

УДК: 550.8/504.06

DOI: 10.52531/1682-1696-2022-22-4-60-68

Научная статья

СЛАНЦЕВАЯ РЕВОЛЮЦИЯ: МИФЫ, «РИФЫ» И ПЕРСПЕКТИВЫ. НОВАЯ КОНЦЕПЦИЯ ОСВОЕНИЯ СЛАНЦЕВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

О.А. Кузнецов^{1,2},
 И.А. Чиркин^{1,2},
 А.И. Твердохлебов^{2,3},
 С.В. Гурьев⁴, А. Юров⁴,
 Е.Г. Ризанов⁴, С.О. Колигаев¹,
 Y.F. Lyasch⁵, S.D. LeRoy⁶,
 A.A. Radwan⁷

¹ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
 «ДУБНА» (РФ)

² РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ ЕСТЕСТВЕННЫХ
 НАУК (РФ)

³ ЦКР РОСНЕДРА по УВС (РФ)

⁴ Холдинг «ГЕОСЕЙС» (РФ)

⁵ ООО ДЖИЛ (США)

⁶ EARTHVIEW ASSOCIATES INC. (США)

⁷ УНИВЕРСИТЕТ АСЬЮТ (ЕГИПЕТ)

Существующая в настоящее время концепция и технологии освоения сланцевых месторождений нефти и газа создают экономические и экологические риски: высокая стоимость добываемой нефти и её неконкурентоспособность на рынке, загрязнение грунтовых вод и почвы глубинными газами, а также аномальный рост сейсмичности с увеличением 3-бальных землетрясений на 2 порядка и более. Из-за этих рисков в ряде стран Европы и Азии, а также на федеральных землях США добыча «сланцевой» нефти была остановлена. Основная причина заключается в существенном увеличении объёмов бурения и ГРП. Новая концепция предусматривает использование естественной трещиноватости в сланцевой толще для выбора оптимальных мест и направлений бурения скважин, определения интервалов разреза для ГРП, выполнения других необходимых воздействий и т. д., чтобы снизить или исключить экономические и экологические риски. Для изучения трещиноватости в геологической среде на месторождении следует применять сейсмическую томографию на основе рассеянных и эмиссионных волн. Приводится описание и примеры решения задач: снижение затрат на добычу и увеличение сроков рентабельного притока нефти, исключение аномального роста сейсмической активности и

Original article

SHALE REVOLUTION: MYTHS, REEFS AND PROSPECTS. A NEW CONCEPT FOR THE DEVELOPMENT OF SHALE OIL AND GAS FIELDS

O.L. KUZNETSOV^{1,2},
 I.A. CHIRKIN^{1,2},
 L.I. TVERDOKHLEBOV^{2,3},
 S.V. GURIEV⁴, A. YUROV⁴,
 E.G. RIZANOV⁴, S.O. KOLIGAEV¹,
 N.E. NEFEDOV⁴, Y.F. LYASCH⁵,
 S.D. LEROY⁶, A.A. RADWAN⁷

¹ DUBNA STATE UNIVERSITY (RF)

² RUSSIAN ACADEMY OF NATURAL SCIENCES
 (RF)

³ CENTRAL RESEARCH CENTER OF
 ROSNEDRA FOR UVS (RF)

⁴ GEOSEIS HOLDING (RF)

⁵ JYL, LLC (USA)

⁶ EARTHVIEW ASSOCIATES INC (USA)

⁷ ASSIUT UNIVERSITY (EGYPT)

The current concept and technologies for the development of shale oil and gas fields create economic and environmental risks: the high cost of produced oil and its uncompetitiveness in the market, pollution of groundwater and soil with deep gases, as well as an abnormal increase in seismicity with an increase in 3-magnitude earthquakes by 2 order or more. Because of these risks, in a number of countries in Europe and Asia, as well as on the federal lands of the United States, the production of "shale" oil was stopped. The main reason is a significant increase in drilling and hydraulic fracturing. The new concept provides for the use of natural fracturing in the shale formation to select the optimal locations and directions for drilling wells, determine the section intervals for hydraulic fracturing, perform other necessary interventions, etc., in order to reduce or eliminate economic and environmental risks. To study fracturing in the geological environment in the field, seismic tomography based on scattered and emission waves should be used. A description and examples of solving problems are given: reducing production costs and increasing the terms of profitable oil inflow, eliminating anomalous growth of seismic activity and preventing soil and groundwater pollution. The development of shale

© 2022, О.А. Кузнецов, И.А. Чиркин, А.И. Твердохлебов, С.В. Гурьев, А. Юров, Е.Г. Ризанов, С.О. Колигаев, Н.Е. Нефедов, Y.F. Lyasch, S.D. LeRoy, A.A. Radwan

Поступила в редакцию 17.10.2022

предотвращение загрязнений почвы и грунтовых вод. Освоение сланцевых месторождений в России актуально для нефтематеринских толщ на площадях «истощённых» залежей нефти в старых нефтегазодобывающих регионах.

Ключевые слова: нефть, газ, сланцевые месторождения, гидроразрыв, трещиноватость, экономические и экологические риски, концепция освоения месторождения, сейсмическая томография, ГИС

Сланцевые или нефтематеринские отложения являются основным генератором и источником углеводородов (УВ) в осадочном чехле. Нефть и газ, мигрируя из сланцев, накапливается в разнообразных литологических и тектонических ловушках осадочной толщи. Но УВ-потенциал в сланцевых отложениях многократно превышает общие запасы всех залежей нефти и газа в ловушках осадочного чехла. Такой потенциал определяет высокую вероятность использования УВ в качестве основного энергоресурса человечества на следующие столетия.

В настоящее время результаты разработки сланцевых месторождений показали не только возможности эффективной добычи УВ, но и проявление негативных экономических и экологических факторов, которые существенно ограничивают дальнейшее успешное освоение сланцевых месторождений. Поэтому вопросы совершенствования концепции и создаваемых на её основе технологий оптимального освоения данных месторождений, останутся актуальными на длительную перспективу.

