

1
НОМЕР

БОНЦ

ISSN 2304-9081

ЭЛЕКТРОННЫЙ ЖУРНАЛ

On-line версия журнала на сайте

<http://www.elmag.uran.ru>

БЮЛЛЕТЕНЬ

ОРЕНБУРГСКОГО НАУЧНОГО ЦЕНТРА УРО РАН

Bubo scandiacus (Linnaeus, 1758)

Полярная или белая сова

Жданов С.И.



2020

УЧРЕДИТЕЛЬ

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ НАУКИ

ОРЕНБУРГСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ЦЕНТР

УРАЛЬСКОГО ОТДЕЛЕНИЯ РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК

© Коллектив авторов, 2020

УДК 608.1:629.039

Ю.Р. Владов¹, А.Ю. Владова², В.С. Белов¹, М.Ю. Тихова¹

ИДЕНТИФИКАЦИЯ ГЕОДИНАМИЧЕСКОЙ АКТИВНОСТИ НЕДР РАЗРАБАТЫВАЕМЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

¹ Оренбургский федеральный исследовательский центр УрО РАН (Отдел геоэкологии), Оренбург, Россия

² Институт проблем управления им. В.А. Трапезникова РАН, Москва, Россия

При подземных ударах и колебаниях земной коры, вызванных естественными и искусственными причинами, возможны сильные горизонтальные и вертикальные деформации грунтов [1], что может стать причиной катастроф в природных компонентах и аварийных ситуаций в крупномасштабных техногенных объектах. Поэтому, организации, добывающие углеводороды, для мониторинга за сейсмической активностью вынуждены проектировать и устанавливать сейсмологические сети (СС). В общем случае они представляют собой датчики, объединенные в сеть и установленные в зоне объекта, работающие под управлением сейсмостанций, которые обеспечивают сбор, обработку и передачу данных о сейсмической обстановке на централизованный вычислительный узел. Большинство существующих методик анализа сейсмограмм предназначено для выявления сильных сейсмических событий с магнитудой более трех. Однако при изучении техногенной сейсмичности значимыми являются и слабые сейсмические события [2].

В статье приведен анализ сейсмологических сетей для мониторинга состояния техногенных объектов и предложен метод, с помощью которого идентифицируют геодинамическую активность (ГДА) недр углеводородного месторождения за счет организации сейсмологической сети с измерением и интегрированием выделяющейся энергии и определением аномальных участков, на которых затем сейсмологическую сеть реконфигурируют.

Ключевые слова: идентификация, геодинамическая активность, сейсмологическая сеть, сейсмограммы, сейсмическая энергия, реконфигурация, разрабатываемые месторождения углеводородов, оценка эффективности.

Yu. R. Vladov¹, A. Yu. Vladova², V. S. Belov¹, M. Yu. Tikhova¹

IDENTIFICATION OF GEODYNAMIC ACTIVITY OF THE SUBSURFACE OF DEVELOPED HYDROCARBON DEPOSITS

¹ Orenburg Federal Research Center, UB RAS (Department of Geoecology), Orenburg, Russia

² Trapeznikov Institute of management problems of the RAS, Moscow, Russia

In case of underground impacts and fluctuations of the earth's crust caused by natural and artificial causes, strong horizontal and vertical deformations of soils are possible [1], which can cause catastrophes in natural components and accidents of large-scale man-made objects. Therefore, organizations that produce hydrocarbons have to design and install seismological networks (SS) to monitor seismic activity. In General, they are sensors connected to a network and installed in the area of the object, operating under the control of seismic stations that collect, process and transmit data about the seismic situation to a centralized computing node. Most of the existing methods for analyzing seismograms are designed to detect strong seismic events with a magnitude greater than three. However, weak seismic events are also significant when studying technogenic seismicity [2].

The article presents an analysis of seismological networks for monitoring the state of technological objects and offers a method for identifying geodynamic activity (GDA) of the sub-surface of a hydrocarbon field by organizing a seismological network with measurement and integration of the released energy and identification of anomalous areas, where the seismological network is then reconfigured.

Key words: identification, geodynamic activity, seismological network, seismograms, seismic energy, reconfiguration, developed hydrocarbon sites, efficiency assessment.

Введение

Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение (ОНГКМ) расположено в пределах юго-восточной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, охватывающей территорию площадью около 700 км² – от Предуральского прогиба до Прикаспийской впадины. Это самое крупное в России и одно из крупнейших в мире сероводород- и гелийсодержащее месторождение. Месторождение находится в стадии падающей добычи с понижающимся пластовым давлением на площади более трех тысяч квадратных километров. В центральной части месторождения пластовое давление значительно понизилось, что способствовало образованию гидродинамической воронки и изменению напряженно-деформированного состояния продуктивных пластов и прилегающих слоев горных пород [3]. Поскольку получаемые сейсмические сигналы свидетельствуют о возрастании сейсмоактивности в районе ОНГКМ, необходимо разрабатывать новые методы, повышающие эффективность мониторинга геодинамической активности.

Анализ сейсмологических сетей (СС) техногенных объектов

Современные тенденции построения СС учитывают специфику контролируемых объектов: шахт, атомных станций, гидротехнических сооружений, зданий и недр разрабатываемых месторождений углеводородов [4-12]. Ниже рассмотрены некоторые из них.

