

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ
«СИБИРСКАЯ ГОСУДАРСТВЕННАЯ ГЕОДЕЗИЧЕСКАЯ АКАДЕМИЯ»
(ФГБОУ ВПО «СГГА»)

IX Международные научный конгресс и выставка

ИНТЕРЭКСПО ГЕО-СИБИРЬ-2013

Международная научная конференция

**НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ. ГОРНОЕ ДЕЛО.
НОВЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ И ТЕХНОЛОГИИ ПОИСКА,
РАЗВЕДКИ И РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ. ГЕОЭКОЛОГИЯ**

Т. 3

Сборник материалов

Новосибирск
СГГА
2013

Ответственные за выпуск:

Доктор физико-математических наук, чл.-корр. РАН,
директор Института горного дела им. Н.А. Чинакала СО РАН, Новосибирск

В.Н. Опарин

Доктор технических наук, академик РАН,
директор Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, Новосибирск

М.И. Эпов

Профессор, проректор по научной
и инновационной деятельности СГГА, Новосибирск

В.А. Середович

Кандидат геолого-минералогических наук,
генеральный директор ФГУП «СНИИГГиМС», Новосибирск

А.С. Ефимов

Доктор технических наук, зам. директора по науке ФГУП «СНИИГГиМС», Новосибирск

Г.М. Тригубович

Доктор геолого-минералогических наук, академик,
председатель Президиума Кемеровского научного центра СО РАН, Кемерово

А.Э. Конторович

Руководитель Регионального агентства по недропользованию
по Сибирскому Федеральному округу, Новосибирск

А.И. Неволько

Кандидат геолого-минералогических наук,
учёный секретарь ФГУП «СНИИГГиМС», Новосибирск

С.П. Зайцев

С26 Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2013. IX Междунар. науч. конгр., 15–26 апреля 2013 г., Новосибирск : Междунар. науч. конф. «Недропользование. Горное дело. Новые направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Геоэкология» : сб. материалов в 3 т. Т. 3. – Новосибирск : СГГА, 2013. – 238 с.

ISBN 978-5-87693-614-1 (т. 3)

ISBN 978-5-87693-611-0

ISBN 978-5-87693-610-3

В сборнике опубликованы материалы IX Международного научного конгресса «Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2013», представленные на Международной научной конференции «Недропользование. Горное дело. Новые направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Геоэкология».

Печатается по решению редакционно-издательского совета СГГА

Материалы публикуются в авторской редакции

УДК 622

ISBN 978-5-87693-614-1 (т. 3)

ISBN 978-5-87693-611-0

ISBN 978-5-87693-610-3

© ФГБОУ ВПО «СГГА», 2013

ЗАВИСИМОСТЬ МЕЖДУ ПАРАМЕТРАМИ ПРИКОНТАКТНЫХ ЗОН РУДНЫХ ТЕЛ

Ерик Кабдулкакович Нуржумин

Казахский Агротехнический университет им. С. Сейфуллина, 010000, Республика Казахстан, г. Астана, ул. Победы, 62, д.т.н., профессор кафедры геодезии, тел. (8-7172)317-547, факс: (8-7172)316-072, e-mail: agun.katu@gmail.com

Тулеген Турсунович Ипалаков

Восточно-Казахстанский государственный технический университет им. Д. Серикбаева, 070004, Республика Казахстан, ВКО, г. Усть-Каменогорск, ул. Протозанова А.К., 69, д.т.н., профессор, проректор по науке и международным связям, член академии естественных наук, тел./факс (8-72-32)26-74-09, e-mail: kanc_ekstu@mail.ru

Жанат Зекеновна Толеубекова

Карагандинский государственный технический университет, 100027, Республика Казахстан, г. Караганда, Бульвар Мира, 56, к.т.н., доцент, кафедры маркшейдерского дела и геодезии, зам. директора по научной работе Горного института, тел. (7212)56-26-27, e-mail: jtoleubekova@mail.ru

Маржан Базарбаевна Игемберлина

Карагандинский государственный технический университет, 100027, Республика Казахстан, г. Караганда, Бульвар Мира, 56, магистрант, кафедры маркшейдерского дела и геодезии, тел. (7212)56-26-27, e-mail: igemberlina@mail.ru

Азиза Канатовна Асылбекова

Карагандинский государственный технический университет, 100027, Республика Казахстан, г. Караганда, Бульвар Мира, 56, магистрант, кафедры маркшейдерского дела и геодезии, тел. (7212)56-26-27, e-mail: aziza.assylbekova@mail.ru

В статье рассмотрены вопросы рационального использования геологогеометрических зависимостей между различными параметрами сложных выемочных участков по месторождению.

Ключевые слова: геометрический и вероятностно-статистический метод, интерполированный контур рудного тела, эмпирические коэффициенты.

DEPENDENCE BETWEEN THE PARAMETERS OF THE CONTACT ZONE OF ORE BODY

Erik K. Nurzhumin

Kazakh Agrotechnical University, Kazakhstan Republic, 010000, Astana, 62 Pobedy str. Full Doctor, Professor of the Department of Geodesy, tel. (8-7172)317-547, fax: (8-7172)316-072, e-mail: agun.katu@gmail.com

Tulegen T. Ipalacov

East Kazakhstan State Technical University. Kazakhstan Republic, 070004, Ust-Kamenogorsk, 69 Protozanova str. Full Doctor, Professor, Vice President for Science and International Affairs, Member of the Academy of the Natural Sciences., tel (8-72-32) 26-74-09, e-mail: kanc_ekstu@mail.ru

Janat Z. Toleubekova

Karaganda state technical university, Kazakhstan Republic, 100027, Karaganda, 56 Mira Blvd, assistant professor of “Mine survey and geodesy” department, PhD., tel. (7212) 56-26-27, Vice Director for Research of the Mining Institute, e-mail: jtoleubekova@mail.ru

Marzhan B. Igemberlina

Karaganda state technical university, Kazakhstan Republic, 100027, Karaganda, 56 Mira Blvd, Postgraduate student of “Mine survey and geodesy” department, tel. (7212)56-26-27, e-mail: igemberlina@mail.ru

Aziza K. Assylbekova

Karaganda state technical university, Kazakhstan Republic, 100027, Karaganda, 56 Mira Blvd, Postgraduate student of “Mine survey and geodesy” department, tel. (7212)56-26-27, e-mail: aziza.assylbekova@mail.ru

In article questions of the rational use of geological and geometrical dependencies between various parameters of complex excavation areas of the deposit.

Key words: geometric and statistical method, intercalary ore outline, empirical code.

При исследовании зависимостей между параметрами и особенностями структуры зон контактов при освоении месторождений используется комплексный метод, включающий геометрический и вероятностно-статистический методы, горногеометрический и корреляционный анализы с привлечением натурно-экспериментальных данных. Особенности структуры приконтактных зон рудных тел к сегодняшнему дню отражены в ограниченном круге исследований, направленных на решение конкретных локальных задач.

Геологическая контактная поверхность рудного тела формируется как поверхность, объемляющей концы промышленных рудных интервалов при построении разведочных линий пересечения. Часто рудные тела не имеют четких видимых контактов, которым присущи естественная природная форма, они оконтуриваются с помощью какого-либо способа с учетом требований промышленных кондиций, т.е. имеют искусственную расплывчатость, который и носит многообразный характер. При этом, рудным телам, как природному неоднородному выделению, присущи изменчивость, как по форме, так и по другим качественным геологическим свойствам. Интерполированный или экстраполированный контур рудного тела обычно имеет вид ломаных линий, многогранников и кривых овальной или полигональной формы. По мере сгущения разведочной сети и получения дополнительных информации, в процессе добычи, этот интерполированный контур рудного тела будет иметь сложную зигзагообразную форму. Обычно, как правило, на одном и том же месторождении геометрия приконтактных неровностей может выражаться самыми разнообразными геометрическими фигурами. Более приближенной формой, получаемой при оконтуривании рудных тел путем интерполяции или экстраполяции, является многогранник, являющийся поверхностью высокого порядка и имеющий произвольную форму, обусловленную случайным характером расположения

разведочных скважин в рудном теле. Контурные промышленных рудных тел, построенные методами интерполяции или экстраполяции в соответствии с условиями, хотя являются основой для проектирования горных работ, сопровождаются погрешностью, возникающей за счет отклонения интерполированного контура, и погрешностью, зависящей от изменчивости истинного контура.

Для исследования особенностей структур приконтактных зон залежей по стадиям освоения месторождений используется комплексный метод, включающий геометрический и вероятностно-статистический методы, горногеометрический и корреляционный анализ, натурно-экспериментальную обработку, выбор наилучших моделирующих функций и т.д.

Зависимость между параметрами приконтактных зон рудных тел и модальное описание их первостепенно необходимо для повышения качества и эффективности добычи полезного ископаемого. Рассмотрим ряд важных работ, направленных на решение этой теоретической задачи.

Бастан П.П., Ивченко А.Н., Дука В.В. [1] нашли связь между значениями линейного интервала оконтуривания и ширины зоны контактной неопределенности в виде:

$$t_{cp} = A \left(\frac{l}{2} \right)^n, \quad (1)$$

где A и n – эмпирические параметры; l – линейный интервал оконтуривания, м; t_{cp} – среднее значение ширины зоны контактной неопределенности, м.

Здесь совокупность поверхностей многогранников, оконтуривающее рудное тело по данным разведочной сети и размещающиеся в некоторой зоне, окружающее рудное тело в виде определенной полосы, названа зоной контактной неопределенностей. Эмпирические коэффициенты выводятся по результатам изучения параметров зоны контактной неопределенности, длина интервала оконтуривания устанавливается как отрезок прямой при построении рудного тела и, обычно, равна густоте разведочной сети. Недостаткам этой работы, как отмечено в работе [2], являются: 1) основаны на данных об истинном контуре рудных тел, что не всегда можно установить, 2) не раскрыта составная часть зоны контактной неопределенности на внешние и внутренние части.

Аналогично зависимости (1) Трунов И.Т., Обухов В.Я. [3] вывели зависимости средней мощности зоны потерь и разубоживания (q) от величины окна сглаживания (l) в виде:

$$q = al^n, \quad (2)$$

где a и n – эмпирические коэффициенты, которые связаны с характером и степенью изменчивости поверхности геологического тела, дол.ед.

Здесь величина окна сглаживания (l) характеризует технологическую поверхность, представляемую как результат сглаживания поверхности рудного тела при его зачистке полигональной кривой в стремлении как можно точнее

следовать за рудной поверхностью. Степень этого сглаживания определяется величиной статистического окна, которая определяется по данным маркшейдерских съемок.

В работе [4] подтверждается существование зависимости толщины зоны контактной неопределенности (t) от размеров оконтуривающих граней (x), в условиях силикатно-никелевых месторождений ($\mu=0,90$), описываемых в виде

$$t = Ax^n. \quad (3)$$

Эмпирический коэффициент n здесь, характеризует степень зависимости среднего отклонения t от размеров оконтуривания грани, т.е. наличие так называемых локальных закономерностей в распространении рудного контакта. При этом абсолютное значение его указывает на возможность оценки коллектива показателей с помощью статистических характеристик. Показатель $\frac{1}{n+1} = k_c$ характеризует ту долю объема зоны контактной неопределенности, которая обусловлена только случайными отклонениями поверхности контакта от оконтуривающей плоскости, т.е. этот показатель характеризует статистические свойства коллектива отклонения t . Чем меньше n , тем коллектив отклонений t статистичнее, он меньше зависит от размеров оконтуривающей грани. В зависимости от (2) коэффициент n зависит от частоты колебаний геологического контура, т.е. чем меньше малочастотных отклонений на изучаемом объекте, тем ниже значение n , а коэффициент a характеризует величину уклонения между поверхностями в пределах изучаемого объекта и увеличивается с увеличением уклонений.

В работе [5] авторы выделяют две части приконтурной полосы, т.е. приконтактной и законтактной части.

Средняя ширина приконтурной полосы равна суммарной ширине ее частей.

$$t_{np} = t_{np}^P + t_{np}^n.$$

При этом ширина законтурной (потерянной) части определяется по формуле:

$$t_{np}^P = \frac{L_n}{L_P} t_{np}^n, \quad (4)$$

где L_P и L_n - суммарные рудные и породные интервалы по периметру интерполированного контакта рудного тела, м; t_{np}^P и t_{np}^n - средняя ширина законтактной и приконтактной частей приконтурной полосы, м.

В работе [6] показатель контактной неопределенности, определяемый как отношение площади зоны проблемности к общей площади четырехугольного блока, используется для решения вопроса об отнесении запасов к той или иной

категорий разведанности (по фактору точности построения границ кондиции). Зона проблемности, это такая зона, в пределах которой запасы могут оказаться как кондиционными, так и некондиционными и рассматривается как мера достоверности выделенных границ кондиций.

Гальянов А.В. и др. авторы [7], в качестве критерия для оценки степени достоверности оконтуривания запасов, предлагают использовать соотношение между разведанной площадью S_p и той ее частью, которая заключена между внешними и внутренними контурами (межконтурная зона - $S_{мкз}$).

$$K_{ок} = 1 - \frac{S_{мкз}}{S_p} = 1 - \frac{tP}{S_p}, \quad (5)$$

где $K_{ок}$ - коэффициент достоверности оконтуривания рудных тел; P - периметр контуры, разделяющего руду от вмещающих пород и породных включений в рудном теле, м; t – ширина межконтурной зоны, м.

Вышеприведенные результаты, приведенные различными исследователями, подтверждают о существовании прямых зависимостей между параметрами приконтактных зон рудных тел, несмотря на установление зависимостей в этих работах изучено комплексно, а не по отдельным параметрам приконтактных зон. При допущении, что конфигурация приконтактных неровностей рудной поверхности достаточно близко подходит к какой-либо форме правильных геометрических фигур (треугольника, многогранника, сегмента конуса и т.д.), геометрическим элементам этих геометрических фигур, как правило, присуща функциональная зависимость.

Поэтому при выявлении и аналитическом описании геологогеометрической зависимостей между параметрами залежей весьма важное значение имеет ожидаемая достоверность результатов их использования для конкретных задач освоения недр. Случайность и независимость образования приконтактных неровностей рудной поверхности обуславливает случайность и многообразность отклонения конфигурации приконтактной неровности от правильной геометрической формы. Следовательно, для установления взаимосвязи параметров приконтактных зон не могут быть использованы формулы, выраженные функциональной зависимостью, а будет правильным использовать для этой цели корреляционный анализ.

Применение вероятностно-статистического метода для оценки и аналитического описания распределения и взаимосвязи параметров приконтактной зоны рудных тел обуславливается многообразием форм контактов, разнообразностью направления горных выработок относительно геологической поверхности контактов и сложностью процесса трансформации рудного контакта после взрыва.

Линник Ю.В. и Хусу А.П. [8] впервые доказали возможность использования вероятностно-статистического метода для оценки шероховатости поверхности детали, путем проверки амплитуды ее неровностей на независимость и случайность с помощью критерий Аббе.

Применение вероятностно-статистического подхода к оценке геометрических параметров поверхностей деталей и механизмов освещено в работах И.В. Дунина-Барковского, Х.В. Кордонского, П.Е. Дьяченко, В.И. Меламеда, Ю.Р. Виттенберга [9,10].

Некоторые принципы вероятностно-статистического подхода, изложенные в вышеприведенных работах, были использованы для оценки потерь и разубоживания руд [3], для оценки рудной предохранительной рубашки по мощности и площади по зоне контактной неопределенности [9], для оконтуривания месторождений по мощности и по площади с выявлением случайной и закономерной составляющих изменчивости структурных и качественных показателей [10].

Вероятностно-статистические методы интенсивно используются при подсчете запасов полезных ископаемых, при оценке погрешностей оконтуривания залежи и влияния контурных искажений на потери и разубоживания руд [11].

Погрешность приконтурных искажений вызывает потери и разубоживание и характеризует ошибку пространственной привязки интерполированного контура относительно фактического положения рудного тела.

Зенков Д.А., Семенов [11] показали, что величина погрешности приконтурных искажений, при наличии 20 и более разведочных пересечений, составляет порядка 10%. При этом наибольшие отклонения показателей сетки 12,5х12,5м сетки 6х6м относительно сетки 3х3м, составляет 9 и 7,5% соответственно. Хотя частные значения приконтурного искажения значительны (6,3-41,5%), общая погрешность оконтуривания для статистического блока составляет всего 3,5%.

В работе [12] автор, для определения ошибок интерполирования (расстояний между переменными), предлагает формулу в виде:

$$I_{\phi} = \frac{\sum_{i=1}^{i=k} |\Delta^2|}{2k}, \quad (6)$$

где $\sum_{i=1}^{i=k} |\Delta^2|$ - сумма численных значений вторых разностей показателя; k - число вторых разностей.

Обоснованность использования первых и вторых разностей для оценки ошибок оконтуривания автором теоретически доказывается с помощью интерполяционного полинома Ньютона.

В работе [2] полная ошибка определения объема отдельного рудного блока из-за оконтуривания плоскостями, в случае одинаковой закономерности распространения поверхности контакта в висячем и лежащем боку рудного тела, выражена статистической формулой в виде:

$$\Delta V = \sqrt{2} \frac{a^2 t}{n+1}, \quad (7)$$

где $a^2t=v$ – полный объем зоны приконтактной неопределенности, ограниченной разведочной ячейкой со стороной a , при средней ее толщине t , м; n – эмпирический коэффициент, дол.ед.

Гнусков В.П. [13], для определения погрешности интерполирования, предлагает использовать зависимость

$$m_u = 0.289ht,$$

где h – размер ячейки разведочной сети; t – коэффициент вероятности.

Выводы

1. При изучении структур приконтактных зон залежей и зависимостей между их параметрами почти на всех стадиях освоения месторождения, включая и оценок оконтуривания запасов руд, основным методическим подходом служит вероятностно-статистический метод.

2. По сегодняшний день отсутствует обобщенная теоретико-методологическая методология модельного описания и рационального использования геологогеометрических зависимостей между различными параметрами сложных выемочных участков по месторождению.

3. Основным недостатком присущих известным способом оценки и описания зависимостей при изучении геометрии сложных зон выемки запасов недр является не учитываемость в них точности составляющих их исходных величин, полное пренебрежение к достоверности получаемых результатов при использовании этих зависимостей при решении поставленной горной задачи. Этот недостаток особенно важным и недопустимым становится по мере ужесточения современных производственно-рыночных требований к продукциям и интенсивного роста рыночных нововведений в сфере недропользования.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Бастан П.П., Ивченко А.Н., Дука В.В. Анализ изменчивости формы залегания рудных тел и качества руд Сарбайского месторождения. Труды СГИ, вып.46, Свердловск, 1966.
2. Загоруйко Г.К. Влияние ошибок оконтуривания на точность подсчета запасов на никелевых месторождениях. Труды СГИ, вып.76, Свердловск, 1976.
3. Трунов Н.Т., Обухов Я. Вероятностно-статистический метод оценки потерь и разубоживания на карьерах. Сб.: Вопросы рационализации маркшейдерской службы на горных предприятиях. – Свердловск: вып.76, 1971. – с.41-45.
4. Снетков В.Н., Якупов С.И. Методика расчета мощности предохранительной «рубашки» при открытой разработке россыпных месторождений. Сб.: Исследования по проблемам геодезии и маркшейдерского дела на горнодобывающих предприятиях Восточной Сибири. Вып.1. – Иркутск: ИПИ, 1976. – с.87-90.
5. Асадуллин Э.Э., Киндер Э.К. Приконтурные искажения и их влияние на полноту выемки. В сб.: Научные труды СредазНИИпроцветмета «Интенсификация технологических процессов на горнорудных предприятиях цветной металлургии», №19. – Ташкент, 1977. – с.46-47.

6. Шаклеин С.В. Показатель контактной неопределенности и его применение. В сб.: Геологические методы поисков и разведки месторождений горных ископаемых. – М.: ЭИ, ВИЭМС, 1981, вып.1-4. – с.36-38.
7. Гальянов А.В. и др. Оценка достоверности оконтуривания силикатно-никелевых месторождений среднего и южного Урала при разведочных работах. В сб.: Вопросы рационализации маркшейдерской службы на горных предприятиях. – Свердловск: 1977. – с.68-71.
8. Линник Ю.В., Хусу Л.Ю. Некоторые соображения по поводу статистического анализа поверхностей шлифованного профиля. Сб.: Взаимозаменяемость, точность и метод измерения в машиностроении. – М.: Машгиз, 1958. – с.65-69.
9. Дунин-Барковский И.В. Применение теории вероятности и спектральной теории неровностей поверхности для расчета допустимых значений геометрических параметров при функциональной взаимозаменяемости. Сб.: Взаимозаменяемость и техника измерений в машиностроении. – М.: Машиностроение, №4, 1964. – с.36-38.
10. Хусу А.П. Математическо-статистическое описание неровностей профиля поверхности при шлифовании. – М.: Сб.АН СССР, т.ХХ, 1954. – с.41-44.
11. Зенков Д.А., Семенов Н.Л. Векторный метод оконтуривания тел полезных ископаемых «Разведка и охрана недр», №7, 1957.
12. Пязок Р.А. О взаимосвязи полноты извлечения полезных ископаемых с оконтуриванием месторождений. Труды Всесоюзной научной конференции «Научно-технические проблемы комплексного использования полезных ископаемых». Алма-Ата, «Наука», 1984, с.45-52.
13. Гнусков В.П. Оценка точности оконтуривания площадей рудных залежей. Труды ЛГИ, вып.3, Ленинград, 1978.