Основные положения существующей концепции освоения сланцевых месторождений УВ заключаются в следующем:

- в сланцевой толще предполагается полное и относительно равномерное заполнение нефтью и газом всего порового пространства вне зависимости от структурного строения данной толщи, что исключает необходимость применения полевой геофизики и, прежде всего, сейсморазведки;

- нефтенасыщенные глинистые сланцы имеют ультранизкую проницаемость коллектора, что не позволяет использовать традиционные методы добычи нефти;

- для получения промышленного притока нефти необходимо в сланцевой толще создать искусственную (техногенную) трещиноватость на прискважинных участках;

- дебит нефти в скважинах обусловлен размерами и количеством зон интенсивной техногенной трещиноватости, что определяет необходимость использования плотной равномерной сетки бурения горизонтальных стволов с многочисленными интервалами притока.

Вышеприведенная концепция сформировала современную промышленную технологию разработки

deposits in Russia is relevant for oil source strata in the areas of “depleted” oil deposits in old oil and gas producing regions.

KEYWORDS: oil, gas, shale deposits, hydraulic fracturing, fracturing, economic and environmental risks, field development concept, seismic tomography, GIS

сланцевых месторождений УВ, в которой:

- добывающие скважины бурят с протяжёнными горизонтальными стволами (1–3 км) по плотной равномерной («шахматной») сетке;

- горизонтальные стволы имеют единое азимутальное направление, ортогонально «региональному стрессу» (региональному вектору напряжения) или параллельно границе арендованной площади;

- для образования техногенной трещиноватости используют гидроразрыв пласта (ГРП);

- для получения в горизонтальном стволе многочисленных притоков нефти ГРП проводят равномерно через относительно короткие (50–100 м) интервалы – многостадийный гидроразрыв (МГРП), в каждой скважине.

Таким образом, в настоящее время руководящий принцип разработки сланцевых месторождений, наиболее полно реализуемый компаниями в США и, частично в других странах, а также в России, заключается в создании высокоплотной (интенсивной) техногенной трещиноватости в сланцевой толще, чтобы получить наибольший приток нефти.

Разработка и широкое использование этой технологии позволили США в течение нескольких лет вдвое увеличить общее производство нефти и стать мировым лидером в нефтедобыче, что объективно соответствует «сланцевой революции». На рис. 1 представлен типовой пример размещения добывающих скважин на сланцевом месторождении в западном Техасе (США). Неравномерная плотность скважин на площади обусловлена условиями аренды участков, а направление горизонтальных стволов определены границами арендуемых участков.

Однако, в других регионах и странах мира освоение сланцевых месторождений УВ (по указанной технологии) после «бурного старта» было значительно сокращено или остановлено по причинам экономических и экологических рисков, из которых наиболее значимыми оказались следующие:

1. Высокая себестоимость добываемой «сланцевой» нефти, что определило её слабую конкурентоспособность на мировом рынке. Оказалось, что дешевле покупать нефть на рынке, чем добывать на сланцевом месторождении. По этой причине в Китае, Польше и других странах остановили разработку сво-

их сланцевых месторождений, несмотря на наличие там больших запасов нефти.

2. Негативные экологические последствия, возникающие при использовании современных технологий разработки сланцевых месторождений.

Во-первых, при массивном применении ГРП на ограниченных участках площади происходит загрязнение почвы и грунтовых вод, используемых местным населением. Высокое загрязнение обусловлено активизацией процессов трещинообразования и миграции «глубинных» флюидов вверх (по субвертикальным зонам трещиноватости) с выходом в грунтовые воды и почву, ухудшая их качество.

Во-вторых, в районах интенсивной добычи «сланцевой» нефти активизируется сейсмичность. Количество землетрясений с магнитудой более 3 баллов увеличивается на 2 порядка и более. Данное явление происходит за счёт закачки в сланцевую толщу больших объёмов пропанта (тысячи куб. м гранул песка, стекла, керамики и пр.) для закрепления трещин в открытом состоянии. Внедрение таких объёмов в горную среду приводит к изменению её напряжённо-деформированного состояния [2], образованию новых очагов напряжения и их релаксации – эмиссии упругой энергии в т. ч. упругих волн с магнитудой более 3 баллов. В качестве примера на рис. 2 приводится ситуация в штате Оклахома, США. Здесь до разработки сланцевого месторождения Пермиа в течение 30 лет (1978–2008 гг.) ежегодно было от 0 до 3 землетрясений с магнитудой более 3 баллов, а в период интенсивной добычи (2014–2018 гг.) ежедневно стали возникать до 3 землетрясений с той же бальностью.

Учитывая негативные экологические последствия от массивного применения ГРП, разработку сланцевых месторождений остановили в Германии, Англии, Нидерландах, Польше и др. странах Европы, а также на федеральных землях в США.

По нашему мнению, главной причиной экономических и экологических рисков современной разработки сланцевых месторождений являются существенно завышенная плотность бурения и ГРП. Реализуется принцип: «Чем больше техногенных трещин в сланцевом коллекторе, тем выше приток нефти в скважины». Однако, выполненный анализ промысловых характеристик скважин с МГРП, пробуренных на сланцевых месторождениях в США, Канаде, России и др. странах, а также результаты мониторинга ГРП, в т. ч. полученные авторами, [1, 7, 8, 10–12] позволили отметить более значимые зависимости.