Система горного сейсмологического мониторинга (СГСМ) представляет собой аппаратно-программный комплекс, состоящий из сети сейсмических датчиков, цифровых телеметрических каналов связи, программного комплекса обнаружения и обработки сигналов, сервера для хранения получаемой информации. Оптимальная конфигурация и количество комплектов сейсморегистрирующих пунктов наблюдений определяется размерами и строением горного отвода. Создание СГСМ требует оптимального размещения приобретенного сейсмологического оборудования на территории горного отвода, настройку аппаратуры и проведения адаптационной серии измерений, под-

тверждающих нормативные качества регистрации передачи и обработки сейсмических сигналов. Помимо сети сейсмоприемников, система должна включать качественные каналы связи, современный программный комплекс обнаружения и обработки сигналов, сервер и базу данных для хранения получаемой информации. При создании СГСМ наиболее ответственной стадией является расстановка и запуск в работу сети сейсмоприемников, обеспечивающих бесперебойное и качественное функционирование системы в соответствии с предусмотренными для неё техническими требованиями и допусками. Примерами служат СГСМ *Quanterra* (опыт применения Институтом геофизических исследований Национального ядерного центра Республики Казахстан); *GITS* и *ISS* – цифровые интеллектуальные системы для сейсмологического мониторинга, позволяющие проводить обработку, анализ и визуализацию данных в режиме реального времени; *Geotech* – мобильные комплексы, которые используют как для сейсморазведки, так и для организации непрерывного инженерно-сейсмического мониторинга.

Сейсмологические сети атомных объектов работают в непрерывном режиме и формируют сигнал аварийной защиты для быстрого останова реактора в случае достижения уровня сейсмического воздействия заданной величины. Они состоят из нескольких независимых контуров, в которые входят сейсмодатчики / акселерометры и оборудование для коммутации сигналов. Примером служит система промышленной антисейсмической защиты (СИАЗ), состоящая из двух независимых трехканальных комплектов. В состав каждого комплекта СИАЗ входят три сейсмодатчика, выполненные на базе трехкоординатного измерителя параметров вибраций и предназначенные для измерений низкочастотных вибраций элементов конструкций АЭС. СИАЗ выполняет: непрерывный контроль сейсмических воздействий на реакторную установку; формирование сигналов превышения установленного уровня сейсмического воздействия, диагностику исправности сейсмодатчиков; разделение аналоговых сигналов по трем осям; нахождение обобщенного аналогового сигнала, пропорционального модулю вектора сейсмоздействия.

Особое место занимают СС гидротехнических сооружений, поскольку многие гидроэлектростанции размещаются в горных сейсмоактивных районах, а строительство высотных плотин подразумевает наполнение крупных водохранилищ, изменяющих геодинамику района и создающих эффект наведённой сейсмичности. СС гидротехнических сооружений организованы сле-

дующим образом: в выбранных точках устанавливаются сейсмометры с широким частотным и динамическим диапазоном и специализированные блоки цифровой регистрации. Цифровые сигналы по оптоволоконным кабелям передаются на центральный пульт, где осуществляется хранение и обработка данных в реальном масштабе времени. Особенностями системы является жёсткая привязка всех регистраторов по времени, что позволяет получать фазовые соотношения между колебаниями в различных точках и автоматизированную калибровку датчиков. СС позволяют наблюдать местные и удалённые землетрясения, промышленные взрывы, пуски и остановки агрегатов ГЭС, собственные колебания плотины, вести просвечивание плотины с помощью вибраций агрегатов, осуществлять виброконтроль системы агрегат-водовод, регистрировать микротрески в примыкающих горных породах.

Сейсмологические сети магистральных трубопроводов (МТ) состоят из сейсмостанций, которыми оснащены преимущественно нефтеперекачивающие станции (НПС). К сейсмостанциям подключены сейсморегистраторы с соответствующим аппаратно-программным обеспечением, установленным на диспетчерских пунктах. Сейсморегистраторы устанавливаются на дно специальных скважин и подключают к кабельной линии для подачи питания, калибровки, заземления. Сейсмостанции производят усиление, согласование, оцифровку, фильтрацию и интегрирование поступающих сигналов. Сбор данных синхронизован с помощью систем глобального позиционирования. По сигналам точного времени происходит постоянная подстройка частоты тактового генератора, с помощью которого производится дискретизация аналоговых сигналов. Это позволяет проводить одновременную оцифровку сигналов сейсмического воздействия на сейсмостанциях, расположенных на значительном расстоянии друг от друга. При наступлении сейсмических событий СС определяет уровень опасности для МТ и НПС и выдает предупредительные сигналы или сигналы остановки. Предусмотрена бездемонтажная поверка сейсмоприемников, контроль питания сейсмостанций осуществляется непрерывно. Примерами служат СС на базе станций МГУ Геофизика, МГТУ им. Баумана, Zetlab и др.

Пространственная схема СС МТ позволяет принимать решения об остановке или запуске МТ диспетчером по следующему алгоритму: при регистрации сейсмического воздействия более порогового значения сейсмостанции формируют сигнал тревоги «Опасное событие». При уровне сейсми-

ческого воздействия шесть и более баллов по шкале MSK-64 СС выдает сигнал в контроллер линейной телемеханики. При поступлении сигнала только от одной сейсмостанции СС формирует предупредительный сигнал о наступлении сейсмического воздействия. При регистрации сейсмического воздействия более порогового значения двумя и более сейсмостанциями СС генерирует сообщение «Землетрясение» и запускает алгоритм аварийной остановки технологического участка.

Дополнительная информация по архитектуре программного обеспечения различных СС Earthworm, SeisComP, SEISAN, RT_DISPLAY и др. приведена в ряде источников [7-12].

Таким образом, рассмотренные СС предусматривают взаимодействие компонент разного уровня, удаленное управление сейсмостанциями, многоуровневую оценку сейсмической ситуации, региональную, зональную и локальную оценки мер рисков; непрерывную регистрацию контролируемых процессов и параметров; обучение и адаптацию системы к изменяющимся условиям эксплуатации; аппаратурную совместимость подсистем; диспетчеризацию функций контроля с визуализацией регистрируемых процессов и параметров и передачей их непосредственно в базы данных технических служб; выработку алгоритма принятия решений.