*© Е.К. Нуржумин, Т.Т. Ипалаков, Ж.З. Толеубекова,
М.Б. Игемберлина, А.К. Асылбекова, 2013*

ДИНАМИКА ВОССТАНОВЛЕНИЯ НЕФТЕЗАГРЯЗНЕННЫХ ПОЧВОГРУНТОВ В УСЛОВИЯХ КРИОЛИТОЗОНЫ

Сара Хаимовна Лифшиц

Институт проблем нефти и газа Сибирского отделения Российской Академии Наук, 677980, Россия, г. Якутск, ул. Октябрьская, 1, кандидат химических наук, старший научный сотрудник, ведущий научный сотрудник лаборатории геохимии каустобиолитов, тел. 8(4112)335833, e-mail: s.h.lifshits@ipng.ysn.ru

Ольга Николаевна Чалая

Институт проблем нефти и газа СО РАН, 677980, Россия, г. Якутск, ул. Октябрьская, 1, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник, заведующая лабораторией геохимии каустобиолитов, тел. 8(4112)335833, e-mail: o.n.chalaya@ipng.ysn.ru

Юлия Станиславовна Глязнецова

Институт проблем нефти и газа СО РАН, 677980, Россия, г. Якутск, ул. Октябрьская, 1, кандидат химических наук, старший научный сотрудник лаборатории геохимии каустобиолитов, тел. 8(4112)335833, e-mail: geochemlab@ipng.ysn.ru

Ираида Николаевна Зueva

Институт проблем нефти и газа СО РАН, 677980, Россия, г. Якутск, ул. Октябрьская, 1, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник, ведущий научный сотрудник, тел. 8(4112)335833, e-mail: i.n.zueva@ipng.ysn.ru

В статье рассмотрена динамика восстановления почвогрунтов на глубинах 0-10 см и 10-20 см после аварии (2006 г.) на территории нефтепровода «Талакан-Витим». Отмечена высокая миграция нефтезагрязнения с паводковыми, тальными и дождевыми водами. Показана низкая способность почв к восстановлению особенно на глубине 10-20 см в условиях криолитозоны.

Ключевые слова: нефтезагрязнение почвогрунтов, миграция нефтезагрязнения, восстановления почв, трансформация нефтезагрязнения.

DYNAMICS OF REMEDIATION OF PERMAFROST SOILS WITH OIL POLLUTIONS

Sara Kh. Lifshits

Institute of Oil and Gas Problems, Siberian Branch of the RAS, 677980, Russia, Yakutsk, 1 Oktyabrskaya, Ph.D, leader scientific researcher, tel. (4112)335833, e-mail: s.h.lifshits@ipng.ysn.ru

Olga N. Chalaya

Institute of Oil and Gas Problems, Siberian Branch of the RAS, 677980, Russia, Yakutsk, 1 Oktyabrskaya, Ph.D, chief of laboratory, leader scientific researcher, tel. (4112)335833, e-mail: o.n.chalaya@ipng.ysn.ru

Yuliya S. Glyaznetsova

Institute of Oil and Gas Problems, Siberian Branch of the RAS, 1 Oktyabrskaya, 677980, Russia, Yakutsk, Ph.D, senior scientific researcher, tel. (4112)335833, e-mail: geochemlab@ipng.ysn.ru

Iraida N. Zueva

Institute of Oil and Gas Problems, Siberian Branch of the RAS, 677980, Russia, Yakutsk, 1 Oktyabrskaya, Ph.D, leader scientific researcher, tel. (4112)335833, e-mail: i.n.zueva@ipng.ysn.ru

The article describes time history of remediation of oil polluted soils on the depths 0-10 cm and 10-20 cm in the area of pipeline "Talakan-Vitim" after accident (2006). It's noted the high migration of oil pollutions with the flood, snowmelt and rain waters. It's shown a low possibility of permafrost soils especially on the depth 10-20 cm to remediation.

Key words: oil polluted soils, migration of oil pollutions, remediation, transformation of oil pollutions.

Интенсивное развитие нефтегазовой отрасли привело к тому, что в настоящее время наиболее частыми загрязнителями окружающей среды стали нефть и нефтепродукты. При попадании нефти в почву наиболее легколетучие ее компоненты испаряются, более тяжелые сорбируются почвой. Почвы обладают способностью к восстановлению, однако скорость этого процесса сильно зависит от уровня нефтезагрязнения, почвенно-географической зоны места разлива, климата. В северных регионах, где период положительных температур очень короток, процессы биodeградации нефти в почвах обычно идут крайне медленно. Нами была предпринята попытка оценить способность мерзлотных почв к восстановлению после аварийного разлива нефти в 2006 г. на территории нефтепровода «Талакан-Витим». Вследствие аварии десятки тонн нефти попали в окружающую среду. Мониторинг территории нефтепровода проводится нами с 2001 г. До аварии лишь на нескольких участках фиксировался высокий уровень загрязнения, связанный с небольшими утечками нефти. В целом обстановка на территории нефтепровода была удовлетворительной [1].

После аварии 2006 г. картина резко изменилась. Уровень загрязнения стал высоким и очень высоким по всей территории разлива, растянувшейся на несколько километров. Нами были выделены несколько участков вдоль ручья, с которых в течение всех последующих лет с глубин 0-10 см и 10-20 см отбирались пробы почв для изучения их на загрязнение нефтью. Почвенные образцы подвергали хлороформной экстракции и гравиметрическим методом определяли выход почвенных битумоидов. В таблице представлены выходы почвенных битумоидов проб почв, отобранных с разных участков на разных глубинах по годам наблюдений. Видно, что на всех участках в ходе наблюдений уровень нефтезагрязнения сильно менялся как в большую, так и в меньшую стороны. Это характерно как для поверхностных слоев почвы (0-10 см), так и более глубоких (10-20 см). Эти колебания невозможно объяснить исключительно миграцией нефтезагрязнения и продуктов его трансформации в более глубокие слои почвы. В данном случае, вероятно, можно предположить высокую скорость миграции нефтезагрязнения с потоками паводковых, талых и дождевых вод. Вследствие этого для оценки способности почв к восстановлению оперировали средним годовым уровнем нефтезагрязнения территории, на которой проводился мониторинг. Из приведенных в таблице данных следует, что усредненный по всем участкам уровень нефтезагрязнения в поверхностных слоях почвы имеет тенденцию к уменьшению из года в год, в то время как в более глубоких слоях почвы, наоборот, прослеживается тенденция к его увеличению. Накопление загрязнения в более глубоких слоях почвы, по-видимому, идет преимущественно

за счет процессов миграции с верхних слоев. Это может быть одной из причин уменьшения нефтезагрязнения в поверхностных слоях почвы. Кроме того, в поверхностных слоях почвы процессы деструкции углеводородов идут намного быстрее, чем в более глубоких, что связано с лучшей их аэрацией и прогреваемостью.

Таблица

Выход почвенных битумоидов по годам наблюдений

Шифр уч-ка	Гл-на см	Выход почвенных битумоидов, г/кг почвы						
		2006г	2007г	2008г	2009г	2010г	2011г	2012г
III-1	0-10	155,8	264,4	1,7	37,8	75,3	94,9	43,0
	10-20	1,2	29,5	0,0	38,9	5,9	7,4	21,0
IV-1	0-10	850,8	35,2	-	6,4	5,4	15,0	19,2
	10-20	18,9	2,8	-	4,2	18,0	9,4	11,6
V-1	0-10	65,8	4,4	317,6	9,4	21,7	2,2	0,4
	10-20	1,4	0,0	2,9	1,0	16,2	13,8	92,6
VI-1	0-10	251,7	198,7	230,1	8,7	2,7	5,9	13,7
	10-20	12,5	1,4	11,1	1,4	1,8	2,9	21,2
VII-1	0-10	37,2	26,6	13,9	19,4	0,3	0,3	5,7
	10-20	26,8	1,1	8,4	1,3	0,0	2,2	0,4
VIII-1	0-10	1,0	84,1	-	-	-	-	-
	10-20	1,2	9,5	-	-	-	-	-
IX-1	0-10	8,1	0,1	-	-	-	-	-
	10-20	0,0	0,0	-	-	-	-	-
C-1	0-10	-	-	13,4	48,5	155,9	126,1	10,6
	10-20	-	-	0,0	7,5	100,4	27,2	6,3
D-1	0-10	-	-	0,0	24,0	3,1	4,7	34,8
	10-20	-	-	0,0	1,0	3,2	4,5	30,6
E-1	0-10	-	-	7,0	48,9	84,8	71,0	6,3
	10-20	-	-	0,0	7,9	24,0	65,4	1,1
F-1	0-10	-	-	115,5	82,6	30,9	121,3	141,9
	10-20	-	-	28,9	0,2	1,2	1,5	14,9
Ср. знач.	0-10	195,8	87,6	87,4	33,7	44,9	52,2	32,4
	10-20	10,4	6,3	6,4	7,0	19,0	14,9	22,2

Методом жидкостно-адсорбционной хроматографии был изучен групповой состав почвенных битумоидов. Усредненные данные по составу почвенных битумоидов для глубины отбора проб 0-10 см представлены на рисунке. Там же для сравнения приведены данные для загрязнителя (отбензиненной нефти Талаканского месторождения) и фоновых проб почв, не подвергшихся загрязнению. Видно, что в год, когда случилась авария, почвенные битумоиды, приобрели нефтяной характер. Доминирующей фракцией в их составе стали углеводороды. Однако вследствие деструкции, т.е. биodeградации и физико-химического окисления нефтезагрязнения, доля углеводородов стала постепен-

но падать, а содержание смолистых компонентов увеличиваться, что характерно для состава фоновых почв. Такая же тенденция отмечалась и для образцов почв, отобранных на глубине 10-20 см.

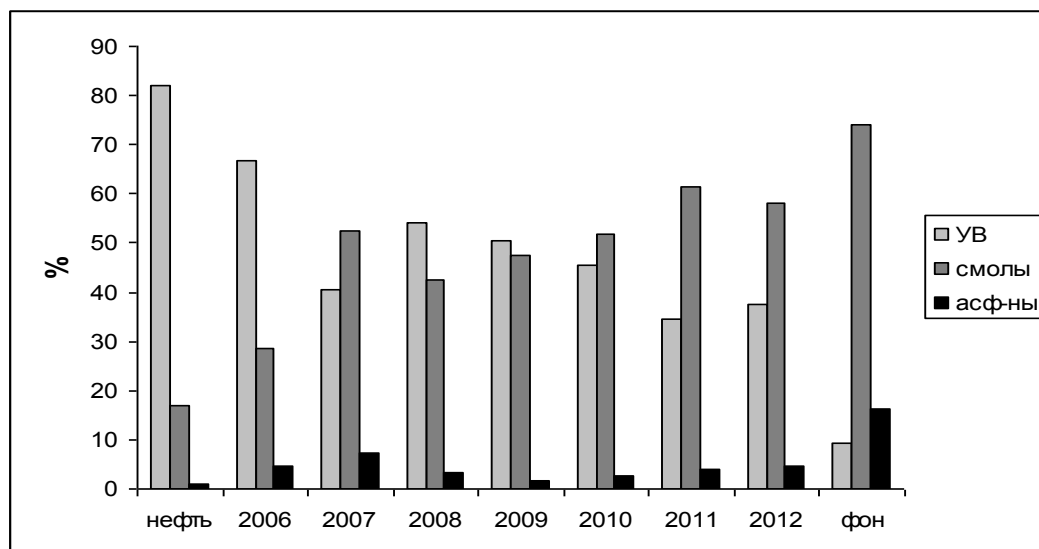


Рис. Динамика изменения усредненного по всей территории отбора проб состава почвенных битумоидов по годам наблюдений.
Обозначения: УВ – углеводороды; асф-ны – асфальтены.

Таким образом, все отмеченные изменения в выходе и составе почвенных битумоидов свидетельствуют о протекающих процессах трансформации нефтезагрязнения.

Однако скорость этих процессов, особенно на глубине в условиях криолитозоны очень мала. Для большинства исследуемых участков уровень нефтезагрязнения через 7 лет после аварии сохраняется высоким и даже очень высоким, что требует продолжения проведения мониторинга нарушенных нефтезагрязнением территорий, а также свидетельствует о необходимости проведения восстановительных работ.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Зуева И.Н., Глязнецова Ю.С., Чалая О.Н., Лифшиц С.Х. Геохимический мониторинг состояния почв криолитозоны после аварийных разливов нефти // Мат-лы IX Всерос. науч. конф. с междунар. участием «Биологическая рекультивация и мониторинг нарушенных земель». Екатеринбург, 20-25 августа 2012г. – Екатеринбург: Изд-во: Урал ун-та ИПУ УрФУ. - 2012. -С. 118-124.
2. Зуева И.Н., Глязнецова Ю.С., Лифшиц С.Х., Чалая О.Н., Каширцев В.А. Методы исследования поверхностных углеводородных геохимических полей природного и техногенного происхождения // Наука и образование. -2009. -№ 1. -С 50-55.
3. Оборин А.А., Хмурчик В.Т, Иларионов С. А. и др. Нефтезагрязненные биоценозы. - Пермь. -2008. -511с.

© С.Х. Лифшиц, О.Н. Чалая, Ю.С. Глязнецова, И.Н. Зуева, 2013

УДК: 540.4:552.578.2(571.56)

ЭКОЛОГИЧЕСКОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ И МОНИТОРИНГ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА ЯКУТИИ И ПРОБЛЕМЫ РЕКУЛЬТИВАЦИИ НАРУШЕННЫХ ЗЕМЕЛЬ

Юлия Станиславовна Глязнецова

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт проблем нефти и газа СО РАН, 677980, Россия, г. Якутск, ул. Октябрьская, 1, к.х.н., старший научный сотрудник, тел. (4112) 335833, e-mail: geochemlab@ipng.ysn.ru

Лариса Анатольевна Ерофеевская

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт проблем нефти и газа СО РАН, 677980, Россия, г. Якутск, ул. Октябрьская, 1, научный сотрудник, тел. (4112)335833, e-mail: lora-07.65@mail.ru

Ираида Николаевна Зуева

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт проблем нефти и газа СО РАН, 677980, Россия, г. Якутск, ул. Октябрьская, 1, к.г-м.н., ведущий научный сотрудник, тел. (4112)335833, e-mail: i.n.zueva@ipng.ysn.ru

Сара Хаимовна Лифшиц

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт проблем нефти и газа СО РАН, 677980, Россия, г. Якутск, ул. Октябрьская, 1, к.х.н., ведущий научный сотрудник, тел. (4112)335833, e-mail: s.h.lifshits@ipng.ysn.ru

Ольга Николаевна Чалая

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт проблем нефти и газа СО РАН, 677980, Россия, г. Якутск, ул. Октябрьская, 1, к.г-м.н., ведущий научный сотрудник, зав.лабораторией геохимии каустобиолитов, тел. (4112) 335833, e-mail: o.n.chalaya@ipng.ysn.ru

В статье рассмотрены особенности диагностики и идентификации нефтезагрязнения мерзлотных почв, характеристики его состава и границ распространения. Приведены результаты изучения биodeградации нефтезагрязнения в почвах криолитозоны под действием нефтеструктуров на основе аборигенной углеводородокисляющей микрофлоры.

Ключевые слова: нефтезагрязнение, природный фон, мерзлотная почва, органическое вещество, углеводороды, микрофлора биodeградация.

ENVIRONMENTAL MONITORING OIL AND GAS COMPLEX YAKUTIA AND PROBLEMS RECLAMATION OF DISTURBED LANDS

Yuliya S. Glyaznetsova

Institute of Oil and Gas Problems, Siberian Branch of the RAS, 677980, Russia, Yakutsk, 1 Oktyabrskaya, Ph.D senior scientific researcher, tel. (4112)335833, e-mail: geochemlab@ipng.ysn.ru

Larisa A. Erofeevskaya

Institute of Oil and Gas Problems, Siberian Branch of the RAS, 677980, Russia, Yakutsk, 1 Oktyabrskaya, scientific researcher, tel. (4112)335833, e-mail: lora-07.65@mail.ru

Iraida N. Zueva

Institute of Oil and Gas Problems, Siberian Branch of the RAS, 677980, Russia, Yakutsk, 1 Oktyabrskaya, Ph.D, leader scientific researcher, tel. (4112)335833, e-mail: i.n.zueva@ipng.ysn.ru

Sara Kh. Lifshits

Institute of Oil and Gas Problems, Siberian Branch of the RAS, 677980, Russia, Yakutsk, 1 Oktyabrskaya, Ph.D, leader scientific researcher, tel. (4112)335833, e-mail: s.h.lifshits@ipng.ysn.ru

Olga N. Chalaya

Institute of Oil and Gas Problems, Siberian Branch of the RAS, 677980, Russia, Yakutsk, 1 Oktyabrskaya, Ph.D, leader scientific researcher, chief of the laboratory tel. (4112)335833, e-mail: o.n.chalaya@ipng.ysn.ru

The article describes the features of the diagnosis and identification of petroleum pollution permafrost soil the characteristics of its composition and distribution boundaries. The results of the study of biodegradation of petroleum pollution in the soils of permafrost under the oil destructors by aboriginal hydrocarbon microflora.

Key words: petroleum pollution, natural background, permafrost soil, organic matter, hydrocarbons, micro flora. biodegradation.

Освоение углеводородных ресурсов в суровых климатических условиях является трудной технической проблемой, включающей обязательное обеспечение условий рационального природопользования. Ускоренное развитие нефтегазового комплекса Якутии привело к участвовавшим случаям аварийного разлива нефти и НП на объектах хранения и при транспортировке, что вносят свой вклад в ухудшение экологической обстановки. Вследствие этого возникла необходимость в проведении мониторинга, который должен носить в холодных регионах пролонгированный характер, т.к. процессы деструкции НП здесь протекают медленно, что определяет низкую способность мерзлотных почв к самоочищению и способствует сохранению нефтезагрязнения на долгие годы.

Решение сложной проблемы реабилитации нефтезагрязненных земель предполагает комплексный подход. При этом задачи совершенствования экологического мониторинга нарушенных земель для корректной оценки эффективности очистных работ не менее важны, чем разработка самих способов ликвидации нефтяных разливов. Поставленные задачи приобретают особую актуальность в связи с необходимостью создания новых биопрепаратов - нефтедеструкторов для климатических условий севера.

В Институте проблем нефти и газа СО РАН проводятся экологические исследования по мониторингу территорий различных объектов нефтегазового комплекса Республики Саха (Якутия). Исследования направлены на изучение характера нефтезагрязнения, границ его распространения и особенностей трансформации в почвах криолитозоны. Для повышения уровня мониторинговых исследований решены следующие задачи:

- создана база данных по региональному геохимическому фону для территории Якутии, включая объекты нефтегазового комплекса с выявлением природных и техногенных аномалий, что является необходимым для разработки нормативов допустимого остаточного содержания нефти в почвах;

- проведены системные исследования трансформации нефтезагрязнения в условиях криолитозоны в процессе самовосстановления почв, с применением микробно-растительных систем и при испытании нефтеструктуров;

- разработаны критерии для диагностики нефтезагрязнения, оценки эффективности разрабатываемых нефтеструктуров и контроля качества рекультивационных работ.

Для решения этих задач был привлечен комплекс современных аналитических методов анализа: ИК-Фурье спектроскопия, хромато-масс-спектрометрия и геохимический подход при выборе аналитических параметров, который учитывал специфику состава загрязнителей и органического вещества фоновых почв. Предложенные параметры обладают рядом преимуществ, позволяющих: 1) дифференцировать нефтезагрязнение от нативного органического вещества природного фона; 2) определять остаточное содержание нефтяных углеводородов при разливах как легких, так и тяжелых НП, что особенно важно при многолетнем мониторинге территорий; 3) наряду с определением суммарного содержания НП идентифицировать и количественно определять содержание индивидуальных углеводородов в составе нефтезагрязнения, а также определять тип нефтезагрязнителя.

В природно-климатических условиях Якутии, в том числе и арктических регионах особое значение приобретают исследования по разработке технологий ликвидации нефтезагрязнений. Как показывает практика рекультивационных работ, полное восстановление биоценозов северных экосистем обеспечивают только биологические способы, основанные на стимулировании функциональной активности углеводородокисляющих микроорганизмов.

В Институте разработана технология очистки нефтезагрязненных мерзлотных почв Якутии с использованием биопрепарата на основе аборигенной психротрофной нефтеокисляющей микрофлоры, выделенной из природных экотопов Якутии и способной развиваться при низких положительных температурах (от +4 °C) в условиях недостаточной аэрации, влажности, наличия органических и минеральных удобрений. Биопрепарат содержит микроорганизмы, культивированные в среде, содержащей именно тот нефтепродукт, который был разлит на конкретных территориях. Тем самым создаются условия обеспечения симбиотического роста выделенных и культивированных, в лабораторных условиях, углеводородокисляющих микроорганизмов и микроорганизмов нефтезагрязненного участка. Культивирование микроорганизмов в среде, содержащей нефтесубстрат загрязненного участка, позволяет адаптировать их к его химическому составу и видовому составу природной микрофлоры, что значительно ускоряет деструкцию нефтяного загрязнения.

Технология апробирована на нефтезагрязненных территориях различных объектов нефтегазового комплекса Якутии. В результате биологической обработки загрязненных участков деградация нефтезагрязнения составила 56 – 90% за 100 дней, тогда как на необработанных нефтезагрязненных участках, за такое же время, степень деструкции составила 7-17% без существенных изменений в химической структуре почвенного экстракта (рис.1, 2).

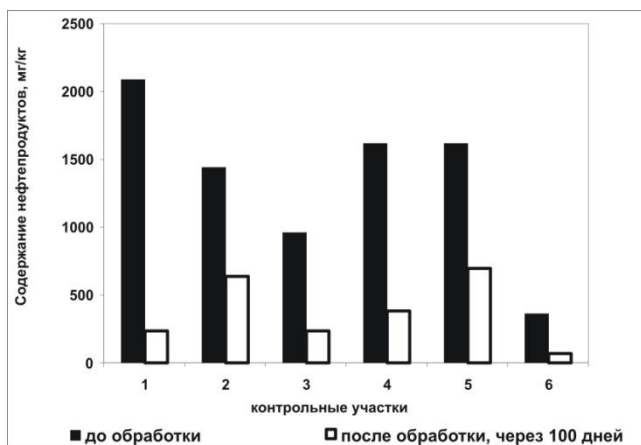


Рис. 1. Изменение остаточного содержания нефти в пробах почв до и после обработки биопрепаратом

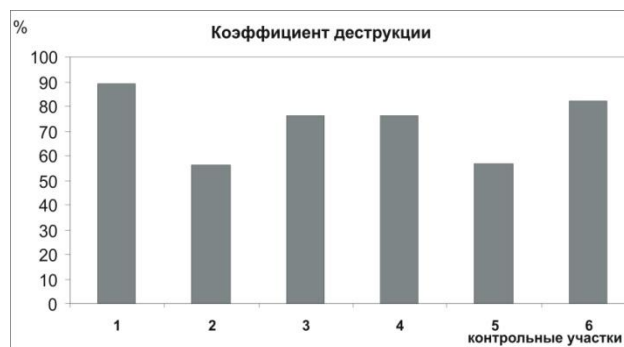


Рис. 2. Характеристика деградации нефтезагрязнения.