1. Порты (интервалы ГРП) в горизонтальном стволе могут быть:

- высокопродуктивные (10–25% из общего количества портов) дают 80–90% общего притока,
- низкопродуктивные (30–45%) дают 10–20%

О.А. КУЗНЕЦОВ, И.А. ЧИРКИН,
А.И. ТВЕРДОХАЕВОВ, С.В. ГУРЬЕВ, А. ЮРОВ,
Е.Г. РИЗАНОВ, С.О. КОДИГАЕВ, Н.Е. НЕФЕДОВ,
У.Ф. LYASCH, S.D. LEROY, A.A. RADWAN
СЛАНЦЕВАЯ РЕВОЛЮЦИЯ: МИФЫ, «РИФЫ» И ПЕРСПЕКТИВЫ.
НОВАЯ КОНЦЕПЦИЯ ОСВОЕНИЯ СЛАНЦЕВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
НЕФТИ И ГАЗА

общего притока и непродуктивные (30–60%) не дают притока нефти в скважину.

2. На сланцевых месторождениях приток нефти в добывающих скважинах (с МГРП) уменьшается на 30–50% через каждые 1,5–2,0 года. Скважины с притоком в течение более 6 лет обычно отсутствуют, т. к. искусственные трещины схлопываются, а закрепляющий их пропант разрушается или вдавливается.

3. Если ГРП выполняются в зоне геодинамического уплотнения горных пород, то искусственно созданная и закреплённая (пропантом) открытая трещиноватость схлопывается в течение часов-дней.

4. Возникающая при ГРП искусственная (техногенная) трещиноватость образуется по естественной, наследуя её структуру.

Представленные результаты анализа позволяют сделать основной вывод, что промысловые характеристики притока нефти после МГРП во многом зависят от 3D-структуры, существующей естественной трещиноватости в геологической среде, включая сланцевую толщу [3]. Учитывая это, можно реализовать рентабельную и экологически безопасную добычу «сланцевой» нефти на основе новой концепции.

Основные положения новой концепции освоения сланцевых месторождений УВ заключаются в следующем:

- в естественных условиях основная миграция нефти и газа в сланцевой толще (с ультранизкой проницаемостью) проходит по существующей открытой трещиноватости [3];
- местоположение скважин и направления их горизонтальных стволов следует определять по 3D-структуре трещиноватости в сланцевой толще;
- для получения высоких притоков нефти ствол скважины должен пересечь зону трещиноватости, ортогонально основному азимутальному направлению открытых трещин;
- активизацию трещиноватости реализуют только в прискважинных зонах, проводя техногенные воздействия (ГРП или др. виды [5–8]) в интервалах разреза с выявленной (по ГИС) интенсивной естественной трещиноватостью сланцевого коллектора;
- для получения информации о 3D-структуре трещиноватости геологической среды на площади месторождения используют специальные технологии сейсмической томографии (3D, СЛБО, СЛОЭ), а в разрезах скважин – данные ГИС (АКШ, микросканирование и др.) [7, 8];
- для контроля взаимодействия естественной и техногенной трещиноватости (в процессе воздействия и релаксации) на площади месторождения используют сейсмическую томографию в режиме мониторинга [8–12, 15];
- для снижения активности процессов трещинообразования и миграции «глубинных» флюидов по субвертикальным зонам применяют крип-разрядку

(пошаговую разрядку) очагов напряжения, используя виброрейсмическое или др. типы воздействия [12, 14].

Применение новой концепции позволяет повысить эффективность разработки сланцевых месторождений за счёт решения актуальных экономических и экологических задач. Ниже приводится краткое описание решения подобных задач и примеры их реализации на сланцевых месторождениях.

1. Сокращение основных капитальных затрат (на бурение и ГРП) возможно за счёт оптимального размещения скважин, направления горизонтальных стволов и местоположения портов ГРП в каждом стволе на основе информации о распределении открытой трещиноватости в сланцевой толще на разрабатываемом месторождении и в конкретной прискважинной зоне соответственно. В первом случае, используя результаты сейсмической томографии, скважины бурят в сланцевой толще по траекториям, ортогонально пересекающим зоны аномально высокой трещиноватости. Во втором, используя данные ГИС, выполняют ГРП в интервалах разреза, где присутствует интенсивная открытая трещиноватость. Реализация этих мероприятий обеспечивает долговременный максимально возможный приток нефти в скважины при минимизации расходов на бурение и ГРП.

На рис. 3 в качестве примера представлены рекомендации мест бурения 19 скважин по результатам сейсмической 3D-томографии трещиноватости (а) и нефтесодержания (б) сланцевой толщи Игл Форд, залегающей на глубине ~10000 футов, на одной из площадей в ~100 кв. км в штате Техас (США). Томография выполнена по ранее проведенным наблюдениям CDP-3D с использованием волн разных классов: отражённых, рассеянных и эмиссионных. По алгоритмам нормального и бокового обзора получены 3D-распределения трещиноватости и нефтесодержания в геосреде на указанной площади в интервале глубин 1,0–6,5 км.

Для получения долговременно высокого притока нефти местоположение добывающих скважин выбиралось по совокупности высоких значений открытой трещиноватости и нефтесодержания сланцевой толщи. Кроме того, как показано на примере широтного вертикального разреза через рекомендуемую скв. 1 (в), при выборе места бурения также учитывалась возможность вскрытия нефтенасыщенных отложений, залегающих выше и ниже сланцевой толщи.

2. Увеличение сроков (более 6 лет) рентабельного притока нефти в добывающих скважинах за счёт проведения техногенных воздействий по поддержанию высокой трещинной проницаемости коллектора. Техногенные воздействия можно выполнять как с поверхности, реализуя, например, фокусирование виброрейсмической энергии в заданные точки геосреды, так и на уровне сланцевой толщи, например, за счёт горения

керогена, длительного акустического или импульсного излучения из скважин и т. д. [4–6, 13]. Для повышения эффективности и оперативности контроля влияния воздействия на изменение 3D-распределения трещиноватости в геосреде целесообразно проводить сейсмический мониторинг по технологиям СЛБО и СЛОЭ с получением результатов в реальном времени [11, 12, 15].

