

16. Кравченко К.Н. Структурные рисунки и онтогенез нефти, газа и битумов в нефтяных бассейнах // Эволюция нефтегазообразования в истории Земли. — М.: Наука, 1986. — С. 179—187.
17. Кравченко К.Н. Структурная основа бассейновой системы нефтяного районирования: Автореф. дис... д-ра геол.-минерал. наук. — М.: МГУ, 1994. — 48 с.
18. Кравченко К.Н. Нефтяные провинции и бассейны Печорского, Баренцева и северной части Карского морей // Геология нефти и газа. — 1996. — № 11. — С. 33—43; № 12. — С. 28—38.
19. Кравченко К.Н. О дискуссионных вопросах понятийной и терминологической базы нефтяной геологии // Нефтегазоносные и угленосные бассейны России. — М.: МГУ, 1996. — С. 255—273.
20. Кравченко К.Н. Онтогенетические генерационно-аккумуляционные элементы нефтяных бассейнов // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. — Материалы Второй междунар. конф. — М.: МГУ, 1998. — С. 123—125.
21. Кравченко К.Н. Генерационно-аккумуляционные элементы нефтяных бассейнов // Геология нефти и газа. — 1999. — № 3,4. — С. 54—61.
22. Кравченко К.Н. Размещение уникальных скоплений нефтяных в генерационно-аккумуляционных элементах богатейших бассейнов мира // Геология нефти и газа. — 1999. — № 7,8. — С. 46—55.
23. Кравченко К.Н. Богатство и фазовое состояние нефтяных бассейнов (НДБ) определяется онтогенезом нефти, газа и природного битума // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Нефтегазовая геология — итоги XX века. — Материалы Четвертой междунар. конф. — М.: МГУ, 2000. — С. 142—145.
24. Кравченко К.Н., Иванова О.В., Бурлин Ю.К., Соколов Б.А. Нефтяное районирование российских арктических акваторий в связи с размещением и поисками уникальных месторождений нефтяных // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. — 2000. — № 11. — С. 2—10.
25. Кравченко К.Н. Об онтогенетическом нефтяном сходстве мегавала Барроу с уникальными месторождениями на Аляске и высокотерспективной на нефть антеклизой Франца-Иосифа в Баренцевом море // Отечественная геология. — 2001. — № 3. — С. 3—10.
26. Оленин В.Б. Нефтегеологическое районирование по генетическому принципу. — М.: Недра, 1977. — 224 с.
27. Соколов Б.А., Абля Э.А. Флюидодинамическая модель нефтегазообразования. — М.: ГЕОС, 1999. — 76 с.

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

УДК 622.276

ОСОБЕННОСТИ РАСПРОСТРАНЕНИЯ УПРУГИХ ВОЛН В СЛОИСТО-НЕОДНОРОДНОЙ ГОРНОЙ СРЕДЕ

А. М. Свалов
(ИПНГ РАН)

Анализ реакции горных пород на ударно-волновое и вибросейсмическое воздействие показывает, что в микросейсмическом фоне присутствуют некоторые характерные или доминантные частоты с максимальной интенсивностью волнового излучения [1—3]. При этом, в частности, отмечается, что вибросейсмическое воздействие на нефтяную залежь с целью повышения нефтеотдачи продуктивных пластов наиболее эффективно именно на этих доминантных частотах. В настоящей работе рассматривается один из возможных механизмов, обуславливающий появление доминантных частот при распространении упругих волн в горном массиве и связанный со слоистой неоднородностью его свойств.

Рассмотрим процесс распространения плоской бегущей волны вдоль упругого слоя толщиной h . Пусть ось x направлена вдоль слоя, ось y — ортого-

Рассмотрены особенности распространения упругих волн вдоль пластов. Показано, что наличие доминантных частот в микросейсмическом фоне нефтегазодержащих пластов может быть объяснено слоистой неоднородностью физико-механических свойств горных пород.

It was analysed the particularities of the elastic wave propagation along the stratum. It was established the dominant frequency row of this process.

нально слою ($0 \leq y \leq h$). Как известно [4], распространение плоской бегущей волны может быть описано с помощью двух волновых функций φ и ψ , удовлетворяющих уравнениям:

$$\varphi_{yy} = a_1^2 \cdot (\varphi_{xx} + \varphi_{yy}), \quad \psi_{yy} = a_2^2 \cdot (\psi_{xx} + \psi_{yy});$$

$$a_1^2 = E \cdot (1-\nu) / \rho \cdot (1+\nu) \cdot (1-2\nu), \quad a_2^2 = E / 2 \cdot \rho \cdot (1+\nu),$$

где E , ν — модуль Юнга и коэффициент Пуассона горной породы, ρ — ее плотность, a_1 и a_2 — скорости продольных и поперечных упругих волн, t — переменная времени.

Смещения среды u и v вдоль осей x и y выражаются при этом следующим образом:

$$u = \varphi_x + \psi_y, \quad v = \varphi_y - \psi_x$$

а соответствующие нормальные и касательные напряжения σ_x , σ_y и τ определяются с помощью закона Гука [4].