Наибольшая эффективность биобработки нефтезагрязнённых почв установлена с применением фиторекультивации. Сочетание эффекта использования дернообразующих сортов растений и полезных бактерий, способных разлагать загрязняющие вещества, выделять соединения, ускоряющие рост растения или оберегающие его от воздействия патогенной микрофлоры, особенно актуально для Якутии.

Для оценки качества очистки нефтезагрязнённых земель необходимы данные по химическому составу нефтезагрязнения до и после проведения восстановительных работ. Только при выявлении направленных изменений в составе нефтезагрязнения можно оценить степень его биodeградации. Поэтому использование количественных данных только по остаточному содержанию углеводородов без учёта динамики изменения нефтезагрязнения не даёт объективной картины и может привести к ошибочным заключениям об эффективности рекультивационных работ.

В качестве примера возможного решения оценки качества рекультивационных работ на нефтезагрязнённой территории ниже приведены результаты аналитических исследований. На рисунках 3 и 4 даны ИК-спектры экстрактов почвенных проб и хроматограммы углеводородных фракций до и после обработки загрязнённых почв биопрепаратами на основе ауригенных углеводородокисляющих микроорганизмов.

Остаточное содержание нефти в пробах после проведения рекультивации (в течение 100 дней) уменьшилось с 62930мг/кг – очень высокого уровня загрязнения - до 3363мг/кг. Степень деградации нефтезагрязнения составила выше 90%. С уменьшением концентрации НП, по данным ИК-спектроскопии в химической структуре почвенных проб после обработки биопрепаратом произошли изменения в направлении уменьшения углеводородных соединений и увеличения количества кислородсодержащих групп и связей (рис. 3). По химической структуре проба после обработки биопрепаратом соответствует экстрак-

там, присущим природному фону. Это обстоятельство наглядно демонстрирует возможности ИК-Фурье спектроскопии контролировать степень очистки нефтезагрязненных почв до уровня, свойственного природному фону.

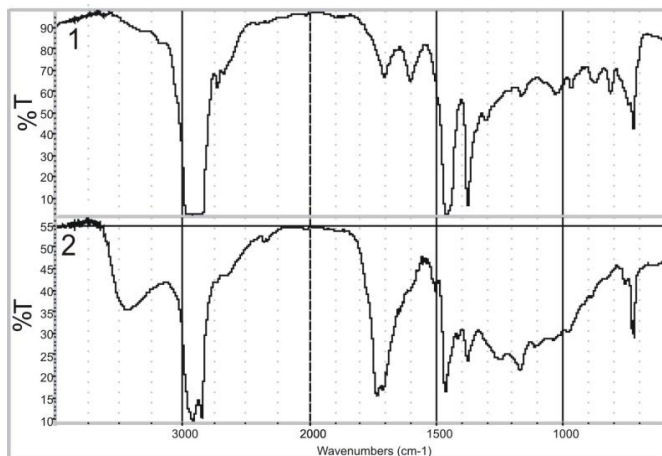


Рис. 3. ИК-спектры хлороформных экстрактов почвенных проб:
1 - до проведения биоремедиационных работ; 2 - после проведения

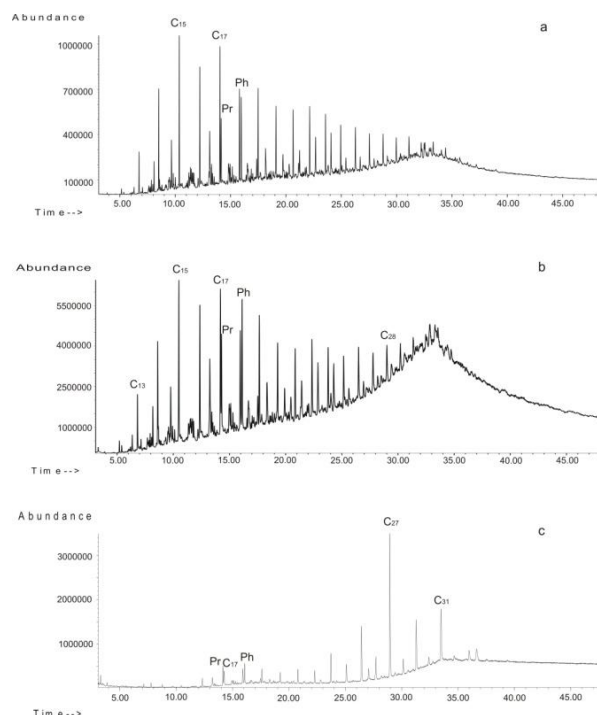


Рис. 4. Масс-хроматограммы углеводородных фракций нефти (а), экстракта нефтезагрязненной почвы до обработки биопрепаратом (б), экстракта почвы после обработки (с).

В процессе биодеградации в групповом компонентном составе почвенных экстрактов уменьшается содержание углеводородных компонентов и увеличивается количество асфальто-смолистых соединений.

Картину изменения состава нефтезагрязнения наглядно демонстрируют результаты хромото-масс-спектрометрических исследований насыщенных углеводородов почвенных экстрактов (рис. 4). В процессе деградации загрязнения тип хроматограмм изменяется от типично нефтезагрязненных проб с преобладанием низкомолекулярных насыщенных углеводородов с максимумом распределения н-алканов на н-С_{15,16} до фоновых проб - с максимум распределения н-алканов в высокомолекулярной области на н-С₂₅-н-С₂₉. Изменения выражаются также в уменьшении содержания алкановых гомологов нормального строения и увеличении изоалкановых углеводородов, а также в повышении величины соотношения нечётных н-алканов к четным.

Таким образом, анализ совокупности полученных данных указывает на значительные изменения в химическом составе нефтезагрязнения в направле-

нии, характерном для деструкции нефтяных углеводородов в процессе химического и биохимического окисления. Всё это указывает на значительную деградацию нефтезагрязнения и свидетельствует о высокой эффективности проводимых рекультивационных работ с использованием разработанных биопрепаратов для очистки загрязненных почв. Полученные результаты будут иметь практическое значение для разработки технологий реабилитации нарушенных земель в связи с планируемыми исследованиями по состоянию окружающей среды Арктической зоны Российской Федерации.

© Ю.С. Глязнецова, Л.А. Ерофеевская, И.Н. Зуева, С.Х., Лифшиц, О.Н. Чалая, 2013

ФИЗИЧЕСКИЕ И МЕТОДОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ АКУСТОЭМИССИОННОГО КОНТРОЛЯ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ МАССИВА ГОРНЫХ ПОРОД

Аркадий Васильевич Леонтьев

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт горного дела им. Н.А. Чинакала Сибирского отделения РАН, 630091, Россия, г. Новосибирск, Красный пр., 54, д.т.н., главный научный сотрудник Лаборатории горной информатики, тел. (383)2170636, e-mail: leon@misd.nsc.ru

Рассмотрены пути организации схем контроля предельного состояния массива горных пород, базирующихся на регистрации акустической эмиссии. Отмечено, что регистрацию и анализ акустической эмиссии имеет смысл осуществлять в кооперации с контролем других геомеханических параметров состояния геосреды.

Ключевые слова: породный массив, геомониторинг, разрушение горных пород, акустическая эмиссия.

PHYSICAL AND METHODOLOGICAL ASPECTS OF ACOUSTIC EMISSION CONTROL OF THE STRESS-STRAIN STATE IN A ROCK MASS

Arcady V. Leontyev

N.A. Chinakal Institute of Mining, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, 54 Krasny Pr., Novosibirsk, 630091, Russia, Dr. Tech. Sci., Senior Research Scientist, phone: (383)217-06-36; e-mail: leon@misd.nsc.ru

The paper tackles the arrangement issues of the critical rock mass state control based on the acoustic emission recordings. It is pointed out the efficiency of the integrated control, involving the acoustic emission recording and the monitoring of other geomechanical parameters with the follow-on analysis of a geomedium state.

Key words: rock mass, geomonitoring, rock failure, acoustic emission.

Из кинетической концепции прочности твердых тел следует, что макроскопическое разрушение “целого” блока может произойти не только при нагружении материала до уровня предела прочности, но и при более низких нагрузках: главное, чтобы нагружение было длительным. Это неизбежно приводит к реализации термоактивационных процессов накопления повреждений, а макроразрушение наступает при достижении предельных концентраций повреждений в местах будущих разрывов [1-4]. Устойчивость системы хаотически распределенных дефектов в объеме нагруженного блока определяется значением $K=R/l_i$, где R - расстояние между дефектами (трещинами), а l_i - их линейный размер. Безразмерный параметр K фактически характеризует близость микротрещин: чем он больше, тем вероятнее взаимодействие дефектов, их кластеризация и слияние (см. рис.). Для широкого диапазона размеров и пороговых концентраций значение K постоянно, что побудило назвать его концентрационным критерием укрупнения трещин.

Отслеживая значения K , можно определить две стадии процесса разрушения блока массива горных пород: накопление дефектов в объеме нагруженного тела до определенной концентрации и далее появление и развитие очага разрушения. Ясно, что вторая стадия процесса характеризуется локализацией.

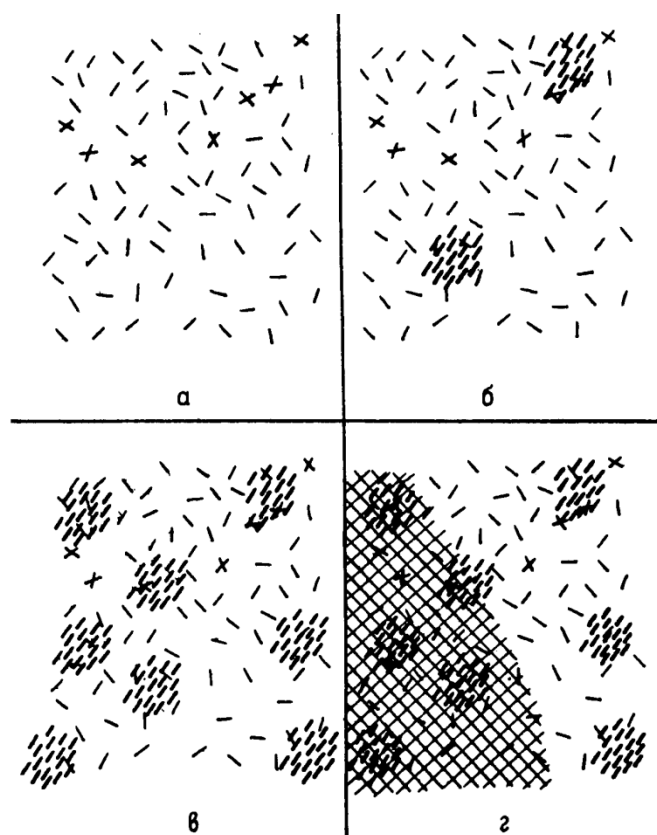


Рис. К механизму взаимодействия и слияния дефектов в нагруженном материале [3]: *а*-стабильная система с хаотически распределенными дефектами первого масштабного уровня, $K < 3$; *б*-переходная стадия в образовании дефектов второго масштабного уровня, $K \approx 3$; *в*-система, в которой завершен переход к образованию дефектов второго масштабного уровня, $K \geq 3 \div 5$; *г*- начало образования дефектов следующего масштабного уровня (заштрихованная область)

Считается, что разрушение деформируемой области массива произойдет, когда размеры очага разрушения станут соизмеримы с масштабами блока. В свою очередь существенное влияние на локализацию разрушений оказывают дефекты, размеры которых соизмеримы с размерами блока.

Среди большого числа прямых и косвенных методов обнаружения трещин в твердых телах наиболее универсальным для горных пород признан метод акустической эмиссии (АЭ). Его универсальность связана с тем, что упругие волны излучаются при образовании трещин любого масштаба, при этом изменяется только частотный диапазон излучения.

Существует международная классификация активности источников АЭ [3]. Активный источник (active source) – источник, активность которого увеличивается с возрастанием или сохранением уровня воздействия (нагрузки, давления и т.п.). Интенсивный источник (intense source) – активный источник, интенсивность которого постоянно превосходит среднюю интенсивность других активных источников в контролируемой системе. Критически активный источник (critically active source) – источник, активность которого увеличивается с возрастающей скоростью при повышении или сохранении уровня воздействия. Критически интенсивный источник (critically intense source) – источник, интенсивность которого постоянно увеличивается с возрастанием или сохранением уровня воздействия.

Классификация источников подсказывает пути организации схем контроля предельного состояния массива, базирующихся на регистрации АЭ. Здесь можно выделить три методических подхода.

1. Реальный породный массив представляет собой конструкцию с большим числом источников естественной (связанной с процессами внутренней перестройки материала) эмиссии. Многоканальная регистрация сигналов АЭ от датчиков, расположенных случайно на контролируемом массиве, вряд ли позволит выявить параметры, отражающие физические закономерности процесса его деформирования и разрушения. Здесь могут быть предложены для анализа статистические характеристики АЭ, в предположении, что они связаны со стохастическим поведением совокупностей дефектов [5]. Такой подход представляется экономически нецелесообразным.

2. Контролируемый участок массива может быть охвачен большим количеством многокомпонентных датчиков. При этом алгоритм контроля организован так, что в любой момент времени может быть выбрана группа датчиков, охватывающая участок с повышенным уровнем сейсмоакустической активности, т.е. лоцирован интенсивный источник. За выделенной областью массива устанавливается контроль, при котором осуществляется анализ совокупных информативных параметров, учитывающих одновременное изменение в процессе деформаций простых характеристик АЭ (например, скорости счета АЭ как кинетического параметра и амплитуды импульсов АЭ как энергетического параметра) [6]. При этом периодически, путем комбинирования данных по отдельным каналам, активность выбранного источника сравнивается с другими “болевыми областями” массива и детальный анализ параметров АЭ осуществляется в наиболее активных зонах. Практическое осуществление такого алгоритма возможно с помощью сложной измерительно-вычислительной сети сбора и обработки данных, что, по-видимому, целесообразно только для малоизученных объектов, а также подземных сооружений, разрушения которых нельзя допустить.

3. В породном массиве, исходя из данных квазистатических наблюдений и тестовых экспериментальных замеров, может быть выделен интенсивный источник акустической эмиссии, контроль за поведением которого обеспечивает оценку напряженно-деформированного состояния массива в некоторой области. Контрольных источников может быть несколько (исходя из принципа дос-

таточности и необходимости) для заключения о состоянии всего контролируемого пространства. Контроль параметров АЭ, излучаемой выделенным интенсивным источником, должен осуществляться датчиками направленной поляризации; не зависеть от случайных факторов и помех. Его следует осуществлять в ближней зоне действия источника, где акустические свойства горных пород сохраняются неизменными в процессе измерений и не искажают характеристик упругих волн.

Такой подход представляется наиболее целесообразным при создании систем контроля состояния массива исследовательского типа.

Регистрация и анализ акустической эмиссии имеет смысл при рассмотрении ее в связи с конкретным физическим явлением. Каждый параметр сигнала АЭ должен быть увязан с каким-либо параметром процесса деформирования или разрушения материала, т.к. является акустическим отображением процесса и вторичен по отношению к нему. Отсюда с необходимостью следует комплексирование методов геомеханического контроля, например, наряду с регистрацией АЭ вести замеры деформаций и измерений напряжений в контролируемой области массива.

Параметры АЭ, подлежащие контролю и анализу, могут быть подразделены на три группы. Первая включает статические параметры, в основе которых используется число импульсов и их скважность; вторая – первичные характеристики индивидуальных импульсов и третья – функционалы параметров первой и второй групп.

Параметры первой группы гостированы (ГОСТ 25.002-80). К ним относятся число импульсов, суммарный счет акустической эмиссии, активность и скорость счета акустической эмиссии, а также энергия сигналов АЭ. Последняя может быть определена по квадрату амплитуды импульсов или как площадь осциллограммы. Фирмой Брюль и Кьер для определения энергии АЭ (анализатор 4429) предложен метод “взвешивания” – аналог вычисления площади осциллограммы. К первой группе параметров следует отнести амплитудный и частотный спектры потоков импульсов. Применение статических параметров предусматривает эмпирическое соответствие их элементам процесса деформирования или разрушения материала. Оценка этих процессов ведется по критическим значениям параметров АЭ. Высказывается суждение, что статические параметры АЭ могут характеризовать процессы разрушения, однако, не позволяют раскрыть механизм возникновения и развития повреждений в материале.

Вторая группа параметров сформировалась, в основном, при лабораторных испытаниях образцов материалов. К таким параметрам относятся длительность переднего фронта импульса, интервал корреляции, модовая и медианная частоты Фурье-образов импульсов, амплитуда вступления и доминирующие частоты импульсов. Детальность является характерным признаком этой группы параметров, а область их применения, по-видимому, ограничена анализом единичных актов излучения. Контроль состояния материала в больших объемах при помощи этих параметров затруднен из-за искажений, которые вносит среда в

сигналы АЭ. Основным источником искажений сигналов является частотно-зависимое затухание упругих волн.

Поиск и обоснование параметров третьей группы обусловливается стремлением найти такие производные параметры импульсов АЭ, которые отражали бы механизм внутренней перестройки материала при нагружении и, в то же время, оставались бы устойчивыми к искажениям. Здесь рассматриваются функция спектральной плотности, отклонение узкополосных спектральных компонент, образы источника акустической эмиссии, построенные с привлечением группы параметров.

Изложенные выше физические и методологические аспекты акустоэмиссионного контроля НДС массива горных пород в свое время были положены в основу проекта системы геомеханических наблюдений для условий Норильского комбината. Цикл исследований и разработок предусматривался государственной научно-технической программой 0.Ц.027 (задание 01.33).

Накопленный к настоящему времени задел знаний и практический опыт показывают, что, чем больше информации о геологии и тектонике месторождения, чем качественнее сделан проект рудника и чем строже он исполняется, чем лучше организован геодинамический мониторинг и качественно выполняется противоударная профилактика, тем более стабильно работает предприятие и тем меньше вероятность возникновения чрезвычайных ситуаций, в том числе горно-тектонических ударов и техногенных землетрясений.

С учетом сказанного, вопросы организации геомеханического мониторинга на действующих горнодобывающих предприятиях сохраняют свою актуальность, поскольку во многом определяют безопасность и эффективность производства.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Журков С.Н., Куксенко В.С., Петров В.А. и др. К вопросу о прогнозировании разрушения горных пород. // Изв. АН СССР. Физика Земли.–1977.–№6.
2. Войнов К.А., Краков А.С., Томилин Н.Г., Фролов Д.И. Пространственно-временной анализ процесса разрушения горного массива на примере Североуральских бокситовых месторождений (ПО СУБР) // ФТПРПИ.–1987.–№1. С. 22-27.
3. Садовский М.А. О моделях геофизической среды и сейсмический процесс // Прогноз землетрясений.–Душанбе-Москва: Дониш, 1983-1984.–№4. С. 268-272.
4. Куксенко В.С., Мансуров В.А. Локализация разрушения в горных породах на разных масштабных уровнях. // ФТПРПИ.–1986.–№3. С. 49-55.
5. Брагинский А.П., Евсеев Д.Г., Зданьски А.К. и др. Распознавание дефектов по спектральным характеристикам акустической эмиссии // Дефектоскопия.–1984.–№1. С. 47-54.
6. Шостак А.М., Марченков Н.А. и др. Разработка алгоритма многопараметрового акустико-эмиссионного прогнозирования прочности нагруженных конструкций // Дефектоскопия.–1983.– №6. С. 88-92.

© А.В. Леонтьев, 2013

СПОСОБ УПРАВЛЕНИЯ НАПРАВЛЕННЫМ ГИДРОРАЗРЫВОМ МАССИВА ГОРНЫХ ПОРОД

Татьяна Викторовна Шилова

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт горного дела им. Н.А. Чинакала СО РАН, 630091, Россия, г. Новосибирск, ул. Красный пр., 54, аспирант, тел. (383)335-96-42, e-mail: shilovatanya@yandex.ru

Андрей Владимирович Патутин

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт горного дела им. Н.А. Чинакала СО РАН, 630091, Россия, г. Новосибирск, ул. Красный пр., 54, аспирант, тел. (383)335-96-42, e-mail: andrey.patutin@gmail.com

Сергей Владимирович Сердюков

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт горного дела им. Н.А. Чинакала СО РАН, 630091, Россия, г. Новосибирск, ул. Красный пр., 54, доктор технических наук, заведующий лабораторией, тел. (383)3359642, e-mail: ss3032@yandex.ru

При разработке месторождений с использованием технологии гидроразрыва необходимо применять способы управления развитием трещин разрыва. В работе представлена технология управления направленным гидроразрывом массива горных пород и развитием трещины разрыва за счет неразрушающего изменения напряженного состояния горных пород в окрестности скважины до начала гидроразрыва.

Ключевые слова: направленный гидроразрыв, развитие трещины разрыва, неразрушающее изменение, напряженное состояние горных пород.