В качестве примера на рис. 4 представлены результаты сейсмической 3D- и 4D-томографии очага внутрипластового горения керогена в разные временные интервалы (а) и поля трещиноватости (б), образовавшегося при релаксации очага напряжения (горения) в сланцевой толще баженовской свиты, залегающей на глубине от -2570 м до -2640 м на Средне-Назымском месторождении в Западной Сибири. Данные работы проводились компанией РИТЭК в 2009–2010 гг. Для горения керогена в толщу Баженовской свиты закачивался воздух через нагнетательную скв. 219 в течение почти 6 месяцев.

Контроль поинтервального формирования зон техногенной трещиноватости (рис. 4А, слева) и закачиваемого воздуха (рис. 4А, справа) в очаге горения выполнен в режиме непрерывного микросейсмического мониторинга (МСМ) по технологии СЛОЭ-4D в течение 4 месяцев. Фрагменты оперативной обработки данных МСМ представлены по временным интервалам сверху-вниз: 15.10 – 24.10.2009 (10 суток), 26.10 – 30.10.2009 (5 суток) и 02.11 – 09.11.2009 (8 суток). Отмечается соответствие основных зон трещиноватости с зонами закачки воздуха, а их северо-западное и юго-восточное направления развития (от очага на забое скв.219) определено азимутом главного вектора напряжения на данном участке площади.

Сейсмическая 3D-томография трещиноватости на площади 11×7 км (рис. 3 Б) выполнена по технологии СЛБО через 6 месяцев после остановки закачки воздуха в скв. 219. В результате релаксации очага напряжения, образовавшегося при длительном горении, в толще Баженовской свиты возникла линейная зона интенсивной трещиноватости с размерами по ширине ~1 км и по простиранию ~10 км в юго-юго-восточном направлении. Полученная (по СЛБО) информация о распределении трещиноватости в сланцевой толще подтверждена результатами испытания притока нефти в наблюдательных скважинах 401, 3000, 3001 и 3002, разносторонне удаленных на 0,8–1,0 км от скв. 219. Аномально высокий приток нефти получен в скв.3000, находящейся в аномальной зоне интенсивной трещиноватости, а в остальных скважинах, оказавшихся за пределами этой зоны, приток отсутствовал или был минимальным. Учитывая результаты испытания, линейную аномальную зону следует считать одним из первоочередных объектов бурения добывающих скважин с горизонтальными стволами, направленными ортогонально простиранию данной зоны. Однако,

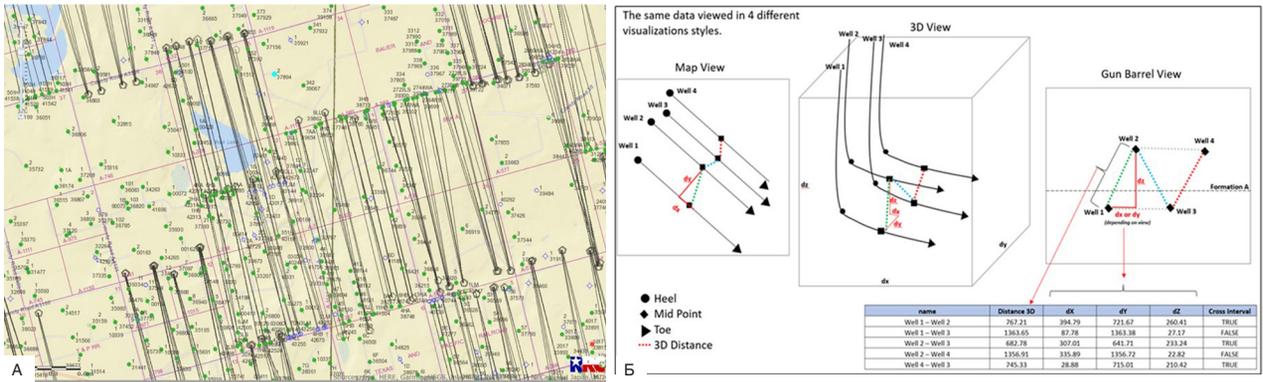


Рис. 1.

Пример размещения горизонтальных скважин на площади сланцевого месторождения (А) и траекторий бурения горизонтальных стволов в сланцевой толще (Б). Штат Техас, США

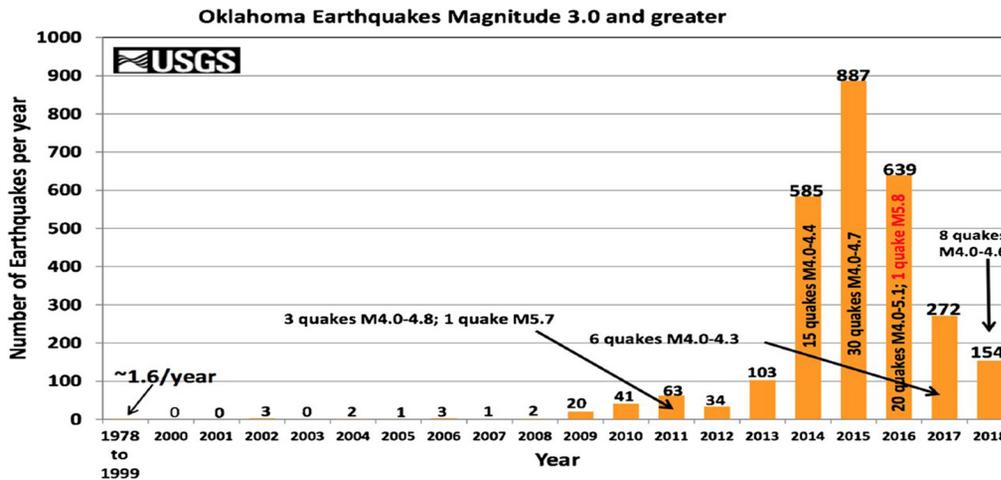


Рис. 2.