Выделены особенности, которые необходимо учитывать при построении СС распределенных объектов: объединение в сеть оборудования разных производителей; недостаточность данных о грунте по региону прохождения техногенного объекта; протяженность контролируемого региона; разнородность парка установленных сейсмостанций (по методам измерений, оборудованию и целям установки, продолжительности использования, получаемым выходным сигналам), а также недостаточность данных по скорости распространения сейсмической волны в районах прохождения техногенных объектов; удаленность сейсмостанций друг от друга; контроль возможности получения недостоверного сигнала; сложность математического обеспечения; необходимость настройки и обучения СС до ввода в эксплуатацию; обслуживание сейсмостанций в реальном режиме времени; передачу данных от удаленных станций, автоматическое детектирование сейсмических событий в потоке цифровых данных и оперативное определение очаговых параметров землетрясений в условиях нестабильной связи с удаленными сейсмостанциями.

Метод идентификации геодинамической активности (ГДА)

Для определения ГДА недр разрабатываемых месторождений углеводородов [13-15] разработан двухэтапный метод (рис. 1) идентификации с обратной связью, отличающийся тем, что позволяет в случае необходимости реконфигурировать СС для ее уплотнения, выделить участки с аномальной активностью, уточнить карту сейсмической активности месторождения, оценить динамику изменения ГДА месторождения.

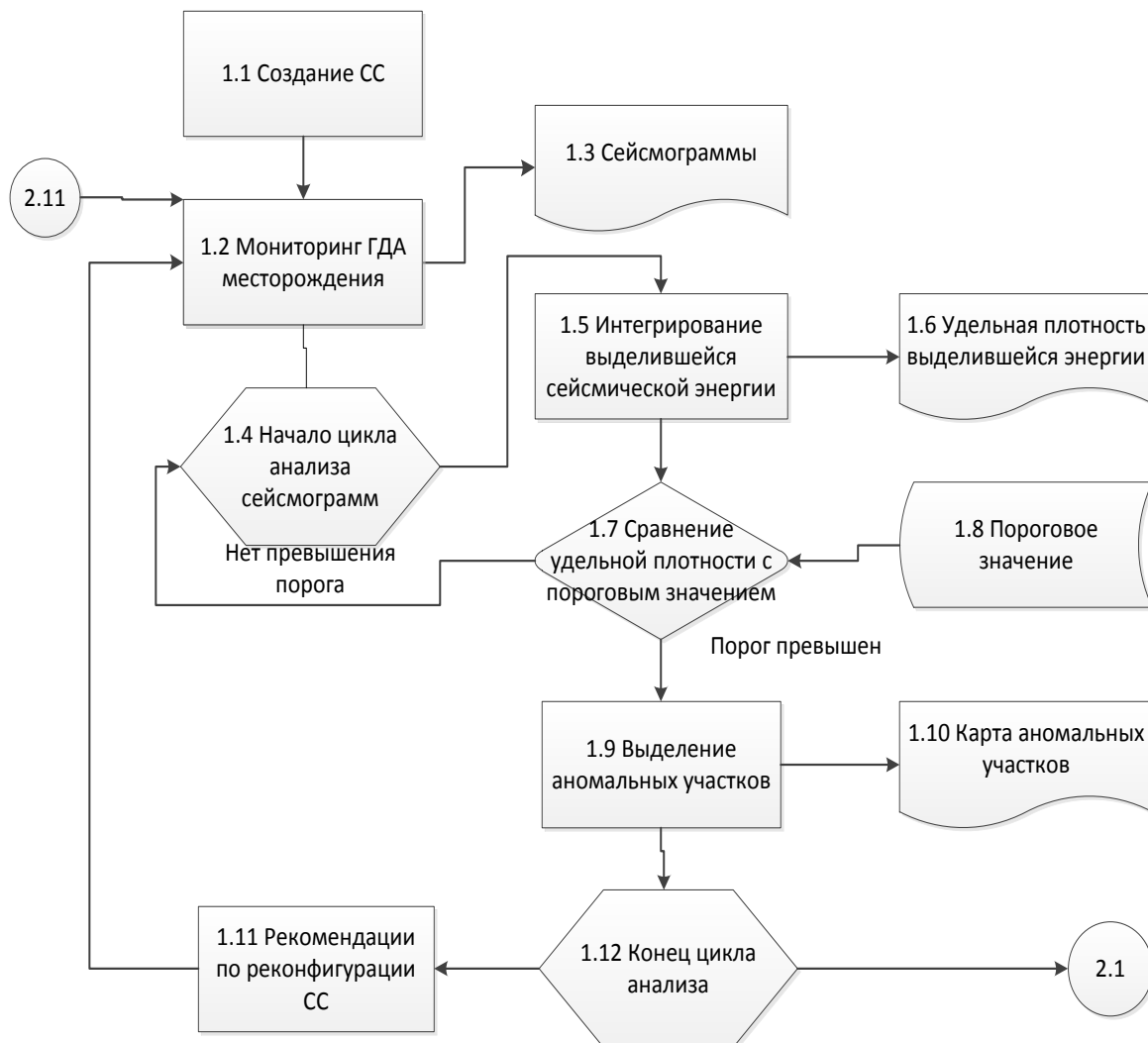


Рис. 1. Схема первого этапа метода идентификации ГДА.

На первом этапе для разрабатываемого месторождения углеводородов устанавливают сейсмические станции из расчета не менее трех станций на 10000 км² (блок 1.1) и в постоянном цикле мониторинга ГДА месторождения получают сейсмограммы (блоки 1.2-1.3). На узле сбора и обработки информации организуют цикл (блок 1.4), в котором, используя скользящее окно, разбивают потоки данных на пересекающиеся с учетом местоположений сей-

сместанций и в блоке 1.5 суммируют получаемую информацию с определением удельной плотности выделившейся энергии E на 10000 км^2 в единицу времени (блок 1.6). В блоке 1.7 текущую удельную плотность сравнивают с заданным пороговым значением блока 1.8, и если порог не превышен, то продолжают интегрировать данные (блок 1.5), а если порог превышен, то по полученным результатам в блоке 1.9 выделяют множество аномальных участков U , наносят их на карту месторождения с разрешением не более 100 км^2 (блок 1.10). При этом, формируют рекомендации по реконфигурации СС для ее уплотнения в блоке 1.11 и завершают цикл анализа сейсмограмм (блок 1.12) с подачей сигнала на постоянный блок 2.1.