METHODS TO CONTROL ROCK MASS DIRECTIONAL HYDRAULIC FRACTURING

Tatyana V. Shilova

N.A. Chinakal Institute of Mining, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, 630091, Russia, Novosibirsk, Krasnyi Prospect 54, postgraduate, tel. (383)335-96-42, e-mail: shilovatanya@yandex.ru

Andrey V. Patutin

N.A. Chinakal Institute of Mining, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, 630091, Russia, Novosibirsk, Krasnyi Prospect 54, postgraduate, tel. (383)335-96-42, e-mail: andrey.patutin@gmail.com

Sergey V. Serdyukov

N.A. Chinakal Institute of Mining, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, 630091, Russia, Novosibirsk, Krasnyi Prospect 54, Dr.Sci., head of laboratory, tel. (383)3359642, e-mail: ss3032@yandex.ru

In mining with hydraulic fracturing it is necessary to use methods to control hydraulic fracturing development. Rock mass directional hydraulic control technology and fracture development in non-destructive change of rock mass stress conditions near the well before hydraulic fracturing are considered in the paper.

Key words: directional hydraulic fracturing, hydraulic fracture development, non-destructive change, rock mass stress conditions.

Гидроразрыв горных пород выполняют путем подачи рабочей жидкости под давлением в необсаженный или перфорированный интервал скважины, что способствует разрыву горных пород и формированию трещин в направлении природной трещиноватости и максимального сжатия массива горных пород. Это не всегда совпадает с требованиями геотехнологических способов добычи полезных ископаемых и может снижать эффективность работ. Поэтому при проектировании разработки месторождения с использованием технологии гидроразрыва необходимо применять способы управления развитием трещин разрыва.

Известны разные методы управления гидроразрывом:

- способы направленного гидроразрыва с установкой в скважине или с нарезкой на ее стенках одноразовых концентраторов напряжений заданной ориентации [1,2];
- способы, при которых применяются концентраторы напряжений в сочетании с импульсным режимом подачи рабочей жидкости [3];
- способы, основанные на изменении напряженного состояния в окрестности интервала разрыва скважины за счет бурения в зоне ее влияния дополнительной параллельной скважины [4].

Главный недостаток всех известных способов состоит в том, что необходимо проводить дополнительные сложные технические работы по созданию концентраторов напряжений заданной ориентации и формы, по бурению дополнительных скважин или боковых стволов и др. Это существенно усложняет и повышает трудоемкость выполнения гидроразрыва.

В данной работе описывается разработанный способ для эффективного решения проблем, связанных с проведением направленного гидроразрыва. Этот способ гидроразрыва включает стандартные операции бурения скважины, герметизации интервала разрыва и нагнетания рабочей жидкости в интервал разрыва, при этом нужное, энергетически выгодное направление развития трещины задают за счет неразрушающего изменения напряженного состояния горных пород в окрестности скважины до начала разрыва, за счет неравномерного нагружения стенок скважины. Развитие трещины в процессе гидроразрыва поддерживают непрерывным до достижения трещиной заданного размера.

Задание энергетически выгодного направления развития трещины за счет неразрушающего изменения напряженного состояния горных пород и поддержание непрерывного развития трещины обеспечивают в совокупности одностадийный характер направленного гидроразрыва без образования промежуточных иницирующих щелей и/или трещин, и, тем самым, повышает направленность гидроразрыва. Это, безусловно, большой плюс, поскольку негативное влияние многостадийности гидроразрыва на его направленность связано с тем, что направление развития промежуточных щелей и трещин может не совпадать с их ориентацией, что создает условия для неуправляемого разворота трещины гидроразрыва и ее отклонения от заданного направления.

Напряженное состояние горных пород вокруг скважины может быть изменено:

- с помощью неравномерного нагружения стенок скважины вне интервала разрыва;

- за счет неравномерного нагружения стенок скважины вида $\sigma_r = P \cdot \cos^2 \theta$, $\tau_{r\theta} = -\frac{1}{2} P \cdot \sin 2\theta$, где $\sigma_r, \tau_{r\theta}$ - нормальная и касательная компоненты неравномерного нагружения стенок скважины, r, θ - радиус и угол поворота цилиндрической системы координат с осью z вдоль оси скважины, а P - параметр, характеризующий величину нагружения;

- при неравномерном нагреве или охлаждении стенок скважины;

- за счет создания неравномерного фильтрационного потока жидкости из скважины в горные породы или из горных пород в скважину.

Это расширяет технические возможности управления направлением развития трещин гидроразрыва в различных горно-геологических условиях.

С помощью предложенного способа можно выполнить поперечный и продольный гидроразрыв. Напряженное состояние горных пород вокруг скважины может быть изменено за счет одноосного растяжения поверхности скважины перпендикулярно заданной плоскости развития трещины гидроразрыва, например, вдоль оси скважины. Это способствует созданию поперечной трещины гидроразрыва. Также напряженное состояние горных пород можно изменять перпендикулярно оси скважины и заданному направлению развития трещины гидроразрыва, это способствует созданию продольных трещин гидроразрыва.

Рабочая жидкость в процессе гидроразрыва подается в интервал разрыва под давлением не ниже давления распространения трещины и ниже давления образования трещин гидроразрыва в направлении отличном от заданного, что обеспечивает непрерывный рост только одной трещины гидроразрыва заданной ориентации.

Схема выполнения направленного гидроразрыва представлена на рис. 1, 2 (с формированием продольной трещины гидроразрыва в плоскости оси скважины и поперечной трещины гидроразрыва перпендикулярно оси скважины, соответственно). По предлагаемому способу в массиве горных пород 1 бурят скважину 2, в которой намечают интервал разрыва 3 и интервалы неравномерного нагружения стенок скважины, лежащие вне интервала разрыва 4, 5 и/или в интервале разрыва 6, 7. В одном или более интервалах 4-7 осуществляют неравномерное нагружение стенок скважины описанными выше способами, тем самым до начала гидроразрыва задают направление энергетически выгодного развития трещины 8. Интервал разрыва герметизируют пакерами 9, нагнетают в него рабочую жидкость под давлением не ниже давления распространения трещины и ниже давления образования трещин гидроразрыва в направлении отличном от заданного и создают трещину гидроразрыва заданного направления.

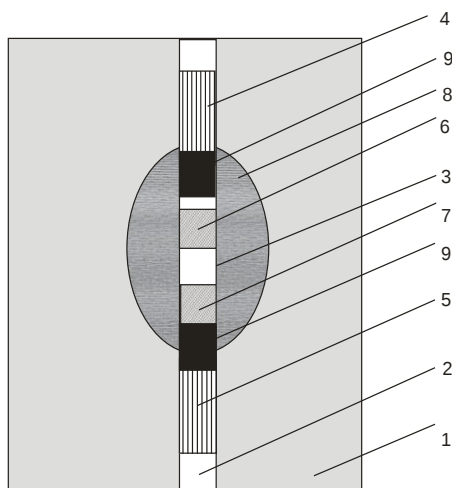


Рис. 1. Схема направленного гидроразрыва горных пород с формированием продольной трещины гидроразрыва в плоскости оси скважины

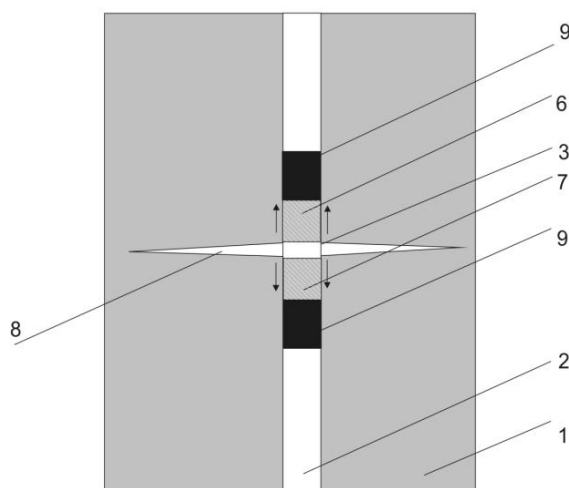


Рис. 2. Схема направленного гидроразрыва с формированием поперечной трещины гидроразрыва перпендикулярно оси скважины

Выводы

Предложенный способ управления направленным гидроразрывом позволяет:

- Повысить надежность развития трещин в заданном направлении.
- Снизить трудоемкость выполнения направленного гидроразрыва за счет отказа от технически сложных и затратных операций по созданию в скважине концентраторов напряжений или бурения дополнительных скважин с повышенными требованиями к их геометрии.
- Расширить технические возможности управления направлением трещин гидроразрыва в различных горно-геологических условиях.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Пат. 2359115 Российская Федерация, МПК E21B43/26. Управление по нескольким азимутам вертикальными трещинами, возникающими при гидравлических разрывах в рыхлых или слабоцементированных осадочных породах/ Хокинг Г. (US) – № 2006126830/03; Заявлено 28.12.2004; Опубликовано: 20.06.2009, Бюл. № 17.
2. Пат. 2452854 Российская Федерация, МПК E21B43/26. Способ проведения направленного гидроразрыва пласта / Турецкий О. П., Турецкий В. П. - № 2010126253/03; Заявлено 25.06.2010; Опубликовано: 10.06.2012, Бюл. № 36.
3. Пат. 2027853 Российская Федерация, МПК E21C37/00, E21C37/12. Способ образования протяженного развития направленных трещин в массиве горных пород и устройство для его осуществления / Хрипков А. И., Хрипкова Т. С.- № 4620367/03; Заявлено 14.12.1988; Опубликовано: 27.01.1995, Бюл. № 27.
4. Пат. 2335628 Российская Федерация, МПК E21B43/26. Способ проведения локального направленного гидроразрыва пласта / Вятчинин М. Г., Гарагаш И. А., Иконников Ю. А. и др.- № 2006125659/03; Заявлено 18.07.2006; Опубликовано: 10.10.2008, Бюл. № 28.

© Т.В. Шилова, А.В. Патутин, С.В. Сердюков, 2013

ПОВЫШЕНИЕ КАЧЕСТВА ГЕРМЕТИЗАЦИИ ДЕГАЗАЦИОННЫХ СКВАЖИН

Андрей Владимирович Патутин

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт горного дела им. Н.А. Чинакала СО РАН, 630091, Россия, г. Новосибирск, Красный пр., 54, аспирант, тел. (383)335-96-42, e-mail: andrey.patutin@gmail.com

Татьяна Викторовна Шилова

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт горного дела им. Н.А. Чинакала СО РАН, 630091, Россия, г. Новосибирск, Красный пр., 54, аспирант, тел. (383)335-96-42, e-mail: shilovatanya@yandex.ru

Сергей Владимирович Сердюков

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт горного дела им. Н.А. Чинакала СО РАН, 630091, Россия, г. Новосибирск, Красный пр., 54, доктор технических наук, заведующий лабораторией, тел. (383)3359642, e-mail: ss3032@yandex.ru

Рассмотрена возможность повышения качества герметизации дегазационных скважин путем создания поперечного экрана, заполненного вязкой жидкостью под небольшим давлением. Полученные оценки основных параметров гидроразрыва могут использоваться при разработке технологии барьерного экранирования.

Ключевые слова: герметизация, дегазация, гидроразрыв, метан угольных пластов.

IMPROVING THE SEALING QUALITY OF DEGASSING WELLS

Andrey V. Patutin

N.A. Chinakal Institute of Mining, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, 630091, Russia, Novosibirsk, Krasnyi av. 54, postgraduate, (383)335-96-42, e-mail: andrey.patutin@gmail.com

Tatyana V. Shilova

N.A. Chinakal Institute of Mining, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, 630091, Russia, Novosibirsk, Krasnyi av. 54, postgraduate, (383)335-96-42, e-mail: shilovatanya@yandex.ru

Sergey V. Serdyukov

N.A. Chinakal Institute of Mining, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, 630091, Russia, Novosibirsk, Krasnyi av. 54, Dr.Sci., head of laboratory, (383)3359642, e-mail: ss3032@yandex.ru

The possibility of improving the sealing quality of degassing wells with the transverse screen filled with viscous fluid under slight pressure is considered. The resulting estimates of the main hydraulic fracturing parameters can be used in developing the technology of barrier screening.

Key word: sealing, degassing, hydraulic fracturing, coal bed methane.

Необходимость использования дегазации при разработке угольных месторождений регламентируется нормативными документами [1]. Одной из главных проблем, возникающих в процессе эксплуатации дегазационных скважин,

является низкое содержание метана в откачиваемом газе, а это напрямую зависит от качества их герметизации.

Стандартная методика герметизации устья дегазационных скважин предполагает установку обсадной трубы с тампонированием всего затрубного пространства цементным раствором или твердеющими химическими составами (синтетические смолы и др.). Для снижения подсосов воздуха в подземные скважины применяют специальные смеси, которые наносятся на стенки выработки; часто используют дополнительные пакеры.

К недостаткам широко используемых способов герметизации относятся:

- 1) разрушение со временем цементного камня;
- 2) неполное заполнение цементным раствором зоны вокруг скважины, нарушенной бурением;
- 3) возможность возникновения дополнительных трещин на контуре дегазационной скважины в процессе ее эксплуатации.

Возникающее при этом нарушение герметизации приводит к подсосу воздуха из выработки в зону депрессии, формированию метано-воздушной смеси (МВС) с низким содержанием метана, повышению опасности взрыва, проблемам дальнейшей утилизации метана (см. рисунок).

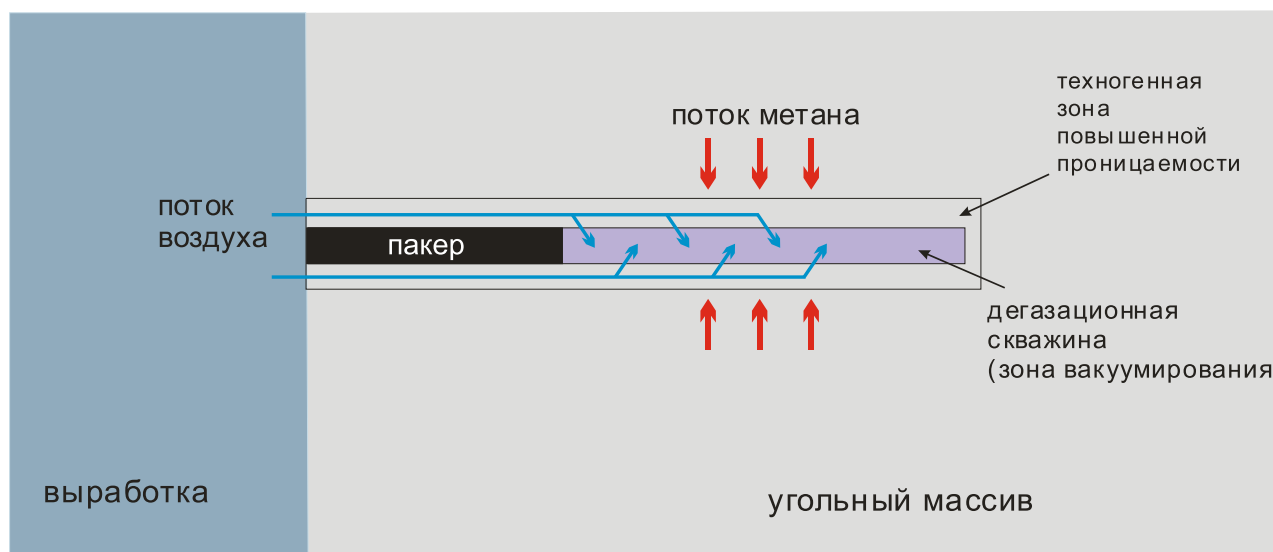


Рис. Модель образования МВС в дегазационной скважине

Практика показывает необходимость разработки дополнительных технических решений, направленных на отсечку воздушных конусов, например, с помощью создания непроницаемых экранов в горной породе [2]. Описанный подход предполагает проведение поинтервального ориентированного гидроразрыва с образованием поперечных трещин и их заполнение твердеющим составом, который является основой формируемых экранов. После заполнения трещин производится обсадка скважины и устанавливается герметизатор. Отмечается, что использование данного способа позволит значительно снизить подсосы

воздуха и повысить содержание метана в отсасываемой из горного массива смеси, а также уменьшить длину участка герметизации скважины со стандартных 7-10 м до 1.5-2 м.

Однако у рассматриваемого метода есть ряд недостатков, которые могут снизить его эффективность. Так, существует возможность частичного разрушения воздухонепроницаемого экрана после отвердевания заполняющего состава в период эксплуатации дегазационной скважины, например под действием деформационных процессов техногенного и/или природного происхождения, протекающих в массиве горных пород разрабатываемого месторождения. Это приведет к нарушению герметичности рабочей части дегазационной скважины и увеличению подсосов воздуха в нее. Другим недостатком является то, что из-за ограниченного времени от начала заполнения экрана до начала отвердевания состава возможно неполное заполнение составом трещины гидроразрыва и связанных с нею фильтрационных каналов, что ведет лишь к частичному перекрытию путей подсоса воздуха во вмещающих горных породах. Кроме того, неравномерное отвердевание состава в объеме воздухонепроницаемого экрана может сопровождаться локальным падением давления состава ниже давления запирания трещины гидроразрыва и схлопыванием полости экрана на отдельных его участках, что ведет к нарушению его целостности и герметичности.

Для решения описанных проблем предложен способ создания поперечного экрана, заполненного вязкой жидкостью под небольшим давлением.

Проектирование работ по созданию барьерного экрана предполагает расчет объема закачки рабочей вязкопластичной жидкости, давлений гидроразрыва и поддержания экрана в открытом состоянии.

Объем барьерного экрана, зависит от его радиуса, вязкопластических свойств рабочей жидкости и деформационных свойств вмещающей горной породы. Для монолитных вмещающих горных пород рекомендуемый радиус экрана составляет 2 м, для трещиноватых пород – 5 м, для сильно трещиноватых пород – 10 м и более.

Развитие трещины поперечного гидроразрыва происходит в результате нагнетания пластического материала из точечного источника, расположенного в ее центре. Источник может иметь постоянный расход q_0 , либо расход, зависящий от времени $q_0(t) = dV / dt$. Обозначим через R - радиус заполненной флюидом области, L - радиус трещины, $\mu = \frac{E}{2(1+\nu)}$ - модуль сдвига.

В этом случае, согласно [3] можно проследить во времени изменение всех параметров развития дисковой трещины. Полагая, что объем закачанного пластического материала V_0 известен, а также учитывая, что раскрытие трещины вблизи края много меньше ее раскрытия в центре, запишем упрощенные формулы, которые могут использоваться для проведения оценок основных параметров гидроразрыва:

$$\begin{aligned}
R^3 &= \frac{15V_0}{32\sqrt{\pi(1-\nu)}} \sqrt{\frac{\mu}{\tau_0}} \\
u &= 2\sqrt{\frac{\tau_0(1-\nu)}{\pi\mu}} \sqrt{R(R-r)}, \quad r \leq R \\
p &= \sqrt{\frac{\pi\mu\tau_0}{1-\nu}} \sqrt{\frac{R-r}{R}} \\
\bar{p} &= \frac{8}{15} \sqrt{\frac{\pi\mu\tau_0}{1-\nu}}
\end{aligned} \tag{1}$$

где u - полураскрытие берегов трещины, ν - коэффициент Пуассона, τ_0 - напряжение трения на берегах трещины (предел текучести вязкопластичной жидкости).

Когда предел текучести τ_0 рабочей жидкости удовлетворяет условию

$$\tau_0 < \tau_{0_{\text{крит}}} = \frac{225}{128R_0E} (1-\nu^2) K_{IC}^2 \tag{2}$$

где E – модуль Юнга пород, вмещающих барьерный экран, Н/м², ν - коэффициент Пуассона; R_0 - заданный радиус экрана, м; K_{IC} – критический коэффициент интенсивности напряжений для трещины отрыва (вязкость разрушения), МН*м^{-3/2}, зависящий от типа и механического состояния вмещающей горной породы, тогда вязкопластическими свойствами рабочей жидкости пренебрегают и объем барьерного экрана рассчитывают по следующей формуле:

$$V_0 = \frac{8}{\sqrt{\pi}} \cdot \frac{K_{IC} \cdot (1-\nu^2)}{E} \cdot R_0^{\frac{5}{2}} \tag{3}$$

Если условие (2) не выполняется, то объем заполнения экрана рассчитывают по формуле (4), учитывающей неполное заполнение трещины гидроразрыва вязким флюидом

$$V_0 = \frac{32}{15} \cdot \sqrt{\frac{2\pi}{E} (1-\nu^2) \tau_0} R_0^3 \tag{4}$$

Если значение предела текучести рабочей жидкости неизвестно, то для полимеризующихся составов (например, на основе акрилатного геля) полагают $\tau_0 = 100$ Па; для маловязких составов вязкопластическими свойствами пренебрегают и принимают нулевое значение предела текучести.

При выполнении расчетов по формулам (2), (3) значение коэффициента K_{IC} выбирают в зависимости от типа и механического состояния вмещающих горных пород в соответствии со справочными данными.

Значения модулей Юнга, сдвига и коэффициента Пуассона вмещающих пород определяют по результатам лабораторных испытаний керна, отобранного при бурении дегазационной скважины. Если значения упругих параметров вмещающих горных пород неизвестны, то при расчетах допускается использовать справочные значения, например [4].

Когда условие (2) выполнено, объем пропитки породы вмещающей экран принимают равным десятикратному значению объема, рассчитанного по формуле (3). В противном случае утечками рабочей жидкости в горную породу пренебрегают.

Давление формирования экрана считают равным давлению гидроразрыва, определяемому опытным путем. Для поддержания экрана заданного радиуса R_0 в стабильном открытом состоянии, рабочее давление жидкости в экране выбирают равным давлению распространения трещины, значение которого при выполнении условия (2) рассчитывают по формуле (5)

$$P_{\max} = \frac{\sqrt{\pi}}{2} K_{IC} \frac{1}{\sqrt{R_0}} + \sigma \quad (5)$$

где σ – сжатие плоскости экрана вмещающими породами, Н/м^2 , определяемое опытным путем.

Если условие (2) не выполняется, то давление поддержания экрана в раскрытом состоянии рассчитывают по формуле (6)

$$P_{\max} = \sqrt{\frac{\pi \tau_0 E}{2(1-\nu^2)}} + \sigma \quad (6)$$

Приведенные расчеты основных параметров гидроразрыва угольного массива вязкопластическими составами создают предпосылки для успешного создания технологии герметизации дегазационных скважин с помощью барьерного экранирования.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Инструкция по дегазации угольных шахт. М.: 2011.
2. Полевщиков Г.Я., Тризно С.К., Мельников П.Н. Способ герметизации дегазационных скважин // Патент РФ № 2108464, 1998.
3. Мартынюк П.А. Приближенное решение задачи о развитии дисковой трещины в горной породе при нагнетании пластического материала // Геодинамика и напряженное состояние недр земли. -2011.- С. 389-393
4. Справочник (кадастр) физических свойств горных пород. М.: Недра, 1975.

