

Обоснование возможности выполнения 4D сейсмического мониторинга для сухопутного газового месторождения

- Соколовский Р.А., ООО «Газпром добыча Надым», г. Надым
- Казанин А.Г., Литвачук А.В., Соколов А.А., АО «МАГЭ», г. Москва
- Жуков А.П., Кляжников Д.В. ООО «Спецгеофизика», г. Москва

Аннотация: Концепция использования повторяющихся во времени (4D) сейсмических исследований начала обсуждаться еще с 1970-х годов. В этот период промышленность была сосредоточена на разработке сухопутных месторождений и первые попытки применить сейсморазведку для наблюдения за процессами эксплуатации залежей углеводородов (УВ) были выполнены именно в условиях суши. Тем не менее, реальное становление 4D-сейсморазведки связано с шельфовыми проектами – невозможность мониторинга состояния залежи УВ с помощью бурения наблюдательных скважин способствовала выработке технологической и методической основы сейсмомониторинга и последующему повсеместному внедрению в производство. Сегодня, когда ценность 4D-сейсморазведки не вызывает сомнения, вновь возникает интерес к ее применимости на сухопутных месторождениях. В статье показаны результаты петроупругого и сейсмогеологического моделирования 4D-отклика для реального месторождения, результаты 4D-обработки сейсмических данных представлены в следующей статье.

Ключевые слова: 4D сейсморазведка, сейсмомониторинг на суше, петроупругое моделирование, сейсмогеологическое моделирование.

Обоснование возможности выполнения 4D-мониторинга

Как любая другая технология, 4D сейсмический мониторинг применим не везде. 4D базируется на двух основных понятиях – обнаруживаемость 4D-сигнала и повторяемость наблюдений. Любые физические процессы, связанные с разработкой залежи УВ, обязательно влекут за собой изменения упругих свойств пласта. При этом основным вопросом становится прогноз величины изменения упругих свойств и связанные с ними изменения сейсмических амплитуд записи (обнаруживаемость). 4D-сигналы по определению малы и для их уверенного обнаружения следует минимизировать отличия в методике и технологии проведения мониторинговых сейсмических наблюдений (повторяемость). Обнаруживаемость – это свойство резервуара и повлиять на него можно только путем выбора оптимального срока выполнения

мониторинговой съемки исходя из очевидного предположения, что с увеличением накопленной добычи уровни эффектов в сейсмических амплитудах будут возрастать. В свою очередь, повторяемость наблюдений – полностью зависимый от исполнителя полевых работ параметр и, теоретически, можно обеспечить абсолютное совпадение двух съемок. На практике же сейсмические съемки всегда будут иметь различия, уровень которых определяется компромиссом между решаемой геологической задачей и экономической целесообразностью.

Перед принятием решения о проведении сейсмического мониторинга необходимо провести синтетическое моделирование для ответа на вопросы о наличии сейсмических эффектов (ожидаемом сигнале 4D) от разработки конкретной залежи УВ, величине этих эффектов, периоде времени, через которое эффект

будет возможно зафиксировать и проинтерпретировать, что и будет являться основанием к постановке данного вида работ.

В статье показан процесс обоснования применимости 4D сейсмического мониторинга с помощью петроупругого и сейсмогеологического моделирования на примере одного из нефтегазоконденсатных месторождений п-ова Ямал. Целевым объектом изучения являлись пласты ТП1-ТП6 таноппинской свиты, разрабатываемые с 2012 года. Средняя глубина залегания объекта составляет 1342 м, средняя эффективная газонасыщенная толщина – 23,1 м. Среднее значение пористости – 26%, газонасыщенности – 73%, проницаемости – 115 мД. На рассматриваемом месторождении дважды (в период 2002-2007 гг и 2020-2022 гг) были выполнены сейсмические съемки 3D, что дает возможность реализовать их совместную 4D-обработку (первая съемка может являться «базовой», последующая – «мониторинговой») и обнаружение эффектов от разработки в реальном волновом поле. В статье прогноз 4D-эффектов будет показан на временной период, соответствующий указанным съемкам 3D.

