

## Глава 9

# Вибросейсмическая технология повышения производительности нефтепродуктивных пластов

Главной проблемой нефтедобывающей промышленности России является вступление крупных месторождений в стадию падающей добычи, для которой характерна высокая обводненность продукции скважин (60–95%). Доля активных запасов нефти в балансе большинства нефтяных компаний снизилась до 45% с ожидаемым падением к 2010 г. до 30%. Вновь открываемые и вводимые в промышленную разработку месторождения имеют значительно меньший промысловый потенциал, способный лишь компенсировать падение добычи на старых месторождениях. Нефтяные месторождения разрабатывают в основном методом заводнения пластов, применение которого в макронеоднородных залежах ведет к опережающему обводнению высокопроницаемых объемов, что ухудшает технико-экономические показатели разработки. Исследования в натуральных условиях установили влияние мощных наземных вибрационных источников на обводненность и дебит промысловых скважин, показав тем самым перспективность вибросейсмической технологии повышения нефтеотдачи месторождений [155].

Интенсивность низкочастотного вибросейсмического воздействия на нефтяные залежи с дневной поверхности составляет менее  $10^{-4}$  Вт/см<sup>2</sup> [107], что на несколько порядков меньше удельной акустической мощности, необходимой, по данным лабораторных экспериментов, для влияния на физические процессы в пористых флюидонасыщенных средах. Несоответствие результатов натуральных и лабораторных испытаний, а также качественный характер представлений о механизме взаимодействия вибросейсмических колебаний малой интенсивности с нефтяной залежью предопределили экспериментальный характер работ по созданию эффективного способа вибрационной обработки нефтепродуктивных пластов с дневной поверхности на основе комплексных натуральных исследований волновых процессов и реакции горных пород на вибросейсмические колебания, а также испытаний технологии в промышленных условиях.

### 9.1. Влияние вибросейсмического воздействия на микросейсмический режим нефтяной залежи

Частотная характеристика эмиссионного отклика продуктивных пластов исследована нами в процессе вибрационных обработок Мортымя-Тетеревского, Мордово-Кармального, Правдинского, Суторминского, Советского и Ярино-Каменоложского месторождений [107, 163].

На рис. 9.1 дана характеристика отклика нефтепродуктивного пласта П Мортымя-Тетеревского месторождения (Западная Сибирь). Длительность сеанса вибросейсмического воздействия составляла 30 мин, частота вибрации – 7.3 Гц, амплитуда колебаний  $A$  – 3.8 нм. Анализ спектральной плотности микросейсм

выполнен по реализациям длительностью 3.5 мин каждая за 30 мин до ( $G_{m0}$ ) и через 2 мин после ( $G_m$ ) сеанса вибросейсмического воздействия на массив горных пород. За время замера спектральной плотности микросейсмиков принято начало реализации, подвергнутой спектральному анализу.

Основной результат состоит в обнаружении частотной избирательности реакции сейсмической эмиссии нефтепродуктивного пласта на вибросейсмическое воздействие, проявляющийся в том, что ее усиление (сейсмическая люминесценция) происходит в основном на отдельных частотах, начиная с некоторого порогового значения, ниже которого усиление эмиссии отсутствует. Частоты пикового усиления сейсмической эмиссии горных пород при вибросейсмическом воздействии на них с дневной поверхности обозначены далее как собственные частоты пласта.

В ходе экспериментов установлено, что низкочастотный эмиссионный отклик продуктивных пластов по количеству и взаимному расположению собственных частот и интенсивности сейсмической люминесценции подразделяется на следующие основные типы:

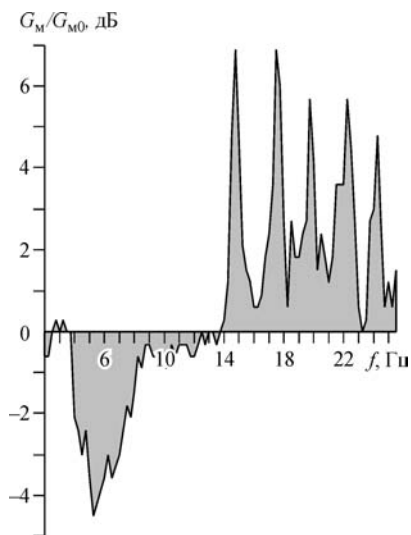
- 1) “гребенка” (совокупность пиков) на собственных частотах, распределение которых по шкале частот имеет вид (рис. 9.1)

$$f_{d_i} = \frac{f_s}{m - i}, \quad i = 0, 1, 2, \dots, m - 1,$$

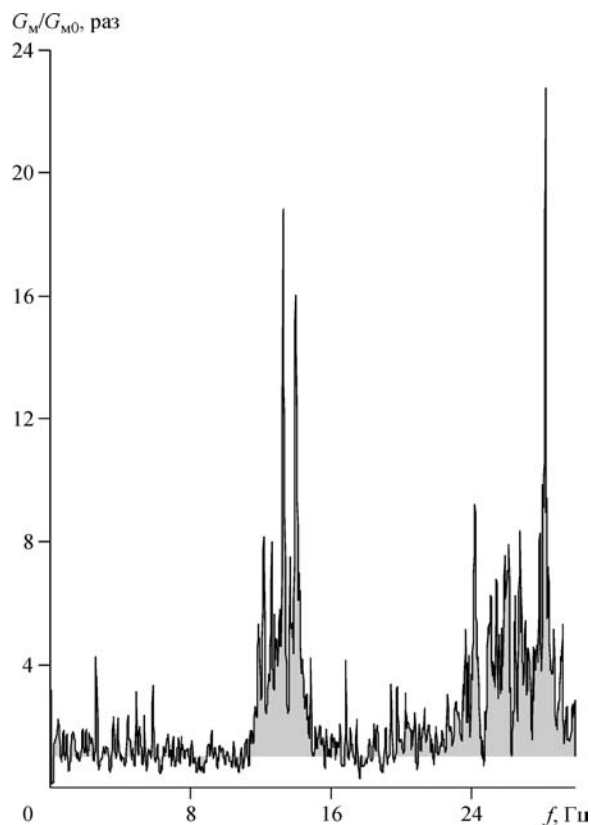
где  $i = 0$  соответствует нижней (пороговой) собственной частоте,  $f_s$  и  $m$  – некоторые параметры, которые назовем структурной частотой и порядком интеграции пласта;

- 2) группы (пачки) близко расположенных собственных частот, разделенные между собой зоной “молчания” (рис. 9.2);
- 3) один выраженный пик (рис. 9.3).

Первый тип структуры эмиссионного отклика характерен для продуктивных пластов, сложенных пористыми песчаниками (терригенный коллектор), когда частота воздействия отличается на 0.5 Гц или более от ближайшей собственной частоты пласта. Статистическая обработка данных, полученных на Мортмыья-Тетеревском (см. рис. 9.1), Суторминском и Советском месторождениях, дает значения параметров  $f_s$  и  $m$ , представленные в табл. 9.1.



**Рис. 9.1.** Изменение спектральной плотности микросейсмиков терригенного пласта П Мортмыья-Тетеревского месторождения под влиянием вибрационной обработки частотой 7.3 Гц



**Рис. 9.2.** Частотная характеристика эмиссионного отклика Башкиро-Намюрской нефтяной залежи в карбонатных породах на вибросейсмическое воздействие ( $f = 12$  Гц,  $T_s = 40$  мин)

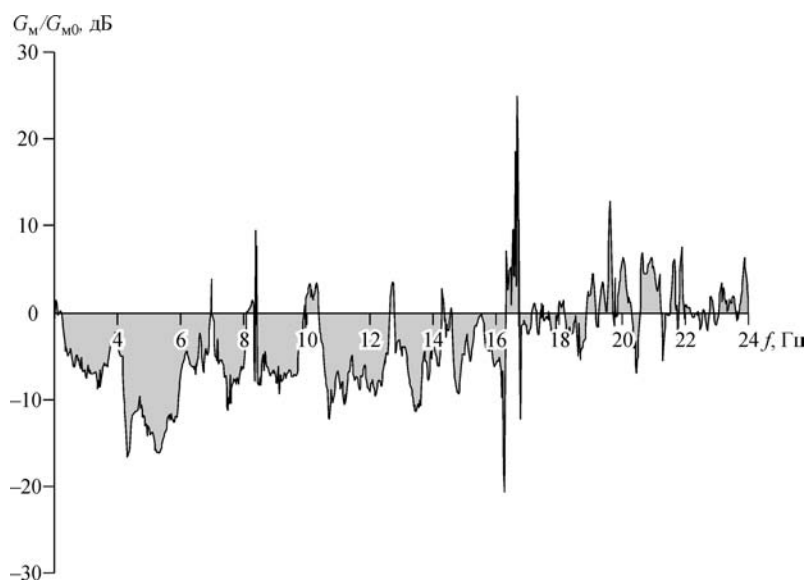
**Таблица 9.1**

Пласт	$f_s$ , Гц	$m$	Коэффициент корреляции
П	145	10	0.96
БС <sub>10-2</sub>	097	9	0.99
АВ <sub>6</sub>	087	9	0.84

Второй тип эмиссионного отклика (см. рис. 9.2) характерен для карбонатного продуктивного пласта с коллектором трещиновато-порового типа.