© А.В. Патутин, Т.В. Шилова, С.В. Сердюков, 2013

О НЕТРАДИЦИОННОМ ПОДХОДЕ К ПОВЫШЕНИЮ НЕСУЩЕЙ СПОСОБНОСТИ ГРУНТОВЫХ АНКЕРОВ С ГИБКОЙ ТЯГОЙ

Станислав Борисович Стажевский

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт горного дела им. Н.А. Чинакала Сибирского отделения Российской академии наук, 630091, Россия, г. Новосибирск, Красный проспект, 54, д.т.н., заведующий лаб. повышения устойчивости оснований, тел. (383)217-07-63, e-mail: gmmlab@misd.nsc.ru

Арестакес Арамович Крамаджян

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт горного дела им. Н.А. Чинакала Сибирского отделения Российской академии наук, 630091, Россия, г. Новосибирск, Красный проспект, 54, к.т.н., с.н.с. лаб. повышения устойчивости оснований, тел. (383)217-01-71, e-mail: gmmlab@misd.nsc.ru

Евгений Павлович Русин

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт горного дела им. Н.А. Чинакала Сибирского отделения Российской академии наук, 630091, Россия, г. Новосибирск, Красный проспект, 54, к.т.н., с.н.с. лаб. повышения устойчивости оснований, тел. (383)217-07-38, e-mail: gmmlab@misd.nsc.ru

Лабораторными экспериментами подтверждена возможность повышения несущей способности грунтового анкера за счет силы трения его гибкой тяги о грунт, развивающейся при приложении выдергивающего усилия под углом к оси анкерной скважины. Выявлены особенности проявления этого эффекта в условиях модельного грунтового основания.

Ключевые слова: грунтовый анкер, гибкая тяга, сила трения, выдергивающая сила, угол охвата, несущая способность.

ON THE BEARING CAPACITY ENHANCEMENT OF A GROUND ANCHOR WITH FLEXIBLE TENDON: NON-TRADITIONAL APPROACH

Stanislav B. Stazhevsky

N.A. Chinakal Institute of Mining, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, 54 Krasny Pr., Novosibirsk, 630091, Russia, Base Stability Enhancement Lab, DrSc, laboratory head, phone +7(383)217-07-63, e-mail: gmmlab@misd.nsc.ru

Arestakes A. Kramadjian

N.A. Chinakal Institute of Mining, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, 54 Krasny Pr., Novosibirsk, 630091, Russia, Base Stability Enhancement Lab, PhD, senior researcher, phone +7(383)217-01-71, e-mail: gmmlab@misd.nsc.ru

Evgeny P. Rusin

N.A. Chinakal Institute of Mining, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, 54 Krasny Pr., Novosibirsk, 630091, Russia, Base Stability Enhancement Lab, PhD, senior researcher, phone +7(383)217-07-38, e-mail: gmmlab@misd.nsc.ru

Laboratory experiments confirmed the possibility of a ground anchor bearing capacity enhancement at the expense of a friction force developing between the anchor flexible tendon and ground. The effect is realised by means of the pullout force application to the tendon angularly to the anchor hole axis. The peculiarities of the effect manifestation in a model ground have been revealed.

Key words: ground anchor, flexible tendon, friction force, pullout force, enveloping angle, bearing capacity.

В ИГД СО РАН предложен нетрадиционный способ сооружения грунтовых анкеров [1], обеспечивающий существенное увеличение их сопротивления выдергиванию за счет включения в работу потенциала, заложенного в их гибкой тяге. Суть решения заключается в использовании эффекта, который реализуется при огибании нагружаемой по концам гибкой тягой опорной конструкции. Как известно [2], в случае прочной цилиндрической в сечении опоры (рис. 1а) для преодоления удерживающей силы P , прикладываемой к одному из концов тяги, к другому ее концу необходимо приложить тем большее усилие F натяжения, чем больше угол α охвата ею опоры. Связь между F и P описывается формулой Эйлера [2]:

$$F = P \cdot e^{f\alpha}, \quad (1)$$

где e – основание натурального логарифма, f – коэффициент трения между тягой и опорой. Сила R трения между ними определяется разностью F и P :

$$R = F - P = P \cdot (e^{f\alpha} - 1). \quad (2)$$

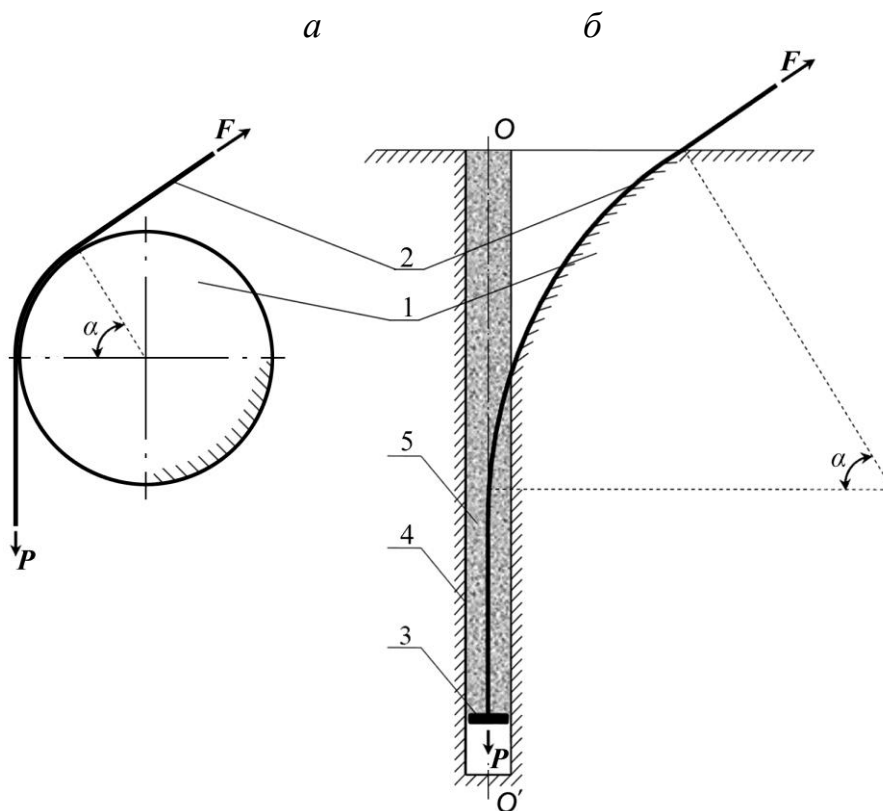


Рис. 1. Схемы нагружения гибкой тяги, охватывающей жесткую (а) и деформируемую (локальная область грунтового основания) (б) опору: 1– опора; 2 – гибкая тяга; 3 – замковый конец анкера; 4 – установочная скважина анкера; 5 – тампонирующий материал; F – сила натяжения (полная несущая способность анкера); P – удерживающая сила (несущая способность замкового конца анкера); α – угол охвата тягой опоры; $O-O'$ – ось установочной скважины анкера

В приложении к обсуждаемой задаче (рис. 1б) рассматриваемый эффект (назовем его «эйлеровским») реализуется при нагружении анкеров путем натяжения их гибкой тяги 2 не по оси $O-O'$ установочной скважины 4, а под углом к ней. Будем называть конструкции, нагружаемые таким образом, «Э-анкерами». Из (2) следует, что с увеличением угла охвата α гибкой тягой опоры, представляющей из себя локальную область грунтового основания, сила R трения между ними должна нарастать по экспоненциальному закону. Достаточно высокое значение коэффициента f трения стали по грунту ($f = 0,5-0,6$ [3]) позволяет надеяться на результативность использования эйлеровского эффекта для повышения несущей способности Э-анкеров.

Для выяснения степени и особенностей реализации указанного эффекта при взаимодействии анкерной тяги с деформируемой геосредой были проведены лабораторные исследования. Экспериментальный стенд (рис. 2) состоял из плоской емкости 1 с прозрачными стенками (рис. 2а) и включающей блоки 4 системы для нагружения уложенной в модельный массив гибкой тяги 2, имеющей угол α охвата опорной области грунтового основания равный 180° (рис. 2б) или 90° (рис. 2в).

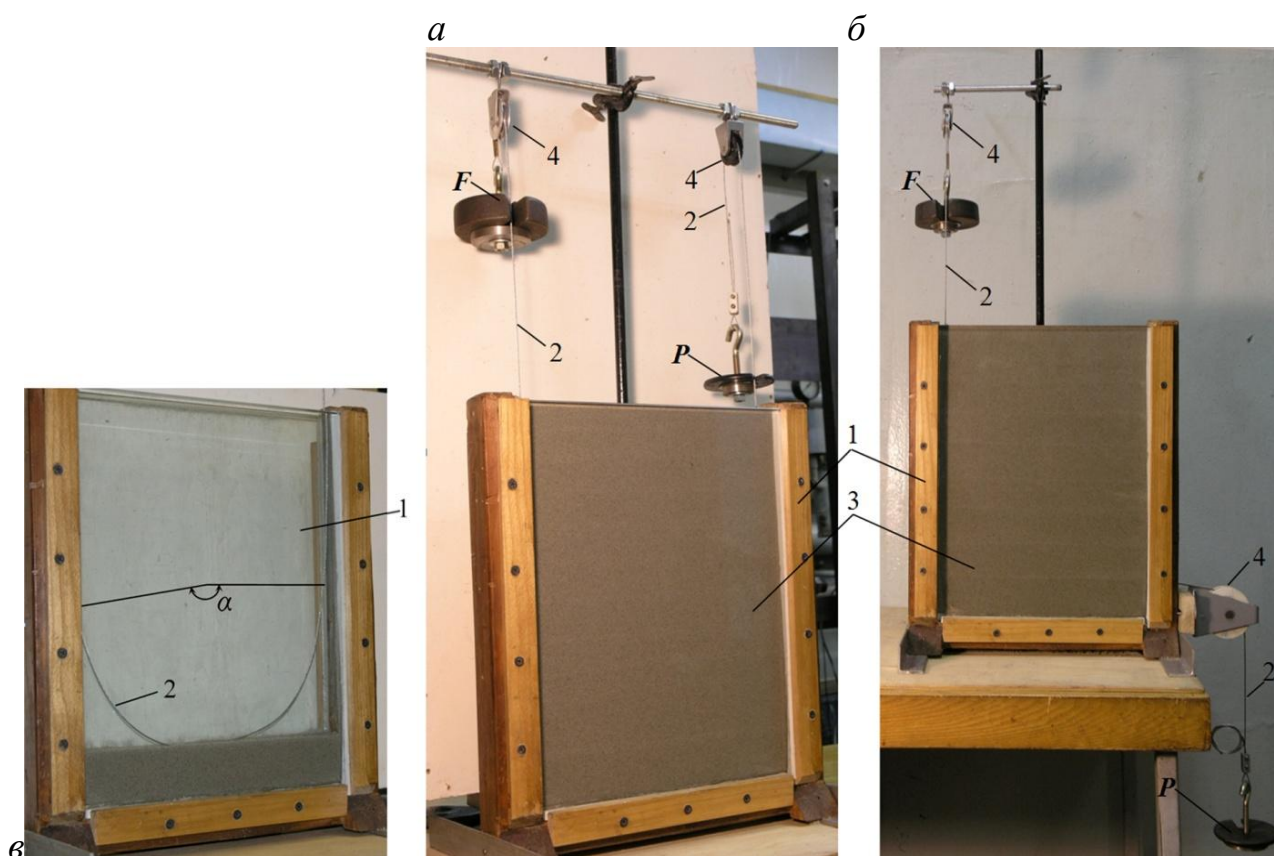


Рис. 2. Экспериментальный стенд – емкость с уложенной в нее тягой (а), система нагружения гибкой тяги с углом α охвата ею опорной области грунтового основания равным 180° (б) и 90° (в):

1 – емкость; 2 – гибкая тяга (трос); 3 – грунт; 4 – блок

Опыты проводились следующим образом. В емкость 1 (см. рис. 2а) помещалась гибкая тяга 2 – стальной трос диаметром 1,5 мм, которому придавалась U-образная (см. рис. 2а) или L-образная форма. После этого емкость 1 заполнялась влажным уплотнявшимся механической трамбовкой песком с крупностью частиц до 0,5 мм. В результате формировался модельный грунтовый массив 3 с заключенным в нем изогнутым тросом (см. рис. 2б, в). К его выходящим из грунта и перекинутым через блоки 4 концам с помощью гирь или динамометров прикладывались выдергивающая F и удерживающая P силы (см. рис. 2б, в). При каждом наперед заданном значении P сила F наращивалась до начала проскальзываний троса в геоматериале.

Такая схема нагружения гибкой тяги аналогична используемой при выводе классической формулы Эйлера. Как уже отмечено, в «геотехнических» ситуациях тросом охватывается не жесткое тело, а податливый грунт. Трос 2 вместе с силами, прикладываемыми к его концам, может рассматриваться при этом как нагружаемый усилием F анкер с гибкой тягой, сопротивление пяты которого выдергиванию равно P . Отсюда полученные в опытах результаты могут быть распространены на Э-анкеры.

В ходе опытов кроме сил P и F измерялись развивавшиеся под их действием перемещения u_P и u_F соответствующих концов гибкой тяги. Это позволяло судить о характере поведения троса при нагружении и о возможных изменениях его конфигурации. Опыты показали, что перемещения u_P удерживаемого силой P (пассивного) конца троса меньше перемещений u_F его нагружаемого силой F (активного) конца. Это означает сокращение длины контактирующего со средой криволинейного отрезка тяги на величину $u_F - u_P$. Происходит оно за счет того, что скольжение троса по участку грунтовой опоры сопровождается еще и внедрением в нее (рис. 3).

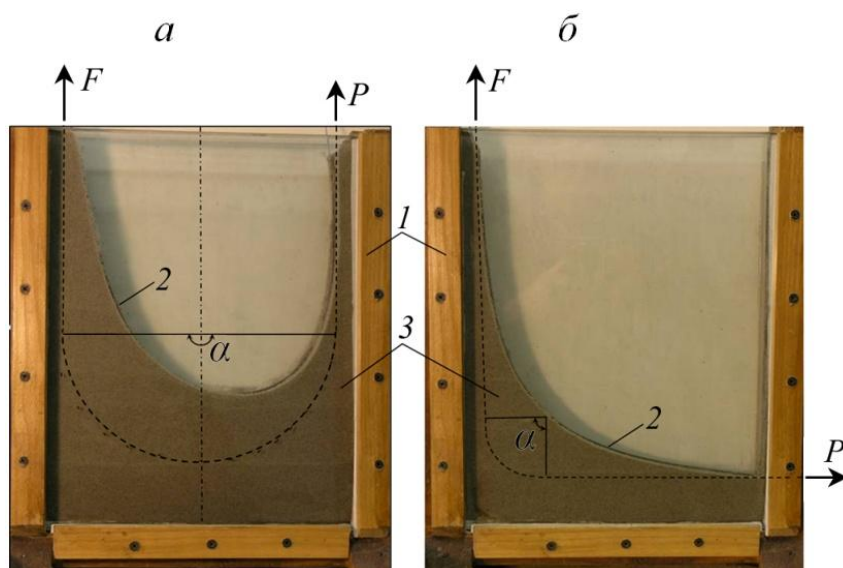


Рис. 3. Деформация U-образной (а) и L-образной (б) тяги при нагружении:

1– емкость; 2 – гибкая тяга (трос); 3 – грунт.

Исходное положение тяги показано пунктиром

Из экспериментов следует, что выдергивающая сила F , которая приводит к проскальзыванию тяги по грунту, существенно превышает силу P , удерживающую пассивный конец троса от перемещений (рис. 4). Обеспечивается это за счет трения R , которое развивается на участке охвата тросом опорной области грунта. В исследованном диапазоне сил F, P, R их соотношения $F/P, R/P$ при $\alpha = 180^\circ$ составили $\geq 5,0$ и $\geq 4,7$ соответственно (кривая 1, см. рис. 4). При $\alpha = 90^\circ - F/P \geq 2,5, R/P \geq 1,5$ (кривая 2, см. рис. 4). Как видим, сила $R = F - P$, развиваемая на контакте тяги с грунтовой опорой, не только сопоставима с P , но и способна многократно превышать ее. Отсюда следует, что вклад гибкой тяги в несущую способность Э-анкеров может быть сравним со вкладом в нее их пяты и даже, как это ни парадоксально, превышать его.

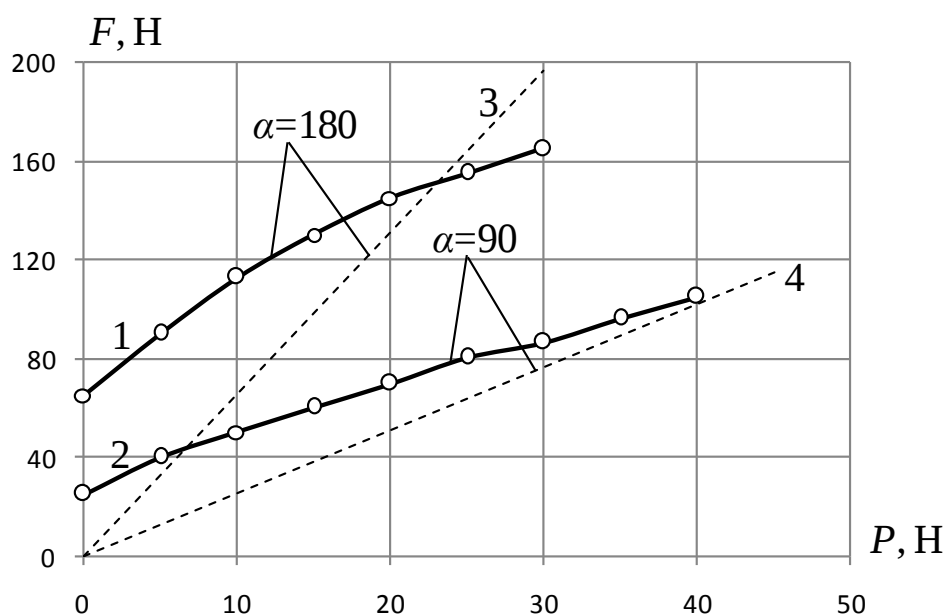


Рис. 4. Зависимость силы натяжения от удерживающей силы:
1, 2 - эксперимент; 3, 4 – расчет по формуле Эйлера

Проведенные исследования показали, что специфика реализации эйлеровского эффекта в условиях грунтового основания отражается на характере зависимости $F(P)$. Если в случае жесткой опоры эти силы, согласно классической формуле Эйлера, связаны линейно, а отношение F/P при заданных коэффициентах трения f и угле охвата α цилиндрической опоры – величина постоянная, то в случае грунта данное условие выполняется не совсем точно. Об этом свидетельствует рис. 4, на котором наряду с экспериментальными кривыми 1 и 2 для сравнения пунктиром представлены зависимости $F(P)$, рассчитанные по формуле (1) для тех же углов $\alpha = 180^\circ$ (линия 3) и $\alpha = 90^\circ$ (линия 4) при $f = 0,6$. Некоторое отклонение опытных данных от линейности объясняется влиянием напряженно-деформированного состояния (НДС) грунта в окрестности врезающегося в него троса. Другая подтвержденная экспериментами особенность

Э-анкеров состоит в том, что, по понятным причинам, даже при $P = 0$ выдергивающая сила F нулю не равна (кривые 1 и 2, см. рис. 4).

Таким образом, проведенные исследования показывают, что при взаимодействии криволинейной гибкой тяги анкера с деформируемой модельной геосредой эйлеровский эффект проявляется столь же ярко, как и в ситуации с жесткой цилиндрической опорой. Результатом его реализации становится предельно эффективное восприятие анкерной тягой части усилия F выдергивания, что для грунтовых анкеров означает существенный рост в целом их несущей способности.

В условиях деформируемого основания эйлеровский эффект реализуется с особенностями: для Э-анкеров характерны нелинейность зависимости $F(P)$, а также отличие от нуля, при равенстве ему P , значения F . Данные особенности обусловлены влиянием на гибкий элемент НДС взаимодействующего с ним податливого грунтового основания.

Для выяснения специфики реализации эйлеровского эффекта в различных грунтовых условиях и реальном масштабе требуются натурные исследования и численное моделирование.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Стажевский С.Б., Крамаджян А.А., Русин Е.П., Хан Г.Н. Способ сооружения грунтового анкера. – Патент РФ № 2457293. – БИ № 21. – 2012.
2. Бутенин Н.В., Лунц Я., Меркин Д.Р. Курс теоретической механики. В двух томах. Т. I: Статика и кинематика. – 4-е изд., исправл. – М.: Наука, 1985. – 240 с.
3. Барсов И.П., Станковский А.П. Строительные машины и их эксплуатация. – М: Стройиздат, 1971. – 368 с.

© С.Б. Стажевский, А.А. Крамаджян, Е.П. Русин, 2013

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ОЦЕНКА ДЕЙСТВУЮЩИХ НАПРЯЖЕНИЙ В БЕТОННОЙ ПЛОТИНЕ

Василий Дмитриевич Барышников

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт горного дела им. Н.А. Чинакала Сибирского отделения российской академии наук, 630091, Россия, г. Новосибирск, ул. Красный проспект, 54, зав. лаборатории ДМСМП, тел. (383)217-05-41

Владислав Генрихович Качальский

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт горного дела им. Н.А. Чинакала Сибирского отделения российской академии наук, 630091, Россия, г. Новосибирск, ул. Красный проспект, 54, старший научный сотрудник лаборатории ДМСМП, тел. (383)217-05-41

Дмитрий Васильевич Барышников

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт горного дела им. Н.А. Чинакала Сибирского отделения российской академии наук, 630091, Россия, г. Новосибирск, ул. Красный проспект, 54, младший научный сотрудник лаборатории ДМСМП, тел. (383)217-05-41

В статье приведены результаты экспериментальной оценки физико-механических свойств и величин действующих напряжений в низовой грани бетонной плотины СШ ГЭС.