Реконфигурацию СС производят за счет добавления на каждом участке не менее двух сейсмических станций с их размещением на расстоянии от 3 до 5 км друг от друга. После чего переходят ко второму этапу метода.

На втором этапе (рис. 2) в блоке 2.1 выбирают частные показатели геодинамической активности R из таблицы 1, в которой частные показатели ГДА по происхождению разделены на три класса: геологические, техногенные и сейсмологические.

Таблица 1. Частные показатели геодинамической активности

Геологические	Техногенные	Сейсмологические
Глубина до поверхности кристаллического фундамента; пористость вмещающих пород; прочность пород; глубина залегания продуктивных пластов; мощность пластов	Частота сети пробуренных скважин; наличие и количество гидроразрывов пластов; объем закаченной жидкости; величина падения пластового давления; площадь участка	Количество зарегистрированных сейсмических событий; суммарная выделившаяся сейсмическая энергия; величина измеренной деформации земной поверхности; частота тектонических нарушений

Выбор частных показателей ГДА производят с учетом особенностей разрабатываемого месторождения углеводородов.

Далее в блоке 2.3 организуют цикл и для каждого аномального участка $u \in U$ в блоке 2.4 проводят нормирование частных показателей ГДА, и в блоке 2.5 определяют величину геодинамической активности x_j для j -ого участка по аддитивной модели (1):

$$x_j = \sum_i \alpha_i \bar{r}_i, \quad (1)$$

где α_i — весовой коэффициент i -го частного показателя ГДА;

\bar{r}_i — i -тый нормированный частный показатель ГДА.

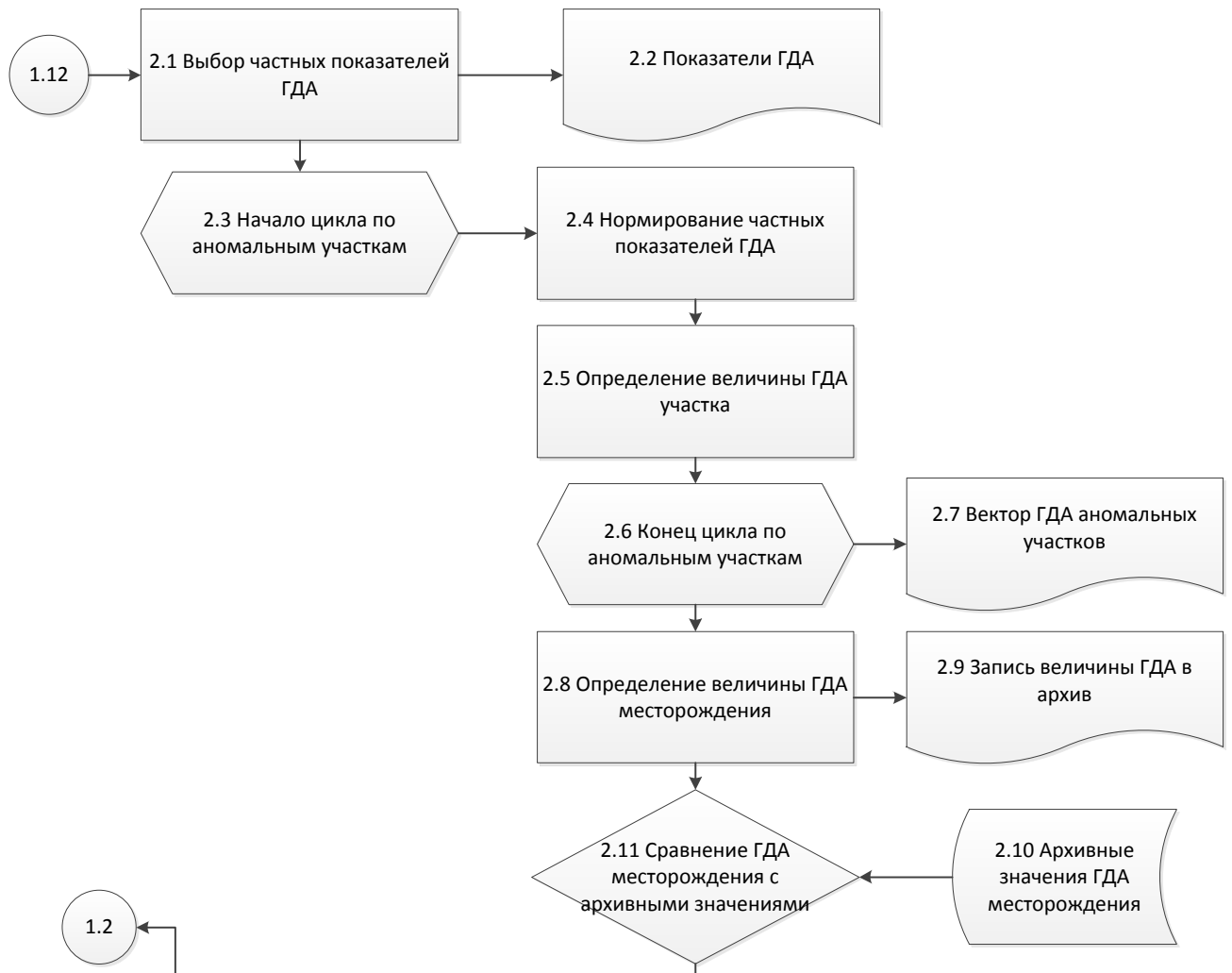


Рис. 2. Схема анализа аномальных участков на втором этапе метода.

В блоке 2.7 отображают построенный по аномальным участкам вектор ГДА $\bar{X}(x_1, x_2, \dots, x_j)$. После чего в блоке 2.8 определяют модуль, нормированного по числу выделенных участков, вектора по соотношению (2):

$$|\bar{X}| = \sqrt{(x_1^2 + x_2^2 + \dots + x_j^2) / j}, \quad (2)$$

где j – количество выделенных участков с аномально высокой ГДА;
 x_j – величина геодинамической активности j -того выделенного участка.