Ежегодное количество землетрясений с магнитудой более 3 баллов в течение 1978–2008 гг. в штате Оклахома, США [16]

высокие дебиты могут быть кратковременными, т. к. техногенно активизированная открытая трещиноватость не закреплена и может относительно быстро захлопнуться. Но в данной ситуации возможен длительный и даже неограниченный по срокам высокий дебит нефти в находящихся здесь скважинах, если периодически закачивать воздух в скв 219, возобновляя внутрислоево горение и интенсифицируя трещиноватость в этой линейной зоне.

3. Снижение сейсмической активности (повторяемости и бальности техногенных землетрясений) возможно, если ГРП выполняют в зонах естественной трещиноватости, используя малые объёмы пропанта и геля (мини-ГРП), чтобы закрепить трещиноватость только в прискважинной зоне. Далее от скважины интенсивность естественной открытой трещиноватости сохраняют геонапряжения, существующие на данном участке площади. В этом случае для получения высоких притоков нефти используется частично активизированная (в прискважинной зоне) естественная трещиноватость, которая не создаёт новых аномальных очагов напряжения, меняющих общее напряжённое

состояние геосреды и вызывающих её последующую релаксацию, т. е. разрядку очагов напряжения с возможными землетрясениями более 3 баллов.

Кроме того, для снижения сейсмической активности возможна техногенная крип-разрядка аномальных очагов упругого напряжения, релаксация которых способна генерировать землетрясения. Для выявления подобных очагов используют волны микросейсмической эмиссии (МСЭ), выделение и позиционирование которых, например, по технологии СЛОЭ позволяет обнаружить и определить местоположение источников аномальной МСЭ – очагов наиболее вероятных землетрясений. Для крип-разрядки этих очагов применяют дозированное воздействие упругими волнами, излучаемыми с поверхности сейсмическими вибраторами [4]. Изменение трещиноватости в очаге и в геосреде на участке контролируется в режиме сейсмического мониторинга до, в процессе и после воздействия. Данная технология профилактики техногенных землетрясений была ранее успешно опробована на Старогрозненском нефтяном месторождении [7, 8, 12].

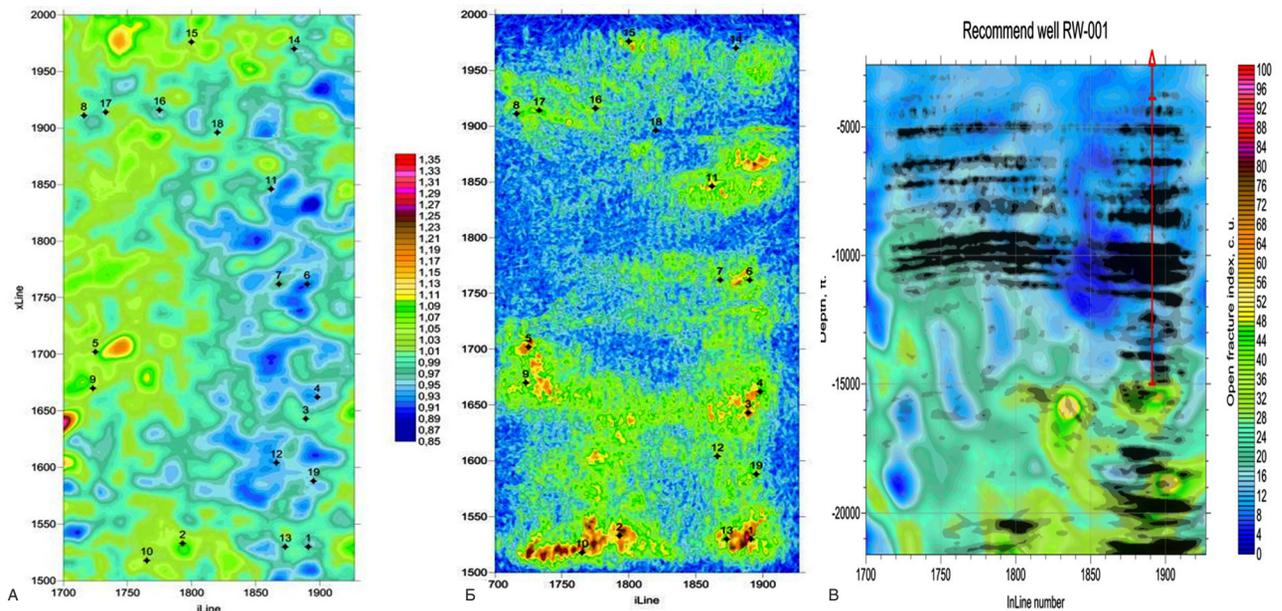


Рис. 3.

Результаты применения сейсмической 3D-томографии на сланцевом месторождении Игл Форд на площади ~100 км²: структурные срезы трещиноватости (А) и нефтесодержания (Б) по кровле сланцевой толщи и широтный разрез (В) совокупности трещиноватости (цветное поле) и нефтесодержания (чёрное), проходящий через рекомендуемую скв.1. Штат Техас, США

