УДК 550.834
DOI: 10.31660/0445-0108-2024-6-79-90

Оценка 4D-эффектов по результатам повторной сейсмической съемки 3D в пределах газоконденсатного месторождения

В. И. Кузнецов

ООО «НОВАТЭК НТЦ», Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия
vikuznetsov@novatek.ru

Аннотация. Сейсмический мониторинг (4D-сейсморазведка) разрабатываемых месторождений углеводородов является новым направлением сейсморазведки и предназначен для решения основной задачи разработки — сохранения темпа отбора при увеличении коэффициента извлечения нефти. Сейсмический мониторинг пластовых систем представляет собой серию разнесенных во времени сейсмических исследований 3D для получения динамической картины процессов, протекающих в пласте.

Статья посвящена именно этому весьма перспективному направлению и основана на конкретном практическом примере. В 2008 году в пределах акваториальной части газоконденсатного месторождения были выполнены сейсморазведочные работы 3D по стандартной на то время методике. Данные материалы легли в основу геологической и гидродинамической модели месторождения, которое в настоящее время находится в стадии глубокого освоения запасов. Для оценки, прогноза и вовлечения в разработку новых перспективных объектов в нижележащих интервалах в 2017 году потребовалось выполнение повторной съемки 3D с улучшенными параметрами системы наблюдения. В результате было получено два набора данных по одному и тому же участку с временной разницей в девять лет, что создало предпосылки для оценки 4D-эффектов в отношении находившихся все эти годы в эксплуатации резервуаров. Для выделения ожидаемых эффектов проведено сейсмогеологическое моделирование 2D, а также обработка сейсмических данных по единому графу обработки. В статье представлены результаты обработки и анализа полученных данных. Показана перспективность использования данных повторных сейсмических съемок 3D на акваториях для контроля разработки месторождений.

Ключевые слова: мониторинг разработки месторождений, 3D-сейсморазведка, гармонизация съемок, 4D-эффекты, петроупругое моделирование, динамические характеристики

Для цитирования: Кузнецов, В. И. Оценка 4D-эффектов по результатам повторной сейсмической съемки 3D в пределах газоконденсатного месторождения / В. И. Кузнецов. – DOI 10.31660/0445-0108-2024-6-79-90 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2024. – № 6. – С. 79–90.

Results of exploration and evaluation of 4D effects based on repeated 3D seismic survey in aquatorial part of gas and condensate field

Vladislav I. Kuznetsov

LLC "NOVATEK SRC", Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia
vikuznetsov@novatek.ru

Abstract. Seismic monitoring (4D seismic survey) of developed oil fields is a new direction in seismic survey. It is designed to solve the main task of field development – maintaining production rates while enhancing the oil recovery factor. Seismic monitoring of reservoir systems is series of 3D seismic surveys, spaced in time in order to receive the dynamic image of processes within the reservoir.

This article focuses on this promising direction and based on a real practical example. In 2008, 3D seismic surveys were conducted in aquatorial part of oil and gas condensate field, using the standard methodologies available then. This data formed the basis for the geological and hydrodynamic models of the field. Today, this field is in the stage of deep development of reserves. To assess, forecast, and involvement in development of new promising reservoirs in deeper intervals, a repeated 3D survey with improved observation system parameters was carried out in 2017.

As a result, two sets of data were collected for the same area, nine years apart. This created the prerequisite for evaluating 4D effects on the reservoirs that had been in operation throughout this period. To isolate the expected effects, 2D seismic-geological modeling was performed, and the seismic data were processed using a unified processing schedule. This article presents the results of data processing and analysis. The potential of using repeated 3D seismic surveys in aquatory for field development monitoring is demonstrated.

Keywords: field development monitoring, 3D seismic survey, survey harmonization, 4D effects, petroelastic modeling, dynamic characteristics

For citation: Kuznetsov, V. I. (2024). Results of exploration and evaluation of 4D effects based on repeated 3D seismic survey in aquatorial part of gas and condensate field. Oil and Gas Studies, (6), pp. 79-90. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2024-6-79-90

Введение

Под мониторингом процесса разработки нефтяной залежи обычно понимается наблюдение за текущим состоянием объекта разработки и оценка эффективности проводимых геолого-технических мероприятий.

