выведенного из термодинамического состояния равновесия процессом разработки. Центральным элементом является генерирование свободного газа из недонасыщенной нефти в пористой среде. Газовые пузырьки насыщают и увеличивают сжимаемость блокирующих пленок и коллоидных образований, что создает условия для их усталостного разрушения под действием переменного нагружения.

Механизм сейсмической стимуляции добычи нефти представлен минимальным набором физических процессов, объясняющим все без исключения эффекты, наблюдаемые в полевых экспериментах. В дальнейшем состав процессов может быть расширен за счет явлений второго плана, уточняющих предложенный подход.

Работа выполнена при поддержке РФФИ (гранты 06-05-08037, 05-05-64558).

#### ЛИТЕРАТУРА

**Аммосов С.М., Барабанов В.Л., Войтов Г.И., Гриневский А.О., Киссин И.Г., Кузнецов В.В., Николаев А.В., Славин С.С.** Результаты экспериментального изучения вибрационного воздействия на нефтяные залежи // Современные методы увеличения нефтеотдачи пластов. М., Наука, 1992, с. 98—102.

**Виноградов С.Д., Капустян Н.К.** Влияние слабых вибраций на поведение единичного разрыва // Физика Земли, 2002, № 8, с. 65—68.

**Довжок Е.М., Балакирев Ю.А., Мирзоян Л.Э.** Регулирование разработки и увеличение нефтеотдачи пластов. Киев, Техника, 1984, 144 с.

**Заславский Ю.М.** К теории акустической эмиссии при фильтрации газа частично флюидонасыщенной среды // Электронный журнал „Техническая акустика“, 2005, № 5, 11 с.

**Курленя М.В., Сердюков С.В.** Низкочастотные резонансы сейсмической люминесценции горных пород в вибросейсмическом поле малой энергии // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых, 1999а, № 1, с. 3—7.

**Курленя М.В., Сердюков С.В.** Реакция флюидов нефтепродуктивного пласта на вибросейсмическое воздействие малой интенсивности // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых, 1999б, № 2, с. 11—17.

**Курленя М.В., Сердюков С.В.** Определение области вибросейсмического воздействия на месторождение нефти с дневной поверхности // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых, 1999в, № 4, с. 4—11.

**Кучумов Р.Я.** Применение метода вибровоздействия в нефтедобыче. Уфа, Башкир. кн. изд-во, 1988, 144 с.

**Николаевский В.Н.** Вибрации горных массивов и конечная нефтеотдача пласта // Механика жидкости и газа, 1992, № 5, с. 110—118.

**Николаевский В.Н., Степанова Г.С., Ненартович Т.Л., Ягодов Г.Н.** Ультразвук определяет отбор нефти при вибросейсмическом воздействии на пласт // Нефтяное хозяйство, 2006, № 1, с. 48—50.

**Погосян А.Б., Симкин Э.М., Стрёмовский Э.В., Сургучев М.Л., Шнирельман А.И.** Сегрегация углеводородной жидкости и воды в пористой среде в поле упругих волн // Докл. АН СССР, 1987, т. 293, № 1, с. 575—577.

**Садовский М.А., Мирзоев К.М., Негматулаев С.Х., Саломов Н.Г.** Влияние механических микроколебаний на характер пластических деформаций материалов // Физика Земли, 1981, № 6, с. 32—42.

**Сердюков С.В.** Влияние вибросейсмического поля на тепловые и фильтрационные процессы в битумном пласте // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых, 2001, № 2, с. 3—9.

**Сердюков С.В., Кривоуцкий В.С., Гамзатов С.М.** Исследования сейсмических и акустических полей при низкочастотном вибрационном воздействии на нефтяной пласт. Новосибирск, ИГД СО АН СССР, 1991, 32 с. (Препр. / ИГД СО АН СССР, № 43).

**Черский Н.В., Царев В.П., Сороко Т.И., Кузнецов О.Л.** Влияние тектоносейсмических процессов на образование и накопление углеводородов. Новосибирск, Наука, 1985, 224 с.

**Шульгин А.И., Назарова Л.Н., Рехтман В.Н., Заховаев М.Т., Ямщиков В.С.** Акустическая технология в обогащении полезных ископаемых. М., Недра, 1987, 232 с.

**Beresnev I.** The mechanism of recovery of residual oil by elastic waves and vibrations // SEG, Houston, 2005, Annual Meeting, p. 1386—1390.

**Dorovsky V.N., Belonosov V.S., Belonosov A.S.** Numerical investigation of parametric resonance in water-oil structures containing gas // Math. Comput. Mod., 2002, v. 36, p. 203—209.

**Maximov G.A., Radchenko A.V.** Modeling of the intensification of oil production by an acoustic action on the oil pool from the borehole // Acoustical Physics, 2005, v. 51, Suppl. № 1, p. 102—114.

**Roberts P.M.** Laboratory observations of altered porous fluid-flow behavior in Berea sandstone induced by low-frequency dynamic stress stimulation // Ibid., p. 140—148.