Решения уравнений (1), соответствующие бегущей волне, имеют вид:

$$\varphi = e^{i(kx - \omega t)} \cdot f(y); \psi = e^{i(kx - \omega t)} \cdot g(y) \quad (2)$$

и приводят к следующим выражениям для функций f и g :

$$f = A \cdot e^{-\gamma y} + A_1 \cdot e^{\gamma y}; g = B \cdot e^{-\beta y} + B_1 \cdot e^{\beta y};$$

$$r^2 = k^2 - k_1^2; s^2 = k^2 - k_2^2; k_1^2 = \omega^2/a_1^2; k_2^2 = \omega^2/a_2^2, \quad (3)$$

где A, A_1, B, B_1 — произвольные константы, определяемые граничными условиями.

В дальнейшем для упрощения выкладок будем рассматривать два предельных случая, характерных для распространения упругих волн в слоисто-неоднородных горных средах. В первом случае будем считать, что упругий слой окружен более мягкими породами, имеющими значительно меньший модуль Юнга. При деформировании этих пород развиваются относительно малые напряжения, что позволяет в этом случае в качестве граничных условий при $y = 0$ и $y = h$ принять условия

$$\sigma_y = 0, \tau = 0, \quad (4)$$

где σ_y — вертикальная, а τ — касательная компоненты напряжений.

Во втором предельном случае будем предполагать, что упругий слой (пласт), вдоль которого распространяется бегущая волна, окружен значительно более жесткими и малодеформируемыми породами с высоким значением модуля Юнга, что позволяет на границах $y = 0$ и $y = h$ принять условия нулевых смещений:

$$u = 0, v = 0. \quad (5)$$

Оба рассматриваемых предельных случая позволяют проанализировать условия и особенности распространения бегущих волн вдоль упругих слоев без усложнения задачи описанием процессов в окружающих породах.

В первом случае условия отсутствия напряжений (4) на границах слоя приводят к однородной системе линейных уравнений относительно констант A, A_1, B, B_1 :

$$(k^2 + s^2) \cdot (A \cdot e^{-rh} + A_1 \cdot e^{rh}) - 2 \cdot i \cdot k \cdot s \cdot (-B \cdot e^{-sh} + B_1 \cdot e^{sh}) = 0;$$

$$(k^2 + s^2) \cdot (B \cdot e^{-sh} + B_1 \cdot e^{sh}) + 2 \cdot i \cdot k \cdot r \cdot (-A \cdot e^{-rh} + A_1 \cdot e^{rh}) = 0; \quad (6)$$

$$(k^2 + s^2) \cdot (A + A_1) - 2 \cdot i \cdot k \cdot s \cdot (-B + B_1) = 0;$$

$$(k^2 + s^2) \cdot (B + B_1) + 2 \cdot i \cdot k \cdot r \cdot (-A + A_1) = 0,$$

характеристическое уравнение которой определяет значение волнового параметра k в бегущей волне.

Анализ характеристического уравнения системы (6) показывает, что при больших частотах, когда толщина пласта h значительно превосходит длину волны, всегда существует действительный положительный корень этого уравнения, соответствующий высокочастотной бегущей волне. Кроме того, и при малой толщине пласта h ($rh, sh \ll 1$) такой корень существует и имеет вид

$$k^2 = k_2^4/4 \cdot (k_2^2 - k_1^2)$$

или

$$k^2 = \omega^2 \cdot (1 + \nu) \cdot (1 - \nu) / c_0^2, c_0^2 = E/\rho.$$

Таким образом, независимо от толщины жесткого пласта, окруженного более мягкими породами, вдоль него в виде бегущей волны могут распространяться упругие волны любой частоты, не рассеивающиеся в силу условий (4) (т. е. условий отсутствия потоков энергии на границах пласта) в окружающих породах. Практически условия (4) выполняются приближенно, т. е. поток энергии упругой волны, распространяющейся вдоль жесткого пласта, в окружающие его породы все же существует, поэтому, строго говоря, полученный результат свидетельствует о возможности распространения вдоль жесткого пропластка упругих волн со слабым взаимодействием их с окружающими породами.

Во втором предельном случае, когда волна распространяется вдоль пласта, окруженного более жесткими породами, ситуация существенно изменяется. Система уравнений для определения констант A, A_1, B, B_1 принимает вид:

$$i \cdot k \cdot (A \cdot e^{-rh} + A_1 \cdot e^{rh}) + s \cdot (-B \cdot e^{-sh} + B_1 \cdot e^{sh}) = 0;$$

$$r \cdot (-A \cdot e^{-rh} + A_1 \cdot e^{rh}) - i \cdot k \cdot (B \cdot e^{-sh} + B_1 \cdot e^{sh}) = 0; \quad (7)$$

$$i \cdot k \cdot (A + A_1) + s \cdot (-B + B_1) = 0;$$

$$r \cdot (-A + A_1) - i \cdot k \cdot (B + B_1) = 0.$$

Анализ системы уравнений (7) показывает, что, как и в первом предельном случае, существует корень характеристического уравнения, соответствующий высокочастотным бегущим волнам. Отсюда можно сделать вывод, что при толщине пласта, многократно превышающей длину упругой волны, условия на границах пласта оказывают незначительное влияние на возможность существования бегущих вдоль пласта упругих волн.