Традиционно анализ процесса добычи нефти и газа осуществляется на основе промысловой информации, а иногда геофизическими методами в специально оборудованных скважинах. Сейсмический мониторинг является, по сути, новым интегрированным подходом управления добычи нефти, объединяющим сейсмические измерения 4D, скважинную и промысловую информацию, петрофизику, программное обеспечение, и позволяющим непрерывно вносить изменения в геологическую и гидродинамическую модель резервуара.

За сейсмическим мониторингом в варианте 3D закрепилось название «4D-сейсморазведка» [1]. В западной терминологии широко также используется термин "time-lapse seismic technology" [2, 3, 4], под которым подразумевается фиксация одних и тех же сейсмических параметров во времени.

Повторные сейсмические работы 3D или применение данных 4D-сейсмики для контроля разработки позволяют решать следующие задачи:

- определение дренируемых областей и локализация неохваченных разработкой запасов;
- изменение положения контакта;
- выявление зон пласта, где произошло заметное уплотнение пород-коллекторов;
- контроль изменения напряженно-деформированного состояния перекрывающего массива горных пород;

- оптимальное размещение эксплуатационных скважин;
- снижение неопределенности при выборе перспективных вариантов разработки месторождения и объема добываемого сырья;
- как косвенный результат тщательных многократных съемок: выявление дополнительных перспективных для добычи участков месторождения, что повышает его запасы в целом по сравнению с оцененными первоначально.

Результат 4D-съемки может представлять собой любое изменение сейсмической записи по сравнению с предыдущей сейсмической съемкой 3D. Эффект основан на том, что замещение углеводородов водой меняет отражающие способности толщи, что сказывается прежде всего на амплитудах отраженных волн. При длительных перерывах между съемками могут отмечаться и небольшие сдвиги во временах отражения, обусловленные изменением скоростей в продуктивной толще при смене типа флюида. Однако такие сдвиги редко превышают один-два дискрета сейсмической записи. В то же время форма сигнала может меняться настолько, что это бывает заметно во временной и спектральной области. Понятно, что трудно подобрать теоретическое описание 4D-сигнала в каждом конкретном случае, поэтому все практические результаты в этой области чаще всего основываются на выявлении эмпирических закономерностей. При этом используются результаты петроупругого моделирования на данных исследования скважин.

В областях заводнения залежи увеличивается амплитуда отражения при неизменности временных характеристик. В области повышения пластового давления при закачке жидкости немного уменьшается амплитуда, и наблюдаются задержки времени регистрации [3, 5–8]. И, наоборот, в области интенсивного отбора продукции при относительно пониженном пластовом давлении отмечаются положительные сдвиги во времени регистрации с незначительным ростом амплитуды. При обратной закачке газа в пласт происходит заметное изменение амплитуды в отрицательную сторону.

В процессе разработки залежей углеводородов изменяется состав флюида, насыщающего поровое пространство, и/или пластового давления. Оба этих фактора приводят к изменению акустических свойств насыщенной пористой среды [9, 10]. Поскольку состав минерального скелета пористой среды остается неизменным, можно связать происходящие изменения акустической жесткости среды с изменениями свойств насыщающего ее флюида — отследить подъем контакта. 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 (вторжение краевых/подошвенных вод) [11, 12].

В России, к сожалению, есть пока единственный пример использования 4D-сейсмики на Астохском месторождении шельфа Сахалина [13], где они были выполнены компанией PGS по заказу «Сахалинской Энергии». В ближайшие годы ожидается расширение таких работ в России в связи с интенсификацией освоения шельфа.

Статья посвящена развитию перспективного направления — сейсмического мониторинга разработки месторождений. Приводятся результаты

решения задачи получения 4D-эффекта по данным обычной повторной сейсмической съемки 3D с не повторяющимися параметрами.

