

**ФБУ «Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых» (ФБУ ГКЗ)
Центральная комиссия по разработке нефтяных и газовых месторождений
Научно-практическая конференция им. Н.Н. Лисовского
«Трудноизвлекаемые запасы – настоящее и будущее»**



**РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ
ЕСТЕСТВЕННЫХ НАУК**

**Актуальность использования инновационной сейсмической 4D-
томографии при разработке месторождений с ТРИЗ УВС**

Кузнецов О.Л.^{1,2}, Твердохлебов Л.И.^{1,3}, Чиркин И.А.^{1,2}, Юров А.А.⁴, Ризанов Е.Г.⁴

1. Российская академия естественных наук (РАЕН). 2. Государственный университет «Дубна» (г. Дубна, Московской обл.). 3. ЦКР РОСНЕДР по УВС (г. Москва). 4. Холдинг «Геосейс» (г. Москва)

Докладчик - Твердохлебов Леонид Иванович, член Экспертного совета Комитета Госдумы РФ по энергетике, член-корреспондент РАЕН

**1-2 сентября 2022г.
г. Казань**

Традиционный томограф МОГТ-4D позволяет контролировать в продуктивной толще межскважинного пространства изменения структуры флюидонасыщения и процессы трещинообразования, которые меняют (качественно и количественно) притоки флюида в скважины. Однако, относительно редкое использование данного томографа на месторождениях с ТРИЗ обусловлено следующими причинами:

- 1. Отсутствует возможность оперативного предоставления очередных результатов мониторинга** за счёт больших временных интервалов между этапами (1-5 лет) и каждого этапа (наблюдение 3D + обработка + интерпретация, до 1 года). Поэтому использование конечных результатов этих исследований осложняется. Это особенно актуально, например, при прогнозировании начала обводнённости продукции добывающих скважин.
- 2. Недостаточная достоверность результатов изучения флюидонасыщения и трещиноватости по зеркально отражённым волнам**, поскольку их атрибуты не имеют доминантной зависимости от указанных параметров геологической среды, а определяются, в основном, слоистой структурой отражающей толщи.
- 3. Отсутствуют идентичность излучения и приёма сейсмических волн при повторных 3D-наблюдениях** (особенно на суше), что влияет на достоверность 4D-изменений флюидонасыщения и трещиноватости в продуктивной толще.
- 4. Высокая стоимость каждого этапа (3D) мониторинга на площади месторождения, часто соизмеримая со стоимостью добывающей скважины.**

Наглядным примером использования традиционного томографа являются результаты сейсмических исследований МОГТ-4D на Пильтун-Астохском месторождении проекта Сахалин 2. Здесь наблюдения 3D были выполнены трижды в течение 5-ти лет. Интерпретация результатов обработки сейсмических данных (в комплексе с промысловой информацией) позволила представить **4D картину прорыва воды по высокопроницаемому участку нефтяного пласта к забою добывающей скважины.**

Инновационная сейсмическая 4D-томография отличается от традиционной **МОГТ-4D** использованием сейсмических волн других классов: **рассеянно отражённых и микросейсмической эмиссии (МСЭ)**. Для наблюдения данных волн, их выделения в сейсмическом волновом поле и позиционирования в геологической среде, используют локаторы нормального и бокового обзора в активном и/или пассивном режимах наблюдения. В последнем случае наблюдения проводятся непрерывно, а обработка сейсмической информации – в реальном времени.

Применение данного **инновационного томографа** при разработке месторождений с **ТРИЗ** позволяет:

1) **получить наиболее достоверную информацию о распределении трещиноватости и флюидосодержания** в межскважинном пространстве (чем по зеркально отражённым волнам), т. к. рассеянные и эмиссионные волны имеют доминантную зависимость от указанных параметров; 2) **оперативно контролировать флюидодинамические процессы и геодинамические изменения** в продуктивной толще как в процессе разработки, так и в результате техногенных воздействий; 3) **сохранить идентичность условий наблюдения** в течение всего периода мониторинга; 4) **снизить затраты на 4D-томографию за счёт использования менее затратных технологий СЛБО-4D или СЛОЭ-4D вместо МОГТ-4D.**

Из современных примеров успешного применения инновационной 4D-сейсмотомографии следует, прежде всего, отметить работы на месторождениях в Северном море. Здесь использование волн **МСЭ** для мониторинга разработки месторождений (чувствительными элементами являлось оптоволокно) и выбора эффективных методов разработки, позволило повысить **КИН** до 0,7 и более.

Пример 1. В России исследования по 4D-сейсмотомографии с использованием эмиссионных волн впервые выполнены 2005 г. на Росташинском месторождении в Оренбургской обл. Площадь исследований составила ~60 кв. км, глубина продуктивных горизонтов Д₃ и Д₄ ~4 км, начало-конец мониторинга: 09-30.09.2005 г., время – 353 часа непрерывного наблюдения