Ключевые слова: плотина, напряжение, метод параллельных скважин, модуль упругости, коэффициент Пуассона.

EXPERIMENTAL ESTIMATE OF EFFECTIVE STRESSES IN A CONCRETE DAM

Vasily Dm. Baryshnikov

Federal State-Funded Institution of Science, N.A. Chinakal Institute of Mining, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, 54 Krasny prospect, 630091, Russia, Novosibirsk, Head of Laboratory for Diagnostics of Mechanical Condition of Rocks, Phone: (383)217-05-41

Vladislav G. Kachalsky

Federal State-Funded Institution of Science, N.A. Chinakal Institute of Mining, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, 54 Krasny prospect, 630091, Russia, Novosibirsk, Senior researcher, Phone: (383)217-05-41

Dmitry V. Baryshnikov

Federal State-Funded Institution of Science, N.A. Chinakal Institute of Mining, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, 54 Krasny prospect, 630091, Russia, Novosibirsk, Junior researcher, Phone: (383)217-05-41

The paper presents experimental assessment of physico-mechanical properties and the evaluation of effective stresses at the bottom of the Sayano-Shushenskaya Dam.

Key words: dam, stress, method of parallel borehole measurement, elastic modulus, Poisson's ratio.

Одним из показателей безопасного состояния гидротехнических сооружений (ГТС) являются величины действующих напряжений в элементах конструкций, оценка которой традиционно производится с использованием закладной контрольно-измерительной аппаратуры (КИА). В процессе длительной эксплуатации ГТС показания датчиков не отвечают требованиям надежности полученных оценок из-за превышения срока их гарантийной работы.

ИГД СО РАН предложил методический подход по организации контроля напряженно-деформированного состояния (НДС) бетонных плотин в эксплуатационный период. Он основан на использовании экспериментальных методов определения напряжений и последующих наблюдениях за их изменениями по измерению деформации бетона контролируемого участка [1].

Для количественной оценки напряжений в механике скальных пород разработан ряд методов, основанных на измерении деформаций скважины, вызванных изменением НДС в зоне установки датчиков. Достоверность полученных оценок определяется тем, насколько точно выбранная расчетная модель и ее параметры отвечают реальному поведению и свойствам массива. Основным недостатком данных методов применительно к использованию в бетоне – малая база измерений, что в условиях его неоднородности может привести к значительным погрешностям оценок напряжений. Поэтому в каждом проводимом эксперименте необходимо подтверждение правомерности использования принятой в расчетах модели реальному состоянию и свойствам бетонного массива.

Одним из методов натурного определения напряженного состояния массива горных пород является разработанный в ИГД СО РАН метод параллельных скважин [2,3]. Сущность его заключается в следующем. В предварительно пробуренную в массиве скважину (в дальнейшем будем называть ее измерительной) помещается прибор (деформометр) для измерения радиальных перемещений ее стенок. После этого напряженно-деформированное состояние в окрестности скважины изменяется выбуриванием параллельной (возмущающей) скважины. Бурение возмущающей скважины осуществляется с таким расчетом, чтобы в начальном и конечном положении торец скважины не оказывал влияние на показания деформометра. Происходящие при этом радиальные перемещения контура измерительной скважины регистрируются по нескольким (минимум трем) направлениям и определяются разностью между начальными (до возмущения) и конечными (после возмущения) показаниями.

Важным достоинством метода является то, что деформационные характеристики материала, необходимые для расчета величин напряжений, определяются в натуральных условиях непосредственно в той же “точке” массива [4]. Для этого в возмущающей скважине “напротив” деформометра размещается нагрузочное устройство, с помощью которого нагружают равномерным давлением стенки скважины, а реакцию горных пород фиксируют деформометром в соседней скважине.

Расчетная схема метода основана на решении задачи теории упругости о напряженно-деформированном состоянии плоскости с двумя круговыми отверстиями, так как характер деформации контура измерительной скважины не за-

висит от осевой компоненты напряжений [3]. По результатам одного замера удастся определить величины напряжений, действующих в плоскости, нормальной к оси измерительной скважины. Использование многокомпонентных деформометров с измерениями деформаций контура более чем в трех направлениях позволяет получать в каждом конкретном опыте ответ о соответствии принятой расчетной модели реальному поведению массива, определять ее параметры (упругие константы массива) [4], а также оценивать погрешность полученных результатов в рамках принятой модели (т. е. методические погрешности отдельного опыта).

В ИГД СО РАН создан программно-технический комплекс, отвечающий современным требованиям в части автоматизации процесса измерений и обработки данных [5]. В комплексе использованы промышленные модули аналого-цифровых преобразователей, сертифицированные датчики давления и перемещений и передача данных от измерительного устройства до промышленного компьютера. Принятые решения дают возможность получать более точные результаты и работать в полевых условиях с автономным питанием.

Экспериментальная апробация комплекса проведена при исследовании напряжений на низовой грани бетонной плотины Саяно-Шушенской ГЭС. Актуальность оценки величин действующих напряжений на участке низовой грани и IV столба плотины вызвана отсутствием экспериментальных данных по закладной КИА в этой зоне. В то же время, в период эксплуатации отмечены необратимые перемещения плотины в сторону нижнего бьефа, раскрытие контактного шва в основании плотины и образование зон трещинообразования в растянутой зоне со стороны напорной грани, повлекших необходимость проведения ремонтных работ [6]. Указанные явления свидетельствуют об отклонении работы сооружения от проектных предположений, что требует уточнения НДС сооружения после завершения ремонтных работ.

В качестве иллюстрации возможности применения метода и технических средств измерений для определения НДС бетонного массива, приведем данные, полученные на низовой грани секции 27. Для нахождения упругих констант и компонент напряжений в массиве используются соответствующие теоретические зависимости радиальных смещений контура измерительной скважины в процессе выбуривания возмущающей скважины и последующего нагружения ее контура равномерным давлением [3].

На рис. 1 показаны графики деформации контура измерительной скважины при ступенчатом нагружении возмущающей скважины. Ориентация измерительных направлений (1,2,3,4) деформометра относительно, соединяющей центры скважин, принята следующая: 1 – 90°; 2 – 135°; 3 – 0°; 4 – 45°.

Полученные данные позволяют определить упругую константу бетона $G_{\text{с}}$ в точке измерения [4]:

$$G_{\text{с}} = \frac{E}{4(1-\nu^2)},$$

где E – модуль упругости, МПа; ν – коэффициент Пуассона.

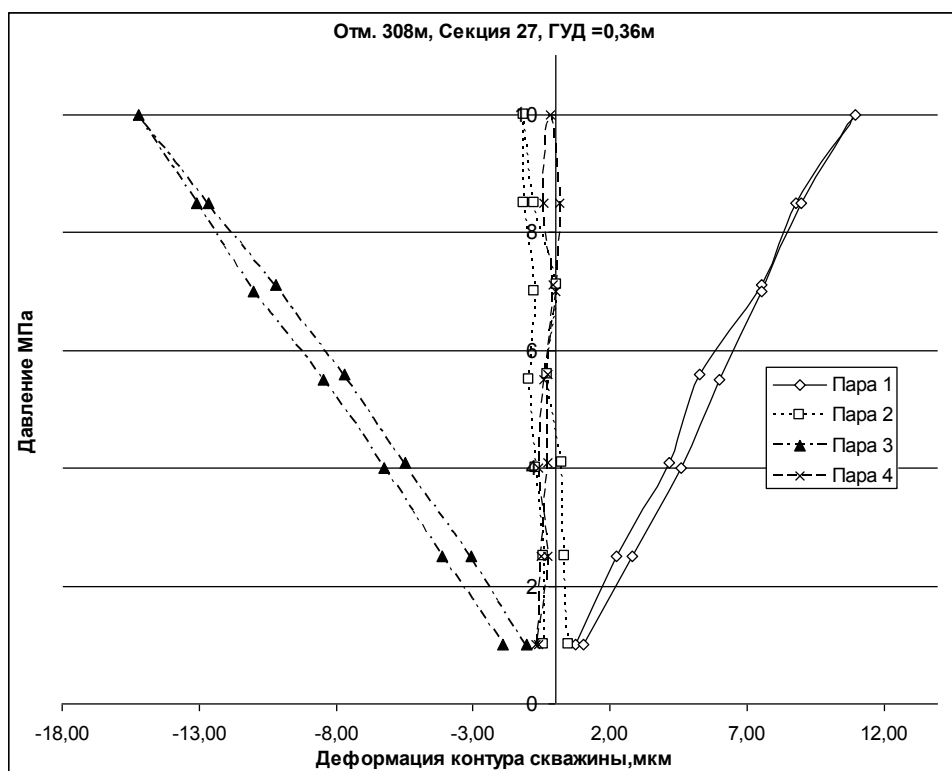


Рис. 1. Деформации контура скважины в секции 27 при определении модуля G_{α} в методе параллельных скважин

На рис.2 приведена экранная форма результатов вычислений G_{α} и напряжений в бетоне с соответствующими статистическими погрешностями их определения. В табл. 1 и на рис. 3 показаны компоненты и главные напряжения в плоскости низовой грани плотины.

Таблица 1

Величины напряжений в бетоне 27 секции низовой грани.

Параметры напряжённого состояния бетона на низовой грани плотины					
Компоненты напряжений величина/ср.квадр. откл., МПа			Главные в плоскости грани, МПа		Угол между горизонтом и σ_2 , град
σ_x	σ_y	τ_{xy}	σ_1	σ_2	
-0,5/0,2	-5,6/0,3	1,0/0,1	-0,3	-5,8	-80

Анализ результатов позволяет отметить следующее.

1. При расстоянии между осями скважин около 150 мм подтверждено соответствие принятой в расчетах модели реальному поведению бетона на участке измерений: линейная зависимость «нагрузка–деформация» практически без остаточных деформаций измерительной скважины (см. рис.1) свидетельствуют об упругости и сплошности материала.

2. Незначительное расхождение значений упругой константы G_{α} , определенных по 4-измерительным направлениям (90% доверительный 7400÷8300 МПа при среднем значении 7805 МПа по ветви разгрузки; см. рис.2)

3. Среднеквадратические отклонения компонент напряжений составляют 0.1÷0.3 МПа, что не превышает 6% от максимального значения напряжений (см. табл. 1).

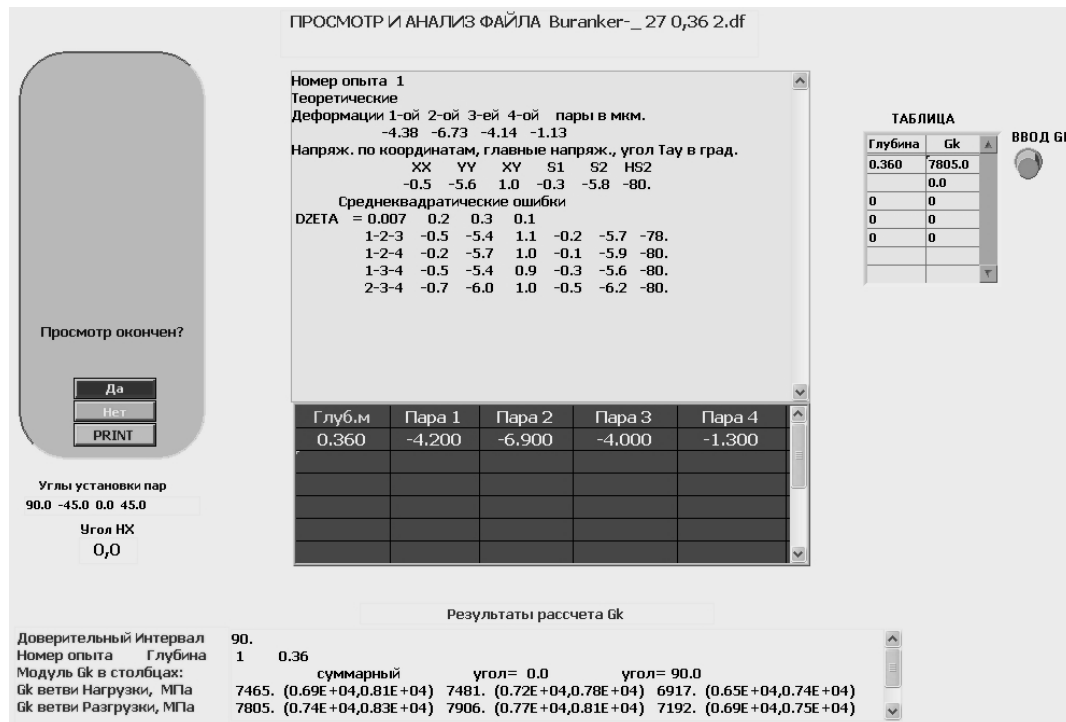


Рис. 2. Экранная форма результатов вычислений напряжений

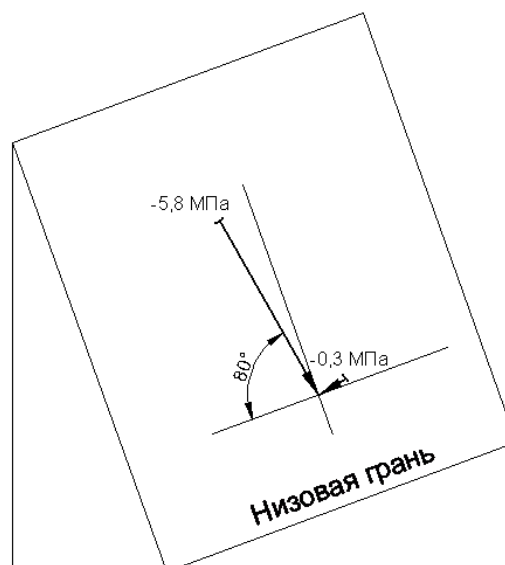


Рис. 3. Величины и направления действия главных напряжений в секции 27

Таким образом, результаты проведенных исследований свидетельствуют о применимости метода параллельных скважин и разработанных программно-технических средств для количественной оценки величин действующих напряжений в бетонных элементах конструкций ГТС, а полученные результаты могут быть использованы для тестирования численных расчетов и организации системы контроля НДС плотин в эксплуатационный период.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Курленя М.В., Барышников В.Д., Гахова Л.Н. Об одном подходе к оценке и контролю напряженно-деформированного состояния гидротехнических сооружений. // Гидротехническое строительство. –1998. –№2.
2. Курленя М. В., Барышников В. Д., Бобров Г. Ф., Попов С. Н., Федоренко В. К. Способ определения НДС в массиве горных пород // Открытия и изобретения. — 1981. — № 40.
3. Курленя М. В., Попов С. Н. Теоретические основы определения напряжений в горных породах. — М.: Наука, 1993.
4. Барышников В. Д., Курленя М.В., Попов С. Н. и др. Способ натурного определения упругих свойств горных пород в методе параллельных скважин // ФТПРПИ. — 1982. — № 1.
5. Барышников В.Д., Качальский В.Г. Автоматизированный измерительный комплекс приборов для определения напряжений в массиве горных пород методом параллельных скважин.//ФТПРПИ.-2010.-№ 3.
6. Брызгалов В.И. Из опыта создания и освоения Красноярской и Саяно-Шушенской ГЭС. // Сибирский изд. дом. «Суриков». – Красноярск. –1999.

© В.Д. Барышников, В.Г. Качальский, Д.В. Барышников, 2013

РЕЛАКСАЦИОННАЯ СПОСОБНОСТЬ МЕТАНОНОСНОСТИ УГОЛЬНОГО ПЛАСТА

Виктор Николаевич Опарин

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт горного дела им. Н.А. Чинакала СО РАН, 630091, Россия, г. Новосибирск, ул. Красный проспект, 54, д.ф-м.н., чл.- корр. РАН, директор Института, тел. (383)217-05-36, e-mail: oparin@misd.nsc.ru

Татьяна Анатольевна Киряева

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт горного дела им. Н.А. Чинакала СО РАН, 630091, Россия, г. Новосибирск, ул. Красный проспект, 54, к.т.н., докторант ИГД СО РАН, тел. 83832170703, e-mail: coalmetan@mail.ru

В статье показано, что в результате сопровождающих распад углеметана процессов развития микротрещин и роста количества свободного и сорбированного метана, происходящих на микроструктурном уровне, в угле возникают поля напряжений и деформаций, энергия которых реализуется в виде локальных фазовых переходов. В работе приведена оценка характерного времени распада на фазы и изменение предельных значений энергии релаксации метаноносности от выхода летучих веществ.

Ключевые слова: система уголь-метан, механические напряжения, маятниковые волны, горное давление, метаноносность.

RELAXATION ABILITY OF COAL METHANE CONTENT

Viktor N. Oparin

N.A. Chinakal Institute of Mining, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, PhD in Engineering, 54 Krasny Pr., Novosibirsk, 630091, Russia. Tel: (383) 217-05-36; e-mail: oparin@misd.nsc.ru

Tatyana A. Kiryaeva

N.A. Chinakal Institute of Mining, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, PhD in Engineering, 54 Krasny Pr., Novosibirsk, 630091, Russia. Tel: (383) 217-07-03; e-mail: coalmetan@mail.ru

The paper shows that as a consequence of micro-fracturing and increase of free and fixed methane volume that take place at a microstructural level during coal-methane mixture decomposition, coal experiences stresses and strains that generate energy in the form of local phase changes. The paper estimates characteristic time of phase separation and change of limit values of methane content relaxation energy depending on volatile content.

Key words: coal-methane mixture, mechanical stresses, pendulum waves, rock pressure, methane content.

В зоне обнажения угольного пласта в выработке под воздействием перераспределения горного давления образуется зона нарушения природного состояния пласта, которое происходит как в результате механического нарушения, так и вследствие изменения физических и физико-химических свойств угля.

В отсутствие внешних воздействий на газоносный пласт вещество угля в природных условиях практически стабильно, т. е. все процессы преобразования строения идут очень медленно, а в массопереносе преобладают диффузионные процессы. В зоне обнажения угольного пласта в выработке под воздействием перераспределения горного давления образуется зона нарушения природного состояния пласта, которое происходит как в результате механического нарушения, так и вследствие изменения физических и физико-химических свойств угля.

Установлено [1-3], что в результате необратимых процессов, происходящих на микроструктурном уровне, в угле возникают поля напряжений и деформаций, энергия которых реализуется в виде локальных фазовых переходов.

Преобразование угольного вещества под воздействием горных работ происходит на двух уровнях организации [4]:

- макроскопические изменения – перераспределение напряжений в окрестности выработки;
- микроскопические изменения - изменения состава угольного вещества, его структуры, структуры пор и, как следствие, возникновение в угле новых поверхностей, тепловые эффекты и т.д.

При анализе свойств метастабильной системы важнейшим этапом является выявление состояния, формы существования и взаимодействия метана с углем.

Особое научное и прикладное значение имеет устойчивость гомогенного твердого углегазового раствора (ТУГР).

Этот раствор определяется параметрами: σ_{ik} - тензор механических напряжений, T – температура, x – концентрация газа. В одной области значений этих параметров устойчивым является однородное состояние этой системы, в другой – неоднородное. Граница между областями определяется уравнением $f(\sigma_{ik}, x, T)=0$, зависящим от особенностей системы. Внезапное изменение параметров σ_{ik} или T приводит к неустойчивости исходной системы ТУГР; с течением времени пространственная неоднородность исчезает и формируется состояние с двумя термодинамическими равновесными фазами.

В природных условиях наиболее быстрым изменениям подвержен параметр σ_{ik} , зависящий от внешних механических напряжений на угольный массив. Это может происходить в результате естественных изменений в земной коре или техногенных воздействий. При $T=\text{const}$ граница равновесия является линией $\sigma_{ik} = \sigma_{ik}(x)$.

При возрастании уровня напряжений, когда деформации геоматериалов выходят за пределы упругости, внутри деформируемого тела начинают развиваться нелинейные процессы, в условиях которых вариации температуры становятся значительными.

Актуальность постановки такой задачи диктуется необходимостью адекватного физического моделирования термодинамических процессов в углеметановых пластах по мере роста температуры и горного давления с увеличением

глубины освоения угольных месторождений. Это необходимо также в связи с открытием волн маятникового типа и введение в [5] понятия «геомеханическая температура».

Отмеченное обстоятельство имеет принципиальное значение для теоретического описания и физического моделирования газодинамических процессов в многофазных фрагментизированных геосредах, каковыми являются угольные и нефтегазовые пласты.

Колебательные движения структурных элементов в данном случае вводят в работу своеобразный «поршневой эффект» знакопеременных относительных движений берегов трещин между этими структурными элементами (фракталами), заполненных полностью или частично жидкостью, газом, газогидратами или мелкими твердыми фракциями геоматериалов. Как известно [6], существует статистически устойчивое соотношение для средних расстояний между берегами трещин и диаметрами определяемых ими геоблоков на различных масштабных уровнях (i) их иерархии (геомеханический инвариант $\mu_A(\delta)$):

$$\mu_A(\delta) = \delta_i / \Delta_i \in \theta \cdot 10^{-2}; \forall_i \theta \in 0.5 \div 2.$$

Возникающий в этой связи класс задач динамического поведения фрагментизированных многофазных сред с иерархическим строением, безусловно, весьма сложен для механико-математического анализа. Для эффективного их решения также нужна «априорная» информация об особенностях развития нелинейных «поршневых» процессов, но уже в многофазных фрагментизированных геосредах, обусловленных возникновением волн маятникового типа.

В работе [7] дан анализ кинетики распада однофазной системы ТУГР и оценка характерного времени распада на фазы. Для времени релаксации получена оценка $\tau \approx 10$ с. Времена начальной стадии выброса угля и газа могут быть сопоставимыми с временами релаксации. Масштаб времени релаксации различен для углей с различной пористостью и может достигнуть нескольких суток [7].