Вместе с тем при малой толщине пласта ($rh, sh \ll 1$) в отличие от первого случая действительных корней характеристического уравнения системы (7) не существует, т. е. граничное условие (5) — отсутствие смещений на границах пласта — не допускает возможности существования бегущей вдоль пласта упругой волны. Это означает, что низкочастотные упругие волны, распространяющиеся вдоль мягкого пласта, окруженного более жесткими породами, интенсивно рассеиваются в этих породах.

В то же время система уравнений (7) допускает существование особых корней характеристического уравнения, когда равен нулю параметр r ($k=k_1$) и одновременно выполняется условие

$$e^{sh} = 1,$$

определяющее ряд особых значений частоты бегущей волны ω_n

$$\omega_n = 2 \cdot \pi \cdot n \cdot c_0 \cdot [(1-\nu)/(1+\nu)]^{0.5} / h, n = 1, 2, 3, \dots, \quad (8)$$

при которых возможно существование бегущих вдоль пласта упругих волн, не взаимодействующих с окружающими породами.

Если в первом случае — жесткий пропласток, окруженный более мягкими породами, — существование дополнительных корней характеристического уравнения принципиально не изменило бы сделанных выше выводов, то во втором случае такие особые корни характеристического уравнения являются единственными корнями, соответствующими низкочастотным упругим волнам, способным распространяться вдоль пласта без взаимодействия с окружающими породами (или практически со слабым взаимодействием, если учитывать возможность смещений в окружающих породах). Очевидно, что волны описанного типа будут выделяться на общем микросейсмическом фоне как волны повышенной интенсивности. Это означает, что частоты, определяемые соотношениями (8), можно интерпретировать как доминантные частоты пласта.

Отметим, что нефтегазосодержащие пласты в отличие от окружающих их вмещающих пород характеризуются повышенной трещиноватостью, что существенно снижает значение эффективного модуля Юнга (и, соответственно, скорость упругих волн) в этих пластах. Отсюда следует, что особенности распространения упругих волн в продуктивных пластах наиболее близки к особенностям распро-

странения волн, рассмотренных во втором предельном случае — мягкий пласт, окруженный более жесткими породами.

Таким образом, продуктивные пласты в отличие от вмещающих их пород должны характеризоваться наличием в их микросейсмическом фоне особых доминантных частот вида (8), поскольку, как это следует из полученных результатов, только на этих частотах вдоль продуктивных пластов могут распространяться низкочастотные упругие волны, слабо взаимодействующие с окружающими породами.

ЛИТЕРАТУРА

1. Сейсмическое воздействие на нефтяную залежь / Под ред. М.А. Садовского, А.В. Николаева. — М.: Ин-т физики Земли РАН, 1993. — 240 с.
2. Курленя М.В., Сердюков С.В. Низкочастотные резонансы сейсмической люминесценции горных пород в виброрейсмическом поле малой энергии // ФТПРПИ. — 1999. — №1.
3. Николаевский В.Н. Геомеханика и флюидодинамика (с приложениями к проблемам газовых и нефтяных месторождений). — М.: Недра, 1996. — 448 с.
4. Седов Л.И. Механика сплошной среды. — М.: Наука, 1970. — Т. 2. — 568 с.

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

УДК 622.276

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ НА ОСНОВЕ УКРУПНЕННОГО РЕТРОСПЕКТИВНО-ПЕРСПЕКТИВНОГО ИМИТАЦИОННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ НЕФТЕДОБЫЧИ

Ю. В. Шурубор, Е. П. Гудков, Т. Р. Балдина, В. Г. Пермяков

(Пермский государственный технический университет, ООО "Кама-нефть")

Показано, что при прогнозировании показателей разработки нефтяной залежи, многие годы находящейся в эксплуатации, приемлемой альтернативой постоянно действующей трехмерной числовой геолого-технологической модели этого объекта может быть гораздо менее требовательная к информационному обеспечению тоже постоянно действующая модель, которая опирается на укрупненное (не детализируемое до отображения данных по конкретным скважинам) имитационное ретроспективно-перспективное моделирование процесса нефтедобычи с помощью разработанного авторами комплекса программ PUMO.

It is shown, that at forecasting factors of oil field development (being for many years in exploitation) as an alternative of a constantly working three-dimensional numeral geological-technological model of this object may be a less requirable to informational supply constantly working model, which is supported on merging (not detailed to concrete wells data representation) imitative retrospective-perspective modeling of oil production process with the help of the authors' programme complex PUMO.

Стало уже почти общепризнанным, что наиболее эффективным методом прогнозирования технологических показателей разработки нефтяных залежей — эксплуатационных объектов (НЗЭО) является проведение соответствующих расчетов по так называемым постоянно действующим числовым (цифровым) трехмерным геолого-технологическим моделям (ПДТМ) этих объектов. Создание такой модели (точнее, комплекта моделей) для залежи, в течение многих лет находящейся в разработке, требует больших затрат труда на сбор фактических данных (детальные описания разрезов всех скважин, описания историй функционирования каждой скважины),