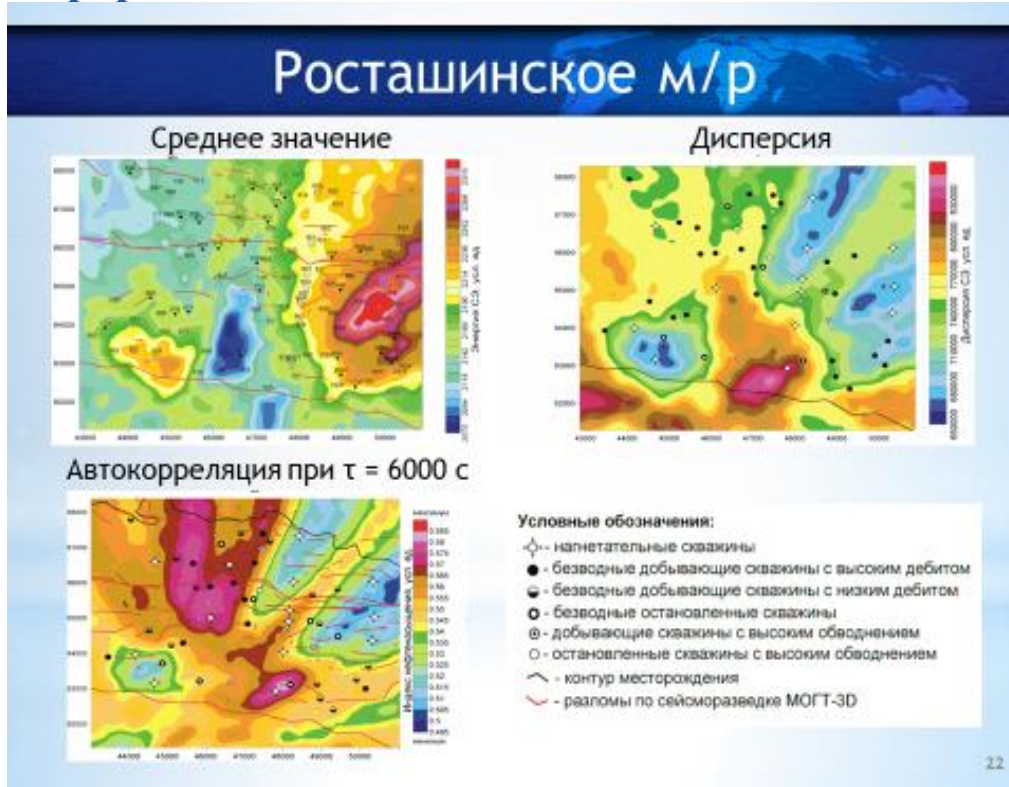


Рис. 1.

Рис.1. Распределение параметров случайного процесса МСЭ: среднее значение, дисперсия и автокорреляция на Д₄

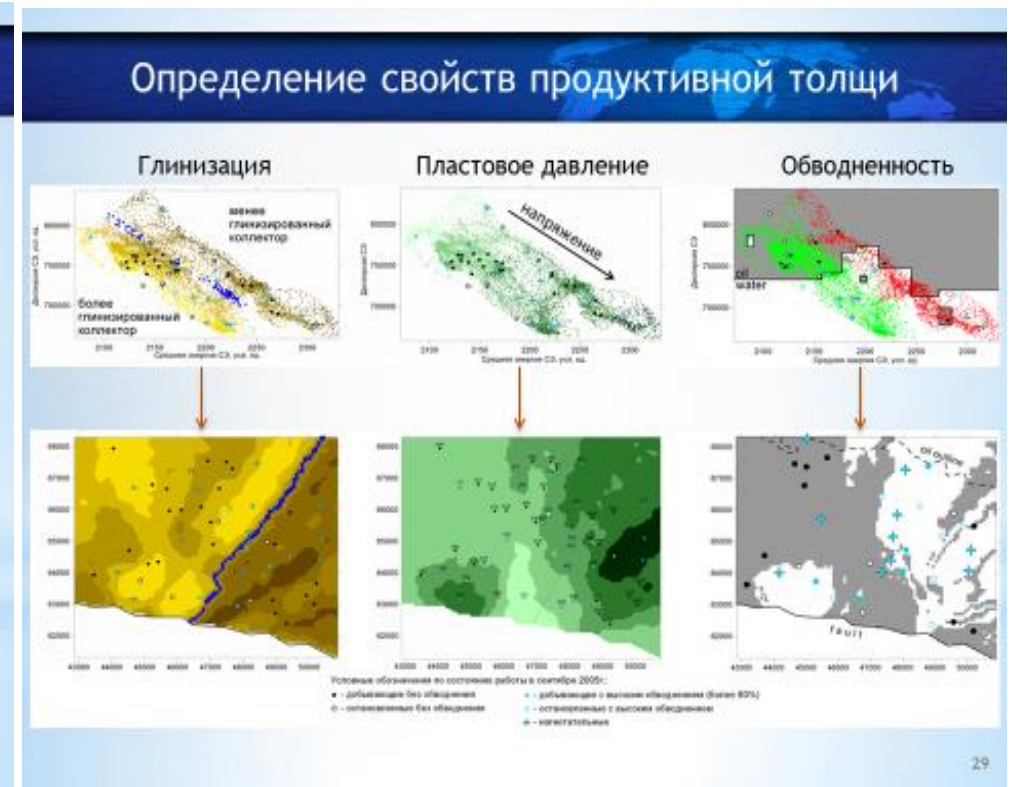


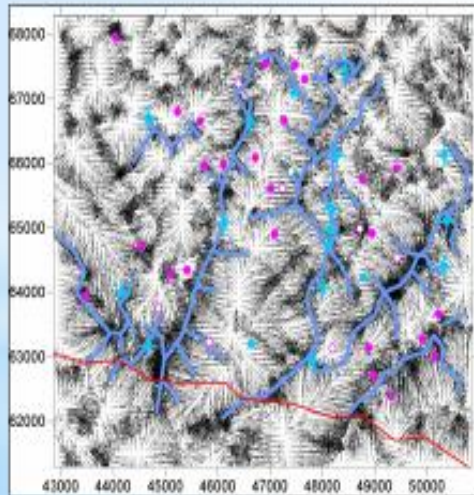
Рис. 2.

Рис. 2. Дифференциация графика зависимости «ср. значение - дисперсия» параллельно и ортогонально линии регрессии, а также по продуктивности скважин (вверху) и трансформация полученных зависимостей на площадь Д₄.