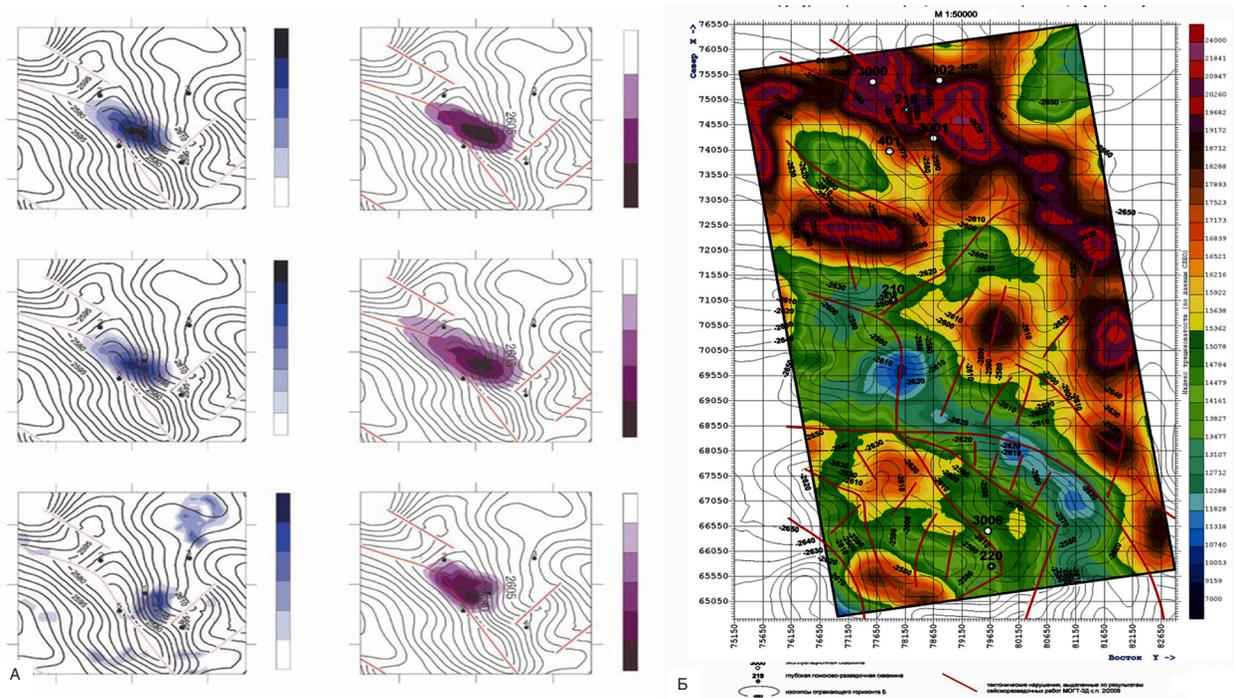


Рис. 4

Результаты сейсмической 4D-томографии (А) трещиноватости(слева) и концентрации воздуха (справа), закачиваемого через скв.219, в очаге внутрипластового горения керогена в разные временные интервалы: 15.10 – 24.10.2009, 26.10 – 30.10.2009 и 02.11 – 09.11.2009 (сверху-вниз), и 3D-томографии (Б) трещиноватости, образовавшейся при релаксации очага напряжения (горения) в сланцевой толще. Баженовская свита, Средне-Назымское месторождение, Западная Сибирь. ОАО «РИТЭК», 2009–2010 гг.

4. Предотвращение загрязнений почвы и грунтовых вод на площадях разработки сланцевых месторождений возможно следующими способами.

Во-первых, необходимо снизить интенсивность техногенной трещиноватости и проводить только мини-ГРП или другие воздействия (с относительно малой энергетикой) в зонах естественной трещиноватости. Это позволит исключить образование аномальных очагов напряжения, которые дополнительно формируют вертикальные каналы и стимулируют миграцию глубинных флюидов вверх [10].

Во-вторых, предварительно до бурения выполнить длительное техногенное воздействие для формирования латерально распределённой системы аномально высокой трещиноватости в сланцевой толще, которую используют для размещения скважин, выбора направлений горизонтальных стволов и проведения мини-ГРП. Эта технологическая схема разработки может быть реализовано по аналогии с выше рассмотренным примером (рис. 4), когда релаксация очага напряжения, возникшая за счёт горения керогена, создаёт именно латеральную систему аномальной трещиноватости в сланцевой толще, без формирования субвертикальных зон трещиноватости и возможной миграции глубинного флюида вверх.

В-третьих, выявить субвертикальные зоны трещиноватости – наиболее вероятные каналы миграции флюидов вверх и провести их дозированное облучение упругими волнами для снижения интенсивности вертикальной трещиноватости. Реализация такого воздействия осуществляется сейсмическими виброисточниками по аналогии с вышерассмотренной профилактикой техногенных землетрясений.

В заключение следует отметить два важных вопроса по использованию новой концепции разработки сланцевых месторождений.

1. Успешное освоение сланцевых месторождений возможно, если использовать сейсмический и акустический томографы для изучения естественной и техногенной трещиноватости в геосреде и разрезах скважин как до проектирования бурения и техногенных воздействий, так и в период разработки. Полученная информация о трещиноватости и её целенаправленное использование позволят получать максимально возможные и долговременно высокие притоки нефти в добывающих скважинах, а также исключить негативные экономические и экологические риски, возникающие при разработке сланцевых месторождений.

Однако, в настоящее время сейсморазведка, практически, исключена из процесса освоения сланцевых месторождений. Это обусловлено и объективными причинами. Если сто лет назад сейсморазведка решала проблему обнаружения и детализации ловушек УВ, и нефтяники стали целенаправленно осваивать эти ловушки с нефтью (вместо разбуривания площадей по схеме «дикой кошки»), то сейчас для эффектив-

О.А. КУЗНЕЦОВ, И.А. ЧИРКИН,
А.И. ТВЕРДОХАЕВОВ, С.В. ГУРЬЕВ, А. ЮРОВ,
Е.Г. РИЗАНОВ, С.О. КОЛИГАЕВ, Н.Е. НЕФЕДОВ,
Y.F. LYASCH, S.D. LEROY, A.A. RADWAN
СЛАНЦЕВАЯ РЕВОЛЮЦИЯ: МИФЫ, «РИФЫ» И ПЕРСПЕКТИВЫ.
НОВАЯ КОНЦЕПЦИЯ ОСВОЕНИЯ СЛАНЦЕВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
НЕФТИ И ГАЗА

ной разработки сланцевых месторождений необходима информация о трещиноватости продуктивной толщи. И эта информация должна быть детальной и достоверной. Поскольку использование отражённых волн не оправдали надежды нефтяников, то для достоверного изучения трещиноватости целесообразно применять рассеянные и эмиссионные волны, т.к. они формируются совокупностью открытых трещин [4, 5], а не отражающими границами, как в случае отражённых волн.