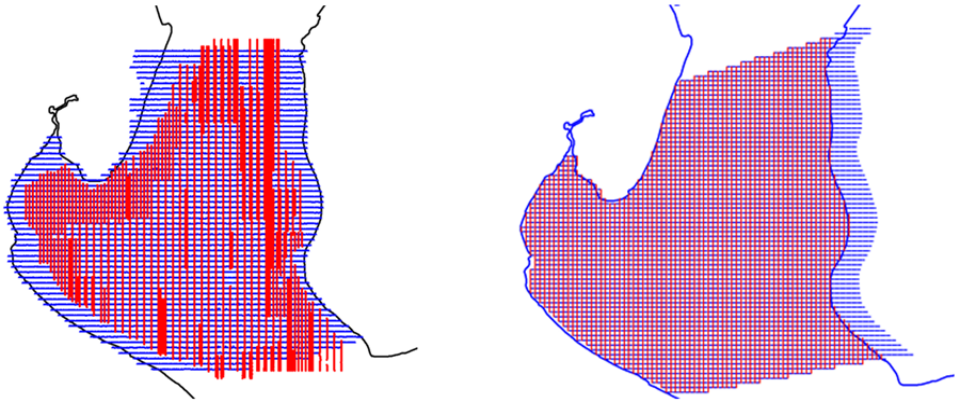
Методы исследований

Наибольшее количество исследований по 4D-технологии проведено в условиях моря [2]. Использование донных систем регистрации более целесообразно для целей мониторинга. Это снижает уровень шумов и открывает дополнительные возможности многокомпонентной регистрации сейсмических сигналов датчиками смещения. В совокупности все это позволяет обнаруживать более слабые изменения в волновом поле, связанные с разработкой залежи, повышая порог чувствительности всей системы. Как результат, заметить такие эффекты можно не через много лет разработки, а даже и через довольно короткие периоды времени при условии, что разработка и заводнение залежи ведется довольно интенсивно. Имеется много положительных примеров таких работ в мировой практике [1, 4].

Сейсмический мониторинг 4D-добычи нефти и газа на морских месторождениях доказал свою эффективность и получает в мире широкое распространение. К 2009 году 4D-сейсмика была выполнена более чем на 50 морских месторождениях, а в последующие четыре года это число увеличилось еще почти в полтора раза. Лидером по количеству месторождений, где такие работы были проведены, по-видимому, является British Petroleum.

Компанией «НОВАТЭК» в 2008 году в пределах акваториальной части газоконденсатного месторождения были выполнены сейсморазведочные работы 3D по стандартной на то время методике.

Основными геологическими задачами являлись детальное изучение и прогноз коллекторских свойств меловых отложений. Данные материалы легли в основу геологической и гидродинамической модели 3D месторождения, которое в настоящее время находится в стадии глубокого освоения запасов и с высокой вероятностью в скором времени перейдет в фазу падающей добычи.



а *б*

Рис. 1. ***Геометрия сейсмических съемок 3D СП 1/2008 (а) и СП 31/2017 (б).*** *Линии приема — синим, линии возбуждения — красным.*

Для оценки, прогноза и вовлечения в разработку новых перспективных объектов в нижележащих интервалах в 2017 году потребовалось выполнение повторной 3D-съемки повышенной кратности по ОГТ и плотности. На рисунке 1 представлена геометрия съемок 2008 и 2017 года. Сравнительные параметры сейсмических съемок приведены в таблице.

Сопоставление параметров сейсмических съемок

Параметр	2008 год	2017 год
Источник	Пневмоисточник Bolt 1900LLXT	Пневмоисточник Bolt
Мощность источника	Общий объем 780 куб. дюймов (12.8 л).	Групповой пневмоисточник, общий объем 500–700 куб. дюймов (10 л)
Система наблюдений	Ортогональная (крест)	Ортогональная (крест)
Расстояние ЛПВ/ЛПП, м	400/300	250 / 250
Количество каналов активной расстановки, шт	11·56 = 616	12 · 130 = 1 560
Максимальное удаление, м	4 545	6 440,1
Расстояние ПВ (проекция)/ПП, м	50 / 50	25 / 25
Размер бина, м	25 x 25	12,5 x 12,5
Кратность	42	156
Длина записи	7 с	8 с
Шаг дискретизации	2 м/с	1 м/с
Тип сейсмостанции	BOX производство Fairfield Industries, (США)	Xzone
Тип приемников	Для приема сейсмического сигнала на глубинах более 2 м используются сейсмоприемники фирмы GeoSpace, представляющие собой сенсоры давления (гидрофоны) типа MP-24L3.	Донные двухкомпонентные датчики (гидрофон GH-4 + геофон в карданном подвесе GS-20DX)
Площадь съемки по контуру ПВ, км^2	185,62	200
Количество ф.н., шт.	38 660	150 000
Количество ф.н. на 1 км^2	208	750
Асиг/Амик	1,5	<1
		1–3
		>3

Результаты

По результатам работ было получено два набора данных по одной площади с временной разницей в девять лет, что дало предпосылки для оценки 4D-эффектов в отношении находившихся все эти годы в эксплуатации резервуаров.