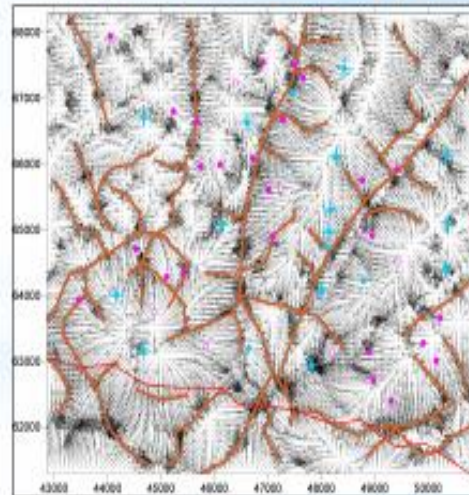
Определение основных флюидопотоков

Карты градиентов характеристик МСЭ (в векторной форме)

Поле средней энергии:
определение потоков **воды** из
нагнетательных скважин



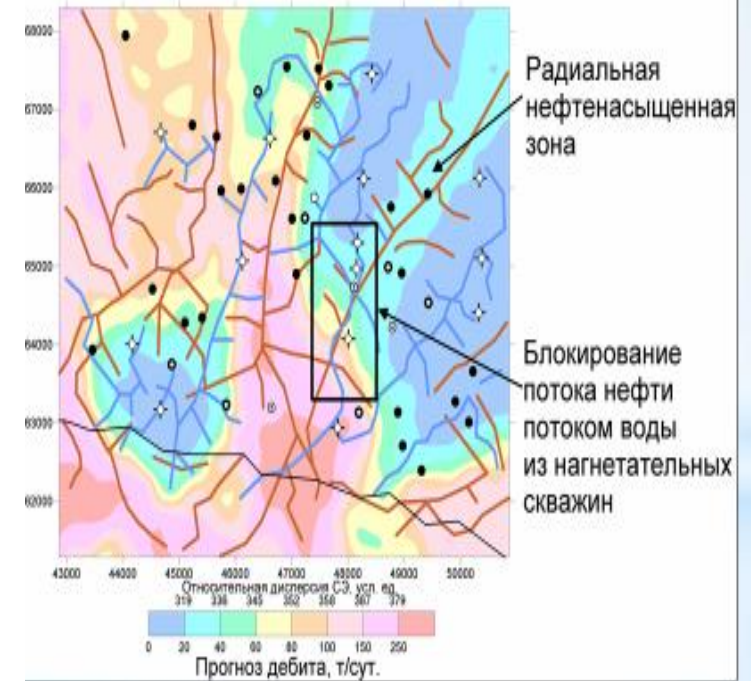
Поле дисперсии:
определение основных
направлений потоков **нефти**



23

Определение основных флюидопотоков

Совмещение основных флюидопотоков нефти и воды



27

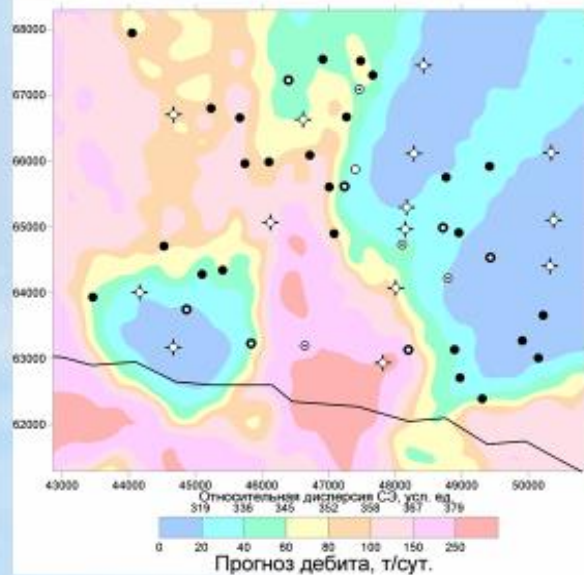
Рис. 3.

Рис. 4.

Рис. 3. Трассирование основных потоков воды по градиентам ср. значений МСЭ (слева) и нефти по градиентам дисперсии МСЭ (справа).

Рис. 4. Сопоставление основных потоков воды и нефти для оценки эффективности работы схемы и параметров нагнетания воды с целью вытеснения нефти к добывающим скважинам

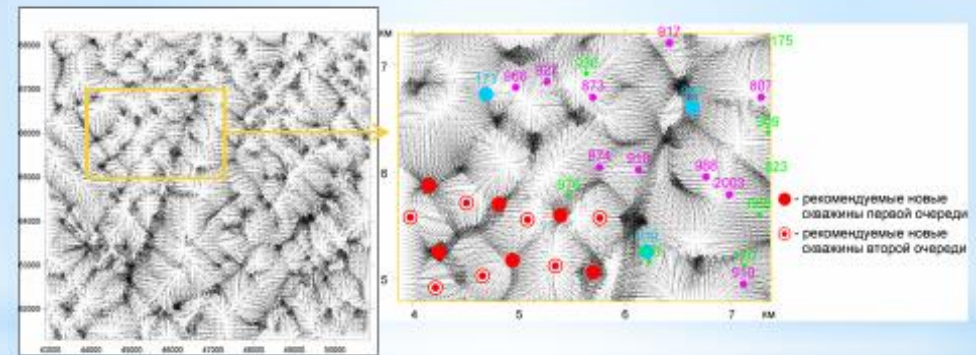
Оценка потенциального дебита



26

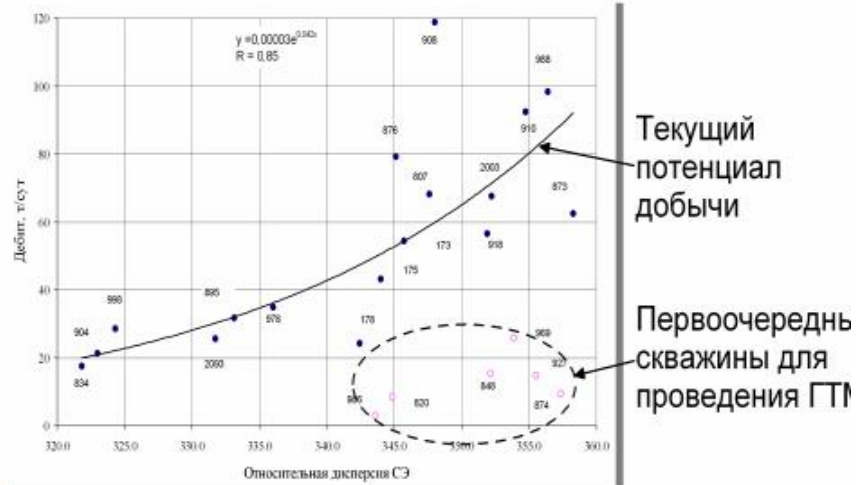
Оптимизация размещения добывающих скважин