Когда вибросейсмическое воздействие проводят на собственной частоте пласта, тогда регистрируется один, более интенсивный основной пик (см. рис. 9.3). Так, вибрационная обработка битумного пласта Мордово-Кармальского месторождения на собственной частоте 17 Гц привела к существенно большему усилению эмиссионного излучения (на 25 дБ вместо 7 дБ), чем обработка Мортымья-Тетеревского месторождения на частоте в два раза ниже собственной.

Значения нижней собственной частоты  $f_{d \min}$  нефтепродуктивных пластов с глубинами залегания  $H$  от 110 до 2650 м, измеренных нами на семи различных



**Рис. 9.3.** Изменение спектральной плотности сейсмической эмиссии битумного пласта под влиянием вибросейсмической обработки на частоте 17 Гц

месторождениях, лежат в диапазоне 10–20 Гц, что определяет возможность работы существующих мощных виброисточников в режиме частотного согласования с нефтепродуктивным пластом. Анализ связи  $f_{d\min}$  с глубиной залегания и мощностью нефтенасыщенных слоев  $L_p$  (отношение эффективной нефтенасыщенной мощности пласта к коэффициенту его расчлененности) показывает, что значение соотношения

$$W = \frac{f_{d\min} \cdot L_p}{V_p}$$

лежит в интервале 0.006–0.014 (среднее значение 0.011) и не зависит от глубины залегания пласта.

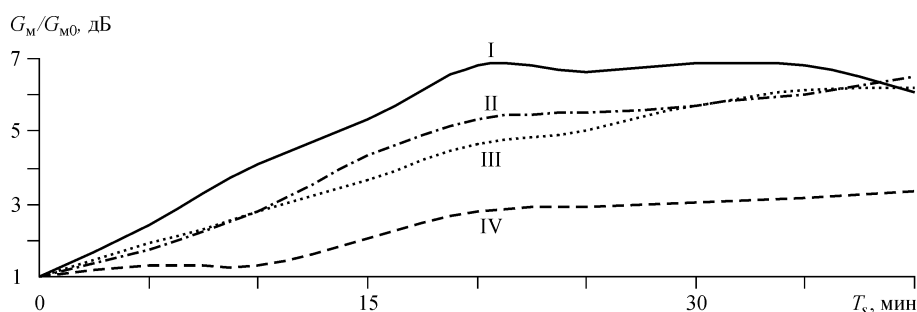
Несмотря на указанные различия, для всех типов низкочастотного эмиссионного отклика нефтепродуктивных пластов свойствен дискретный характер сейсмической люминесценции, что выделяет их среди вмещающих пластов плотных глин, для которых эмиссионный отклик имеет сплошной спектр.

Дискретный спектр сейсмической люминесценции однозначно показывает, что нефтепродуктивные пласты являются колебательными системами с сосредоточенными параметрами, представленными совокупностью связанных осцилляторов. Такое представление соответствует известной модели блочно-иерархического строения массива горных пород, предложенной Садовским. С ее позиций первый тип спектра сейсмической люминесценции объясняется модами колебаний различных совокупностей связанных блоков одного иерархического уровня, где  $m$  определяет наибольший порядок интеграции (дальность взаимодействия) блоков, а  $f_s$  — среднюю собственную частоту элементарного блока. При этом

иерархичность терригенного коллектора в сейсмическом диапазоне частот не выражена. Второй тип эмиссионного отклика, наоборот, обнаруживает взаимосвязь с иерархией более структурированного трещиновато-порового карбонатного коллектора. В этом случае каждая пачка люминесценции (см. рис. 9.2) связана со своим иерархическим уровнем, а внутренняя структура пачки обусловлена разбросом собственных частот элементарных блоков данного уровня (поскольку усреднения за счет интеграции блоков не происходит вследствие меньшей их связности). Взаимное расположение люминесцентных пачек на рис. 9.2 показывает, что коэффициент вложения уровней равен двум.

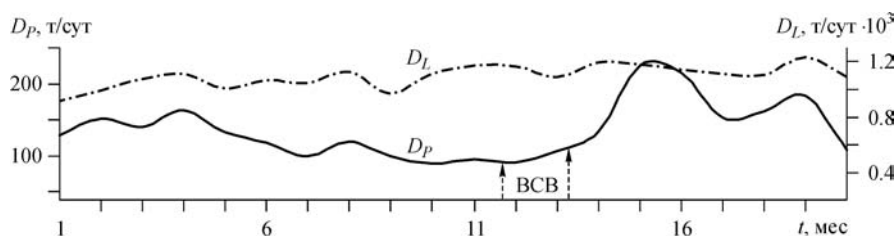
На рис. 9.4 приведена сейсмическая люминесценция нефтепродуктивного пласта II на двух собственных частотах  $f_d$  в зависимости от длительности воздействия  $T_s$  [106]. Увеличение значения  $T_s$  до 20 мин ведет к пропорциональному усилению спектральной плотности микросейсмов на собственных частотах нефтепродуктивного пласта. При этом наблюдается зависимость вида  $G_m/G_{m0} \sim K_s T_s$ , где  $K_s$  – неопределенная функция от амплитуды вибросейсмических колебаний  $A$  и  $|f_v - f_d|$ , относительно которой в исследованном диапазоне параметров можно сказать, что ее значение растет с ростом  $A$  и с уменьшением  $|f_v - f_d|$ . Существует пороговое сочетание значений  $A$ ,  $|f_v - f_d|$  и  $T_s$ , ниже которого сейсмическая люминесценция нефтепродуктивного пласта практически отсутствует (график IV).

После прекращения воздействия на пласт спектральная плотность микросейсмов на собственной частоте сначала растет, достигая максимума на 9–14 мин, а потом быстро падает. Возвращение к фоновому значению наблюдается на 20–30-й минутах после остановки виброисточников, при этом условный полупериод затухающего процесса составляет около 19–20 мин, что совпадает со временем становления сейсмической люминесценции нефтепродуктивного пласта (см. рис. 9.4). Для долговременного поддержания последней достаточно воздействовать на пласт вибросейсмическими колебаниями периодически [106].



**Рис. 9.4.** Изменение спектральной плотности микросейсмов на доминантной частоте нефтепродуктивного пласта в зависимости от длительности вибросейсмического воздействия: I, II –  $A = 3.8$  нм,  $f_d = 14.75, 19.75$  Гц соответственно; III, IV –  $A = 2.6$  нм,  $f_d = 14.75, 9.75$  Гц соответственно

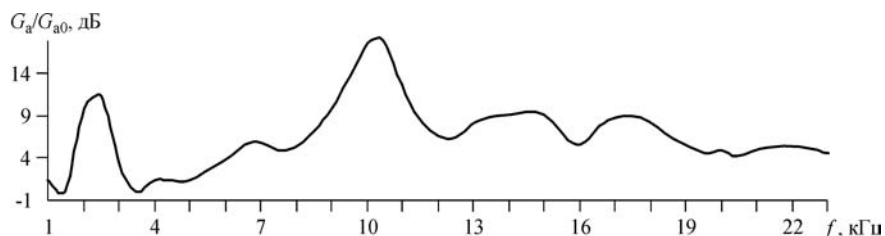
Обнаружен также существенно более длительный геодинамический процесс, который возникает или усиливается в нефтепродуктивном пласте при воздействии на него вибросейсмическими колебаниями [106]. На рис. 9.5 приведены графики среднесуточной добычи нефти  $D_P$  и жидкости  $D_L$  по участку пласта БС<sub>10-2</sub> Суторминского месторождения. После окончания вибросейсмического воздействия (ВСВ) на пласт наблюдается несколько пиков добычи нефти. Условный период этого затухающего процесса составляет около четырех месяцев, а время релаксации – не менее чем 8–12 мес. Характерной его особенностью является то, что изменение добычи нефти определяется в основном колебаниями обводненности жидкости, а не уровня ее добычи.



**Рис. 9.5.** Добыча нефти и жидкости по участку вибросейсмического воздействия (ВСВ) на нефтепродуктивный пласт БС<sub>10-2</sub> Суторминского месторождения

При длительности цикла вибросейсмического воздействия на пласт 0.5 мес (пласт БС<sub>10-2</sub> Суторминского месторождения) доля дополнительной добычи нефти, полученной за счет воздействия, составляет 6%, при длительности 1 мес (пласт П Мортмыря-Тетеревского месторождения) – 17%, а при длительностях 2 мес (пласт БС<sub>6</sub> Правдинского месторождения) и 2.5 мес (пласт БС<sub>10-2</sub> Суторминского месторождения) – соответственно 45 и 42% [106]. Таким образом, время становления длительного геодинамического процесса составляет ~ 2 мес или половину его периода, что накладывает ограничения на минимальную длительность цикла вибрационной обработки пласта.