Петроупругое моделирование

Петроупругое моделирование (ПУМ) является базовым инструментом анализа влияния изменения физических параметров пласта на сейсмические амплитуды для решения задачи обоснования применимости 4D сейсмического мониторинга [1] в условиях конкретного месторождения. Среди основных задач, решаемых посредством ПУМ, можно выделить: оценку влияния изменения порового давления на упругие свойства горных пород; выявление эффектов, связанных со снижением начальной

газонасыщенности и изменением положения начального уровня ГВК; изучение влияния уплотнения пород на упругие характеристики пласта и др. [2].

В текущей работе для выполнения петроупругого моделирования была выбрана модель неконсолидированного газонасыщенного песчаника (Unconsolidated Gas Sandstone), которая является частным случаем модели контактов [5] и наилучшим образом подходит для описания коллекторов целевых пластов за счет возможности учета степени уплотнения породы и изменения эффективного давления.

Входными данными для выполнения петроупругого моделирования являлись:

- объемная литологическая модель, полученная по результатам интерпретации данных ГИС, с учетом влияния остаточной газонасыщенности на показания методов нейтронного (НК) и гамма-гамма плотностного (ГГК-П) каротажа;
- коэффициент водонасыщенности пород;
- литостатическое и поровое давления, пластовая температура, минерализация пластовой воды, плотность газа.

Параметрами модели неконсолидированного песчаника являются:

- упругие модули (K , μ) и минеральная плотность матрицы и глинистых минералов;
- индекс жесткости матрицы (MSI);
- координационное число (C) – среднее количество контактов между зернами минералов;
- критическая пористость (ϕ_0) – пористость, при которой происходит переход от суспензии (флюид и зерна находятся в виде суспензии) к флюидонасыщенной горной породе;
- коэффициент трения (FC), описывающий трение между зернами, напрямую связанное с их шероховатостью;

- RR – параметр, характеризующий угловатость зерен.

Для выполнения петроупругого моделирования были отобраны 10 скважин, равномерно освещающих продуктивные пласты ТП1-ТП6 по площади месторождения. Одним из основных требований, предъявляемых к скважинным данным, являлось наличие в целевом интервале качественных замеров акустического (АК), в т.ч. волнового акустического каротажа (ВАК) с регистрацией интервальных времен продольных и поперечных волн, гамма-гамма плотностного каротажа (ГГК-П), а также результатов лабораторных исследований керна.

С целью анализа возможности применения 4D сейсмического мониторинга посредством петроупругого моделирования в интервале целевых пластов ТП1-ТП6 были рассмотрены геологические сценарии, учитывающие изменение различных характеристик пласта:

1) Снижение порового давления ($P_{пор}$) в процессе разработки месторождения - истощение залежи без подъема ГВК

Известно, что при разработке месторождений нефти и газа существенно меняются гидродинамический режим и напряженно-деформированное состояние горных пород, что влияет на их физико-механические свойства, определяющие эксплуатационные характеристики коллекторов [3]. В процессе разработки месторождения, как правило, происходит снижение пластового (порового) давления ($P_{пор}$), и так как всестороннее горное давление ($P_{вс}$) (или литостатическое давление) вышележащих пород остается без изменений, то происходит рост эффективного давления ($P_{эф}$). При этом происходит перераспределение напряжений, и ту часть нагруз-

ки, которую принимал на себя содержащийся в порах горных пород флюид (газ, вода, нефть), будет воспринимать скелет породы, ее твердая матрица [4].