«Миниблоковое строение» на карте градиентов



24

Определение первоочередных скважин для ГТМ с целью увеличения дебита



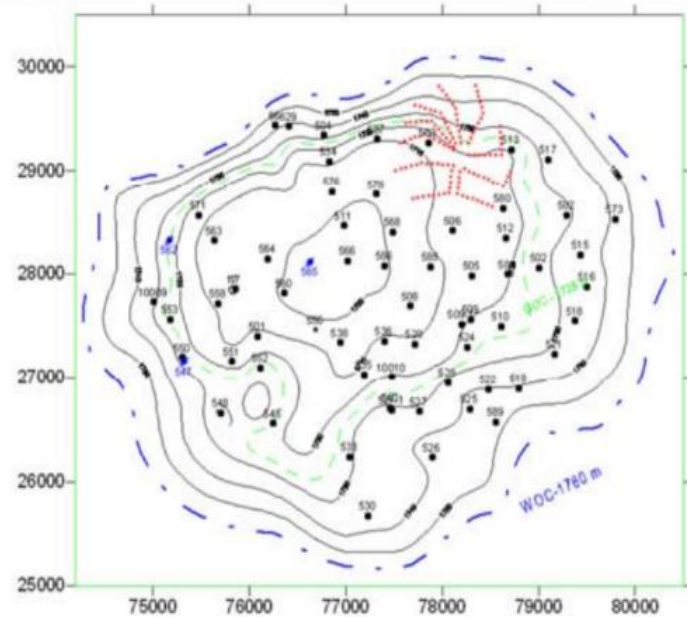
Решение задач по повышению промышленной эффективности разработки:

1. Оценка потенциального дебита нефти на площади залежи Д₄ на основе корреляционной зависимости между дебитом нефти (по скважинам) и дисперсией МСЭ.
2. Определение первоочередных скважин для проведения ГТМ в призабойной зоне с целью увеличения дебита нефти.
3. Определение оптимальных мест бурения новых добывающих скважин на не разбуренных участках залежи Д₄

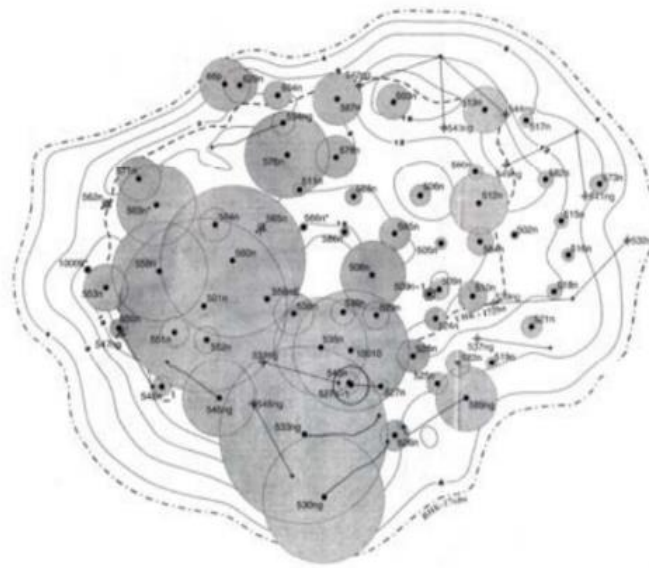
Пример 2. Оренбургское НГКМ. Ассельская залежь. Восточный купол.

Контроль нефтесодержания продуктивной толщи на поздней стадии разработки залежи выполнен на основе непрерывного СЛОЭ-мониторинга в течение 30 суток. На период выполнения данных работ из 40 добывающих скважин приток нефти был только в 4-х. По результатам установлено, что насыщение залежи происходит с севера, от «геодинамического насоса», расположенного на северном склоне Оренбургского вала. УВ-поток идёт по радиальной (зелёной) зоне трещиноватости и в её северной части **находятся 4 скважины с рентабельным притоком нефти.**

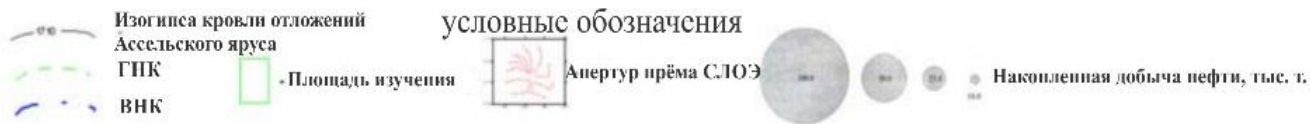
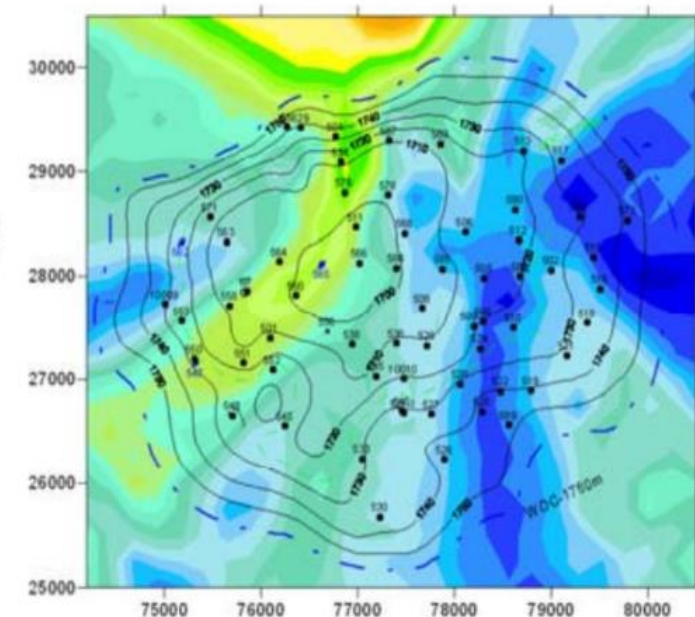
а



б



в



Пример 3. Западная Сибирь. Средне-Назымское месторождение. Баженовская свита, Результаты сейсмической томографии техногенной трещиноватости, возникшей при горении керогена в сланцевой толще. Глубина залегания толщи от -2640 м до -2570 м, площадь участка 11x7 км. Компания РИТЭК, 2009 -2010 г.г.