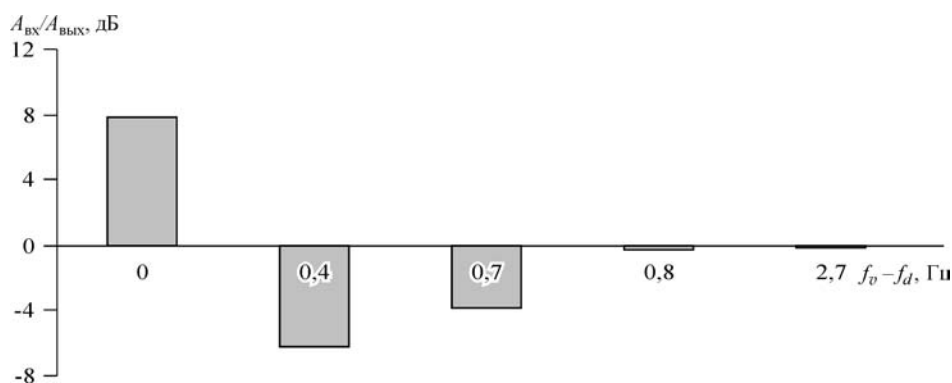
Другим характерным эффектом, сопровождающим этот процесс, является долговременное усиление сейсмической эмиссии нефтепродуктивного пласта в высокочастотном (акустическом) диапазоне, обнаруженное при сравнительном анализе энергетических спектров акустических шумов, измеренных в пласте П до ( $G_{a0}$ ) и после ( $G_a$ ) вибросейсмического воздействия на массив горных пород (рис. 9.6) [163, 106]. Максимальное значение отношения  $G_a/G_{a0}$  составляет около 18 дБ и зафиксировано на частотах 10–11 кГц. Менее значительный пик в 11.3 дБ зарегистрирован на частоте 2.5 кГц. Отдельные пики высокочастотной сейсмической люминесценции горных пород могут быть обусловлены разными микроявлениями, так частота 10 кГц по данным лабораторных исследований соответствует доминирующей частоте акустического шума при разрушении глин. Действительно, после вибросейсмического воздействия на пласт АС<sub>11</sub> Северо-Салымского месторождения в добываемой жидкости увеличилось содержание твердых примесей [106].



**Рис. 9.6.** Изменение спектральной плотности акустического шума нефтепродуктивного пласта под влиянием вибросейсмического поля

Другим важным моментом исследований является открытие явления усиления сейсмического сигнала при прохождении нефтепродуктивного пласта, когда частота воздействия отличается от собственной частоты люминесценции пласта не более чем на 0,1 Гц [106]. Результаты, иллюстрирующие этот эффект, получены в ходе экспериментов на Суторминском (Западная Сибирь) и Ярино-Каменнололожском (Урал) месторождениях (рис. 9.7). При частоте вибрации  $f_v$ , близкой к собственной частоте  $f_d$  (для пласта БС<sub>10-2</sub> Суторминского месторождения в диапазоне от 5 до 18 Гц установлены четыре собственные частоты 10,7, 12,4, 13,7 и 16,6 Гц), но отличной от нее на 0,4–0,7 Гц, наоборот, наблюдается усиление поглощения вибросейсмических колебаний горными породами нефтепродуктивного пласта, которое больше при меньшей разнице указанных частот.

О том, что этот эффект связан не со “стратификационным” резонансом на продольной или поперечной волнах, свидетельствует его локализация в продуктивном пласте, а также тот факт, что для мощностей  $h$  исследованных пластов и пропластков значения резонансных частот существенно выше, чем зарегистрированные нами. Кроме того, такой резонанс не объясняет возникновения автоколебаний на частотах, отличных от частоты монохроматического воздействия, длительного характера звучания пласта после виброобработки и наблюдаемой



**Рис. 9.7.** Изменение амплитуды вибросейсмического сигнала в зависимости от разницы частоты вибрации и доминантной частоты пласта (Суторминское месторождение, нефтепродуктивный пласт БС<sub>10-2</sub>)

интенсивности квазирезонансов для осадочной толщи горных пород, слабо дифференцированной по акустической жесткости [107].

Эффект усиления амплитуды сейсмических колебаний обладает большей частотной чувствительностью, чем сейсмическая люминесценция, что в совокупности с меньшей сложностью регистрации вибросейсмического поля по сравнению с эмиссией горных пород делает его более предпочтительным для определения собственных частот нефтепродуктивных пластов.

## 9.2. Реакция флюидов нефтепродуктивного пласта на вибросейсмическое воздействие малой интенсивности

Из табл. 9.2 следует, что изменение свойств нефти при вибросейсмическом воздействии на залежь с дневной поверхности протекает в две фазы [109]. В первую из них, продолжающуюся примерно до 1 – 3 мес после окончания вибросейсмического воздействия на пласт, возрастают плотность  $\rho$  и вязкость нефти  $\nu$ , увеличивается содержание в ней асфальтенов, силикагелевых смол и парафина. При этом отмечается снижение содержания низкотемпературной фракции (температура выхода  $T_f < 100^\circ\text{C}$ ) и сильное повышение температуры начала кипения  $T_b$  нефти.

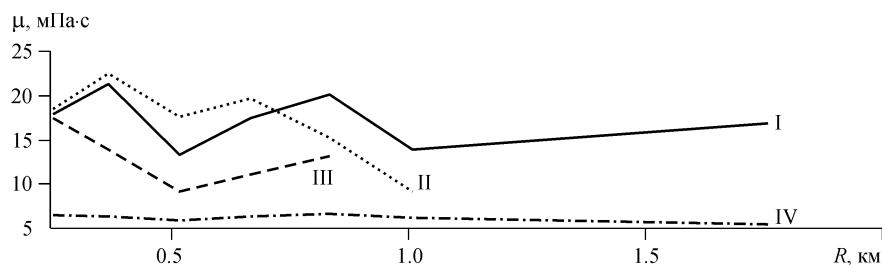
Во вторую фазу происходит смена знака изменения большинства параметров нефти. Для анализа пространственных закономерностей смены фаз изменения свойств нефти построены графики динамической вязкости нефти  $\mu = \nu\rho$  при  $20^\circ\text{C}$  от расстояния  $R$  между забоем скважины и эпицентром вибросейсмического воздействия на пласт (рис. 9.8). График I соответствует по времени концу воздействия на пласт, графики II, III и IV – первому, третьему и двадцатому месяцам после его окончания. С увеличением значения  $R$  вязкость  $\mu$  в начале растет сильнее, но зато и падать начинает раньше.

Снижение содержания в нефти низкотемпературной фракции и повышение температуры начала кипения указывают на дегазацию пластовой нефти в вибросейсмическом поле. В табл. 9.3 приведены средние значения дебитов попутного

Таблица 9.2

$t$	$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	$\nu$ , мм <sup>2</sup> /с	$T_b$ , °C	Объемное содержание температурных фракций $\eta_T$ , %			Весовое содержание компонент $\eta_c$ , %			
				< 100°C	100–150°C	150–300°C	Сера	Асфальтен	Смоли	Парафин
Начало разработки	840	9.7	55	7	11	31	0.40	0.8	6.1	4.9
Перед ВСВ	842	10.5	56	6	10	37	0.50	0.8	3.3	11.0
Конец ВСВ	859	19.0	86	2	10	36	0.49	1.2	5.3	–
1 мес после ВСВ	856	17.6	88	1	8	36	0.47	1.1	4.5	–
3 мес после ВСВ	855	15.5	95	1	9	40	0.42	1.3	5.8	12.2
20 мес после ВСВ	833	7.7	47	10	10	34	0.39	1.5	4.7	7.6





**Рис. 9.8.** Динамическая вязкость нефти в зависимости от расстояния до эпицентра от времени после прекращения вибросейсмического воздействия на пласт

**Таблица 9.3**

$t$	$d_p$ , т/сут	$d_l$ , м <sup>3</sup> /сут	$d_g$ , м <sup>3</sup> /сут	$d_g/d_p$ , м <sup>3</sup> /т
Перед ВСВ	156.48	1343.52	8051	51.45
В период ВСВ	210.59	1575.41	15403	73.14
20 мес после ВСВ	149.40	990.60	8180	57.75

газа  $d_g$ , нефти  $d_p$  и жидкости  $d_l$  по скважинам пласта II, из которых следует, что в период его вибросейсмической обработки выход попутного газа увеличился почти в два раза. Интенсивность процесса дегазации пластовой нефти падает с расстоянием до источника излучения.

Результаты анализа средних значений свойств и состава попутного газа даны в табл. 9.4. После окончания вибросейсмического воздействия на залежь плотность попутного газа относительно воздуха  $\rho_g/\rho_a$  возросла, уменьшилось содержание в нем метана  $\eta_1$ , выросло суммарное содержание гомологов метана  $\eta_{2-6}$  и суммы неуглеводородных компонент (в основном  $\text{CO}_2$ ). В третий месяц после воздействия на залежь попутный газ по своим свойствам и составу приблизился к состоянию до воздействия. Отношение содержания метана к содержанию его гомологов возросло до 2.12. При этом отношение  $\eta_{2-3}/\eta_{4-6}$ , наоборот, снизилось, что свидетельствует об изменении под влиянием вибросейсмического воздействия на пласт II состава гомологов метана в попутном газе в сторону увеличения содержания тяжелых компонент.