Для моделирования были рассмотрены 5 вариантов значений порового давления:

- начальное давление $P_{пор,нач.}$, равное 14,4 МПа;
- фактическое давление $P_{пор, факт.}$;
- в интервале пластов ТП1-ТП6 в каждой рассматриваемой скважине на момент проведения сейсмической съемки 3D;
- пластовое давление $P_{пор} = 10$ МПа, близкое к среднему пластовому давлению в зоне отбора на 2021 г.;
- пластовое давление $P_{пор} = 5$ МПа на 2033 г., т.е. спустя 10 лет после проведения последней 3D съемки;
- пластовое давление $P_{пор} = 2$ МПа на конец 2093 г., что соответствует варианту разработки на режиме истощения. Начальная газонасыщенность (K_g , нач.) при рассмотрении данного сценария не менялась. После выполнения моделирования проводилось сравнение модельных кривых V_p , V_s и R_{hob} для 4-х значений $P_{пор}$ с кривыми, рассчитанными для базового сценария ($P_{пор,нач.} = 14,4$ МПа, $K_g, нач.$).

2) Снижение пористости при увеличении эффективного давления ($P_{эф}$) – уплотнение пород

С целью изучения влияния эффективного давления на коллекторские свойства пород были привлечены результаты измерения коэффициента пористости (K_p) на образцах керна, выполненные при значениях $P_{эф}$ от 15,7 МПа до 22,0 МПа. В диапазоне изменения ФЕС коллекторов апт-барремских отложений увеличение $P_{эф}$ приводит к незначительному уменьшению пористости, в сред-

нем составляя 0,5%.

Учет пластовых условий проводился путем пересчета пористости $K_{п,нач.}$, полученной при расчете объемной литологической модели, по уравнению: $K_{п,пласт.} = 0,968 \times K_{п,нач.} + 0,0024$.

3) Снижение начальной газонасыщенности $K_{г,нач}$ до остаточной газонасыщенности ($K_{гo}$) – истощение залежи с подъемом ГВК

Для данного сценария были рассмотрены 3 варианта изменения начальной газонасыщенности $K_{г,нач.}$: при замещении объема подвижного газа на 25%, 50% водой и при снижении $K_{г, нач.}$ до величины остаточной газонасыщенности ($K_{г0}$). Для определения были привлечены результаты определений относительных фазовых проницаемостей (ОФП) в системе «газ-вода». В интервалах коллекторов расчет величины $K_{г0}$ проводился по уравнению $K_{г0}=f(K_p)$. Величина начального пластового давления принята равной 14,4 МПа.

4) Совместное снижение пористости и газонасыщенности при уменьшении порового давления ($P_{пор}$) – истощение залежи с подъемом ГВК и уплотнением пород

Для данного сценария, который является комбинацией сценариев 2 и 3,

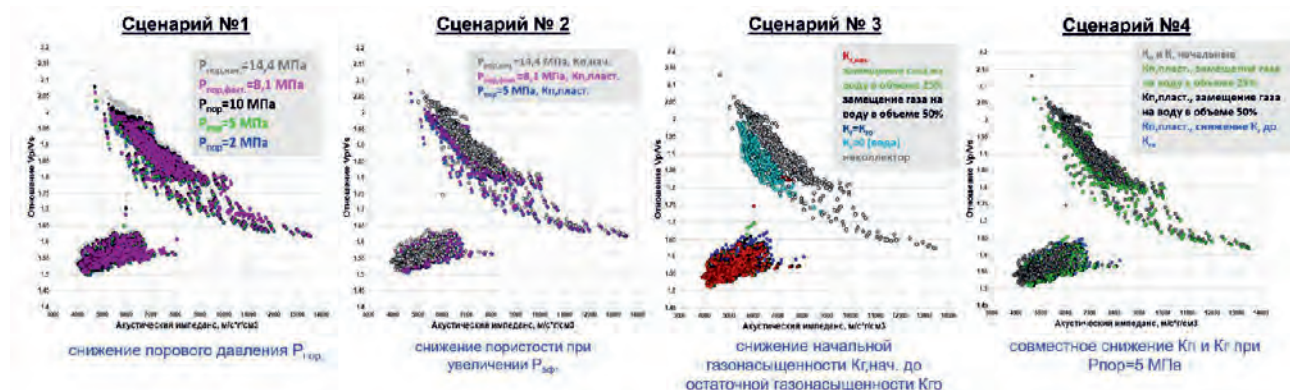
моделировалось совместное снижение пористости (за счет приведения величины $K_{п,нач.}$ к пластовым условиям $K_{п,пласт.}$) и газонасыщенности – при замещении объема подвижного газа на 25%, 50% водой и при снижении $K_{г,нач.}$ до остаточной газонасыщенности $K_{г0}$. Моделирование проводилось для двух вариантов $P_{пор}$:

- при величине фактического порового давления в интервале пластов ТП1-ТП6 в каждой рассматриваемой скважине на момент проведения сейсмической съемки 3D;
- при пластовом давлении $P_{пор}=5$ МПа, ожидаемом к 2033 году в соответствии с планом разработки изучаемого месторождения.

Для рассмотренных геологических сценариев подготовлены кросс-плоты сопоставления акустического импеданса и отношения V_p/V_s (Рис. 1).

Анализ полученных результатов моделирования показал, что для всех рассмотренных сценариев отмечается увеличение значений акустического импеданса относительно базового сценария (Рпор.нач., Кг.нач.). Наиболее существенное увеличение величины акустического импеданса (на 9,4% отн.) отмечено для газонасыщенных коллекторов при рассмотрении сценария №4 (Рпор. = 5 МПа, снижение Кп, Кг.нач. до

▼ Рис. 1. Кросс-плоты акустического импеданса (AI) и V_p/V_s для различных геологических сценариев.



Кго). Изменения параметра V_p/V_s , по сравнению с акустическим импедансом, не столь значительны. Для сценариев №1, 2 и 4 наблюдается незначительное снижение параметра V_p/V_s (максимальное снижение на -0,9% отн. отмечается для газонасыщенных коллекторов при моделировании сценария №1). При снижении начальной газонасыщенности ($K_{г,нач.}$) до остаточной ($K_{гo}$), при неизменном пластовом давлении $P_{пор,нач.}=14,4$ МПа (сценарий №3), максимальное увеличение V_p/V_s на 1% отн. наблюдается для коллекторов при остаточной газонасыщенности $K_{гo}$. В целом по пластам ТП1-ТП6 для сценария №3 изменение V_p/V_s незначительно и не превышает 0,3% отн. Таким образом, на основе петрофизического моделирования показана принципиальная возможность регистрации в сейсмическом поле изменений, связанных с процессами разработки.

Сейсмогеологическое моделирование

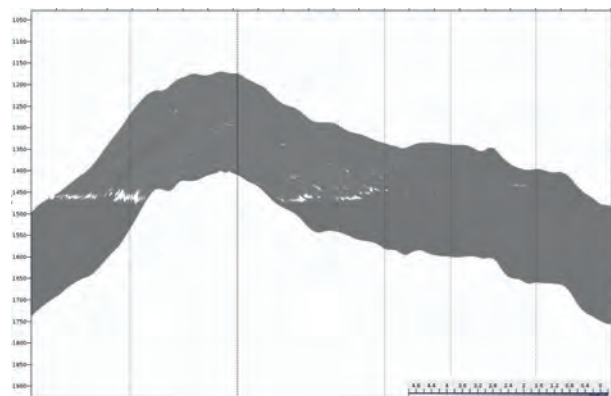
Следующей задачей обоснования возможности применения 4D сейсмического мониторинга является прогноз площадного распределения 4D-эффектов на основе моделирования синтетических сейсмических полей. В основу модели, используемой для расче-

та синтетики, положен структурный каркас и свойства целевого объекта, взятые из актуальной гидродинамической модели (ГДМ): пористость, глинистость, водонасыщенность и давление, на основе которых подготовлены модели акустических импедансов. Информация из ГДМ выбрана таким образом, чтобы соответствовать моментам проведения сейсмических съёмок 3D (2002-2022 гг). Заданный из ГДМ отклик на многолетнюю добычу газа включает реакцию водонасыщенности (до 5%) (Рис. 2) и пластового давления (до 50%) (Рис. 3). Обращает на себя внимание наличие слабопроницаемых (выделены желтым) и непроницаемых (выделены красным) тектонических нарушений.