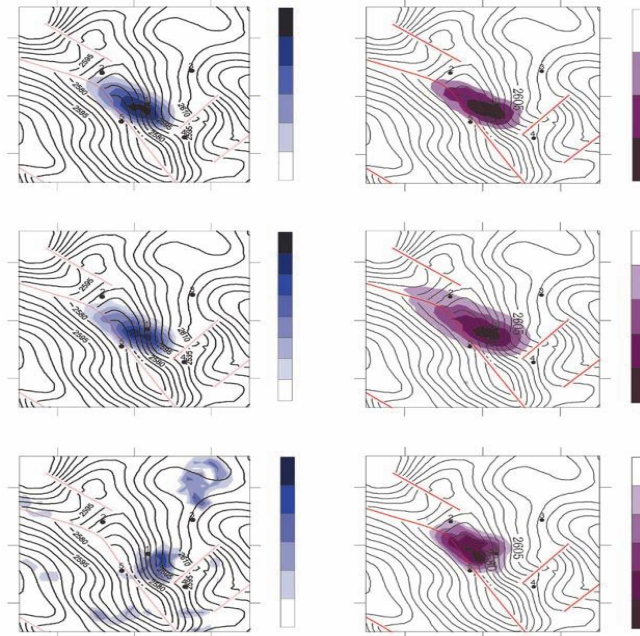


Рис. 5.

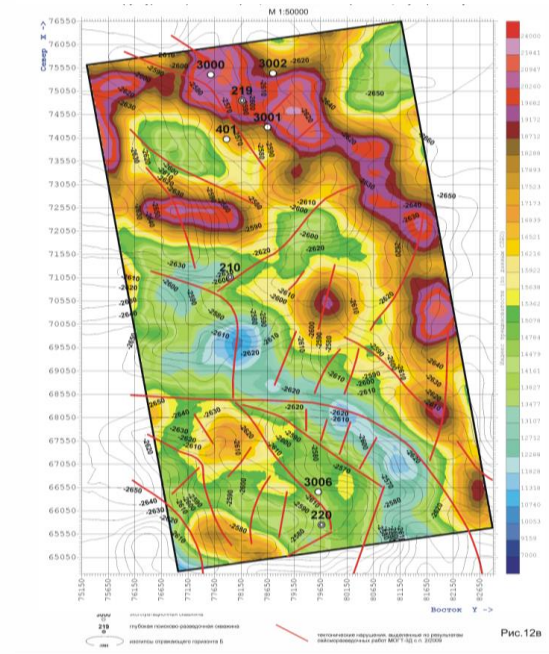


Рис. 6.

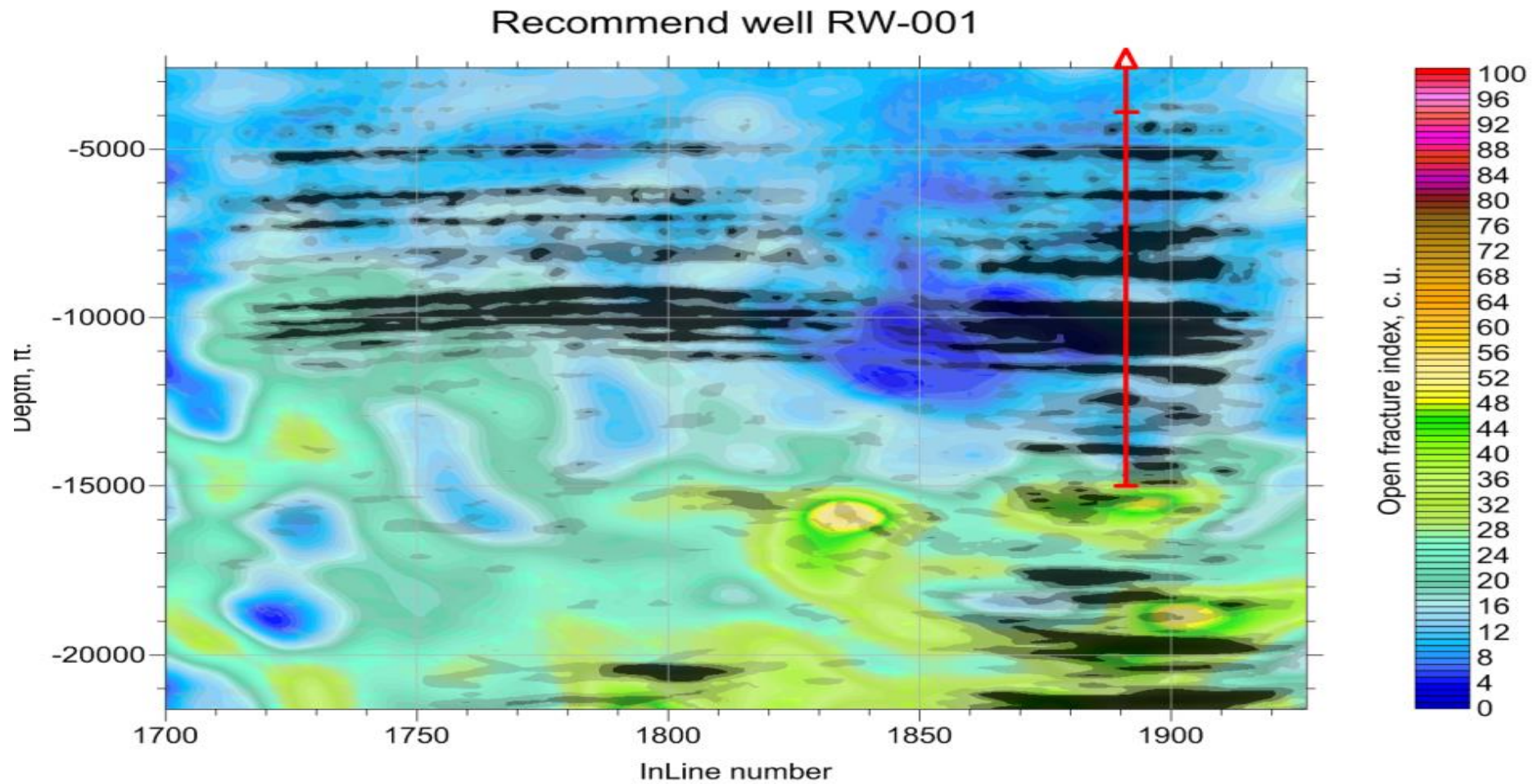
Рис. 5. Примеры сейсмической 4D-томографии по технологии СЛЮЭ участков техногенной трещиноватости (слева) и закачиваемого воздуха (справа) в очаге внутрипластового горения по разным временным интервалам, сверху-вниз: 15-24.10, 26-30.10 и 02-09.11.2009.