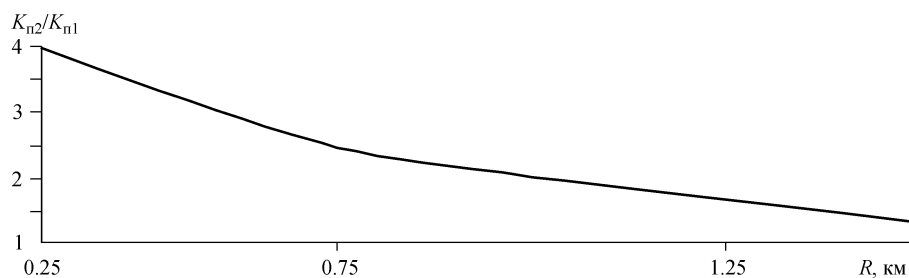
**Таблица 9.4**

$t$	$\frac{\rho_g}{\rho_a}$	Объемное содержание газовых компонент $\eta_g$ , %								$\frac{\eta_1}{\eta_{2-6}}$	$\frac{\eta_{2-3}}{\eta_{4-6}}$
		$\text{CO}_2$	$\text{N}_2$ и инерт. газы	$\text{CH}_4$	$\text{C}_2\text{H}_6$	$\text{C}_3\text{H}_8$	$\text{C}_4\text{H}_{10}$	$\text{C}_5\text{H}_{12}$	$\text{C}_6\text{H}_{14}$		
Перед ВСВ	0.854	1.52	4.36	67.32	9.23	10.37	5.63	1.40	0.17	2.51	2.72
4 сут после ВСВ	1.101	4.37	3.33	45.43	15.70	16.20	9.04	5.03	0.90	0.97	2.13
1 мес после ВСВ	1.036	4.45	5.72	49.25	15.65	11.70	8.60	3.90	0.73	1.21	2.07
3 мес после ВСВ	0.984	1.90	4.62	63.50	6.20	9.26	9.00	4.26	1.26	2.12	1.06

Совокупность полученных данных свидетельствует о том, что пластовая нефть при воздействии на пласт вибротсейсмическими колебаниями малой амплитуды (1–10 нм) частично разгазируется, несмотря на то, что давление жидкости в пласте выше давления насыщения нефти газом. Поскольку растворимость метана в нефти ниже, чем у его гомологов, то газ, выделяющийся из пластовой нефти в период виброобработки пласта, обогащен метаном, в меньшей степени этаном и некоторыми другими газами [38].

Дегазация пластовой нефти объясняет изменения дебита и компонентного состава попутного газа, отчасти плотности и вязкости нефти, температуры начала ее кипения и содержания в ней низкотемпературной фракции, т. е. параметров, изменения которых выражены наиболее отчетливо.

Другие параметры нефти, такие как содержание в ней асфальтенов и силикагелевых смол, имеют иной характер изменения при вибротсейсмическом воздействии на залежь (см. табл. 9.2) и обусловлены разрушением адсорбированного слоя на поверхностях раздела геоблоков вследствие их взаимных механических колебаний. Очистка призабойной зоны скважин сопровождается увеличением коэффициента их продуктивности, кратность изменения которого  $K_{p2}/K_{p1}$  в зависимости от  $R$  показана на рис. 9.9.



**Рис. 9.9.** Изменение продуктивности скважин в зависимости от расстояния до эпицентра вибротсейсмического воздействия на пласт

Увеличение выхода тяжелых компонент нефти в вибротсейсмическом поле зависит от ее входного состава. При значительном содержании легких углеводородов (до 45–60%) этот процесс является одной из причин повышения ее плотности (см. табл. 9.2). Для нефти с малым содержанием легких фракций (< 30%) отмечается увеличение выхода “средних” компонент и, как следствие, незначительное снижение ее плотности. В целом, в вибротсейсмическом поле малой интенсивности наблюдается увеличение выхода в скважины малоподвижных компонент нефти.

Близость свойств и состава нефти, отбираемой из пласта в двадцатый месяц после вибротсейсмического воздействия на пласт П, к состоянию на начало разработки месторождения (см. табл. 9.2), а также дальнейшее увеличение отношения  $d_p/d_i$  (см. табл. 9.3) свидетельствуют о подключении к процессу разработки запасов нефти, расположенных в недренируемых до этого объемах нефтепродуктивного пласта. О том, что в этом доминирующую роль играет изменение фильтрационных потоков в пласте, свидетельствует и независимость конечных свойств нефти от  $R$  (см. рис. 9.8, график IV).

### 9.3. Факторы эффективности вибросейсмической технологии

Размер по горизонтали области пласта АС<sub>11</sub> Северо-Салымского месторождения, охваченной вибросейсмическим воздействием, определен по результатам гидродинамических исследований уровня жидкости в скважинах. Из графика изменения этого уровня  $\Delta H_D$  от расстояния  $R$  до эпицентра вибрационной обработки следует, что радиус влияния  $R_s$  последней составляет 2 900–3 200 м (рис. 9.10) [108]. Среднее значение  $\Delta H_D$  в зоне  $R < 3$  км достигает 109 м, а вне ее пределов – менее 2 м. Результаты получены при стабильной среднесуточной закачке воды.

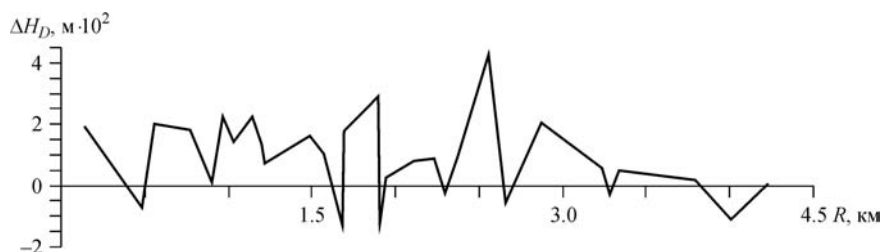
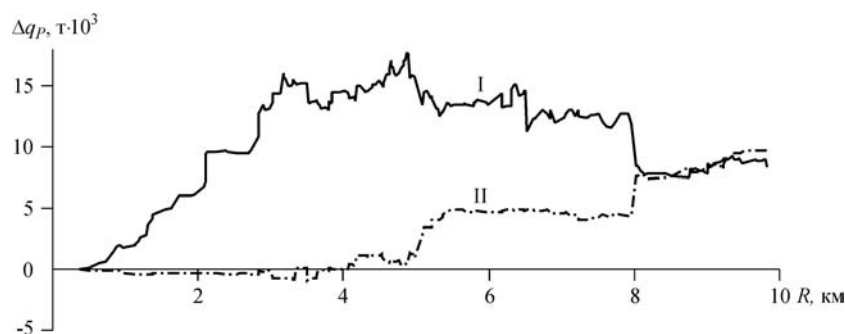


Рис. 9.10. Изменение динамического уровня жидкости в скважинах в зависимости от расстояния до эпицентра вибросейсмического воздействия на пласт АС<sub>11</sub>

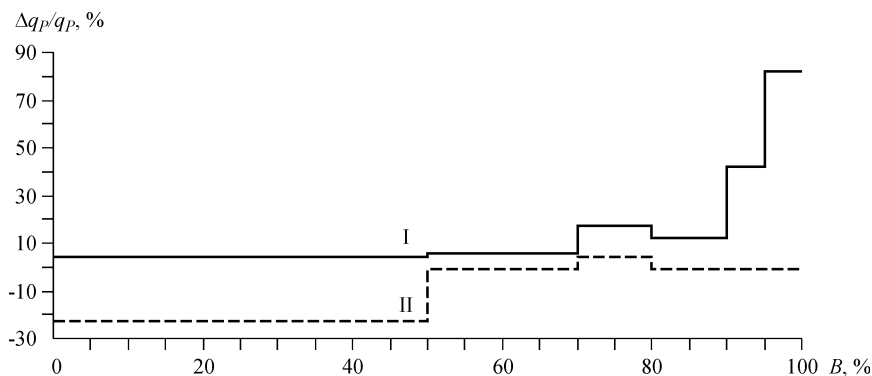
На рис. 9.11 приведены графики составляющих частей дополнительной добычи нефти  $\Delta q_P$  при вибросейсмическом воздействии на пласт БС<sub>10–2</sub> Суторминского месторождения [108, 162]. Первая из них (график I) отображает долю  $\Delta q_P$ , полученную вследствие изменения темпов обводнения  $\Delta B$  скважин, вторая (график II) – их дебитов жидкости  $\Delta d_L$ . Радиус зоны реагирования пласта БС<sub>10–2</sub> на вибросейсмическое воздействие с дневной поверхности составляет не менее 3 180–3 500 м, причем основной эффект связан с изменением темпов обводнения скважин. Доля дополнительно добытой нефти в общей ее добыче  $q_P$  по зоне реагирования пласта за 8 мес после начала применения метода составила 41%. Вне этой зоны локальные изменения эффективности разработки пласта связаны с регулированием процесса его заводнения, о чем свидетельствуют разнополярные отклонения графиков I и II с суммарным эффектом, близким к нулю.

Радиус влияния наземных источников на разработку нефтяной залежи зависит от глубины ее залегания  $H$  и, по крайней мере, для распространенных значений  $H$  2 000–3 000 м ограничен сверху величиной  $(1.20 - 1.32) \cdot H$ .