Запись найденной величины ГДА в архив производят в блоке 2.9. В блоке 2.11 по величине модуля вектора $|\bar{X}|$, находящегося в диапазоне от 0 до 1, судят о величине ГДА разрабатываемого месторождения углеводородов

по сравнению с архивными значениями, получаемыми из блока 2.10. На этом второй этап метода завершают.

Результаты и обсуждение

В качестве примера реализации метода рассмотрим определение геодинамической активности модельной зоны площадью 500 км² разрабатываемого Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ОНГКМ). На рисунке 3 приведена карта Оренбургской области с нефтяными, нефтегазовыми и газовыми месторождениями, в том числе ОНГКМ; действующие сейсмостанции, объединенные в СС, модельная зона для примера реализации метода, найденные структурообразующие разломы и зарегистрированные сейсмические события в недрах за пятилетний период.

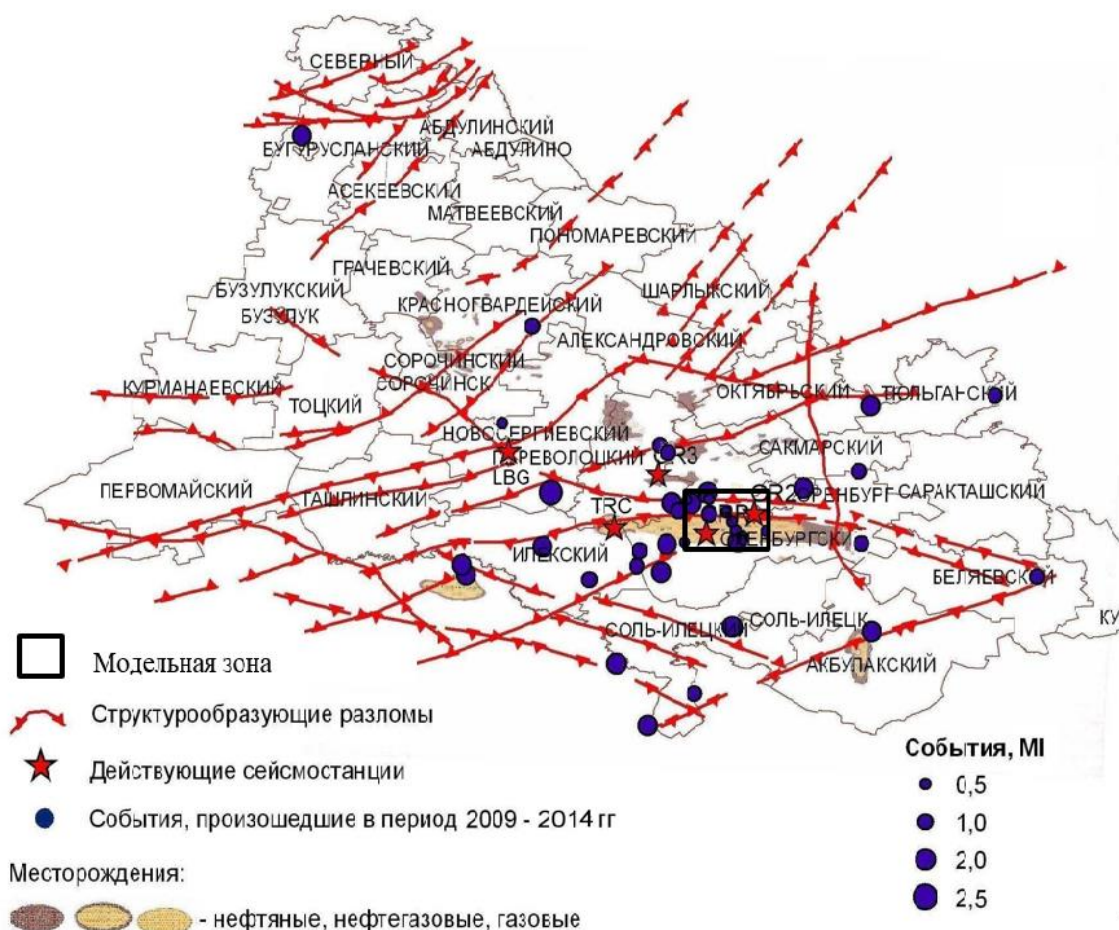


Рис. 3. Схема зарегистрированных сейсмических событий с выделенной модельной зоной на территории ОНГКМ.

Комплект оборудования СС включает в себя широкополосную сейсмостанцию; блоки сбора и приема сейсмического сигнала; GPS-приемники для привязки точного времени; узел обработки данных; систему питания; назем-

ные и спутниковые каналы связи. Работа широкополосной сейсмостанции позволяет обеспечить представительность регистрируемых на территории ОНГКМ событий. Для регистрации сейсмических сигналов используется система сбора информации, включающая в себя регистраторы и сейсмодатчики. Датчик представляет собой широкополосный сейсмометр СМЗ-ОС с частотным диапазоном от 0,02 до 10 Гц. Три его компоненты установлены на общей платформе под углом 90 градусов друг к другу. Регистратор укомплектован приемником спутниковой навигационной системы GPS. Энергия значительной части слабых землетрясений сосредоточена в высокочастотной области спектра в районе 5–20 Гц, а амплитуда уходящих от источника сейсмических волн сравнительно мала. Сигналы таких землетрясений слабо видимы на фоне естественного и техногенного шума уже на расстоянии нескольких сотен километров.

Для создания СС в таких обстоятельствах требуются короткопериодные сейсмические станции с хорошим частотным разрешением и точной привязкой к мировому времени. Поэтому на наблюдательных пунктах сети установлены короткопериодные сейсмометры СМЗ-КВ, имеющие столообразную амплитудно-частотную характеристику по скорости в полосе частот 0,5-50 Гц. На рисунке 4 приведен фрагмент сейсмограммы с зарегистрированными слабыми и средними сейсмическими событиями.