Рис. 6. Сейсмическая томография (по технологии СЛЮ) техногенной трещиноватости, образовавшейся через 6 месяцев после остановки закачки воздуха в скв. 219 в результате релаксации очага напряжения, возникшая в толпе баженовской свиты линейная зона интенсивной трещиноватости имеет размеры: ширина ~ 1 км, протяжённость ~ 10 км юго-восточного направления.

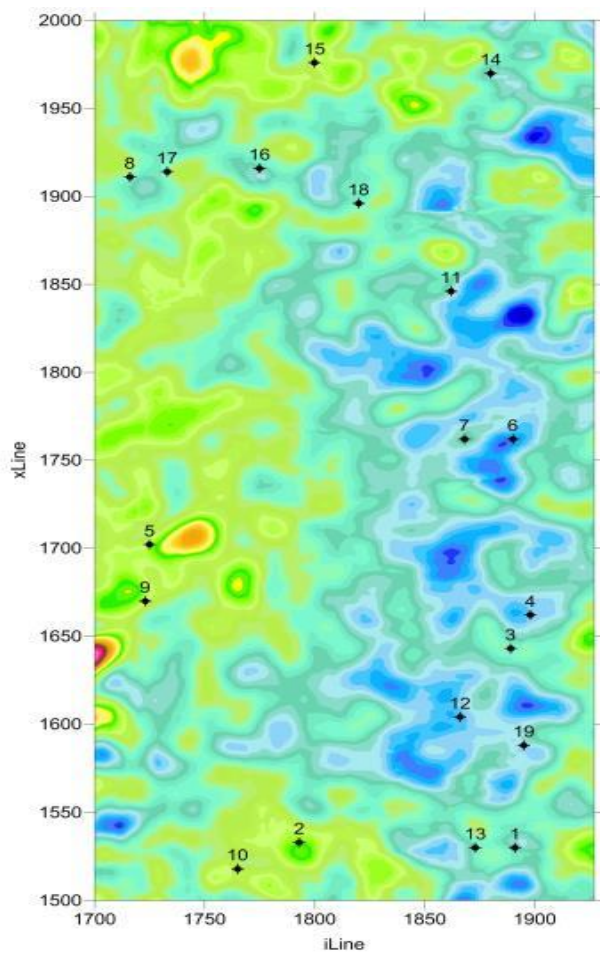
Пример 4. США Штат Техас. Участок 100 кв.км сланцевого месторождения Игл Форд.

Сейсмическая томография месторождения УВС с ТРИЗ - сланцевой толщи, выполнена по алгоритмам по алгоритмам нормального и бокового обзора получены 3D-распределения кубы трещиноватости и нефтесодержания в геосреде в интервале глубин 1,0-6,5 км.

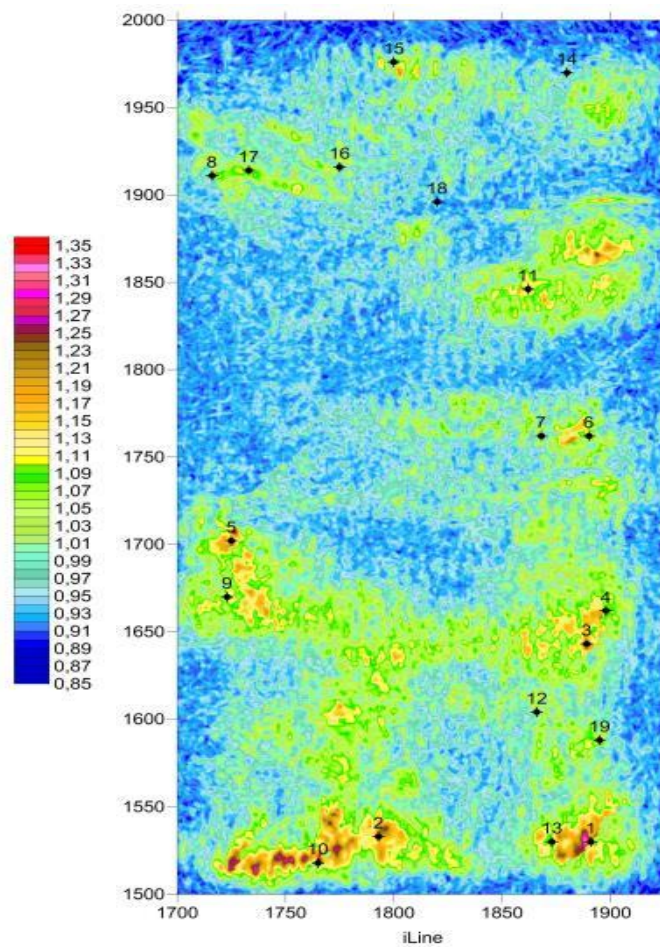
На широтном разрезе через рекомендуемую скв RW-001 представлено нефтесодержание (черный цвет) и распределение трещиноватости (цветной тон).



На горизонтальных срезах через сланцевую толщу **Eagle-Ford** на глубине 10 тыс. футов представлены распределения трещиноватости (а) и нефтесодержания (б) По данной информации определены координаты бурения 19-ти скважин, в еоторых можно получить долговременно высокий дебит нефти.



а)



б)

Основная информация об объекте исследований

Значительную долю запасов Восточно-Мессояхского месторождения составляют трудноизвлекаемые запасы - повышенная вязкость нефти и контактность запасов нефти пласта ПК1-3 с газом и водой, повышенное газосодержание пластов группы БУ. Отличительной чертой месторождения является также сложное геологическое строение всех продуктивных пластов, обусловленное дельтовыми условиями осадконакопления и наличием тектонических нарушений. Наличие мощной газовой шапки в основном объекте разработки (пласт ПК1-3) и высокое газосодержание в нижележащих пластах обусловили значительный объем попутно добываемого газа (ПНГ).

