

СЕЙСМИЧЕСКИЙ МОНИТОРИНГ В ЗАДАЧАХ АНАЛИЗА РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Е.Л. Фомин (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

Сейсмический мониторинг пластовых систем представляет собой серию разнесенных во времени сейсмических исследований для получения динамической картины процессов, протекающих в пласте. За сейсмическим мониторингом в варианте 3D закрепилось название 4D сейсмика. Некоторые вычислительные аспекты планирования повторных сейсмических работ и применения данных 4D сейсмики для контроля за разработкой месторождений будут изложены ниже.

Потенциально 4D сейсмика представляется перспективным мощным инструментом и хорошим подспорьем для добывающих компаний, поэтому интерес к ней неуклонно растет. Она имеет целый ряд приложений в области разработки месторождений углеводородов и подземного хранения газа, среди которых:

- определение дренируемых областей и локализация неохваченных разработкой запасов;
- контроль за продвижением фронта закачиваемого рабочего агента, а также границ создаваемого подземного хранилища;
- выявление зон пласта, где произошло заметное уплотнение пород-коллекторов;
- контроль за изменением напряженно-деформированного состояния перекрывающего массива горных пород;
- оптимальное размещение эксплуатационных скважин;
- снижение неопределенности при выборе перспективных вариантов разработки месторождения и объема добываемого сырья.

На сегодняшний день объем проводимых 4D сейсмических работ в сравнении с уже привычной 3D сейсморазведкой невелик. Есть определенные трудности с расчетом экономического эффекта от проведения повторных исследований, не везде (не во всех условиях) 4D сейсмика дает ощутимый результат. Тем не менее, по некоторым оценкам, проведение повторных сейсмических исследований на ряде месторождений Северного моря (здесь сосредоточено более половины мирового рынка 4D сейсмики) позволило снизить стоимость бурения на 6 % и прирастить запасы в среднем на 5 % [1, 2].

Компания *BP* пошла дальше. В 2002 г. она провела первые повторные сейсморазведочные работы на месторождении *Valhall* (Северное море). Полученные данные указывали на существенные изменения продуктивного горизонта, вызванные многолетней разработкой в режиме истощения пластовой энергии. Потребовалась организация системы заводнения. Информационная поддержка планируемой программы заводнения, увеличение коэффициента охвата пласта воздействием за счет оптимизации размещения новых скважин и сокращение расходов на их бурение стали побудительным мотивом для создания на месторождении постоянной системы сейсмического мониторинга. Спустя год *BP* приступила к экспериментальным работам по созданию такой системы. В общей сложности на морском дне было размещено 120 км сейсмических кабелей, покрывающих площадь в 45 км² над месторождением. Несколько тысяч сейсмоприемников обеспечивают специалистов качественным сигналом. Запуск стационарной системы мониторинга позволил в течение только первых полутора лет провести на месторождении *Valhall* 5 сейсмических съемок [3]. В настоящее время среднее число ежегодно проводимых сейсморазведочных работ равно двум. Если учесть, что разработка месторождения *Valhall* будет продолжаться ориентировочно до 2040-х гг., выгода от внедрения стационарной системы сейсмического мониторинга очевидна.

Интересен также опыт применения 4D сейсмики для контроля за расширением хранилища углекислого газа, созданного компанией *Statoil* на газовом месторождении *Sleipner* [4]. Более десяти лет около миллиона тонн CO₂ ежегодно закачивается в мощный водоносный горизонт, представленный песчаниками с хорошими коллекторскими свойствами. Специально пробуренная с одной из платформ наклонно-направленная скважина осуществляет закачку вблизи подошвы горизонта на глубине около тысячи метров. Имея меньшую, чем у воды, плотность (0,7 г/см³), углекислый газ устремляется к кровле. При этом происходит его частичное защемление и растворение, а всплывшая часть газа образует своеобразную «подушку». Необходимый контроль за распространением CO₂ по разрезу двухсотметровой водонасыщенной толщи и состоянием расширяющейся «подушки» обеспечивается возможностями 4D сейсмики. Как показано в [1], многолетние исследования позволяют уверенно отслеживать динамику созданного хранилища углекислого газа.

Каким же образом сейсмический мониторинг дает возможность контролировать состояние разработки продуктивного пласта?