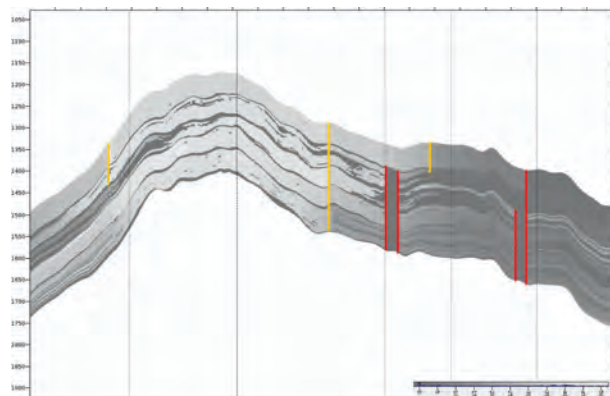
Искомый отклик среды определен в виде контраста акустического импеданса на период времени между базовой и мониторинговой съёмками (Рис. 4). Видно, что основной вклад в контраст акустического импеданса вносит снижение пластового давления в газовой залежи по мере выработки запасов (от 1,5% до 2,75%), хотя наибольшие значения достигаются за счёт обводнения расчётных ячеек модели в приконтактной зоне (от 2,5% до 5%).

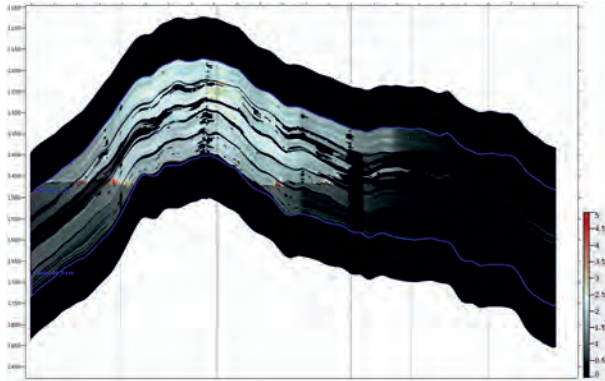
Полученные модели импедансов были переведены во временной масштаб с последующим получением синте-

▼ Рис. 2. Контраст водонасыщенности по глубине (%).



▼ Рис. 3. Контраст пластового давления по глубине (%).



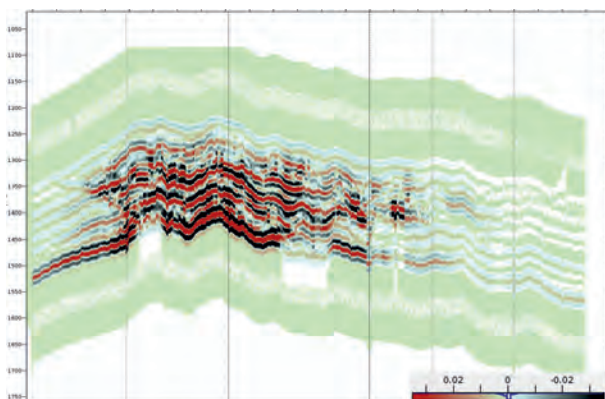


▲ Рис. 4. Контраст акустического импеданса по глубине (%).

тических волновых полей путём свертки с нуль-фазовым импульсом Риккера с преобладающей частотой 30 Гц. Обнаруживаемый в синтетическом волновом поле эффект (Рис. 5) связан как непосредственно с изменением акустического импеданса (динамический эффект), так и со смещением Т0 отражений за счет изменения скоростных характеристик разреза (кинематический эффект). Кинематический эффект (или временной сдвиг) доминирует в итоговой разнице амплитуд и в случае его исключения из расчетов уровень эффектов существенно падает (Рис. 6).