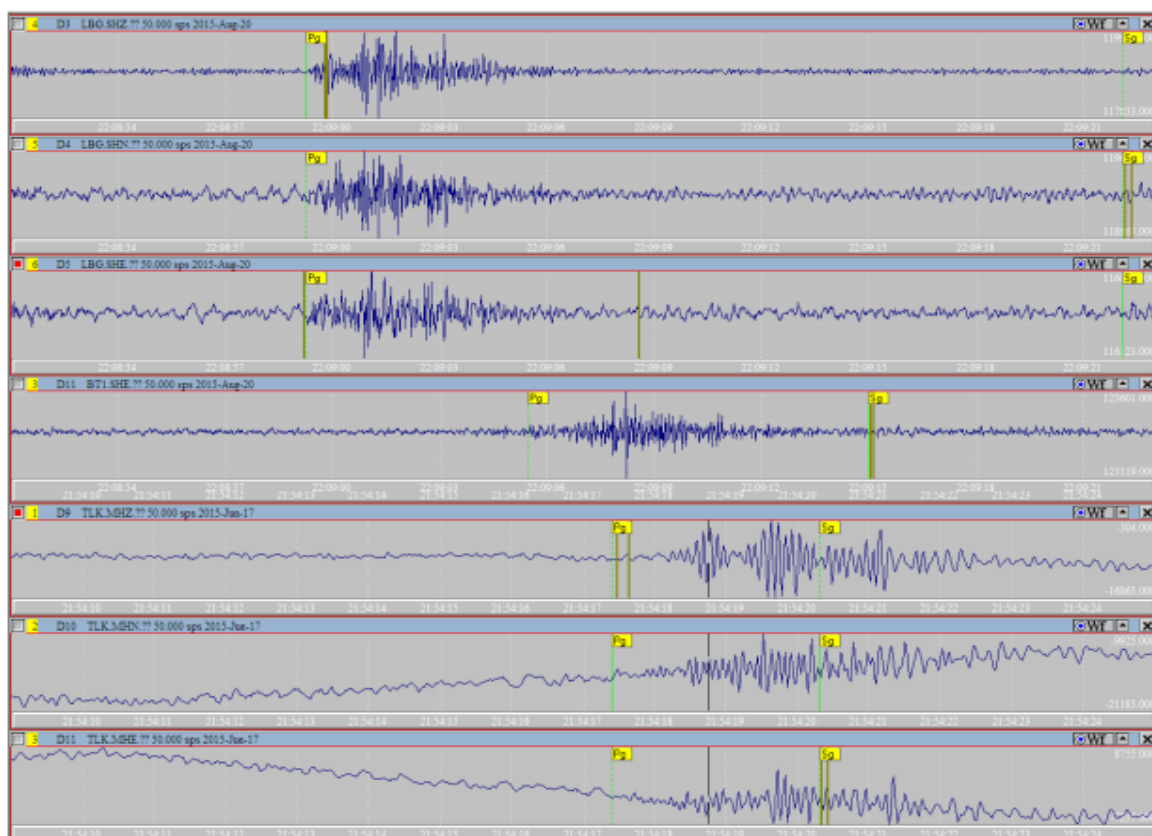


Рис. 4. Фрагмент сейсмограммы с зарегистрированными сейсмическими событиями.

Данные представленного примера просуммированы за пятилетний период сейсмической активности, и накопленная выделившаяся сейсмическая энергия составила 107,1 Дж. Удельная плотность выделившейся сейсмической энергии для модельной зоны ОНГКМ составила $2,52 \cdot 10^4$ Дж/км². При заданном в первом случае пороговом значении удельной плотности выделившейся сейсмической энергии равном $2 \cdot 10^5$ Дж/км², необходимо продолжать процесс интеграции сейсмических данных; а во втором случае – при заданном пороговом значении $2 \cdot 10^4$ Дж/км², удельная плотность выделившейся сейсмической энергии превышает выбранное пороговое значение. Поэтому проведено геодинамическое районирование модельной зоны ОНГКМ с разрешением один км². Затем выделены два участка с аномально высокой ГДА, на которых СС реконфигурировали путем добавления передвижных сейсмических станций. Выделена одна сейсмически активная геологическая структура, входящая, в частности, в Соль-Илецкий свод, в пределах которого регистрируется более 60% всех сейсмических событий разрабатываемого ОНГКМ.

Для двух выделенных участков определены величины ГДА x_1 и x_2 , причем для их определения использованы семь нормированных частных показате-

телей из таблицы 1. Результаты определения следующие: $x_1=0,31$, а $x_2=0,29$. Далее построен двухкомпонентный вектор и определен его модуль по соотношению (2). Его величина, равная 0,30, достаточно точно характеризует геодинамическое состояние недр модельной зоны разрабатываемого ОНГКМ.

Заключение

Технико-экономическая оценка эффективности метода выполнена по методике Г.Я. Гольдштейна [14]. Определим коэффициент эффективности на основе интегрального экономического показателя, в качестве которого при сравнении предложенного метода со способом на основе геометрического нивелирования [15] служат затраты на реализацию. Они выражаются следующей формулой (3):

$$I_{ie} = K + Z_e, \quad (3)$$

где K — единовременные капитальные затраты (на приобретение, транспортировку, монтаж, а также сопутствующие затраты);

Z_e — затраты на эксплуатацию за все время работы изделия.

Интегральный экономический показатель реализации предложенного метода для месторождения площадью до 10000 км² и по способу геометрического нивелирования оцениваем следующим образом:

- стоимость реализации определяется стоимостью проекта (около 1 млн. руб.), оборудования и бункеров трех сейсмостанций (по 0,6 млн. руб.). Сюда включены эксплуатационные расходы в течение пяти лет (по 0,3 млн. руб. на каждую сейсмостанцию);

- стоимость реализации в последующие пять лет при выявлении в первые пять лет аномальных участков оценивается стоимостью дополнительного оборудования (1 млн. руб.) и эксплуатационными расходами по 0,4 млн. руб. в год в течение пяти лет;

- стоимость реализации СС в последующие пять лет при отсутствии геодинамической активности недр оценивается эксплуатационными расходами на обслуживание станций по 0,3 млн. руб. каждая в течение пяти лет. Верхняя оценка интегрального экономического показателя при достаточной геодинамической активности недр составит $I_{ie}=9,8$ млн. руб.