В процессе разработки залежей углеводородов (создания подземных хранилищ) происходит изменение состава флюида, насыщающего поровое пространство, и/или пластового давления. Оба этих фактора приводят к изменению акустических свойств насыщенной пористой среды. Поскольку состав минерального скелета пористой среды остается неизменным, можно связать происходящие изменения акустической жесткости среды с изменениями свойств насыщающего ее флюида. Так, в работе [4] приводятся данные о скорости распространения продольных волн в полностью водонасыщенной породе и породе, максимально насыщенной CO_2 , – 2050 и 1420 м/с соответственно. Менее «жесткий» углекислый газ, замещая пластовую воду, снижает общую акустическую жесткость пласта-коллектора. Если дополнительно учесть сопутствующие изменения плотности насыщающей смеси и, следовательно, пористой среды в целом, контраст происходящих изменений будет еще более заметным.

Рассмотрим подробнее связь акустических свойств горной породы с характером насыщения ее пластовыми флюидами.

Величина, представляющая собой произведение плотности насыщенной горной породы (ρ^*) на скорость распространения продольных волн (V_p^*), получила название акустического импеданса (Z_p):

$$Z_p = \rho^* V_p^*; \quad (1)$$

$$\rho^* = (1 - m)\rho_{ск} + m\rho_{фл}; \quad (2)$$

$$\rho_{фл} = \rho_g S_g + \rho_n S_n + \rho_v S_v. \quad (3)$$

Здесь m – пористость; $\rho_{ск}$ – плотность минерального скелета породы; $\rho_{фл}$ – плотность флюида; ρ_g , ρ_n , ρ_v – плотность газа, нефти и воды соответственно; S_g , S_n , S_v – насыщенность порового пространства газом, нефтью и водой.

Скорость распространения продольных и поперечных волн определяется известными соотношениями:

$$V_p^* = \sqrt{\frac{K^* + \frac{4}{3}G}{\rho^*}}; \quad V_s^* = \sqrt{\frac{G}{\rho^*}}. \quad (4)$$

Здесь K^* – модуль объемной упругости насыщенной пористой среды; G – модуль сдвига.

Простое и широко используемое выражение для K^* было получено Ф. Гассманом (1951 г.):

$$K^* = K_{ск} + \frac{\left(1 - \frac{K_{ск}}{K_m}\right)^2}{\frac{m}{K_{фл}} + \frac{1-m}{K_m} - \frac{K_{ск}}{K_m^2}}. \quad (5)$$

Оно связывает модуль объемной упругости насыщенной пористой среды с объемным модулем скелета породы ($K_{ск}$), объемным модулем минеральных зерен, слагающих породу (K_m), и объемным модулем насыщающего флюида ($K_{фл}$).

Входящая в уравнение Гассмана переменная величина $K_{фл}$ как раз и отражает интересующее нас влияние изменяющегося характера насыщения порового пространства в процессе разработки на величину скорости распространения акустических волн. Она представляет собой среднее гармоническое объемных модулей насыщающих фаз:

$$K_{фл} = \left(\frac{S_z}{K_z} + \frac{S_n}{K_n} + \frac{S_g}{K_g} \right)^{-1}. \quad (6)$$

Выражение для K_i ($i = z, n, g$) получается из уравнения (4) при нулевом значении модуля сдвига:

$$K_i = \rho_i V_{pi}^2. \quad (7)$$

Плотности фаз считаются известными функциями пластового давления и состава. В работе [5] приводятся специально построенные корреляции для вычисления как плотностей, так и скоростей распространения упругих волн в нефтяной и водной фазах, а для газовой фазы дано выражение уже для K_z .

Модуль объемной упругости слагающего породу материала K_m определяется на основании литологического исследования с привлечением лабораторно полученных данных для отдельных минералов.

Модуль объемной упругости скелета породы $K_{ск}$ в уравнении Гассмана характеризует твердый скелет «сухой» горной породы, т.е. предполагается, что его величина не зависит от свойств насыщающего флюида. Поэтому для определения величины $K_{ск}$ необходимо знать скорость распространения акустических волн в интересующей нас пористой среде с известным характером насыщения. Лучше всего иметь лабораторные определения V_p^* и V_s^* на образцах горной породы с заданной насыщенностью (например, со 100%-ной водонасыщенностью) при пластовых термобарических условиях. Тогда из уравнения (4) можно вычислить значение вели-

чины K^* (для данного характера насыщения) и после подстановки его в преобразованное уравнение (5) найти значение $K_{ск}$.

Найденное значение используется в дальнейших расчетах модуля объемной упругости пористой среды K^* при различных свойствах насыщающего флюида. Однако, строго говоря, объемный модуль скелета породы не является константой и зависит от величины эффективного напряжения. Для получения такой зависимости требуется серия лабораторных экспериментов, имитирующих динамику порового давления в процессе разработки.