Хотя по результатам синтетического моделирования и прогнозируется наличие в сейсмическом поле 4D-отклика, для получения положительного результата от проведения наблюдений 4D требуется достичь определенных кондиций сей-

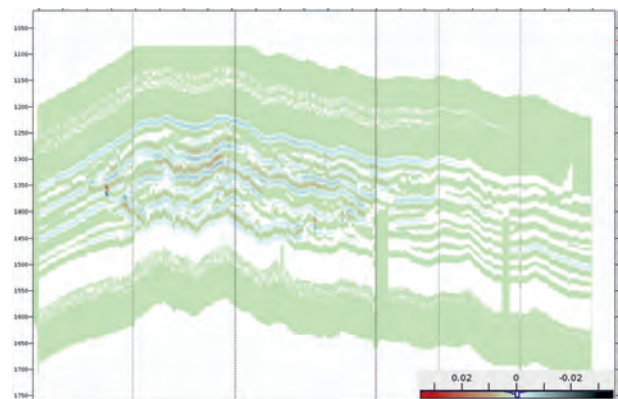
▼ Рис. 5. Разностный куб (монитор-база) для синтетических данных.

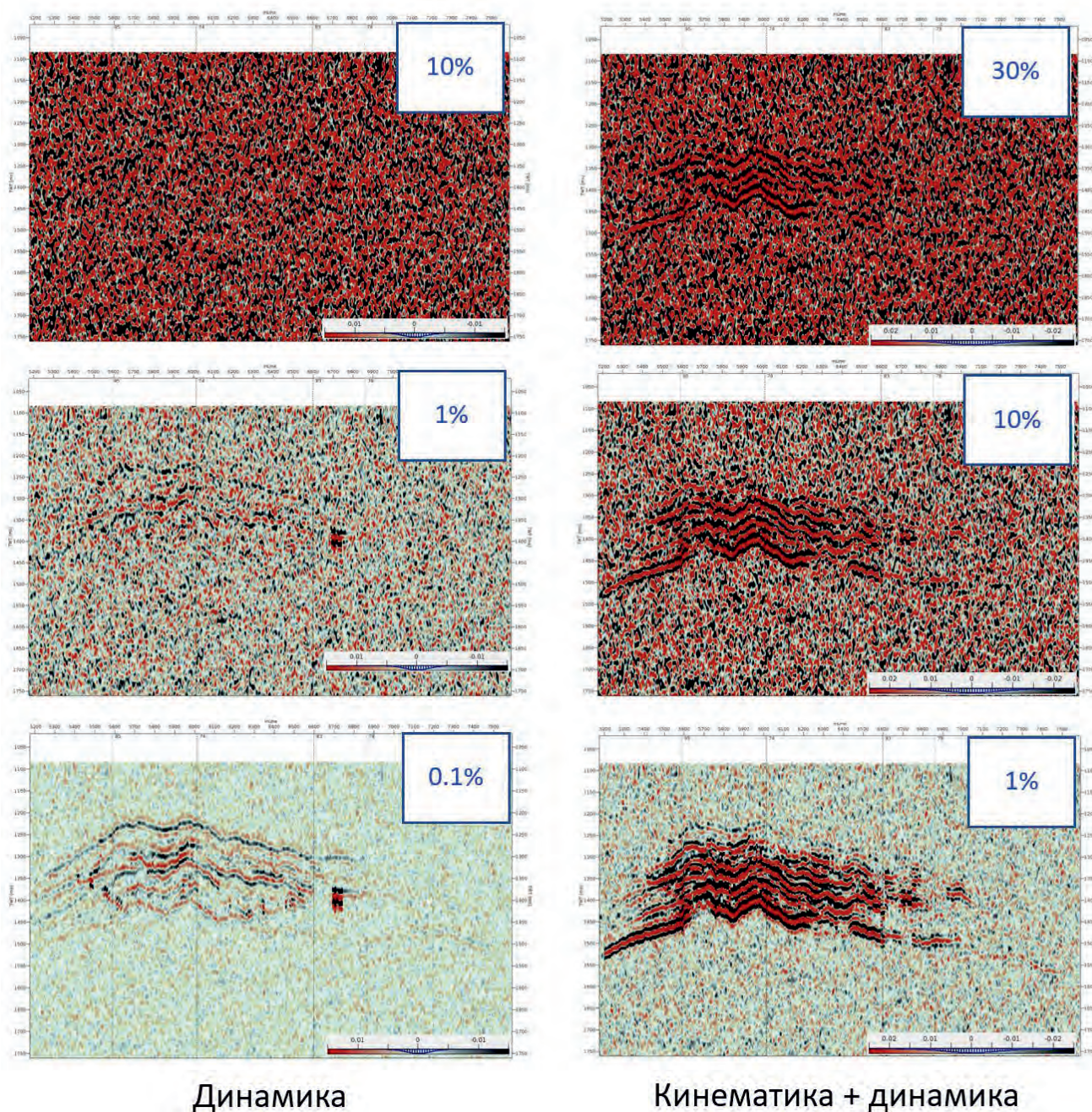


смических данных. Важное значение здесь имеет повторяемость сейсмических съемок, которая обычно контролируется через параметр NRMS (нормированное среднеквадратичное отклонение). Этот параметр показывает насколько мониторинговая съёмка соответствует базовой. В случае идеального совпадения съемок NRMS будет равен 0%. В мировой практике уровни NRMS для морских проектов обычно составляют >10%, допустимым считается NRMS<30% [6], хотя для суши эти оценки обычно несколько выше.

Прогнозные сейсмические отклики были проанализированы на устойчивость к различному уровню шумов (Рис. 7) с последующей оценкой NRMS. Предельный процент шума, сохраняющий разумный уровень NRMS, определен величиной 1% для синтетических волновых полей с исключёнными кинематическими эффектами, и 10 % – для полей с их учётом. Учитывая, что реальный сейсмический отклик от разработки будет содержать в себе как динамический, так и кинематический эффекты, общий уровень эффектов можно считать существенным и обнаруживаемым на реальных сейсмических данных при условии достижения необходимых уровней повторяемости съемок на стадии 4D-обработки.

▼ Рис. 6. Динамическая компонента 4D-эффекта (без учета кинематики) для синтетических данных.





▲ Рис. 7. Оценка устойчивости 4D-отклика к шуму.

Заключение