На рис. 9.12 представлена диаграмма относительной эффективности  $\Delta q_P/q_P$  вибросейсмического воздействия с дневной поверхности на нефтепродуктивный пласт БС<sub>10–2</sub> при  $R$  3 180 м в зависимости от обводненности  $B$  продукции скважин перед воздействием. График I отображает часть эффекта, связанную с  $\Delta B$ , а график II – с  $\Delta d_L$ . Основной эффект получен за счет снижения обводненности продукции скважин с фоновым значением  $B = 95\%$ , в то время как по малообводненным скважинам ( $B < 50\%$ ) наблюдается снижение добычи нефти вследствие падения дебитов жидкости. Для высокообводненных скважин ( $B = 95\%$ ) обе составляющие части относительного эффекта не зависят от дебита



**Рис. 9.11.** Дополнительная добыча нефти от применения виброрейсического воздействия на пласт БС<sub>10-2</sub> за счет снижения обводненности (I) и изменения объема добычи жидкости (II) в зависимости от радиуса участка



**Рис. 9.12.** Эффективность виброрейсического воздействия на нефтепродуктивный пласт БС<sub>10-2</sub> в зависимости от обводненности продукции скважин

жидкости  $d_L$  в широком диапазоне его значений. Исключение составляют скважины с  $d_L < 6-8$  т/сут, которые реагируют на виброобработку слабее остальных. Для других успешных применений виброрейсического воздействия на нефтяные залежи с дневной поверхности наблюдаются те же закономерности.

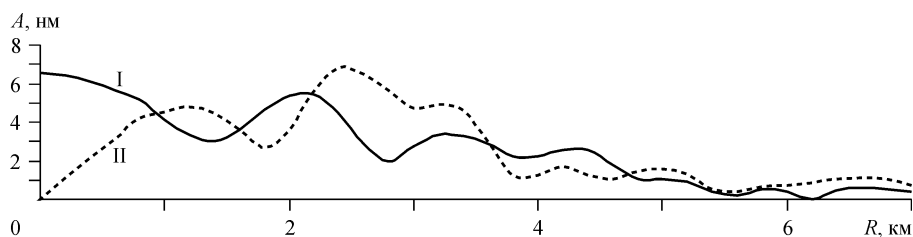
Неравномерность распределения эффекта от вибрационной обработки пласта связана с его неоднородностью, отражающейся в показателях эксплуатации скважин, а также со схемой разработки нефтяной залежи методом заводнения. При этом:

- в скважинах с обводненностью продукции 50–95%, расположенных вблизи от нагнетательных скважин, виброрейсическое воздействие ведет к увеличению добычи жидкости за счет роста притока воды без изменения дебита нефти (вероятно, вследствие улучшения гидродинамической связи с зоной нагнетания воды в пласт);
- перераспределение фильтрационных потоков в нефтяной залежи под влиянием ее вибрационной обработки вызывает снижение дебита жидкости и,

как следствие, добычи нефти из низкообводненных ( $< 50\%$ ) скважин в зонах стягивания контура нефтеносности;

- при вибросейсмической обработке месторождения с дневной поверхности увеличивается выход запасов нефти, которые трудно извлекаются методом заводнения пластов и доминируют в добыче высокообводненных ( $\geq 95\%$ ) скважин, в то время как выход запасов нефти, определяющих добычу низкообводненных скважин, снижается.

Сравнение зависимости  $\Delta q_P/q_P$  от  $R$  (рис. 9.13) с вертикальной (график I) и радиальной (график II) компонентами амплитуды колебаний кровли пласта в вибросейсмическом поле, расчет которого выполнен по методике, рассмотренной в [163], показывает, что эффективность вибросейсмического метода определяется в основном снижением темпов обводнения добывающих скважин, величина которого зависит от амплитуды горизонтальной компоненты  $A_R$  вибрационных колебаний горных пород. Быстрый спад главного пика  $A_R$  в интервале  $R/H = 1.0 - 1.5$ , связанный с направленностью излучения наземного источника с вертикальной ориентацией вынуждающей силы, объясняет ограничение радиуса его влияния, а в совокупности с зависимостью интенсивности вибросейсмического поля от  $H$  – и снижение отношения  $R_s/H$  при увеличении глубины залегания пласта.



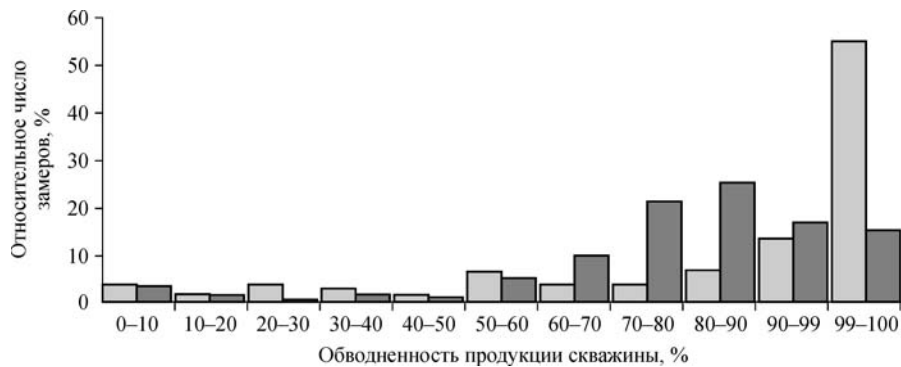
**Рис. 9.13.** Амплитуда вертикальной (I) и горизонтальной (II) компонент вибросейсмических колебаний нефтепродуктивного пласта БС<sub>10-2</sub>

Критический порог амплитуды горизонтальных колебаний  $A_{CR}$  нефтепродуктивного пласта, необходимый для существенного и позитивного влияния на процесс его разработки, составляет 3–4 нм. Сочетание порога  $A_{CR}$  с зависимостью  $A_R$  от  $R$  и  $H$  ведет к кольцевому характеру распределения плотности относительной эффективности вибросейсмического воздействия с дневной поверхности на пласт по площади последнего с формированием одной–нескольких зон в области пиков функции  $A_R(R)$ , а также ограничивает допустимый предел глубины залегания обрабатываемых пластов.

#### 9.4. Результаты промышленных испытаний

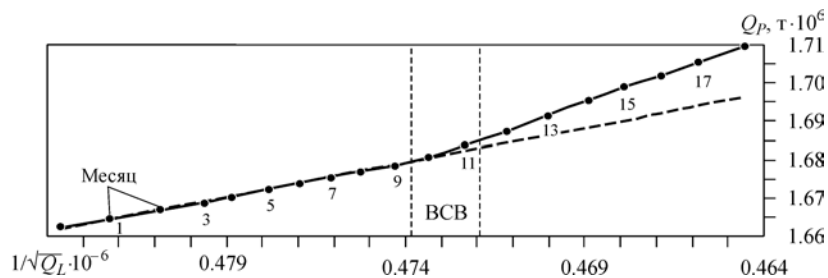
Для иллюстрации эффективности работ приведем краткие результаты по блоку Б5В пласта БС<sub>6</sub> Правдинского месторождения и Северо-Сальмскому месторождению [108].

**Правдинское месторождение.** После виброрейсического воздействия обводненность продукции скважин этой залежи снизилась, а дебит жидкости либо не изменился, либо возрос. Гистограмма распределения замеров обводненности по 10%-м интервалам до и после начала виброрейсического воздействия по скважинам, имевшим фоновую обводненность продукции выше 90%, приведена на рис. 9.14. Под влиянием вибрации относительное количество замеров в интервале обводненности 99–100% снизилось с 54 до 15%, в то время как относительное количество замеров в интервале обводненности 70–90% выросло с 10 до 46%.



**Рис. 9.14.** Гистограмма распределения замеров обводненности продукции скважин по ее интервалам виброрейсического воздействия на пласт БС<sub>6</sub>: □ – до ВСВ (общее число замеров 192); ■ – после ВСВ (общее число замеров 288)

Оценка эффективности виброрейсического воздействия на пласт БС<sub>6</sub> выполнена по динамике среднесуточной добычи нефти и по характеристике вытеснения  $Q_P = a + b \cdot Q_L^{-1/2}$ , где  $Q_P$  и  $Q_L$  – накопленные с начала разработки залежи добычи нефти и жидкости соответственно, и приведена на рис. 9.15. За счет виброрейсического воздействия на горизонт БС<sub>6</sub> за 9 мес дополнительно добыто 12 762 т нефти. Всего за этот период из этих скважин добыто 29 180 т нефти, т. е. за счет вибрационной обработки залежи получено около 45% всей добычи нефти.



**Рис. 9.15.** Оценка эффективности виброрейсического воздействия на пласт БС<sub>6</sub> по характеристике вытеснения  $Q_P$ : —●— – фактическая добыча нефти; - - - – прогноз добычи нефти

**Северо-Салымское месторождение** на начало работ находилось в поздней стадии разработки, характеризующейся интенсивным падением добычи нефти, жидкости и высокой обводненностью продукции (81%). Месторождение является средним по балансовым запасам нефти (94 млн т), введено в разработку в 1982 г., максимальный уровень годовой добычи 3.108 млн т (9.9% от извлекаемых запасов, составляющих 31.3 млн т нефти). В геологическом отношении разрез сложен юрскими, меловыми и кайнозойскими отложениями, представленными чередованием песчано-алевритовых и глинистых пород. В тектоническом отношении месторождение представляет малоамплитудную (40 м) брахиантиклинальную складку меридионального простирания, осложняющую северное крыло Салымского куполовидного поднятия. В разрезе площади выделяются продуктивные пласты АС<sub>11</sub>, БС<sub>6</sub> и БС<sub>8</sub>, основные свойства которых см. в табл. 9.3. На месторождении применена квадратная сетка скважин в трехрядной блоковой системе по каждому пласту с усредненной плотностью сетки около 17.9 га/скв.