2. Актуальность освоения сланцевых месторождений в России является достаточно важным вопросом для экономики страны, поскольку существует много перспективных, но не освоенных залежей нефти в традиционных ловушках на востоке страны и в северных морях. По нашему мнению, разработка сланцевых месторождений в России целесообразна, в первую очередь, в старых нефтегазоносных регионах (Сев. Кавказ, Урало-Поволжье, Зап. Сибирь) на площадях «истощённых» месторождений [9], где всегда присутствуют неосвоенные нефтематеринские (сланцевые) толщи: Майкопская, Доманиковская, Хадумская, Баженовская и др. свиты. Кроме того, здесь хорошо развиты производственная и гражданская инфраструктуры, функционирует логистика технического снабжения и материального обеспечения, созданы специальные научно-образовательные учреждения и, самое главное, есть высокопрофессиональные кадры. Поэтому использование новой концепции освоения сланцевых месторождений позволит не только добывать здесь нефть с минимальной себестоимостью, но и обеспечить экологическую безопасность районов разработки.

ЛИТЕРАТУРА

1. **АКСЕЛЬБРОД С.М.** Добыча газа из глинистых сланцев (по материалам зарубежной печати) // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд-во АИС, 2011, № 1.
2. **ГЗОВСКИЙ М.В.** Основы тектонофизики. М.: Недра, 1975.
3. **ДОРОФЕЕВА, Т.В.** Тектоническая трещиноватость горных пород и условия формирования трещинных коллекторов нефти и газа. М.: Недра, 1986. 223 с.
4. **ЖУКОВ А.П., ШНЕЕРСОН М.Б.** Адаптивные и нелинейные методы вибрационной сейсморазведки. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. 100 с.
5. **КУЗНЕЦОВ О.А., ДЫБЛЕНКО В.П., ЧИЛИНГАР ДЖ.В., К.М. САДЕГИ, Е.Ю. МАРЧУКОВ И ДР.** Колебания и волны во флюидонасыщенных геологических средах. Явления, процессы, закономерности. Волновая парадигма. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2021. 420 с.
6. **КУЗНЕЦОВ О.А., СИМКИН Э.М., ДЖ ЧИЛИНГАР.** Физические основы вибрационного и акустического воздействий на нефтегазовые пласты. М.: Мир, 2001, 261 с.

7. Кузнецов О.А., Чиркин И.А. и др. Экспериментальные исследования. М.: Государственный научный центр Российской Федерации – ВНИИГеосистем, 2004. 362 с.: ил. (Сейсмоакустика пористых и трещиноватых геологических сред: В 3-х т. Т. 2).
8. Кузнецов О.А., Чиркин И.А. и др. Новые технологии и решение прикладных задач. М.: ООО «Центр информационных технологий и природопользования», 2007. 434 с.: ил. (Сейсмоакустика пористых и трещиноватых геологических сред: В 3-х т. Т. 3).
9. Кузнецов О.А., Чиркин И.А., Твердохлебов А.И., Эльжаев А.С., Ризанов Е.Г., и др. Инновационные технологии сейсморазведки для возрождения старых нефтедобывающих районов России // Neftegaz.RU.2020. №100. С. 68–75.
10. Курьянов Ю.А., Кузнецов О.А., Чиркин И.А., Джафаров И.С. Исследование техногенной трещиноватости, возникающей после гидроразрыва пласта. М.: ВНИИГеосистем, 2001, 73 с.
11. Чиркин И.А., Ризанов Е.Г., Колигаев С.О. Мониторинг микросейсмической эмиссии – новое направление развития сейсморазведки // Приборы и системы разведочной геофизики. 2014. № 3. С. 6–15.
12. Чиркин И.А., Ризанов Е.Г., Каляшин С.В., Колигаев С.О., Радван А.А. Мониторинг микросейсмической эмиссии для обеспечения экологической безопасности разведки и разработки нефтяных месторождений на акватории // Вестник Российской Академии Естественных Наук. 2014/4 Т. 14. С. 8–14.
13. CHELENGAR G.V., SADEGHI K.M., KOUZNETSOV O.L. Acoustic and vibrational enhanced oil recovery // Scrinener wiley, Publishing, USA/Agavam, 2022, 414 p.
14. KUZNETSOV O., CHIRKIN I., RADWAN A.A., ISMAIL A., LYASCH Y., LEROY S. ET AL. Man-made earthquakes prevention through monitoring and discharging of their causative stress-deformed states. Arabian Journal of Geosciences (2021) 14:288.
15. KOUZNETSOV O.L., LYASCH Y.F., CHIRKIN I.A., RIZANOV E.G., LEROY S.D., KOLIGAEV S.O. Long-term monitoring of microseismic emissions: Earth tides, fracture distribution, and fluid content. Interpretation, May 2016, Vol. 4, No. 2 : pp. T191-T204
16. USGS (2018) Earthquakes in Oklahoma greater than or equal to magnitude 3.0 since 1978 (data provided by the Oklahoma Geological Survey and USGS-NEIC ComCat). Sour: <https://earthquake.usgs.gov/earthquakes/byregion/oklahoma/OK-M3-dec3-2018.pdf>.
17. nik. Tver: AIS Publishing House. 2011;(1). (In Russian).
2. GZOVSKY M.V. Fundamentals of tectonophysics. Moscow, Nedra, 1975. (In Russian).
3. DOROFEEVA, T.V. Tectonic fracturing of rocks and conditions for the formation of fractured oil and gas reservoirs. Moscow: Nedra, 1986;223. (In Russian).
4. ZHUKOV A.P., SHNEERSON M.B. Adaptive and non-linear methods of vibration seismic prospecting. Moscow: Nedra-Businesscenter LLC, 2000:100. (In Russian).
5. KUZNETSOV O.L., DYBLENKO V.P., CHILINGAR J.V., SADEGI K.M., MARCHUKOV E.YU. ET AL. Oscillations and waves in fluid-saturated geological environments. Phenomena, processes, laws. wave paradigm. Moscow–Izhevsk: Institute for Computer Research, 2021. 420. (In Russian).
6. KUZNETSOV O.L., SIMKIN E.M., J. CHILINGAR. Physical foundations of vibration and acoustic effects on oil and gas reservoirs. Moscow: Mir, 2001:261. (In Russian).
7. KUZNETSOV O.L., CHIRKIN I.A. ETC. Experimental research. M.: State Scientific Center of the Russian Federation – VNIIGeosistem, 2004:362. ill. (Seismoacoustics of porous and fractured geological environments: In 3 vols. Vol. 2). (In Russian).
8. KUZNETSOV O.L., CHIRKIN I.A. ET AL. New technologies and solution of applied problems. Moscow: ООО Center for Information Technologies and Nature Management, 2007:434: ill. (Seismoacoustics of porous and fractured geological environments: In 3 vols. Vol. 3). (In Russian).
9. KUZNETSOV O.L., CHIRKIN I.A., TVERDOKHLEBOV L.I., ELZHAEV A.S., RIZANOV E.G. ET AL. Innovative seismic exploration technologies for the revival of old oil-producing regions of Russia, Neftegaz.RU. 2020;(100):68–75. (In Russian).
10. KURYANOV YU.A., KUZNETSOV O.L., CHIRKIN I.A., DZHAFAROV I.S. Study of technogenic fracturing that occurs after hydraulic fracturing. Moscow: VNIIGeosistem, 2001:73. (In Russian).
11. CHIRKIN I.A., RIZANOV E.G., KOLIGAEV S.O. Monitoring of microseismic emission – a new direction in the development of seismic exploration. Instruments and systems of exploration geophysics. 2014;(3):6–15. (In Russian).
12. CHIRKIN I.A., RIZANOV E.G., KALYASHIN S.V., KOLIGAEV S.O., RADVAN A.A. Monitoring of microseismic emission to ensure the environmental safety of exploration and development of oil fields in the water area. Bulletin of the Russian Academy of Natural Sciences. 2014/4;(14):8–14. (In Russian).
13. CHELENGAR G.V., SADEGHI K.M., KOUZNETSOV O.L. Acoustic and vibrational enhanced oil recovery. Scrinener wiley, Publishing, USA/Agavam, 2022:414.