Параллельно с определением значения $K_{ск}$ вычисляется и величина модуля сдвига G насыщенной пористой среды (4). Полученное значение модуля сдвига принимается постоянной величиной, поскольку насыщающая жидкая среда не вносит никакого вклада в значение G .

Располагая теперь значениями всех необходимых величин и используя соотношения (1)–(6), можно вычислить значение акустического импеданса Z_p для интересующих фазовых насыщенностей пористой среды и пластового давления.

Описанная процедура получения синтетических кубов акустического импеданса в ходе гидродинамического расчета на моделях месторождений представляет собой решение прямой задачи и реализована в некоторых коммерческих программных продуктах (например, [6, 7]).

Имея в распоряжении несколько сейсмических записей на разные даты, можно, применяя сейсмическую инверсию, вычислить динамику акустического импеданса и далее оценить произошедшие изменения насыщенности пористой среды в разных точках пласта (продвижение вытесняющего агента, вторжение краевых/подошвенных вод). Подобные манипуляции составляют суть обратной задачи.

Ниже приводятся результаты расчета, в котором сделана попытка оценить, насколько сильно может изменяться акустический импеданс пористой среды в ходе разработки.

Для проведения пробного расчета был выбран небольшой участок сеноманской залежи Уренгойского месторождения вокруг одной из добывающих скважин, для которой известна динамика подъема пластовых вод. Ввиду отсутствия у автора настоящей статьи подробной геологической модели выбранного участка, была использована простейшая слоистая модель, представленная на рис. 1. Фильтрационно-емкостные свойства укрупненных слоев соответствуют осредненным данным ГИС в рассматриваемой скважине. Необходимые данные о скорости распространения

упругих продольных и поперечных волн в породах, слагающих сеноманский продуктивный горизонт, получены в лаборатории физики пласта ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Измерения проводились при 100%-ном насыщении образцов горной породы моделью пластовой воды.

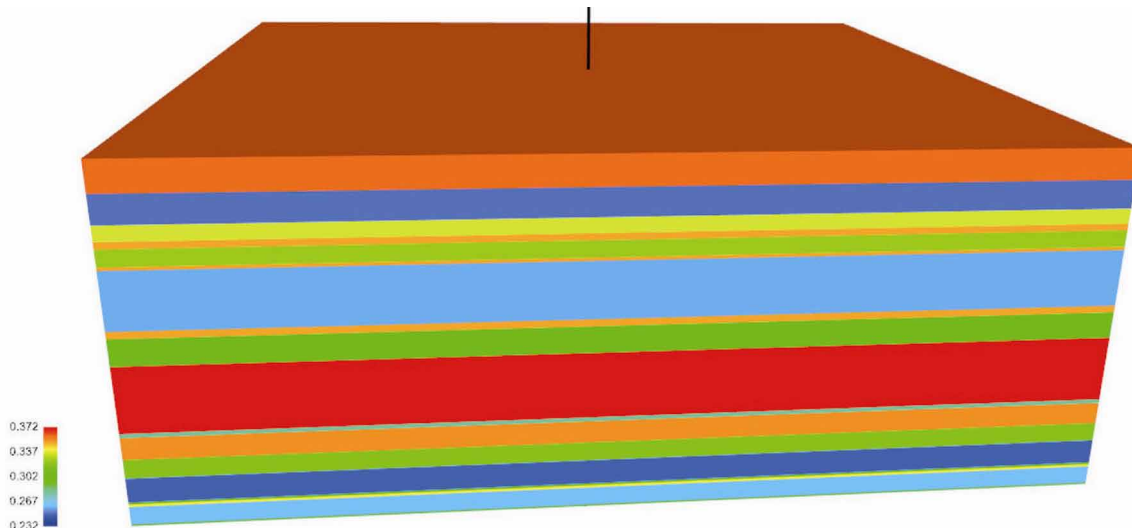


Рис. 1. Общий вид расчетной модели.
Градацией цвета показано распределение пористости (д. ед.)

Процесс разработки моделировался на компьютере с использованием коммерческого программного обеспечения [6]. Полученные данные о динамике изменения давления и насыщенности стали исходной информацией для расчета изменяющихся акустических свойств рассматриваемого фрагмента залежи. Процедура вычисления значений акустического импеданса была реализована в виде макроса в геологическом пакете *IRAP RMS*.

Газонасыщенный объем сокращается за счет внедрения пластовых вод из подстилающего залежь мощного водоносного горизонта. Динамика подъема газовой контактной поверхности прослеживается на рис. 2.

Изменение характера насыщения нижней части залежи приводит к изменению ее акустических характеристик. Оценка степени этого изменения наглядно представлена на рис. 3. На нем показаны относительные изменения по стволу добывающей скважины трех величин – пластового давления, газонасыщенности и акустического импеданса.