С точки зрения теоретических основ, существует три основных условия реализации 4D:

1. Для успешного проведения первичной и повторной съемок 3D с целью мониторинга эксплуатации месторождения необходимо качественное проектирование системы наблюдений.

2. Постоянство условий приема для первой и повторной съемок, в том числе:

- точность позиционирования приемников, условия группирования;
- идентичность установки приемников, идентичность характеристик приемной аппаратуры;
- идентичность характеристик регистрирующей аппаратуры;
- идентичность параметров регистрации: фильтр нижних частот (ФНЧ), фильтр высоких частот (ФВЧ), длина записи.

3. Постоянство условий возбуждения для первой и повторной съемок, в том числе точность позиционирования источников, условия группирования источников. Применение эффективных источников и параметров возбуждения (повторяемость, достаточность энергии или высокоточное накапливание в требуемом диапазоне частот).

4. Применение эффективных приемников и параметров приема (группирование, диапазон частот и динамический диапазон), эффективных систем регистрации (возможность непрерывной регистрации, требуемый динамический диапазон, частотный диапазон, дискретизация по времени, требуемые уровни шумов и нелинейных искажений, низкое энергопотребление, работа с навигацией и хронометражем по спутниковой системе, работа в широком температурном диапазоне).

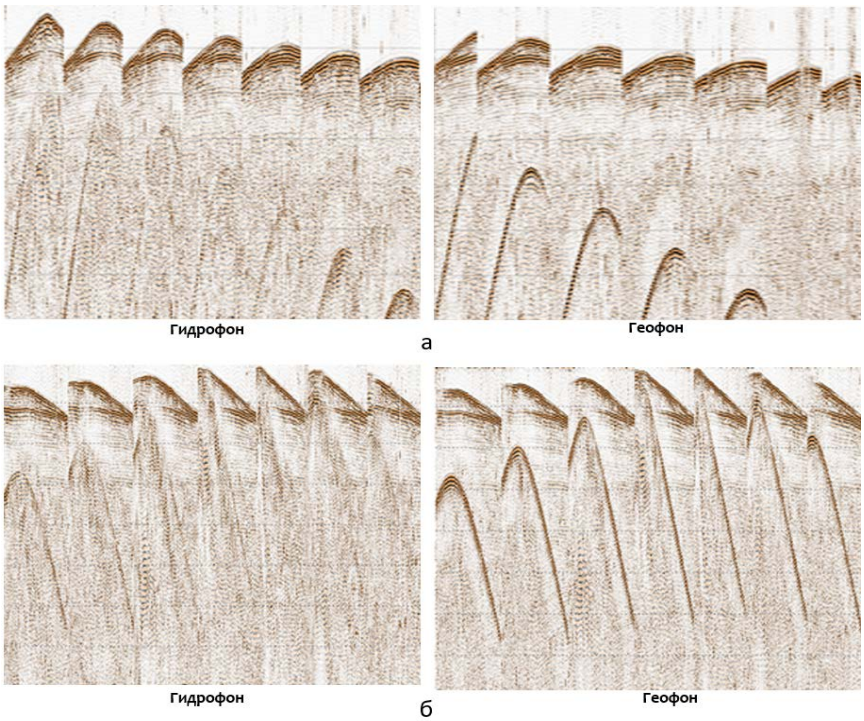


Рис. 2. ***Сравнение сейсмограмм общего пункта возбуждения сезона 2008 года (а) и сезона 2017 года (б).*** *(Глубина акватории в точке возбуждения сейсмического сигнала от 1 до 2 м, АРУ, фильтрация 5-10-100-120Гц)*

В реальности был получен материал различного качества, однако даже такие отличия как: источник, максимальное удаление, кратность и т. д. не послужили отказом от анализа 4D-эффектов. По соотношению амплитуды полезного сигнала к амплитуде микросейсм для геофонов значения сопоставимы, а для гидрофонов новый материал имеет значения амплитуд ниже, чем в 2008 году. Частота полезного сигнала материала, полученного в 2017 году, выше, чем частотный состав данных, полученных в 2008 году по обоим компонентам. Стоит отметить, что в целом 3D-материалы разных лет по качеству сопоставимы. Основное влияние на качество исходного материала оказали условия мелководья Тазовской губы. На рисунке 2 представлены сейсмограммы ОПВ разных лет съемки, зарегистрированные при глубине акватории в точке возбуждения сейсмического сигнала от 1 до 2 м с автоматической регулировкой усиления (АРУ) и полосовой фильтрацией 5-10-100-120 Гц.