После выхода на максимальный уровень в 1988 г. началось падение годовой добычи нефти, которая в 1994 г. составила 870.6 тыс. т, т. е. снизилась в четыре раза. Столь сильное падение связано в основном с неблагоприятным характером вытеснения нефти водой по пласту АС<sub>11</sub>, что определяет необходимость внедрения технологий повышения извлечения нефти из этого пласта.

На месторождении проведено два цикла вибросейсмического воздействия в районе третьего куста скважин, первый из которых выполнен с 06.05.1995 г. по 14.07.1995 г., второй – с 16.10.1995 г. по 22.11.1995 г. Обработка пластов осуществлялась двумя источниками с амплитудой силы 500 кН на частотах 13–14 Гц, сеансами длительностью 40–60 мин с 20–30 мин перерывами между ними. Вибраторы работали 6–7 ч в сутки.

Северо-Салымское месторождение на протяжении 1994–1995 гг. характеризовалось стабильными условиями разработки, в частности, отсутствовало бурение новых скважин на основные продуктивные пласты АС<sub>11</sub>, БС<sub>6</sub>, БС<sub>8</sub>, поддерживались стабильными объемы закачки воды и состояние той части добывающего фонда скважин, которая давала основную добычу нефти. В этих условиях, в случае успешного применения любого метода повышения нефтеотдачи, эффект должен проявляться в положительном изменении динамики добычи нефти по месторождению в целом. В противном случае, метод либо неэффективен, либо объем его внедрения недостаточен с промысловой точки зрения.

Анализ влияния вибросейсмического воздействия на разработку месторождения выполнен по динамике среднесуточной добычи нефти. Этот параметр предпочтительнее, чем средний дебит нефти добывающих скважин, поскольку добыча нефти распределена по скважинам неравномерно. Есть группа скважин, дающая основную добычу нефти, и за их техническим состоянием на промысле организован тщательный контроль. Другая, более многочисленная группа скважин с малым дебитом нефти, эксплуатируется более хаотично, внимания им уделяется меньше в связи с низкой добычей нефти и сильной обводненностью добываемой продукции.

Как правило, изменение суммарного времени работы добывающих скважин месторождения определяется второй группой, что сказывается на хаотичности

изменения среднего дебита нефти на условную скважину. Среднесуточная добыча нефти в меньшей степени зависит от изменения времени работы скважин второй группы и скорее отражает общую тенденцию добычи нефти на промысле.

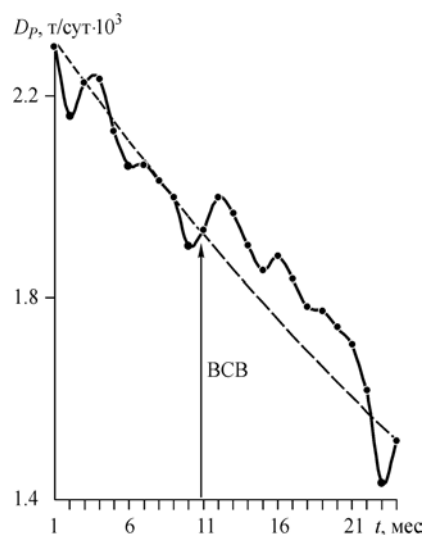
Динамика среднесуточной добычи по Северо-Салымскому месторождению по месячным эксплуатационным рапортам (МЭРа́м) показана на рис. 9.16. Началу воздействия соответствует  $t = 12$  временной шкалы рисунка. До применения вибросейсмической технологии динамика среднесуточной добычи нефти характеризуется почти линейным спадом во времени. После начала работ характер графика резко меняется. Дополнительная добыча нефти рассчитана по разнице фактического и прогнозного значений среднесуточной добычи нефти с умножением этой разницы на число календарных дней в месяце. На конец декабря 1995 г. накопленная дополнительная добыча нефти составила 31 250 тонн.

Дополнительная добыча нефти, оцененная по сводкам сдачи товарной нефти, составила +30 650 т. Оценка, выполненная по характеристикам вытеснения нефти водой, дает +30 115 т. Таким образом, оценки эффекта, выполненные различными способами, практически совпадают, и дают в среднем около 30 000 т дополнительной добычи нефти.

По результатам применения вибросейсмической технологии на Правдинском, Северо-Салымском и Суторминском месторождения установлено, что на вибросейсмическое воздействие положительно реагируют около 70% добывающих скважин залежей нефти, находящихся в поздних стадиях разработки методом заводнения пластов. Дополнительная добыча нефти за 8–12 мес после начала применения вибросейсмического воздействия составляет до 40–50% от фактической добычи нефти за этот период. Основной объем дополнительной нефти при вибросейсмическом воздействии на нефтепродуктивные пласты с дневной поверхности получают в период после окончания работ длительностью не менее 6 мес в основном за счет снижения средней обводненности жидкости на 6–8% по участку радиусом до 3–3.5 км.

Стоимость дополнительной добычи нефти разделяется по следующим укрупненным статьям:

- затраты предприятия на извлечение нефти, включая налог на пользование недрами, 40–50%;
- затраты на проведение работ – 3 млн руб.;
- прибыль добывающего предприятия (без вычета налогов).



**Рис. 9.16.** Среднесуточная добыча нефти по Северо-Салымскому месторождению: —●— фактические значения; - - - прогноз



При цене нефти 3 000 руб./т и дополнительной добычи нефти в объеме 10 000 т чистая прибыль нефтедобывающего предприятия от вибросейсмической технологии составляет 8 млн руб. или 2.7 руб. на каждый рубль вложений, что свидетельствует о высокой экономической эффективности вибросейсмической технологии.

### 9.5. Механизм интенсификации добычи нефти в вибросейсмическом поле

Закономерности изменения физико-химических свойств нефти при вибросейсмическом воздействии на залежь с дневной поверхности (технология ВСВ), в частности, долговременное восстановление свойств нефти до состояния, предшествующего разработке пласта [109], а также результаты, показывающие повышение охвата залежи процессом разработки [161], указывают на то, что сейсмическое поле интенсифицирует добычу нефти из застойных зон и необводненных участков (целиков) продуктивного пласта.

Известно, что макронеднородность фильтрационно-емкостных свойств месторождений нефти, являющаяся одной из основных причин их низкой нефтеотдачи, обусловлена, прежде всего, неравномерностью распределения глинистых частиц в нефтяном коллекторе [77]. Глинистый компонент, обладающий развитой поверхностью и высоким адсорбирующим действием, при фильтрации воды и нефти в песчаниках способствует нарушению закона Дарси в области малых скоростей. В результате взаимодействия между твердой фазой и фильтрующимся флюидом образуются устойчивые коллоидные растворы (студнеобразные пленки), частично или полностью перекрывающие проницаемые каналы. Чтобы началось движение, необходимо разрушить эту структуру, приложив некоторый перепад давления. Для простейшего случая одномерного линейного потока закон фильтрации неньютоновских жидкостей, в основе которого лежит модель с предельным градиентом, имеет вид

$$\frac{\Delta P_L}{L} = \frac{\mu}{k} U_f + \gamma, \quad (9.1)$$

где  $U_f$  – скорость фильтрации,  $\Delta P_L/L$  – градиент давления,  $\mu$  – вязкость флюида,  $k$  – коэффициент проницаемости. Начальный градиент давления  $\gamma$  изменяется в широких пределах и в большинстве случаев тем выше, чем больше глинистого компонента содержится в пористой среде и чем выше ее водонасыщенность [51].

Результаты, полученные при вибрационной обработке призабойной зоны эксплуатационных скважин погружным виброисточником, показывают, что коэффициент глинистости пласта  $\eta$  является одним из основных параметров, определяющих эффективность вибросейсмического воздействия. Установлено, что наилучшие результаты могут быть получены в скважинах, вскрывших пласты средней глинистости  $\eta = 12\text{--}22\%$  [110]. Наблюдаемое в процессе вибросейсмического воздействия на пласт увеличение выноса глинистых частиц подтверждает разрушение коллоидных образований и, как следствие, уменьшение начального градиента давления в вибросейсмическом поле малой интенсивности (рис. 9.17).

Коэффициент охвата пласта дренированием закачиваемой воды пропорционален параметру

$$J = Q_L \mu / (k \gamma L_W), \quad (9.2)$$

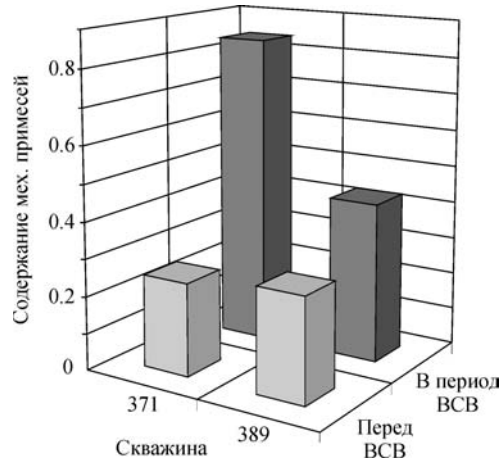
где  $Q_L$  – средний дебит добывающих скважин,  $L_W$  – расстояние между их забоями. Изменение структуры фильтрационных потоков за счет консервации или снижения производительности части эксплуатационных скважин на поздних стадиях разработки месторождения ведет к увеличению имеющихся и образованию новых застойных зон, содержащих запасы остаточной нефти.