Штрафные санкции за недостижение 95% уровня утилизации попутного нефтяного газа на вводимых в разработку арктических месторождениях после 2020 года составляли около 1 млрд.рублей за 3 года, что мотивировало недропользователя на ускорение строительства инфраструктуры для использования и утилизации ПНГ.

Основные варианты применения ПНГ:

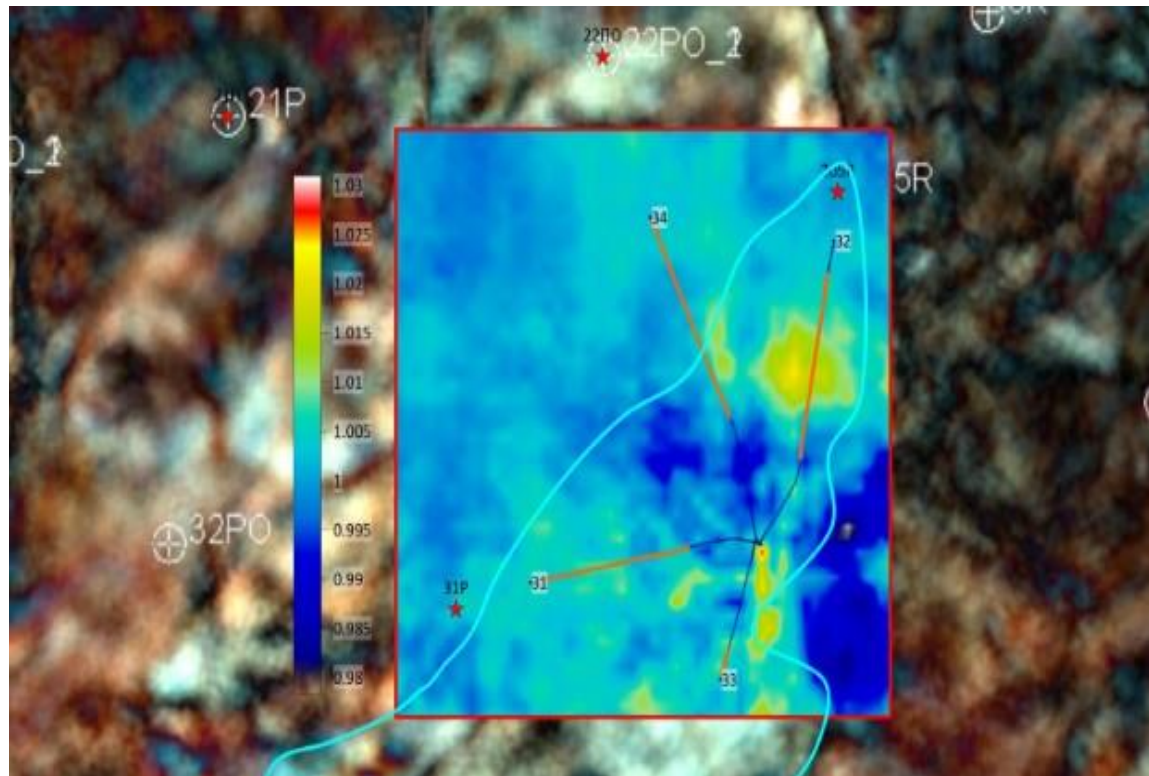
- Выработка электроэнергии для обеспечения жизнедеятельности автономного промысла, объектов добычи и подготовки нефти, бурения скважин.
- Использование в качестве рабочего агента для повышения нефтеотдачи пластов.
- Строительство газопровода в западном (Ямбург) и южном (Тазовский) направлениях для монетизации газа.
- Создание подземного хранилища ПНГ в пластах Восточно- и Западно-Мессояхских месторождений.



Выбор в качестве ПНГ пласта ПК1-3 Западно-Мессояхского месторождения обусловлен наличием обширной газовой шапки пласта ПК1-3, имеющей аналогичный состав свободного газа, и географическим положением - Западно-Мессояхское месторождение расположено по направлению к основному центру газодобычи региона – Ямбургскому газовому промыслу.