Для обработки данных кубов был разработан граф, включающий в себя процедуры, направленные на максимальную гармонизацию результатов съемок.

Для обоснования возможностей сейсмического мониторинга 4D было выполнено сейсмогеологическое моделирование ожидаемых эффектов.

При этом учитывались два основных фактора, способных привести к изменению сейсмического образа в интервале резервуара:

- первый фактор — пластовое давление, падение которого приводит к изменению упругих свойств углеводородов и горной породы;
- второй фактор — положение флюидальных контактов и характер распределения флюидов в залежи.

На данной площади пласт БУ1-2 являлся основным объектом для изучения с точки зрения 4D-эффектов, так как выработка по нему составила > 60 %.

На рисунке 3 приведены результаты одномерного моделирования по пласту БУ1-2. В рамках сейсмического моделирования были сопоставлены изменения амплитуд, связанные с изменением моделируемых эффектов. Видно, что основное изменение происходит из-за подъема контакта и изменения насыщения.

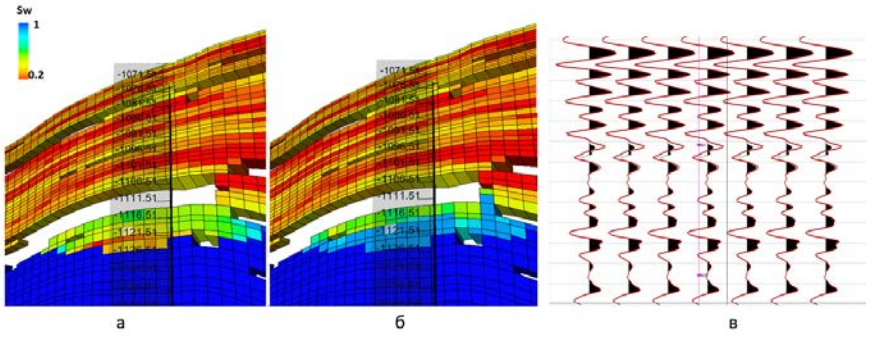


Рис. 3. ***Результаты одномерного математического моделирования отражения от пласта БУ1-2: куб водонасыщенности в районе скважины на 2008 год (а), куб водонасыщенности на 2017 год (б).*** *Сопоставление синтетических трасс: черным — 2008 год, красным — 2017 год*

Следует отметить, что изменение положения газоводяного контакта за период с 2008 по 2017 год составило 29 м. Для оценки изменения AVO эффектов было выполнено моделирование с использованием уравнений Кнотта — Цеприца (рис. 4).

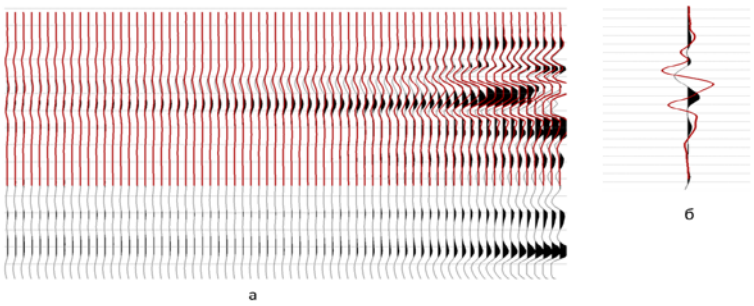


Рис. 4. ***Моделирование изменения формы сейсмического отражения от угла падения при изменении газоводяного контакта пласта БУ1-2.*** *Сопоставление синтетических сейсмограмм ОГТ (а), сопоставление синтетических суммотрасс (б): черным — 2008 год, красным — 2017 год*

Как видно на синтетической сейсмограмме, эффект есть. То же самое наблюдается и при суммировании соответствующих трасс по удалениям для оценки изменений на суммотрассах.

Для анализа использовались окончательные кубы данных после обработки как на уровне вертикальных и горизонтальных срезов волнового поля, так и на уровне карт динамических параметров в целевом интервале разреза. На рисунке 5 представлены примеры сравнения временных разрезов съемок разных лет в интервале пласта БУ1-2 и карт динамического параметра (RMS в окне 80 мс) по кровле этого продуктивного пласта. Максимальные изменения на сейсмических разрезах фиксируются в кровле и подошве пласта БУ1-2.