По результатам выполненных работ для рассматриваемого месторождения можно обоснованно ожидать проявление 4D-эффекта и, как следствие, возможность использования 4D-сейсморазведки для наблюдения за процессами разработки. Основные физические процессы, от которых зависит эффект 4D – снижение пластового давления и замещение газа водой при разработке залежи. Наиболь-

ший вклад в формирование отклика вносит эффект кинематического сдвига T_0 отражений.

На рассматриваемом участке в рамках доразведки выполнена повторная сейсмическая съемка 3D, что позволило провести совместную 4D-обработку съемок для целей фактического определения эффектов в сейсмическом поле. Результаты обработки представлены в следующей статье.

Литература

1. Пискун Д.А., Полякова Л.Е., Радченко А.А. Применение петроупругого моделирования для целей прогноза разработки месторождений (4D сейсмические исследования). Тезисы докладов 25-й научно-практической конференции «Геомодель 2023». Геленджик, 2023.
2. Методические рекомендации по проведению сейсмических исследований 4D с использованием донных систем на шельфовых месторождениях РФ, ПАО «Газпром», ООО «Газпром недра», ООО «Газпром ВНИИГАЗ», АО «МАГЭ» и др., Москва, Санкт-Петербург, 2025 г.
3. Жуков В.С., Кузьмин Ю.О., Семенов Е.О. Динамика физических свойств коллекторов при разработке месторождений нефти и газа // Научно-технический сборник «Вести газовой науки». 2018 г. №1(12). - С.82-99.
4. Жуков В.С. Основные причины изменения комплекса физических свойств коллекторов при разработке месторождений углеводородов // Научно-технический сборник «Вести газовой науки». 2018 г. №4. - С.174-183.
5. Mavko, G., Mukerji, T., Dvorkin J. The rock physics handbook (2nd Edition), Cambridge University Press, 2009, 525 p.
6. Johnston D. H. Practical Applications of Time-Lapse Seismic Data, SEG, 2013, 270 p.