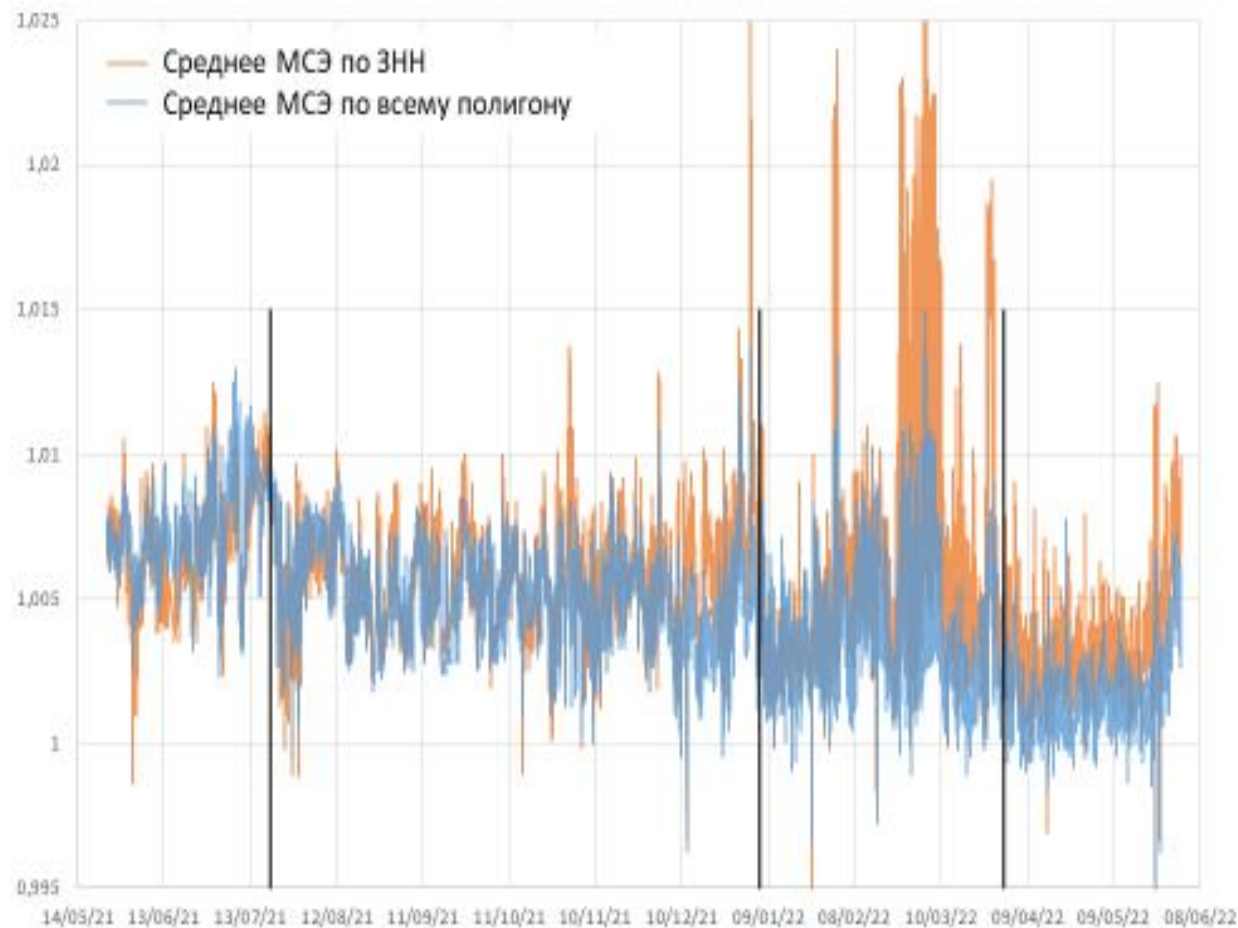
Срез куба спектральной декомпозиции пласта по данным 3D-МОГТ в сопоставлении с накопленной за 1 год энергией МСЭ по данным МСМ



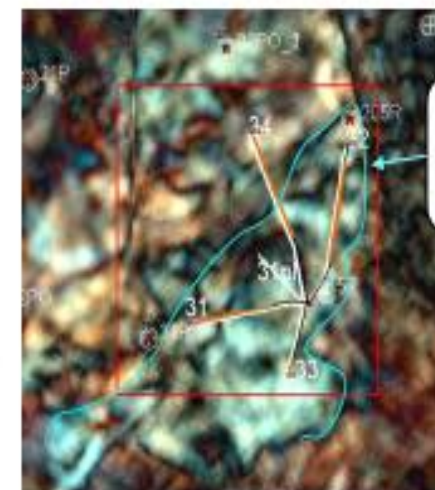
Отмечается корреляция общей активности МСЭ с картой литофациальной неоднородности. На основе комплексной оценки данных была выделена зона начального накопления ПНГ.



Сопоставление графиков среднего МСЭ по всему полигону и ЗНН



Сопоставление графиков среднего МСЭ по всему полигону и ЗНН показывает превышение интенсивности МСЭ в ЗНН, что говорит о более высоком темпе роста Рпл в этой зоне.



ЗНН (зона начального накопления газа)



Выводы по микросейсмическому мониторингу ПХГ

1. Впервые в мировой практике успешно выполняется микросейсмический мониторинг ПХГ.
2. Разработаны и опробованы методики полевых работ, позволяющих обеспечивать круглосуточную запись микросейсмических данных.
3. Результаты интерпретации МСМ ВПХГ на **Западно-Мессояхском нефтегазовом месторождении** в течение 1 года наблюдений подтвердили высокие прочностные свойства покрышки объекта.
4. Микросейсмический мониторинг на **ВПХГ ЗМЛУ** позволил определить основные закономерности фильтрации закачиваемого газа.
5. Длительный мониторинг при длительной закачке газа в ВПХГ позволяет выделить основные этапы формирования/эксплуатации объекта (накопление, отток) с учетом литологии пласта. Результаты МСМ коррелируют с данными по литофациальной неоднородности коллектора.
6. Наличие пьезометрического фонда скважин на ПХГ/ВПХГ с **онлайн регистрацией пластового давления** повышает достоверность и значительно ускоряет процесс интерпретации данных МСМ, кроме того, потенциально позволяет осуществить переход к количественной оценке распределения $R_{пл}$ по площади.
7. Применение МСМ позволяет выделить зону начального накопления закачиваемого газа и/или основной «работающий» объем ПХГ/ВПХГ.

Заключение

Особую значимость эффективного использования инновационной сейсмической 4D-томографии приобретает в старых нефтегазоносных регионах России, таких как Западная Сибирь, Северный Кавказ, Урало-Поволжье и др., на площадях «истощённых» месторождений, имеющих в геологическом разрезе нефтематеринские (сланцевые) толщи Баженовской, Майкопской, Доманикской, Хадумской свит. Это обусловлено также наличием производственной и гражданской инфраструктуры, материально-техническим обеспечением и, самое главное, высокопрофессиональных специалистов!

Поэтому использование инновационной 4D-томографии позволит добывать ТРИЗ УВС на «истощённых» и сланцевых месторождениях с высоким КИН и минимальной себестоимостью.

Дополнительно можно отметить, что эффективность разработки месторождений с ТРИЗ УВС можно существенно повысить, если на месторождениях были ранее выполнены наблюдения МОГТ-3D. В этом случае обработка данных материалов по алгоритмам бокового и нормального обзора позволяет получить 3D-распределения трещиноватости и нефтесодержания в заданном объёме геологической среды. Эта информация может быть использована для выбора оптимальных мест бурения добывающих скважин и направления горизонтальных стволов с целью получения долговременного высокого дебита углеводородов.



РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ
ЕСТЕСТВЕННЫХ НАУК

Благодарим за внимание!

Докладчик: Леонид Иванович Твердохлебов.

**1 сентября 2022г.
г. Казань**