REFERENCES

1. AKSELROD S.M. Gas production from clay shale (according to foreign press materials) // NTV Karotazh-

14. KUZNETSOV O., CHIRKIN I., RADWAN A.A., ISMAIL A., LYASCH Y., LEROY S. ET AL. Man-made earthquakes prevention through monitoring and discharging of their causative stress-deformed states. *Arabian Journal of Geosciences* (2021) 14:288.
15. KOUZNETSOV O.L., LYASCH Y.F., CHIRKIN I.A., RIZANOV E.G., LEROY S.D., KOLIGAEV S.O. Long-term monitoring of microseismic emissions: Earth tides, fracture distribution, and fluid content. *Interpretation*, May 2016;(4);2: T191-T204.
16. USGS (2018) Earthquakes in Oklahoma greater than or equal to magnitude 3.0 since 1978 (data provided by the Oklahoma Geological Survey and USGS-NEIC ComCat). Sour: <https://earthquake.usgs.gov/earthquakes/byregion/oklahoma/OK-M3-dec3-2018.pdf>.

О.А. КУЗНЕЦОВ, И.А. ЧИРКИН,
А.И. ТВЕРДОХЛЕБОВ, С.В. ГУРЬЕВ, А. ЮРОВ,
Е.Г. РИЗАНОВ, С.О. КОЛИГАЕВ, Н.Е. НЕФЕДОВ,
Y.F. LYASCH, S.D. LEROY, A.A. RADWAN
СЛАНЦЕВАЯ РЕВОЛЮЦИЯ: МИФЫ, «РИФЫ» И ПЕРСПЕКТИВЫ.
НОВАЯ КОНЦЕПЦИЯ ОСВОЕНИЯ СЛАНЦЕВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
НЕФТИ И ГАЗА

Кузнецов Олег Леонидович,
д.т.н. профессор, зав. кафедрой общей и прикладной геофизики Государственного университета «Дубна», президент РАЕН

☎ Московская обл., г. Дубна, ул. Университетская, д. 19,
тел.: +7(496) 216-61-16, e-mail: geo@uni-dubna.ru

Чиркин Игорь Алексеевич,
к.г.-м.н., доцент кафедры общей и прикладной геофизики Государственного университета «Дубна»

Твердохлебов Леонид Иванович,
член Экспертного совета Комитета по энергетике Государственной Думы РФ, член ЦКР «РОСНЕДРА» по УВС

Гурьев Сергей Владимирович,
генеральный директор Холдинга «Геосейс»,

☎ г. Москва, Сытинский тупик, д. 3, под. 1, офис 2,
тел.: +7 (495)737-92-85 +7 (495), e-mail: geoton@geoton.

Юров Антон Александрович,
главный геофизик Холдинга «Геосейс»

Ризанов Евгений Геннадьевич,
ведущий геофизик Холдинга «Геосейс»

Нефедов Никита Евгеньевич,
геофизик-обработчик Холдинга «Геосейс»

Коллигаев Сергей Олегович,
заведующий лабораторией обработки и интерпретации данных геофизических исследований кафедры общей и прикладной геофизики Государственного университета «Дубна»,

☎ e-mail: dex@mail.ru:

Yury F. Lyasch
президент компании JYL. LLC, Даллас, США

Samuel D. LeRoy,
геолог Earthview Associates Inc., Даллас, США

Ahmed Abdelfattah Radwan Abdelhaleim,
к.т.н., Department of Geology, Faculty of Science, Al-Azhar University,

☎ Асьют, Египет