Наиболее вероятно образование таких зон в участках пласта с повышенным содержанием глинистого компонента. Для интенсификации разработки таких низкопроницаемых участков применяют гидродинамические методы воздействия. При этом возникает режим неустановившейся фильтрации в среде с разнопроницаемыми объемами, который вызывает обмен жидкостью между ними, обусловленный различием скорости восстановления давления. Интенсивность перетока дается выражением [51]

$$q = \alpha \frac{k\rho}{l^2\mu} \Delta P, \quad (9.3)$$

где  $\alpha$  – коэффициент, зависящий от формы низкопроницаемой зоны,  $l$  и  $k$  – ее характерный размер и коэффициент проницаемости,  $\rho$  и  $\mu$  – плотность и вязкость флюида,  $\Delta P$  – разница давлений между низко- и высокопроницаемыми зонами. Если изменениями свойств флюида пренебречь, то в соответствии с (9.3) повышение интенсивности перетоков  $q$  в вибросейсмическом поле возможно либо вследствие повышения проницаемости поровой среды либо разукрупнения застойной зоны. В этом смысле показательна одновременная обработка пластов БС<sub>6</sub> и БС<sub>8</sub> Правдинского месторождения, основное отличие между которыми сводится к наличию в пласте БС<sub>8</sub> пленки глинистого цемента, покрывающей стенки пор, что при высокой пористости пласта (20%) ведет к его низкой проницаемости.

Вибрационная обработка пласта БС<sub>8</sub> дала нулевой эффект. Для БС<sub>6</sub>, проницаемость которого на порядок больше, напротив, получено долговременное увеличение добычи нефти. Это говорит об отсутствии значимого влияния вибросейсмических колебаний на поровое пространство нефтяного коллектора и о доминирующем значении дезинтеграции застойных зон. Для продуктивного пласта, имеющего фрагментированное строение [107], разукрупнение застойной зоны достигается повышением проницаемости межблочных промежутков,



**Рис. 9.17.** Содержание механических примесей в добываемой жидкости по скважинам битумного пласта Мордово-Кармального месторождения

потеря проводимости которых связана с образованием водо-коллоидных систем и облитерационного слоя поверхностно-активных компонент нефти (асфальтены, смолы) на гидрофобной поверхности твердой фазы (матрицы нефтяного коллектора).

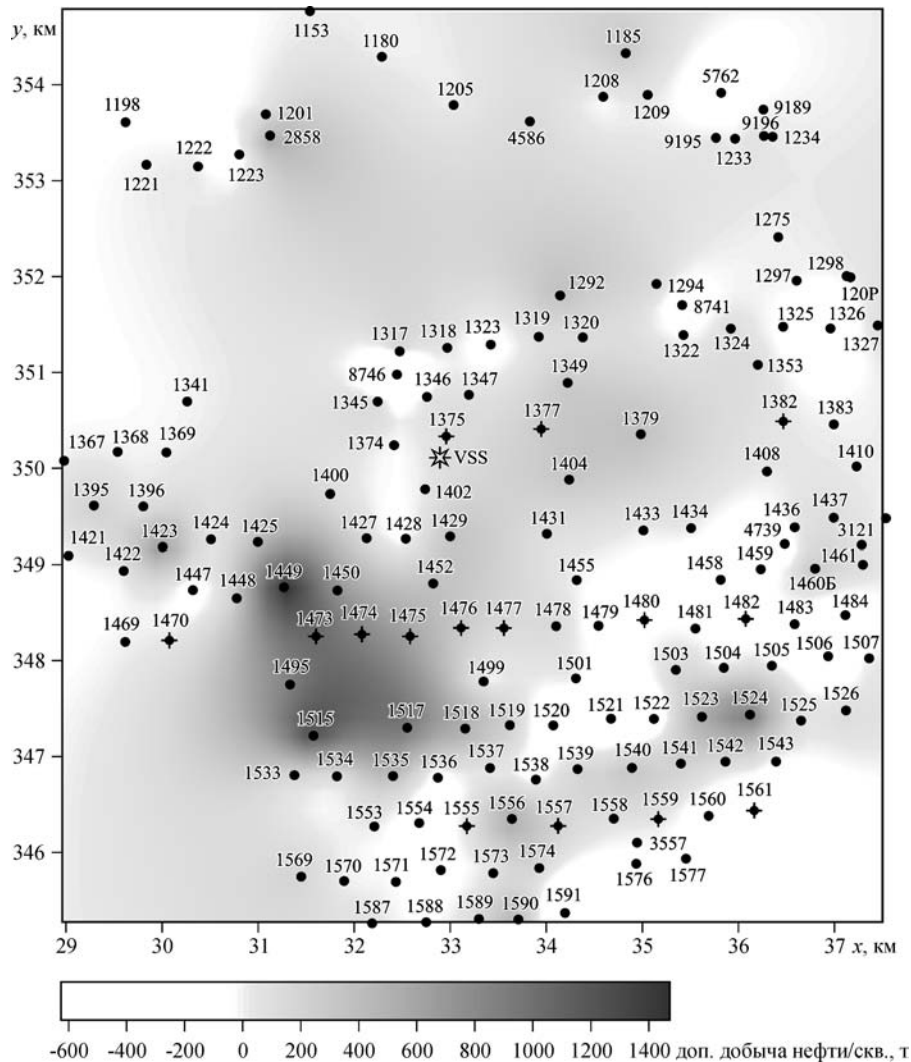
Косвенным подтверждением разрушения облитерационного слоя является прямая аналогия между влиянием вибросейсмического воздействия на содержание смол в добываемой жидкости и термического воздействия на вынос смол и парафина из призабойной зоны пласта [56]. Экспериментальная работа В. П. Тропова, Г. М. Мельниковой, С. Ш. Ширяева по термической депарафинизации горной породы показала, что после прекращения воздействия начинается повторное накопление парафиновых отложений на очищенной воздействием поверхности поровых каналов. В связи с тем, что часть парафина (и смол) выпадает по пути фильтрации в адсорбированную фазу, их концентрация в потоке уменьшается и становится меньше равновесной [56]. В период вибрационного воздействия и в первый месяц после его отменяется схожая динамика содержания смол в отбираемой из скважин жидкости: сначала повышение, а затем понижение ниже равновесного состояния между растворенной (взвешенной) и осевшей твердой фазами [109].

Другим признаком разукрупнения застойных зон является интенсификация гидродинамических методов повышения нефтеотдачи пластов после применения вибросейсмического метода на различных месторождениях.

На рис. 9.18 приведена карта распределения дополнительной добычи нефти по скважинам пласта БС<sub>10-2</sub> Суторминского месторождения. На расстоянии около 2.5 км к юго-востоку от вибросейсмических источников расположена группа из восьми скважин, дающая наибольший вклад в прирост добычи нефти после начала вибрационной обработки пласта. Эти скважины относятся к небольшой куполовидной геологической структуре третьего порядка, что, возможно, положительно влияет на эффективность применения данной технологии.

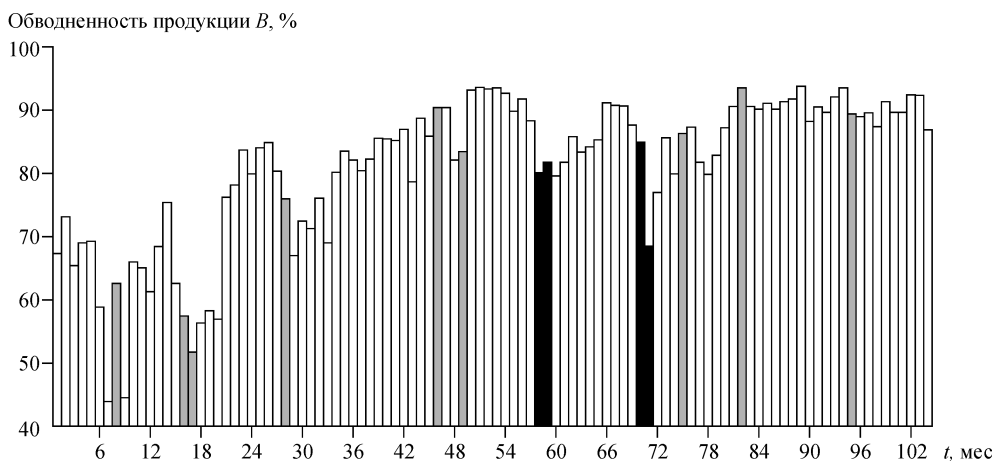
На рис. 9.19 показана динамика обводнения продукции этой группы скважин за длительный период времени. Анализ графика свидетельствует о плавном росте обводненности вплоть до времени  $t = 50$  и последующей ее стабилизации на уровне 91–92%, что типично для данного продуктивного пласта. На фоне роста обводненности в период с  $t = 1$  по  $t = 50$  выделяются несколько интервалов локального ее снижения, в том числе при  $t = 6–13, 15–20, 27–34$  и более кратковременные при  $t = 43, 45, 48–49$ . Анализ работы окружающих нагнетательных скважин показывает, что эти снижения обводненности тесно коррелируются с моментами остановок близлежащих нагнетательных скважин 1473, 1476 и более удаленной 1375, в то время как изменения работы нагнетательных скважин 1474, 1475 и других, расположенных дальше (1555, 1557, 1477), заметного влияния не оказывают, что связано с вертикальной неоднородностью пласта БС<sub>10-2</sub>, представленного тремя основными пропластками, и несовпадением (по пропласткам) интервалов перфорации добывающих и части нагнетательных скважин.