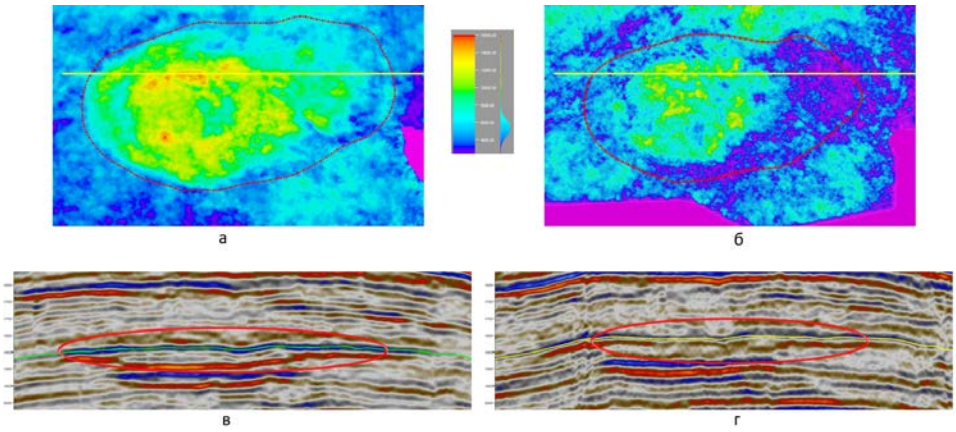


Рис. 5. ***Изменение динамики отражения по пласту БУ1-2 на временных разрезах и картах амплитуд с нанесенным контуром ГВК (красным).*** *Карты среднеквадратических амплитуд в интервале пласта по материалам 2008 (а) и 2017 гг. (б). Временные разрезы по линии 633 съемки 2008 (в) и 2017 гг.*

Амплитудная аномалия в сводовой части продуктивного пласта, связываемая с контуром ГВК (газоводяной контакт), за девять лет эксплуатации существенно уменьшилась, что связано с большим отбором газа.

Очень хорошая корреляция полученного 4D-эффекта достигнута с изменением пластового давления. На рисунке 6 приведено сравнение карт давлений для пласта БУ1-2, построенных по данным эксплуатационного бурения.

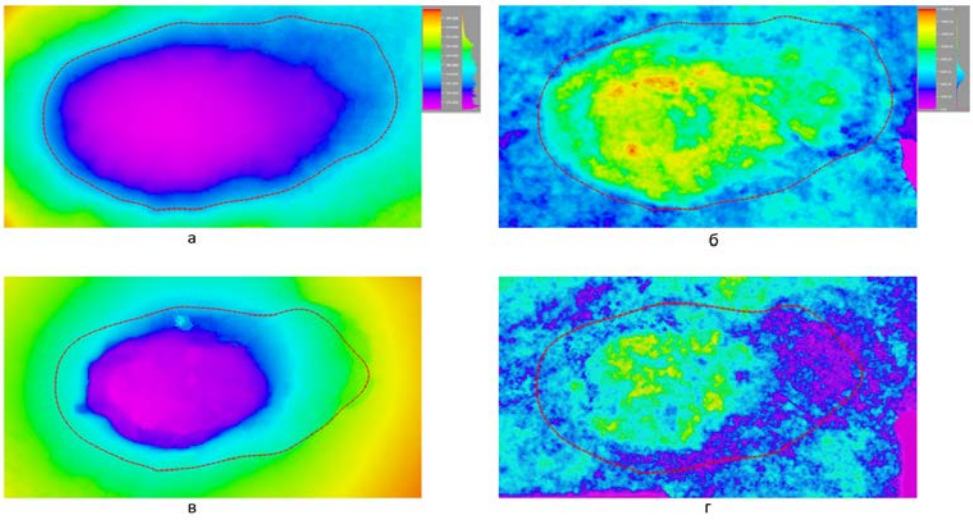


Рис. 6. ***Сопоставление сейсмических атрибутов и давлений для пласта БУ1-2 Карты давлений в пласте (а, б) и соответствующие карты среднеквадратических амплитуд (б, г) на 2008 год (а, б) и на 2017 год (в, г) с нанесенным контуром ГВК (красным)***

Давление с 2008 по 2017 год упало в несколько раз, контур поля давлений также изменился и практически совпадает с изменениями контуров аномалий на картах динамического параметра. Отличия в детальности объясняются тем, что по данным бурения карты построены с использованием интерполяции в межскважинном пространстве.