В этом примере получены изменения акустического импеданса до 7,5 % (от начального значения) в пластах с высокими значениями ФЕС. Чем выше пористость и начальная газонасыщенность, тем бóльший объем порового пространства может быть заполнен водой и, следовательно, контраст изменений акустической жесткости пористой среды будет ярче. 7,5 % – много это или мало для уверенного выделения произошедших из-

менений в пласте? Авторы работы [8], выполнив необходимый анализ, пришли к выводу, что изменение акустического импеданса, превышающее 4 %, можно считать достаточным для его фиксации средствами 4D сеймики.

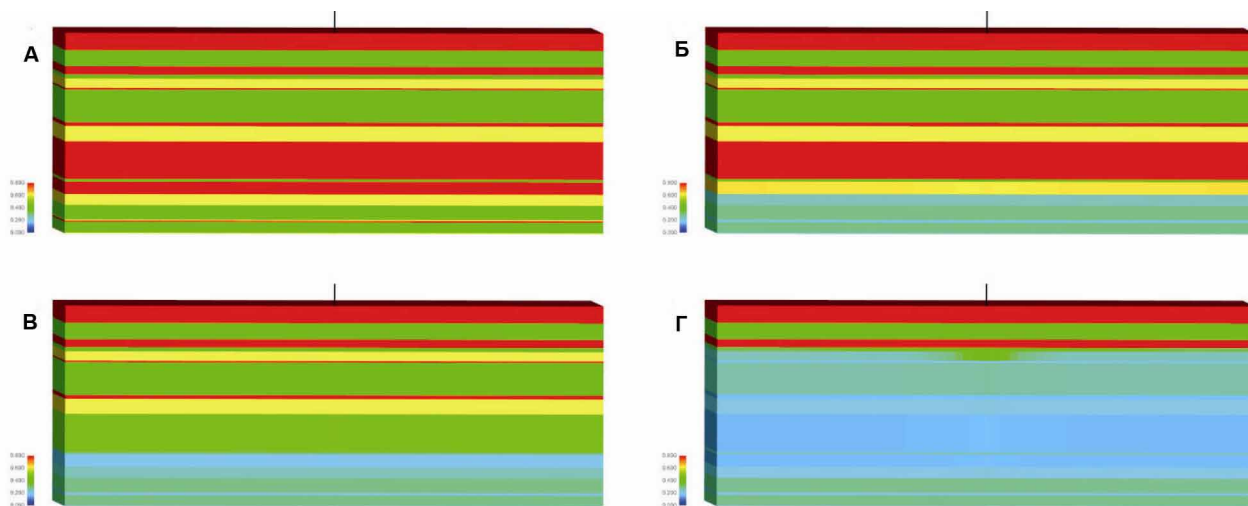


Рис. 2. Динамика газонасыщенности (д. ед.) в процессе разработки:
А – начальное распределение газонасыщенности в моделируемой области;
Б – распределение газонасыщенности спустя 10 лет добычи газа;
В – распределение газонасыщенности спустя 20 лет добычи газа;
Г – распределение газонасыщенности спустя 30 лет добычи газа

Представленный пример носит оценочно-иллюстративный характер, однако подобные расчеты могут стать помощником в процессе принятия решений о целесообразности применения сейсмического мониторинга в ходе разработки. Планирование оптимального времени и места проведения повторных сейсмических работ является естественной частью этого процесса.