Другой особенностью является снижение влияния остановок нагнетательных скважин (т. е. гидродинамического воздействия) на обводненность продукции при ее стабилизации на высоком уровне. Так, гидродинамические воздействия



**Рис. 9.18.** Распределение дополнительной добычи нефти по скважинам участка второго цикла вибротсейсмического воздействия на пласт БС<sub>10-2</sub> Суторминского месторождения: ♦ – нагнетательная скважина; ● – добывающая скважина; \* – вибротсейсмическая система

в период с  $t = 43$  до начала вибротсейсмической обработки пласта влияют на работу добывающих скважин в течение не более 1–2 мес со средним снижением обводненности на 4–8%, что существенно хуже, чем в предыдущий период. Еще меньшая их эффективность наблюдается для  $t > 80$ . Это подтверждает мнение о низкой эффективности гидродинамического воздействия в промытых зонах продуктивных пластов на поздних стадиях разработки месторождений [50].



**Рис. 9.19.** Динамика обводненности суммарной продукции скважин 1449, 1450, 1495, 1515, 1517, 1518, 1519, и 1535 пласта БС10-2 Суторминского месторождения: ■ – вибросейсмическая обработка; □ – периоды отключения нагнетательных скважин

Сразу после второго цикла ВСВ проводилось отключение нагнетательных скважин, которое сопровождалось увеличением добычи нефти за счет повышения ее содержания в извлекаемой жидкости (см. рис. 9.19). После прекращения последствия вибрационной обработки гидродинамическое воздействие опять становится малоэффективным. Аналогичное явление наблюдалось нами при выполнении работ в районе седьмого куста скважин Правдинского месторождения [165]. Это говорит, по крайней мере, о целесообразности комплексирования вибрационного и гидродинамического методов.

Вблизи нагнетательных скважин коллектор имеет преимущественно гидрофильный характер, что связано с большими удельными объемами прокачки воды. В этих зонах остаточная нефть, рассеянная в поровом пространстве, сосредоточена в крупных порах в виде глобул. Различными исследователями предполагалось, что одним из основных эффектов при вибросейсмическом воздействии является восстановление подвижности (т. е. повышение фазовой проницаемости) остаточной нефти этого типа за счет кластеризации глобул или их всплытия с образованием около кровли пласта слоя повышенной нефтенасыщенности за счет ускорения гравитационной сегрегации нефти и воды. Согласно этим представлениям следует ожидать устойчивую реакцию участков пласта, примыкающих к зонам закачки воды, а также отсутствие частотной избирательности и преимущественного влияния горизонтальной составляющей колебаний пласта. Экспериментальные данные свидетельствуют об обратном. Установлено, в частности, что вибрационная обработка таких зон безрезультатна. Так, вибросейсмическое воздействие на сильно промытую водой южную часть блока Б5В продуктивного пласта БС<sub>6</sub> и пласт БС<sub>5</sub> Правдинского месторождения, добывающие скважины которых имели водонефтяной фактор более 10, дало нулевой эффект.

Совокупность экспериментальных данных, свидетельствует о том, что:

- 1) основными источниками дополнительной добычи нефти при проведении вибросейсмической технологии являются: нефть, содержащаяся в застойных зонах, и пленочная нефть на поверхности твердой фазы гидрофобных участков пласта;
- 2) вибросейсмическое воздействие способствует увеличению проницаемости межблочных каналов продуктивного пласта, сопровождающееся распадом консолидированных застойных зон с повышенным содержанием остаточной нефти.

В рамках приведенных рассуждений остается неясной причина влияния слабых колебаний на межблочные коллоидные образования и облитерационные слои. По данным лабораторных экспериментов с ненагруженными образцами горных пород такое явление должно наблюдаться при существенно большей интенсивности высокочастотного акустического воздействия [146], чем при вибросейсмическом воздействии на пласт с дневной поверхности.

Возможны два различных сценария: геомеханический и гидродинамический.

Геомеханическая модель сводится к влиянию вибрации на скорость структурной перестройки фрагментированной среды, исходное напряженное состояние которой нарушено эксплуатацией месторождения. Релаксационный процесс представляет собой необратимую деформацию сдвигового характера, упрощенной моделью которой является неустойчивое скольжение связанной совокупности блоков по шероховатой поверхности, обладающее требуемыми свойствами открытой неравновесной автоколебательной системы. В соответствии с этой моделью увеличение добычи нефти при воздействии вибросейсмических колебаний протекает по следующему сценарию: увеличение частоты, скорости и амплитуды подвижек по поверхностям нарушения сплошности нефтяного коллектора [55] → разрушение облитерационных слоев на гидрофобных поверхностях и локальное дилатансионное увеличение объема межблочных промежутков → повышение проницаемости межблочных промежутков с ростом содержания в добываемой жидкости смол, асфальтенов и механических примесей (в основном микрочастиц глины) → распад застойных зон продуктивного пласта → увеличение интенсивности перетоков между застойной зоной и более проницаемыми участками пласта → повышение эффективности гидродинамических методов воздействия на пласт (циклическое заводнение и изменение направления фильтрационных потоков) → увеличение добычи нефти. Такая модель согласуется с известными теоретическими и лабораторными исследованиями влияния микроколебаний на характер неупругой деформации горных пород [156, 238, 190].

Гидродинамическая модель [221] в качестве отправной точки берет локальные скоростные гидродинамические потоки, возникающие в межблочных промежутках (выдавливание жидкости) при объемной деформации блочной среды в вибросейсмическом поле. Согласно этой модели такие потоки оказывают обратное влияние на колебания блоков, обогащая их высокочастотными компонентами, и ведут к локальным колебаниям давления в межблочных промежутках. Это, в свою очередь, вызывает колебания плотности пленок (облитерационных слоев) и

выделение газа из нефти у поверхности блоков, что в совокупности ведет к разрушению пленок и повышению межблочной проницаемости. Далее – аналогично геомеханической модели.

Гидродинамическая модель объясняет результаты лабораторных исследований Черского и Царева, которые показали, что в вибросейсмическом поле на поверхности твердой фазы образуются газовые пузыри (в том числе вложенные друг в друга) разрушающие пленку адсорбированных веществ [193].

Отметим, что обе модели исходят из фрагментированного строения нефтяного коллектора и одинакового представления об источнике дополнительной добычи нефти (разрушение пленок и распад застойных зон).

В обеих моделях увеличение добычи нефти связывается с усилением действия гидродинамических процессов и капиллярной противоточной пропитки за счет распада застойных зон нефтяной залежи вследствие увеличения проницаемости межблочных промежутков дискретной системы из-за разрушения облитерационных (двойных электрических) слоев и коллоидных образований. В обеих присутствует микронасосы (дилатансионный или гидроструйный), объясняющие дегазацию нефти и вынос газа по водонасыщенным путям миграции.

Избирательность на низких частотах объясняется одинаково – есть характерные размеры блоков и их кластеров (совокупностей), определяющие наличие дискретного спектра собственных колебаний [107]. Разница состоит в описании эволюции частот, особенно в акустическом диапазоне. В геомеханической модели приходится вводить дополнительные подсистемы генерации высокочастотной составляющей эмиссии (например, вследствие развития микротрещин, разрушения глинистого цемента и т. п.), а также существуют трудности с объяснением длительного становления наведенной сейсмичности продуктивного пласта. В гидродинамической модели эти явления являются следствиями единого процесса [221], что говорит в ее пользу.

В рамках обеих моделей естественным образом объясняется положительное влияние на эффективность вибросейсмической технологии перекомпенсации отбора жидкости из пласта закачкой в него воды, ведущей к снижению сжатия межблочных промежутков. Особая чувствительность продуктивного пласта к горизонтальным колебаниям связана с доминирующим значением вертикальных нарушений сплошности [166] и т. д.

Важнейшим следствием представленных результатов является способ комплексирования вибросейсмической технологии с заводнением пластов, который состоит в следующем [164]:

1. Перед вибросейсмическим воздействием увеличивают объемы закачки воды и (или) снижают отбор жидкости из пласта (например, за счет временного отключения высокообводненных скважин внешних эксплуатационных рядов), за счет чего повышают пластовое давление и снижают сжатие межблочных промежутков.
2. Вибросейсмическое воздействие проводят при повышенном значении пластового давления.

3. После вибросейсмического воздействия снижают объемы закачки воды и (или) увеличивают отбор жидкости из проницаемых участков пласта, за счет чего снижают пластовое давление в проницаемых участках пласта и создают положительный градиент давления между застойными и проницаемыми участками. Основной объем дополнительной нефти получают после вибрационной обработки пласта за счет интенсификации оттока жидкости из застойных зон с повышенным содержанием нефти.

Способ успешно реализован на нескольких истощенных нефтяных месторождениях Западной Сибири и Волго-Уральского региона.