В реальных условиях после снижения уровня механических напряжений процесс распада газугольного твёрдого раствора в пласте может запаздывать, что позволяет существовать гомогенному твёрдому раствору длительное время в метастабильном состоянии. Техногенные воздействия инициируют распад, приводя к внезапным выбросам угля и газа. Образовавшаяся после распада система ещё далека от полного равновесия, поскольку время установления концентрационного равновесия реализуемое диффузионным путем, более чем на порядок превышает время распада газугольного твёрдого раствора. Это в значительной мере и обуславливает запоздалые выбросы после сотрясательного взрывания.

Результаты применения теории устойчивости систем для оценки особенностей метастабильных состояний искусственно насыщенного метаном угля позволяют при аналогичном анализе природной системы "уголь-метан" использовать в качестве основной характеристики непосредственно энергию релаксации

метаноносности (рис. 1) – показатель энергии перехода системы из одного метастабильного состояния в другое при изменении метаноносности в два раза.

Оценка выполнялась по предельным значениям метаноносности, когда ее величина определялась только растворенным метаном, а содержание других его фазовых состояний считалось пренебрежимо малым. Получены значения энергии для угольных пластов Кузбасса (15 месторождений) по геологоразведочной информации, которые согласуются с уровнем выбросоопасности углеметановых пластов основных стратиграфических структур Кузбасса [8].

Максимальные значения энергии релаксации метаноносности получены при выходе летучих веществ 20-25%, хотя минимальная выбросоопасная глубина составляет 150-200 м. На этом участке графика находятся наиболее выбросоопасные пласты верхнебалахонской подсерии. Углеметановые пласты кольчугинской серии расположены правее и обладают минимальной энергией. В этой зоне в настоящее время работают самые высокопроизводительные забои Кузбасса. Отдельные ее участки попадают в зону активной выбросоопасности. И хотя внезапных выбросов там не происходит, тем не менее при работе производительных забоев можно наблюдать, что газ начинает выделяться из отбиваемого угля в режиме, близком к выбросоопасности, т.к. высока начальная скорость газоотдачи. Таким образом, полученный показатель достаточно четко разделяет стратиграфические структуры Кузбасса согласно их газодинамической активности. При этом его величина на порядок больше полученной ранее энергии релаксации метаноемкости и количественной оценкой последней допустимо пренебрегать.

Деструкция угольного пласта и интенсивность его саморазрушения имеют близкий физический механизм, связанный с реализацией энергии релаксации метаноемкости и самопроизвольной дезинтеграцией горных пород за счет релаксации внутренних напряжений [9], что связано с «самонапряженностью» горных пород (или наличием локально распределенных остаточных напряжений, описываемых соответствующей механико-математической моделью [10].

Для этого вывода исследованы пробы углей с различным выходом летучих веществ от 18% до 43% 5 шахтопластов Кузбасса (120 проб), во всех пробах проводился ситовый анализ (рис. 2). Зернистость оценивалась по средневзвешенному значению размера зерна D_c в исследуемом образце породы. По результатам анализа характера распределения гранулометрического состава определялось значение C_{0z} , которое равно минимальному размеру зерна в исследуемом образце. Фактор зернистости в структурном строении исследуемого образца: $Y_z = 2,8854 \ln(D_c/C_{0z})$.

Процесс выделения метана из углегазового вещества определяется скоростью распада углеметана, который протекает с выделением энергии. Соответственно, чем меньше диаметр частиц, тем больше потери тепла на теплообмен с окружающей средой. Скорость газовыделения при бурении шпуров - это прежде всего скорость распада углеметана, а не только скорость десорбции или расширения свободного метана. А при внезапных выбросах, а они известны уже более 300 лет, никогда не регистрировалось понижение температуры, хотя идет

расширение сотен кубометров газа в секунду, скорости потока до 20-25 м/сек, выбрасывается 10-12 тыс. тонн угля в течение очень небольшого промежутка времени [11]. Это можно объяснить тем, что идет теплообмен между расширяющимся газом и частицами угля. Частицы угля обладают большой теплоемкостью, но малой теплопроводностью. При распаде сам «скелет угля» начинает выделять энергию и нагревать выделяющийся метан.

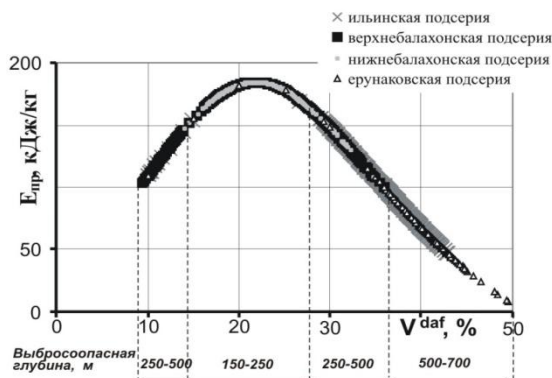


Рис. 1. Изменение предельных значений энергии релаксации метаноносности от выхода летучих веществ

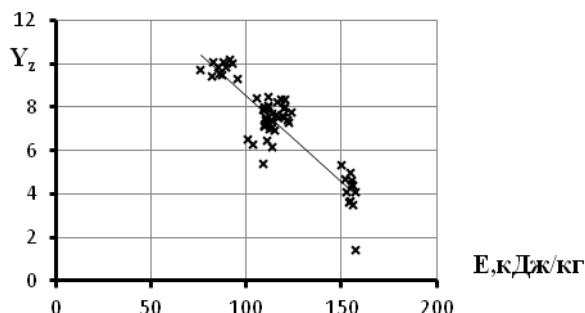


Рис. 2. Зависимость класса зернистости в исследуемом образце угля при его разрушении от энергии релаксации метаноносности углеметана

На основании вышеизложенного можно заключить:

1. В период разгрузки от горного давления в углеметановых пластах может инициироваться процесс динамического саморазрушения угля за счет энергии распада твердого углегазового раствора на твердую и газовую составляющие;
2. Сопровождающие распад ТУГР процессы развития микротрещин и интенсивного выделения метана характерны не только для выбросоопасных зон угольных пластов, но могут иметь место на всех высокогазоносных пластах (отличия возможны лишь в количественном выражении).

Подобные реакции углеметана способны спровоцировать и тектонические процессы (стадии снижения давления). В этих условиях формируются зоны и пачки пластов с пониженной прочностью.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Айруни А.Т. Прогнозирование и предотвращение газодинамических явлений в угольных шахтах. – М.: Наука, 1987.
2. Airuni A., Zverev I., Ettinger I. The part played by the sorption pressure of solid solution of methane in coal development of sudden outbursts // Proceed. of the XX International conference of Safety in Mines Research Institutes.- Great Britain, Sheffield, 1983.
3. Airuni A., Zverev I., Alexeev A., Sapunov V., Sinolickij V. Investigation the role played by solid Gas-Coal solution in outbursts hazard formations // Proceed. of the XX International conference of Safety in Mines Research Institutes.- USA, Washington, 1989.
4. Айруни А.Т. Искусственное увеличение защитного действия при разработке выбросоопасных пластов. – М.: Изд. ЦНИЭИугля, 1984. – Вып.7. – 49 с.

5. Опарин В.Н. Волны маятникового типа и «геомеханическая температура» / «Нелинейные геомеханико-геодинамические процессы при отработке месторождений полезных ископаемых на больших глубинах». Труды 2-й Российско-Китайской научной конференции, 02-05 июля 2012 г. Новосибирск. – Новосибирск: ИГД СО РАН, 2012.
6. Курленя М.В., Опарин В.Н., Еременко А.А. Об отношении линейных размеров блоков к раскрытию трещин в структурной иерархии массивов // ФТПРПИ. – 1993. – № 3.
7. Малышев Ю.Н., Трубецкой К.Н., Айруни А.Т. Фундаментально-прикладные методы решения проблемы угольных пластов // М.: ИАГН, 2000.
8. Полевщиков Г.Я., Киряева Т.А. Некоторые представления о термодинамике распада углеметана // Вестник научного центра по безопасности работ в горной промышленности. – Кемерово, 2010. – №1.
9. Фаддеенков Н.Н., Опарин В.Н., Труфакин Л.Е. Об эффекте самопроизвольного разупрочнения руды // ФТПРПИ. – 1983. – №5.
10. Курленя М.В., Опарин В.Н., Ревуженко А.Ф., Шемякин Е.И. О некоторых особенностях реакции горных пород на взрывные воздействия в ближней зоне // ДАН. – 1987. – т.293, №1.
11. Систематизированные данные по внезапным выбросам угля и газа на шахтах восточных и северных месторождений страны. – Кемерово, 1974.

© В.Н. Опарин, Т.А. Киряева, 2013

ВЛИЯНИЕ МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ЗАКЛАДКИ НА ПРОЦЕСС ПЕРЕРАСПРЕДЕЛЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЙ ВО ВМЕЩАЮЩИХ ПОРОДАХ

Дмитрий Александрович Поляков

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт горного дела им. Н.А. Чинакала Сибирского отделения Российской академии наук, 630091, Россия, г. Новосибирск, ул. Красный проспект, 54, инженер, тел. 8-913-912-24-13, e-mail: Svetloyar14@gmail.com

Виктор Михайлович Серяков

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт горного дела им. Н.А. Чинакала Сибирского отделения Российской академии наук, 630091, Россия, г. Новосибирск, ул. Красный проспект, 54, заведующий лабораторией, тел. 8-383-217-01-52, e-mail: vser@misd.nsc.ru

С помощью математического моделирования рассмотрен процесс перераспределения напряженно-деформированного состояния вмещающих пород при формировании закладочного массива материалами с различными механическими свойствами.

Ключевые слова: метод конечных элементов, последовательность отработки, напряженно-деформированное состояние.

EFFECT OF MECHANICAL PROPERTIES OF LAYING ON THE PROCESS STRESS REDISTRIBUTION IN THE HOST ROCK

Dmitry A. Polyakov

N.A. Chinakal Institute of Mining, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, 630091, Russia, Novosibirsk, Krasny Prospect 54, engineer, tel. 8-913-912-24-13, e-mail: Svetloyar14@gmail.com

Victor M. Seryakov

N.A. Chinakal Institute of Mining, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, 630091, Russia, Novosibirsk, Krasny Prospect 54, head of laboratory, tel. 8-383-217-01-52, e-mail: vser@misd.nsc.ru

With mathematics modeling describes the process of redistribution of the stress-strain state of the country rocks in the formation of filling mass materials with different mechanical properties.

Key words: finite element technique, sequence mining, stress-strain state.

В настоящее время технологии отработки месторождений полезных ископаемых с использованием закладки выработанного пространства твердеющими смесями находят широкое применение при ведении горных работ на больших глубинах [1,2]. При развитии горных работ материал, помещаемый в отработанное пространство, вступает во взаимодействие с вмещающими породами, препятствует свободному деформированию налегающей толщи. Этот процесс оказывает качественное и количественное влияние на параметры, характеризующие процесс деформирования породного массива.

При математическом моделировании напряженного состояния, отвечающего различным этапам отработки месторождений, установить процесс

перераспределения усилий в горных породах удастся с помощью решения задач в дополнительных напряжениях. Реализация такого алгоритма вызывает значительные трудности, так как на каждом этапе расчета приходится определять границы вновь формируемых выработок и соответствующие краевые условия.

В институте горного дела СО РАН предложен другой метод расчета напряженного состояния массива в окрестности выработанного пространства с учетом последовательности ведения очистных и закладочных работ, позволяющий избежать упомянутых трудностей [3]. Суть его заключается в том, что расчетная область в подобластях размещения выработок на всех этапах моделирования имеет механические характеристики, соответствующие геомеханической ситуации, существовавшей в массиве до начала ведения горных работ. Условием образования некоторой выработки являются нулевые значения всех напряжений в расчетных точках, лежащих внутри ее контура. Для выполнения этого условия использован метод начальных напряжений. Достоинством использования метода начальных напряжений является неизменность матрицы жесткости расчетной системы, что позволяет практически решать актуальные задачи о напряженно-деформированном состоянии массива горных пород вокруг выработанных пространств с учетом последовательности выемки запасов полезных ископаемых.

Очень важным практическим вопросом является вопрос о выборе механических свойств закладки. С одной стороны они должны быть такими, чтобы обеспечить безопасность очистных работ. С другой стороны увеличение прочности закладочного материала влечет за собой рост затрат при использовании цемента более высокого качества, применении более сложных технологий производства закладки.

С целью оценки влияния параметров закладочного материала на напряженно-деформированное состояние массива были выполнены расчеты с различными механическими свойствами закладки.

Для реализации разработанного метода расчета напряженно-деформированного состояния массива горных пород с учетом последовательности ведения очистных и закладочных работ был разработан комплекс программ в системе программирования Delphi. С его помощью проведен расчёт полей напряжений, перемещений и деформаций при отработке пологопадающего рудного тела восходящим порядком выемки [4]. Все используемые механические и геометрические параметры соответствуют условиям отработки норильских полиметаллических месторождений [5-8].

Горизонтально залегающее рудное тело мощностью 40 метров расположено на глубине $H=750$ метров. Исходное напряженное состояние характеризуется преобладанием тектонической составляющей: $\sigma_x^0 = -1,5\gamma H$; $\sigma_y^0 = -\gamma H$; $\tau_{xy}^0 = 0$. Модуль Юнга рудного тела $E=75000$ МПа, вмещающих пород 60000 МПа, закладочного массива 5000 МПа. Коэффициент Пуассона 0,25; 0,2 и 0,4 соответ-

ственно. Объемный вес всех пород принят равным $0,03 \text{ МН/м}^3$. Размер обрабатываемых, а затем закладываемых выработок 8×8 метров.

На рис. 1 представлены некоторые результаты расчетов после пятнадцати этапов «отработки-закладки». Видно, что во вмещающих породах образуются зоны концентрации вмещающих и растягивающих напряжений, в которых значения напряжений достигают своего максимума. Именно эти точки были взяты как характерные для последующего анализа перераспределения НДС вмещающего массива.

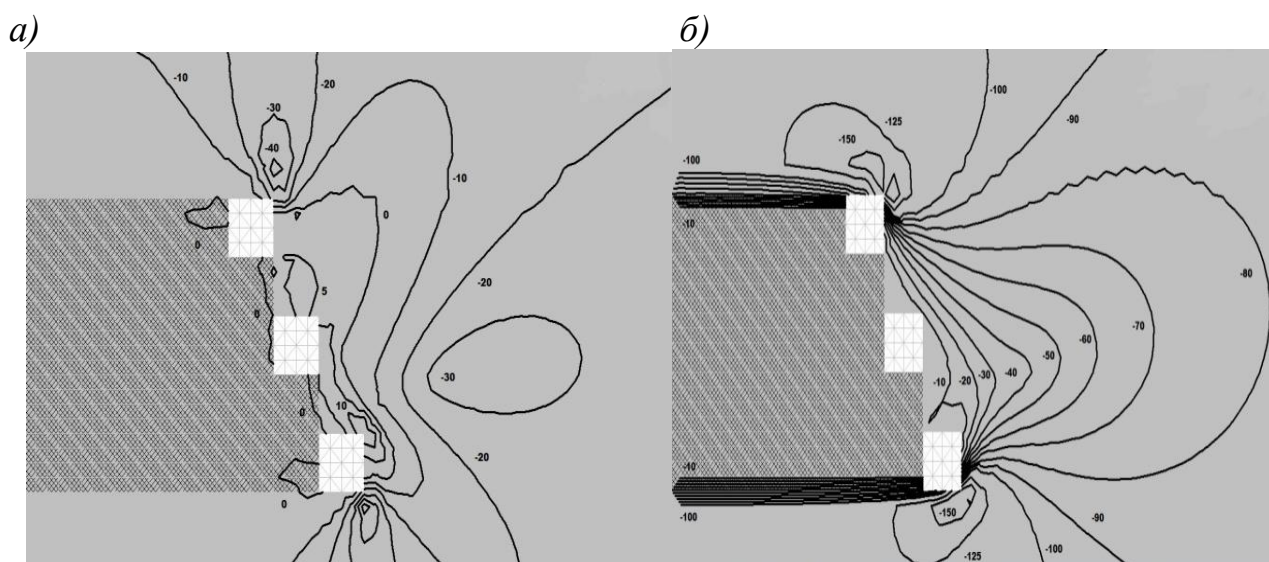


Рис. 1. Напряженное состояние вмещающего и закладочного массивов после пятнадцати этапов отработки (длина пролета 60 метров) с использованием восходящего порядка закладки очистного пространства твердеющими смесями: $\sigma_1(a)$, $\sigma_2(b)$

Была выполнена серия геомеханических расчетов с изменяющимся модулем Юнга E от 2500 до 10000 МПа. На рис. 2, 3 приведены графики перераспределения сжимающих S_2 и растягивающих S_1 напряжений в некоторых характерных точках вмещающего массива для E равного 2500 и 10000 МПа при увеличении пролета отработки L с 12 до 164 метров.

Как видно из графиков, качественных изменений в закономерностях перераспределения полей напряжений в окружающем массиве не наблюдается. Величины напряжений также не претерпевают сколько-либо значимых изменений. Поэтому, с механической точки зрения, влияние свойств закладки на перераспределение напряжений в окружающем массиве весьма мало. Отсюда следует, что при выборе свойств закладки для ведения очистных работ в массиве, сложенном крепкими горными породами, можно руководствоваться в первую очередь экономическими соображениями, чрезмерно не заботясь о качестве возводимого закладочного массива.

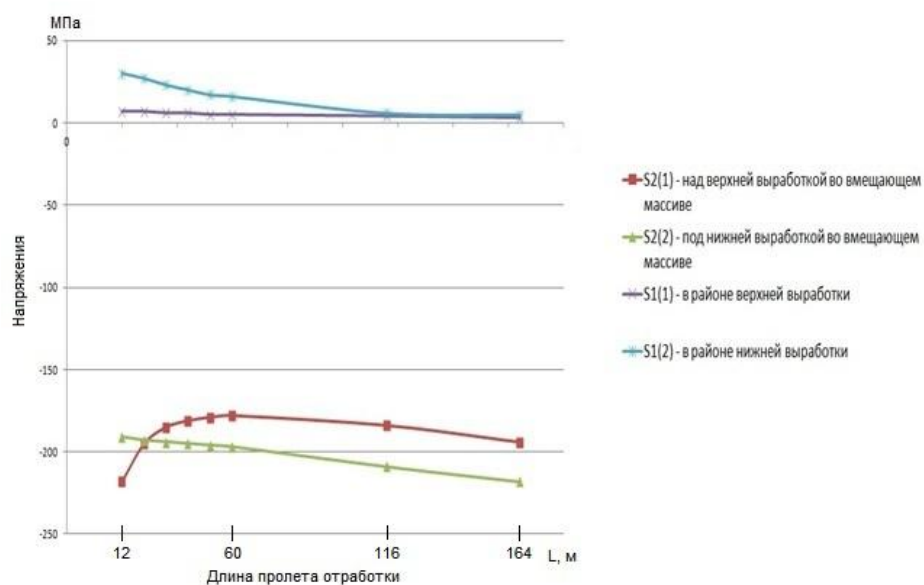


Рис. 2. Перераспределение напряжений во вмещающем массиве в зонах концентрации сжимающих и растягивающих напряжений в зависимости от пролета отработки при модуле Юнга закладки 2500 МПа

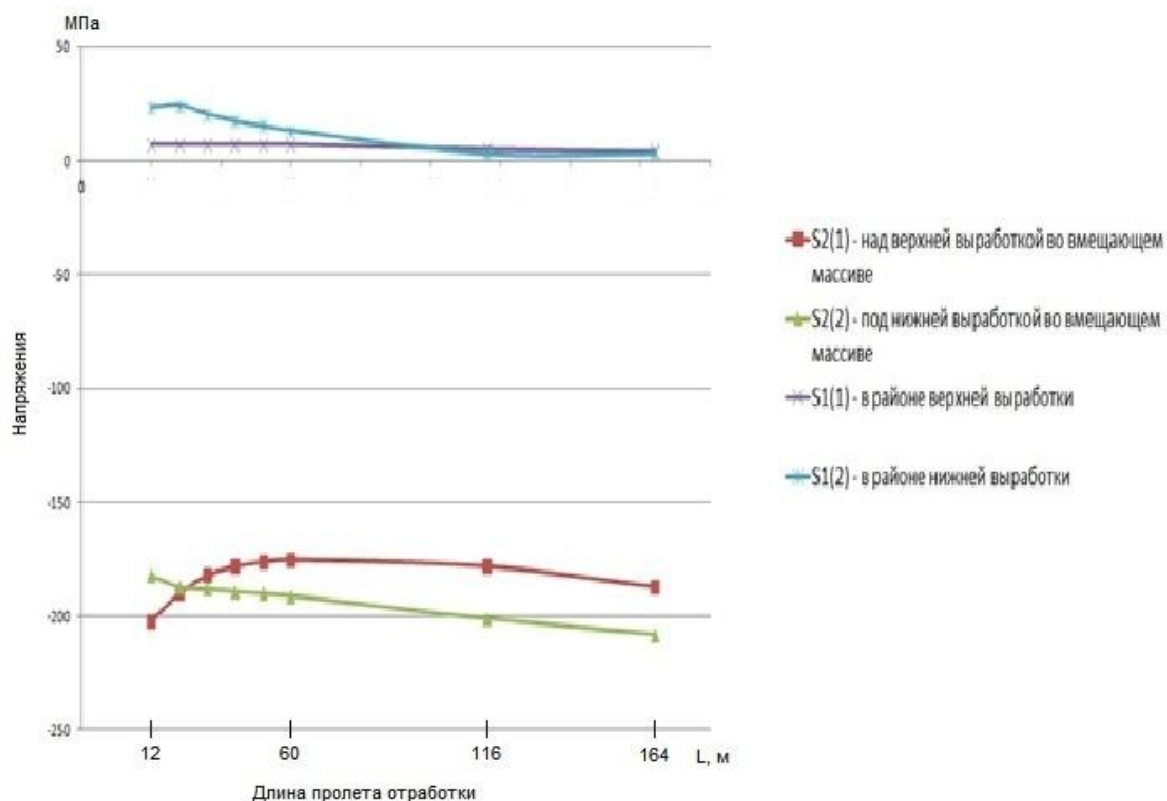


Рис. 3. Перераспределение напряжений во вмещающем массиве в зонах концентрации сжимающих и растягивающих напряжений в зависимости от пролета отработки при модуле Юнга закладки 10000 МПа

Выводы:

1. При ведении очистных работ в крепких горных породах изменение механических свойств закладочного материала не вносит значимых изменений в картину напряженно-деформированного состояния массива в процессе отработки рудного тела.