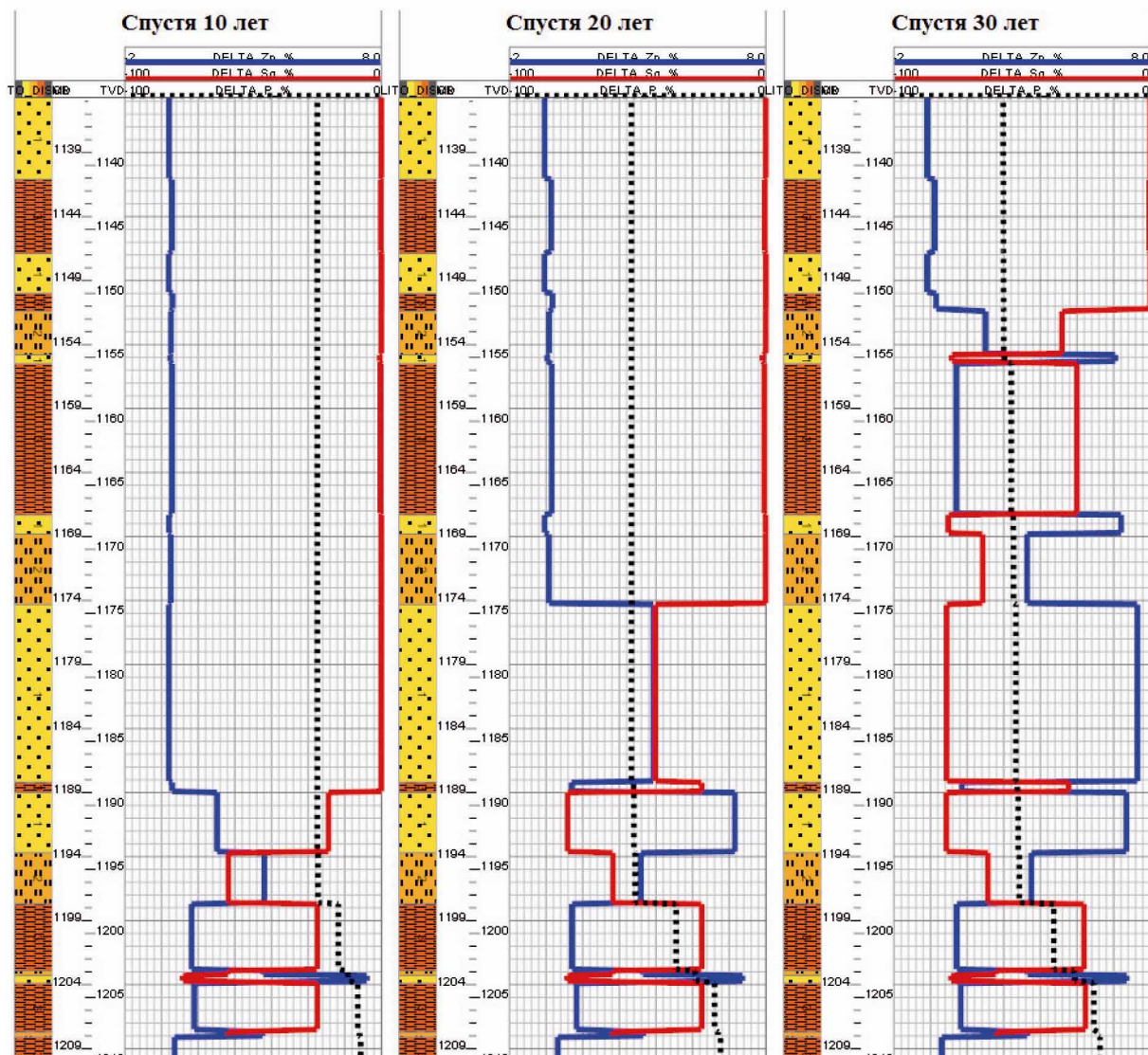


Рис. 3. Динамика изменения (в % к начальному значению) величины пластового давления (черный пунктир), газонасыщенности (красная кривая) и акустического импеданса (синяя кривая) в районе добывающей скважины за 30-летний период

Список литературы

1. Amundsen L. 4D Seismic – Status and Future Challenges / L. Amundsen, M. Landro // GEO ExPro. Part I: Status. – Oct. 2007. – P. 66–68.
2. Amundsen L. 4D Seismic – Status and Future Challenges / L. Amundsen, M. Landro // GEO ExPro. Part II: Future Challenges. – Dec. 2007. – P. 52–56.

3. Kjelstadli R.M. Quantitative history match of 4D seismic response and production data in the Valhall field / R.M. Kjelstadli, H.S. Lane, D.T. Johnson at al. // Paper SPE 96317. Offshore Europe, 6-9 Sept. 2005. – Aberdeen, Scotland, 2005.

4. Chadwick R. A. 4D seismic imaging of a CO₂ plume. Petroleum Geology: North-West Europe and Global Perspectives / R.A. Chadwick, R. Arts, O. Eiken // Proceed. of the 6-th Petroleum Geology Conference, 2005. – P. 1385–1399.

5. Batzle M. Seismic properties of pore fluids / M. Batzle, Z. Wang // Geophysics. – 1992. – N 57. – P. 1396–1408.

6. ECLIPSE Technical Description 2005A // GeoQuest. – Schlumberger, 2005.

7. Фанчи Д.Р. Интегрированный подход к моделированию фильтрационных потоков / Д.Р. Фанчи. – М.-Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика»; Ижевский институт компьютерных исследований, 2010. – 256 с.

8. Lumley D.E. Assessing the technical risk of a 4D seismic project / D.E. Lumley, R.A. Behrens, Z. Wang // The Leading EDGE. – 1997. – N 16(9).