Интегральный экономический показатель проведения мониторинга по способу геометрического нивелирования, согласно [15], оцениваем следующим образом: стоимость реализации в первые пять лет определяется стоимостью проекта проведения мониторинга (1 млн. руб.), стоимостью оборудова-

ния (три нивелира II класса точности по 0,5 млн. руб.) и эксплуатационными расходами (снятие параметров 800 точек в год по 0,003 млн. руб. каждая в течение 10 лет). Оценка интегрального экономического показателя I'_{ie} проведения мониторинга по способу геометрического нивелирования составит 26,5 млн. руб. Тогда, коэффициент эффективности предложенного метода идентификации ГДА на основе интегрального экономического показателя по отношению к способу геометрического нивелирования составит 2,7.

Сравнительный анализ эффективности предложенного метода на основе интегрального технического показателя (табл. 2) выполняем на основе аддитивных моделей, как алгебраической суммы произведений коэффициентов весомости g_i на соответствующие частные показатели A_i и A_i^* : показатель точности, возможность прогнозирования значительных деформаций земной поверхности, частота наблюдений и возможность учета показателей разработки. При определении показателя точности в процентах исходим из максимально возможной точности по высоте, равной 5 мм, поделенной на достигнутую в каждом методе. Достигнутая точность в способе геометрического нивелирования оценивается до 60 мм на 30 км хода, а в предложенном методе – до 10 мм.

Таблица 2. Оценка эффективности разработанного метода на основе интегрального технического показателя

Показатели	Коэф. весомости, g_i	Эффективность метода геометрического нивелирования		Эффективность метода идентификации ГДА	
		A_i	$g_i A_i$	A_i^*	$g_i A_i^*$
Показатель точности, %	0,3	8,3	2,5	50	15
Возможность прогнозирования значительных деформаций земной поверхности, %	0,2	10	2	70	14
Частота наблюдений	0,3	1 раз в год	0,3	В среднем 3,3 раза в год	109,5
Возможность учета показателей разработки, %	0,2	20	4	50	10
Интегральный технический показатель	-	-	8,8	-	148,5
Коэффициент эффективности на основе интегрального технического показателя	-	-	-	-	17,9

Коэффициент технико-экономической эффективности K_{iet} , найденный

как корень квадратный из суммы квадратов коэффициентов на основе интегральных экономического и технического показателей, составит 18,1.

Таким образом, разработанный метод идентифицирует геодинамическую активность недр разрабатываемых месторождений нефти и газа с высокой технико-экономической эффективностью.

При этом существенно снижаются затраты и повышается точность геодинамического районирования, обнаружения и трассирования тектонических нарушений в верхней части земной коры.

Метод позволяет более надежно выявлять опасные геодинамические процессы, а также выбирать более рациональные режимы добычи углеводородов в разрабатываемых месторождениях углеводородов.

ЛИТЕРАТУРА

1. ГОСТ 26883-86. Внешние воздействующие факторы. Термины и определения. М.: Изд-во стандартов, 1986.
2. Салтыков В.А. Методика вероятностной оценки регионального уровня сейсмичности. Проблемы комплексного геофизического мониторинга Дальнего Востока России. Петропавловск-Камчатский. 2009. С. 82-85.
3. Нестеренко М.Ю., Нестеренко Ю.М., Соколов А.Г. Геодинамические процессы в разрабатываемых месторождениях углеводородов (на примере Южного Предуралья). Екатеринбург: УрО РАН, 2015. 186 с.
4. Маловичко Д.А., Дягилев Р.А., Шулаков Д.Ю. и др. Локализация и контроль карстовых процессов в соляном массиве. Горное эхо. 2007. № 3 (29). URL: <http://ftp.miperm.ru/ge07-3/ge2007-03-13.htm>.
5. Морозов В.Н., Колесников И.Ю., Татаринов В.Н. Св. о гос. рег. №2011614290. «Программа для расчета напряженно-деформированного состояния в массиве горных пород на основе гетерогенного конечно-элементного моделирования» «GEODYN 1.0».
6. Гвишиани А.Д., Белов С.В., Агаян С.М. и др. Методы искусственного интеллекта при оценке тектонической стабильности Нижнекамского массива. Инженерная экология. 2008. № 2: 3-14.
7. Дрознин Д.В., Дрознина О.Я. Интерактивная программа обработки сейсмических сигналов DIMAS. Сейсмические приборы. 2010. Т. 46. № 3: 22-34.
8. Бабазаде О.Б. Моделирование сейсмического отклика колебания грунта от типовых землетрясений на примере Абшерона, Азербайджан. Маркшейдерия и недропользование. 2007. № 1: 53-58.
9. Babazade O., Grisser L., Wieland M. Seismic early warning systems for oil and gas pipelines. Symposium on Seismology, Earthquake Hazard Assessment and Risk Management. The Fourth General Assembly of the ASC, 24-26 Nov., Kathmandu, Nepal, 2002. P. 79.
10. Степнов А.А., Гаврилов А.В., Коновалов А.В. и др. Новая архитектура автоматизированной системы сбора, хранения и обработки сейсмологических данных. Сейсмические приборы. 2013. Т. 49. № 2: 11-22.
11. Батугина И.М., Петухов И.М. Геодинамическое районирование месторождений при проектировании и эксплуатации рудников. М.: Недра. 1988. 166 с.
12. Землетрясения и микросейсмичность в задачах современной геодинамики восточно-европейской платформы. Под ред. Н.В. Шарова, А.А. Маловичко, Ю.К. Щукина. Петрозаводск: Карельский научный центр РАН, 2007. 381 с.
13. Патент 2575469 RU. Способ определения геодинамической активности недр разраба-