Выводы

Несмотря на несоблюдение необходимых условий выполнения реализации 4D-сейсморазведки, в результате этой работы наблюдается 4D-эффект, что обусловлено особенностями строением пласта БУ1-2 и существенной выработкой запасов газа (> 60 %). Изменение динамических характеристик волнового поля в целевом интервале хорошо сопоставляется с изменением давления в пласте. Также наличие существенного 4D-эффекта подтверждается петроупругим моделированием.

На результатах наблюдается значительное изменение динамических характеристик сейсмической записи, которое связывается с эффектом влияния разработки плата. Полученные результаты открывают перспективы использования данных повторных сейсмических съемок 3D на акваториях для кон-

троля разработки месторождений. Для этого необходим более детальный анализ с использованием угловых сумм, получением количественных корреляционных связей и построением прогнозных карт параметров пласта.

В ходе исследований разработаны методика оценки данных для выделения 4D-эффектов; методика петроупругого моделирования, ориентированная на обоснование возможности выделения 4D-эффектов разработки по данным повторных съемок; детальный оптимизированный граф обработки сейсмических данных и получены карты параметров и атрибутов, характеризующие произошедшие за девять лет изменения в состоянии разрабатываемых резервуаров.

Список источников

1. 4D Seismic Monitoring of Water Influx at Bay Marchand: The Practical Use of 4D in an Imperfect World / R. Behrens, P. Condon, W. Haworth [et al.]. DOI : 10.2118/79961-PA. – Direct text // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2002. – Vol. 5, Issue 05. – P. 410–420.
2. Time-lapse seismic surveys in the North Sea and their business impact / K. Koster, P. Gabriels, M. Hartung [et al.]. – DOI 10.1190/1.1438594. – Direct text // The Leading Edge. – 2000. – Vol. 19, Issue 3. – P. 286–293.
3. Wang, Z. Seismic and acoustic velocities in reservoir rocks : Theoretical and model studies / Z. Wang, A. Nur. – Houston : Society of exploration geophysicists, 1992. – Direct text.
4. Using legacy seismic data in an integrated time-lapse study: Lena Field, Gulf of Mexico / D. Johnston, J. Eastwood, J. Shyeh [et al.]. – DOI 10.1190/1.1438596. – Direct text // The Leading Edge. – 2000. – Vol. 19, Issue 3. – P. 294–302.
5. Nur, A. Stress-induced velocity anisotropy in rock, an experimental study / A. Nur, G. Simmons. – DOI 10.1029/JB074i027p06667. – Direct text // Journal of Geophysical Research. – 1969. – Vol. 74, Issue 27. – P. 6667–6674.
6. Nur, A. The effect of saturation on velocity in low porosity rocks / A. Nur, G. Simmons. – DOI 10.1016/0012-821X(69)90035-1. – Direct text // Earth and Planetary Science Letters. – 1969. – Vol. 7, Issue 2. – P. 183–193.
7. Nur, A. Effects of stress on velocity anisotropy in rocks with cracks / A. Nur. – DOI 10.1029/JB076i008p02022. – Direct text // Journal of Geophysical Research. – 1971. – Vol. 76, Issue 8. – P. 2022–2034.
8. Gassman, P. Elastic waves through a packing of spheres / P. Gassman. – Direct text // Geophysics. – 1951. – Vol. 16, Issue 4. – P. 673–685.
9. Castagna, J. P. Relationship between compressional and shear-wave velocities in clastic silicate rocks / J. P. Castagna, M. L. Batzle, R. L. Eastwood. – Direct text // Geophysics. – 1985. – Vol. 50, Issue 2. – P. 551–570.
10. Twenhotel, W. H. Terminology of the fine-grained mechanical sediments / W. H. Twenhotel. – Direct text // National Research Council. Division of Geology and Geography. – 1936. – P. 81–104.
11. Базылев, А. П. Восстановление акустических характеристик разрезов в отложениях западной Сибири / А. П. Базылев, В. Н. Сургучева, Т. К. Снопкова. – Текст : непосредственный // Геофизика. – 2001. – № S. – С. 73–76.

12. Кузнецов, О. Л. Сейсмоакустика пористых и трещиноватых геологических сред : монография / О. Л. Кузнецов, И. А. Чиркин, Ю. А. Курьянов, Том 2. Экспериментальные исследования. – Москва : ВНИИгеосистем. – 2004. – 361 с. – Текст : непосредственный.

13. Михель, В. Д., Бастиан, Б., Тимофеева, О. В. Результаты сейсмического 4D-мониторинга, проведенного компанией «Сахалин Энерджи» на Пильтун-Астохском месторождении / В. Д. Михель, Б. Бастиан, О. В. Тимофеева. – Текст : непосредственный // Недропользование XXI век. – 2017. – № 3 (66). – С. 42–47.

References

1. Behrens, R. (2002). 4D seismic monitoring of water influx at Bay Marchand: the practical use of 4D in an imperfect world / R. Behrens, P. Condon, W. Haworth [et al.], SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 5(05), pp. 410–420. (In English). DOI : 10.2118/79961-PA

2. Koster, K., Gabriels, P., Hartung, M., Verbeek, J., Deinum, G., & Staples, R. (2000). Time-lapse seismic surveys in the North Sea and their business impact. The Leading Edge, 19(3), pp. 286-293. (In English). DOI: 10.1190/1.1438594

3. Wang, Z., & Nur, A. (1992). Seismic and acoustic velocities in reservoir rocks: Theoretical and model studies. Houston, Society of exploration geophysicists. (In English).

4. Johnston, D. H., Eastwood, J. E., Shyeh, J. J., Vauthrin, R., Khan, M., & Stanley, L. R. (2000). Using legacy seismic data in an integrated time-lapse study: Lena Field, Gulf of Mexico. The Leading Edge, 19(3), pp. 294-302. (In English). DOI: 10.1190/1.1438596

5. Nur, A., & Simmons, G. (1969). Stress-induced velocity anisotropy in rock, an experimental study. Journal of Geophysical Research, 74(27), pp. 6667-6674. (In English). DOI : 10.1029/JB074i027p06667

6. Nur, A., & Simmons, G. (1969). The effect of saturation on velocity in low porosity rocks. Earth and Planetary Science Letters, 7(2), pp.183-193. (In English). DOI: 10.1016/0012-821X(69)90035-1.

7. Nur, A. (1971). Effects of stress on velocity anisotropy in rocks with cracks. Journal of Geophysical Research, 76(8), pp. 2022-2034. (In English). DOI: 10.1029/JB076i008p02022

8. Gassman, P. (1951). Elastic waves through a packing of spheres. Geophysics, 16(4), pp. 673-685. (In English).

9. Castagna, J. P., Batzle, M. L., & Eastwood, R. L. (1985). Relationship between compressional and shear-wave velocities in clastic silicate rocks. Geophysics, 50(2), pp. 334-334. (In English).

10. Twenhotel, W. H. (1936). Terminology of the fine-grained mechanical sediments. National Research Council. Division of Geology and Geography, pp. 81-104. (In English).

11. Bazylev, A. P., Surgucheva, V. N. & Snopkova, T. K. (2001). Vosstanovlenie akusticheskikh kharakteristik razrezov v otlozheniyakh zapadnoy Sibiri. Journal of geophysics, (S), pp.73-76. (In Russian).

12. Kuznetsov, O. L., Chirkin, I. A., & Kuryanov, Yu. A. (2004). Seysmoakustika poristykh i treshchinovatykh geologi-cheskikh sred. Moscow, VNIIgeosystem, 361 p. (In Russian).

13. Michiel, V. D., Bastian, B., & Timofeeva, O. V. (2017). 4D-Seismic monitoring results of Sakhalin energy field (Piltun-Astokhskoye). Nedropolzovanie XXI vek, 3 (66), pp. 42-47. (In Russian).

Информация об авторе / Information about the author

Кузнецов Владислав Иванович, *доктор геолого-минералогических наук, профессор, старший эксперт НОВАТЭК НТЦ, профессор кафедры прикладной геофизики, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, vikuznetsov@novatek.ru*

Vladislav I. Kuznetsov, *Doctor of Geology and Mineralogy, Professor, Senior Expert of LLC «NOVATEK NTC», Professor at the Department of Applied Geophysics, Industrial University of Tyumen, vikuznetsov@novatek.ru*

Статья поступила в редакцию 05.11.2024; одобрена после рецензирования 13.11.2024; принята к публикации 15.11.2024.
The article was submitted 05.11.2024; approved after reviewing 13.11.2024; accepted for publication 15.11.2024.