- тываемого месторождения углеводородов / М.Ю. Нестеренко, Ю.М. Нестеренко, Ю.Р. Владов, А.Ю. Владова; опубли. 20.02.16, Бюл. № 5: 18 с.
14. Владов Ю.Р. Повышение безопасности разработки месторождений углеводородов реконфигурацией сейсмологической сети. Безопасность труда в промышленности. 2016. № 9: 60-69.
 15. Владов Ю.Р., Нестеренко М.Ю., Владова А.Ю. Технология мониторинга геодинамического состояния недр эксплуатируемого месторождения углеводородного сырья. В сб.: Управление развитием крупномасштабных систем (MLSD'2019). Материалы двенадцатой международной конференции. Под общ. ред. С.Н. Васильева, А.Д. Цвирукина. М.: ИПУ РАН. 2019. С. 1055-1061.
 16. Гольдштейн Г.Я. Инновационный менеджмент. Таганрог: Изд-во ТРТУ, 1998. 132 с.
 17. РД 07-603-03. Инструкция по производству маркшейдерских работ, утвержденная постановлением Госгортехнадзора России №73 от 06.06.2003. Москва. 2003.

Получена 25 марта 2020 г.

*(Контактная информация: **Владов Юрий Рафаилович** – д.т.н., профессор, в.н.с. / заведующий лабораторией Отдела геоэкологии ОФИЦ УрО РАН; адрес: 460014, г. Оренбург, ул. Набережная 29; тел. 8(932)555-33-04; e-mail: urvladov@rambler.ru).*

LITERATURE

1. GOST 26883-86. External factors. Terms and definitions. Moscow: publishing house of standards, 1986.
2. Saltykov V.A. Method of probabilistic assessment of the regional level of seismicity. Problems of integrated geophysical monitoring of the Russian Far East. Petropavlovsk-Kamchatsky. 2009. Pp. 82-85.
3. Nesterenko M.Yu., Nesterenko Yu.M., Sokolov A.G. Geodynamic processes in the developed hydrocarbon deposits (on the example of the southern Urals). Ekaterinburg: Ural branch of RAS, 2015. 186 с.
4. Malovichko D.A., Diaghilev R. A., Shulakov D. Yu. and others. Localization and control of karst processes in the salt massif. Mountain echo. 2007. № 3 (29). URL: <http://ftp.mi-perm.ru/ge07-3/ge2007-03-13.htm>.
5. Morozov V. N., Kolesnikov I. Yu., Tatarinov V. N. SV. o GOS. reg. no. 2011614290. "Program for calculating the stress-strain state in an array of rocks based on heterogeneous finite element modeling ""GEODYN 1.0".
6. Gvishiani A.D., Belov S. V., Agayan S. M., and others. Artificial intelligence methods for assessing the tectonic stability of the Nizhnekamsk massif. Engineering ecology. 2008. No. 2: 3-14.
7. Droznin D. V., Droznin O. Y. is an Interactive program for processing seismic areas of krasnodar-ing signals DIMAS. Seismic devices. 2010. Vol. 46. no. 3: 22-34.
8. babazade O. B. Modeling of the seismic response of ground vibrations from typical earthquakes on the example of Absheron, Azerbaijan. Surveying and subsurface use. 2007. № 1: 53-58.
9. Babazade O., Grisser L., Wieland M. Seismic early warning systems for oil and gas pipelines. Symposium on Seismology, Earthquake Hazard Assessment and Risk Management. The Fourth General Assembly of the ASC, 24-26 Nov., 2002, Kathmandu, Nepal, P. 79.
10. Stepnov A. A., Gavrilov A.V., Konovalov A.V. and others. The new architecture of an automated system for collecting, storing and processing seismological data. Seismic devices. 2013. Vol. 49. No. 2: 11-22.
11. Batugina I. M., Petukhov I. M. Geodynamic zoning of localities in the design and operation of mines. 1988. 166 p.
12. Earthquakes and microseismicity in the problems of modern geodynamics of the East Europe-

- an platform. Edited By N. V. Sharova, A. A. Malovichko, and Yu. K. Shchukin. Petrozavodsk: Karelian scientific center of the Russian Academy of SCIENCES, 2007, 381p.
13. Pat. 2575469 RU. Method for determining geodynamic activity of the subsurface of the developed hydrocarbon field / M. Yu. Nesterenko, Yu. M. Nesterenko, Yu. R. Vladov, A. Yu. Vladova,; declared 12.11.2014; publ. 20.02.16, bul. no. 5: 18 p.
 14. Vladov Y. R. Improving the safety of development of deposits of hydrocarbons reconfiguration of the seismological network. Occupational safety in industry. 2016. no. 9: 60-69.
 15. Vladov Yu.R., Nesterenko M.Yu., Vladova A.Yu. Technology for monitoring the geodynamic state of the subsurface of the exploited hydrocarbon field. In sat.: Managing the development of large-scale systems (MLSD'2019). Proceedings of the twelfth international conference. Under the General editorship of S. N. Vasiliev, A. D. Tvircun. M.: IPU ran. 2019. P. 1055-1061.
 16. Goldstein G.Ya. Innovation management. Taganrog: TRTU Publishing house, 1998. 132 p.
 17. RD 07-603-03.Instructions for the production of surveying works approved by the decree of the state technical supervision of Russia No. 73 dated 06.06.2003. Moscow. 2003.

Образец ссылки на статью:

Владов Ю.Р., Владова А.Ю., Белов В.С., Тихова М.Ю. Идентификация геодинамической активности недр разрабатываемых месторождений углеводородов. Бюллетень Оренбургского научного центра УрО РАН. 2020. 1. 14с. [Электр. ресурс] (URL: <http://elmag.uran.ru:9673/magazine/Numbers/2020-1/Articles/VYR-2020-1.pdf>).

DOI: 10.24411/2304-9081-2020-11003