2. Увеличение модуля Юнга закладочного материала приводит к незначительному снижению сжимающих напряжений во вмещающем массиве.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Бронников Д.М., Замесов Н.Ф., Богданов Г.И. Разработка руд на больших глубинах. – М.: Недра, 1982.
2. Курленя М.В., Штеле В.И., Шалауров В.А. Развитие технологии подземных горных работ. – Новосибирск: Наука, 1985.
3. Серяков В.М. Реализация метода расчета геомеханического состояния массива горных пород, учитывающего порядок ведения закладочных работ // ФТПРПИ. – 2008, №5.
4. Поляков Д.А. О перераспределении напряжений при развитии горной выработки.
5. Петухов И.М., Егоров П.В., Скитович В.П., Паценюк Б.Г. Результаты изучения напряжённого состояния нетронутого массива пород на Талнахском и Октябрьском месторождениях // Измерение напряжений в массиве горных пород. Ч.2. – Новосибирск: ИГД СО АН СССР, 1976.
6. Редькин В.А., Калугин В.В. Естественное поле напряжений горного массива блочной структуры // Напряжённно-деформированное состояние массивов горных пород. – Новосибирск: ИГД СО АН СССР, 1988.
7. Технологическая инструкция по применению сплошной слоевой системы разработки с нисходящими и комбинированными порядками выемки слоёв с закладкой твердеющими материалами при выемке сплошных сульфидных руд на рудниках Норильского ГМК. – Норильск, 1986.
8. Егоров П.В. Геомеханическое обоснование технологии разработки месторождений полезных ископаемых // ФТПРПИ. – 1986, №2.

© Д.А. Поляков, В.М. Серяков, 2013

ОСОБЕННОСТЬ РАБОТЫ КОЛЬЦЕВОГО УПРУГОГО КЛАПАНА ПРЯМОУГОЛЬНОГО СЕЧЕНИЯ В СИСТЕМЕ ВОЗДУХОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ ПНЕВМОУДАРНЫХ МАШИН

Анатолий Михайлович Петреев

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт горного дела им. Н.А. Чинакала Сибирского отделения Российской академии наук (ИГД СО РАН), 630091, Россия, Новосибирск, Красный проспект 54, к.т.н., с.н.с. лаб. повышения устойчивости оснований, тел. (383) 217-14-04, e-mail: ampet@yandex.ru

Александр Юрьевич Примычкин

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт горного дела им. Н.А. Чинакала Сибирского отделения Российской академии наук (ИГД СО РАН), 630091, Россия, Новосибирск, Красный проспект 54, м.н.с. лаб. повышения устойчивости оснований, тел. (383) 220-15-09, e-mail: sania385@ngs.ru

Описан пример применения кольцевого упругого клапана (КУК) в пневмоударной машине. Приведены базовые формулы, определяющие условия начала его открытия и закрытия. На основе результатов, полученных при экспериментах на стенде и расчетным путем с использованием программы Solid Works, установлена закономерность изменения давления в клапанной щели в процессе срабатывания КУК прямоугольного сечения. Получены выражения, определяющие закономерность изменения сил, действующих в процессе срабатывания.

Ключевые слова: пневмоударная машина, кольцевой упругий клапан, давление в клапанной щели, условие срабатывания, эксперимент, расчетная модель.

RECTANGULAR CROSS-SECTION ELASTIC RING VALVE OPERATION IN AIR SUPPLY SYSTEM OF AIR PERCUSSION MACHINES

Anatoliy M. Petreev

N.A. Chinakal Institute of Mining, Krasny Prospect 54, RU-630091, Russia, Novosibirsk, Base Stability Enhancement Lab, PhD, senior researcher, tel. +7_(383) 217-04-14, e-mail: ampet@yandex.ru

Alexandr Yu. Primychkin

N.A. Chinakal Institute of Mining, Krasny Prospect 54, RU-630091, Russia, Novosibirsk, Base Stability Enhancement Lab, junior researcher, tel. +7_(383) 217-07-38, e-mail: sania385@ngs.ru

The paper describes successful application of an elastic ring valve in an air percussion machine. Presents the basic formula of the valve activation. Using the test bench experiment and calculation model results, the author has found mechanism of change of pressure in the clearance of the rectangular cross-section elastic ring valve and refines relationship of this valve closure conditions.

Key words: air percussion machine, elastic ring valve, pressure in valve clearance, activation condition, experiment, calculation model.

Упругие клапаны в виде кольца круглого или прямоугольного сечения из эластомера (резина, полиуретан и т.п.) (рис. 1) впервые предложены в качестве

элемента системы воздухораспределения в ИГД СО АН СССР В.А. Гауном в для погружных пневмоударников [1]. Их применение позволило при том же диаметре машины и расходе сжатого воздуха в 2 раза увеличить энергию удара и на 30 % повысить ударную мощность [2]. Неоспоримым конструктивным достоинством кольцевого упругого клапана является простота, компактность и способность при малых перемещениях управлять большим проходным сечением.

Кольцевой упругий клапан обеспечивает прикрытие щели исключительно за счет сил давления, растягивающих кольцо, а упругие силы, стремятся сжать его и при определенных условиях обеспечивают разгерметизацию зазора. Нормальная работа упругого клапана в пневмоударной машине возможна при обеспечении соответствующего баланса этих сил во всех фазах рабочего цикла машины. Для обоснованного назначения конструктивных параметров кольцевого упругого клапана необходимо иметь его расчётную модель, как составную часть математической модели пневмоударного привода. Специфика заключается в том, что при срабатывании такого клапана его центр масс остается неподвижным, тогда как механическая система пневмоударного привода описывается уравнениями механики твердого тела, оперирующей перемещением центров масс.

В работе [3] представлена математическая модель, снимающая эти противоречия, приведены формулы для определения размеров клапана при заданных давлениях срабатывания клапана и наоборот – давление срабатывания при заданных размерах. Условие равновесного состояния КУК определяется выражением:

$$p_1 = \frac{2E\varepsilon Z + p^*(1+Z)}{1-Z}; \quad Z = h/d \quad (1)$$

Здесь E – модуль упругости материала клапана, ε – относительная деформация клапана; Z – геометрическая жесткость клапана, p_1 и p_2 – соответственно, давление в рабочих камерах машины до и после клапана, p^* – среднее давление в клапанной щели, h – высота клапана, d – средний диаметр.

Неопределенность в этом уравнении связана с параметром p^* . В работах, посвященных исследованию течения газа через щель, рассматриваются расходные характеристики (например [4] и [5]). Данных о характере изменения среднего давления в кольцевой клапанной щели обнаружить не удалось. В этой связи в качестве первого приближения было принято, что p^* есть среднее арифметическое давлений в камерах перед клапаном (p_1) и за ним (p_2). Ясно, что такая упрощенная зависимость должна быть дополнена корректирующей функцией

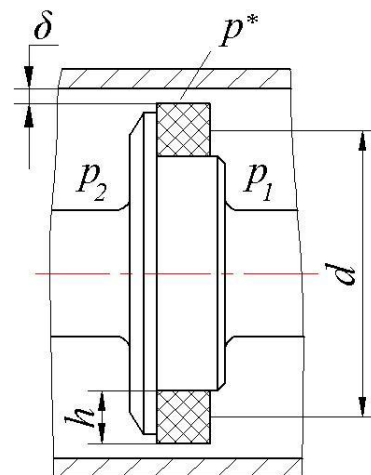


Рис.1. Упругий клапан прямоугольного сечения

$\psi(\Delta p, \delta)$, учитывающей, по меньшей мере, перепад давления на клапане $\Delta p = p_1 - p_2$ и ширину клапанной щели δ . Тогда среднее давление p^* можно представить:

$$p^* = \psi \cdot (p_1 + p_2) / 2; \quad \psi = \psi(\Delta p, \delta) \quad (2)$$

Функция ψ определялась на основе экспериментов и с использованием расчетной модели течения газа через кольцевую щель, реализованной в программе Solid Works Flow Simulation.

На экспериментальной установке (схема на рис. 2) измерялось распределение давления вдоль щели. Датчик давления ДД2 размещался на цилиндре 1 и под ним перемещался поршень 2, выполненный с заданным зазором δ относительно цилиндра. Зазор дискретно менялся от 0,04 до 2 мм последовательной шлифовкой поршня. Давление сжатого воздуха p_1 перед поршнем поддерживалось на требуемом уровне редукционным клапаном КР, установленным на входе. Давление p_2 за поршнем соответствовало атмосферному, принятому на графиках и в формулах за начало отсчета ($p_2 = p_{атм} = 0$).

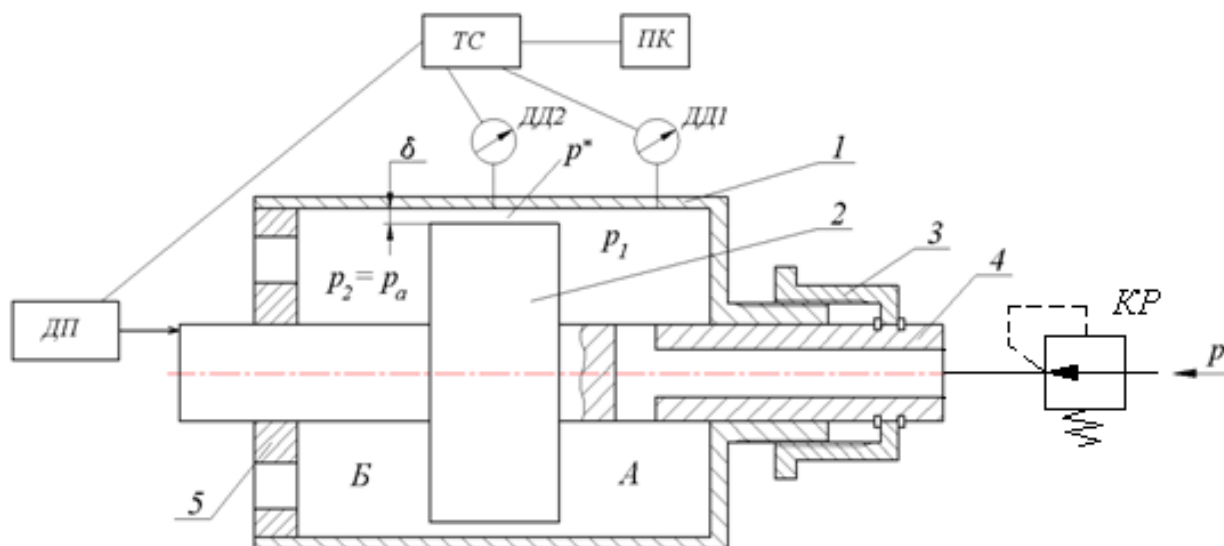


Рис. 2. Схема экспериментальной установки: ДД1, ДД2 – датчик давления (Р8АР НВМ); ДП – датчик перемещения (LPS-100 “Dacell”); ТС – тензостанция (А17-Т8 “Zet”); ПК – персональный компьютер (ноутбук Samsung R428); КР – пневмоклапан редукционный (П-КРМ 112-25)

На рис. 3 представлены примеры полученных экспериментальных кривых распределения давления вдоль щели для различных значений p_1 и δ . На входе в щель наблюдается характерный провал давления, величина которого увеличивается с ростом δ . После чего давление с нарастающей интенсивностью плавно снижается.

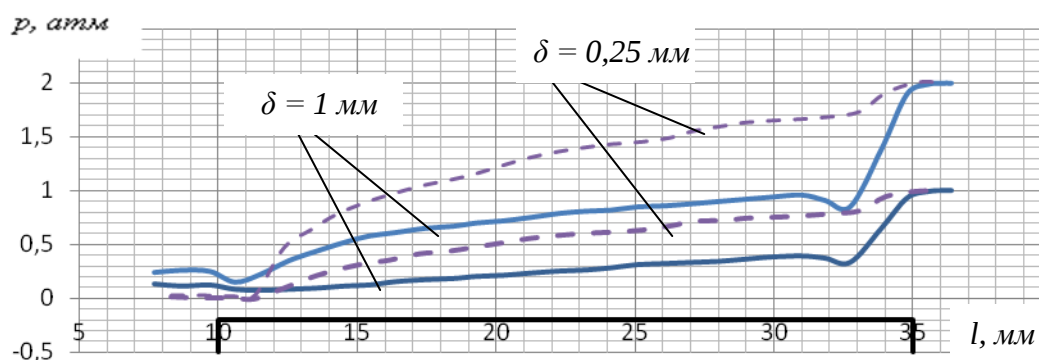


Рис. 3. Пример экспериментальных кривых

В рамках возможностей экспериментальной установки, ограниченных условием $p_2 = 0$, был получен достаточно обширный и достоверный экспериментальный материал. Приборная погрешность определения среднего давления не превышает 4%. На этой базе были выполнены сравнительные расчеты с использованием программы Solid Works Flow Simulation. Получена расчетная картина распределения давления в щели. На рис. 4 в качестве примера приведены расчетные и экспериментальные кривые. Наибольшие различия наблюдаются на входе и выходе из щели. Это может быть связано с величиной отверстия в цилиндре, через которое сжатый воздух поступает в датчик давления (диаметр равен 1 мм), а так же особенностями реальной формы кромки поршня на входе и выходе. Разница расчетного и экспериментального среднего давления не превышает 5%.

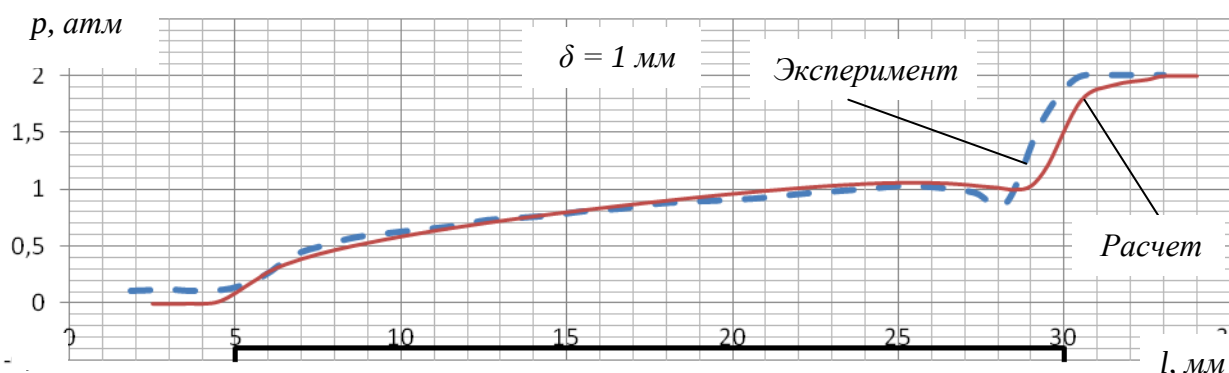


Рис. 4. Пример экспериментального и расчетного распределения давления в клапанной щели при одинаковых условиях

В целом, налицо хорошее совпадение результатов. Это послужило основанием для пополнения массива экспериментальных данных расчетными.

Были подсчитаны средние значения давлений в клапанной щели и построены кривые зависимости ψ от Δp и δ , приведенные на рис. 5 - 7.

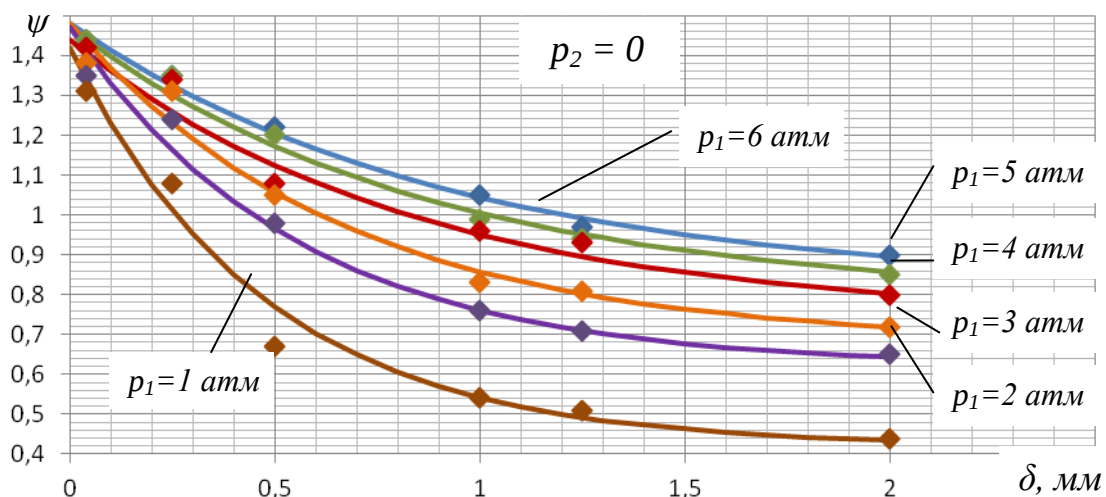


Рис. 5. Изменение ψ при различной величине клапанной щели δ при $p_2 = 0$ и различных давлениях p_1

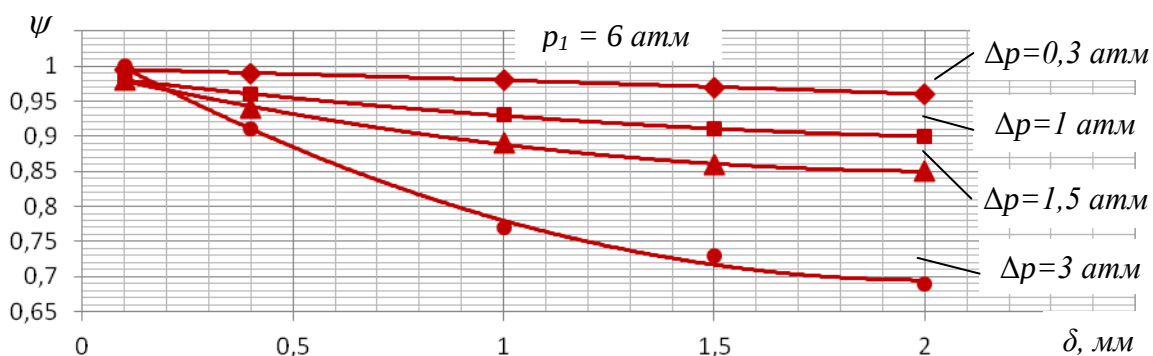


Рис. 6. Значения ψ при различной величине клапанной щели δ при $p_1 = 6$ атм и различных давлениях p_2

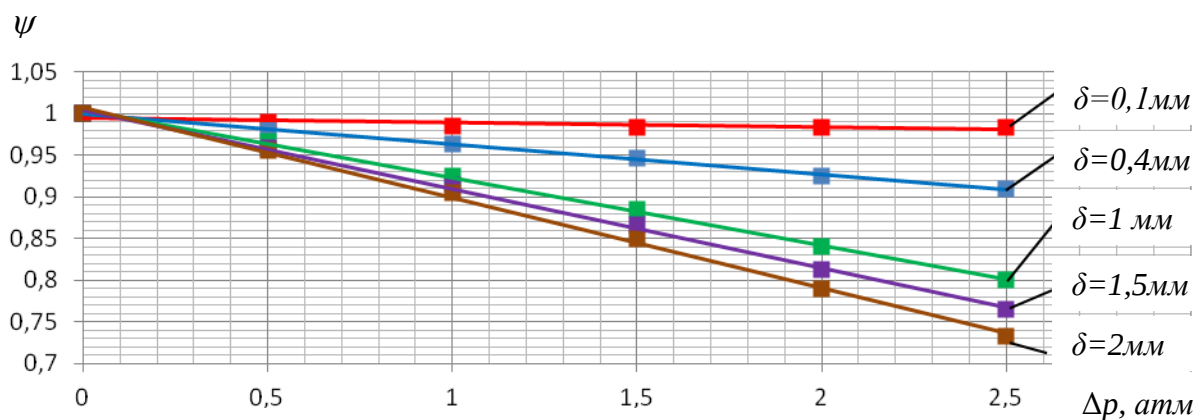


Рис. 7. Зависимость ψ от Δp

По условиям работы пневмоударного устройства клапан должен срабатывать при перепаде давления $\Delta p \leq 2,5$ атм. Для этого диапазона в результате обработки полученных зависимостей определены вид и параметры аппроксимирующей функции для ψ :

$$\psi = 1 - \Delta p \cdot (0,027\delta^2 - 0,109\delta + 0,004); \quad \Delta p[\text{атм}], \quad \delta[\text{мм}]. \quad (3)$$

Погрешность аппроксимации 4%.

Такая структура ψ вносит существенные коррективы в картину изменения среднего давления над клапаном. Согласно (3) в системе формирования сил, определяющих движение клапана, имеется дополнительная отрицательная обратная связь. По мере закрытия клапана, т.е. уменьшении δ , увеличивается ψ , соответственно растет давление над клапаном p^* , что препятствует его закрытию. Это обстоятельство вносит дополнительные ограничения на выбор параметров клапанного устройства и отрицательно влияет на быстродействие. Желательно в дальнейшем найти меры нейтрализации этого эффекта.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. А.с. № 848615. Пневматический ударный механизм. В. А. Гаун. — Оpubл. в БИ, 1981, № 27.
2. Гаун В. А. Разработка и исследование погружных пневмоударников с повышенной энергией удара [Текст] / А.В. Гаун // Повышение эффективности пневмоударных буровых машин. — Новосибирск: ИГД СО АН СССР, 1987.
3. Петреев А.М. Кольцевой упругий клапан в пневмоударных машинах [Текст] / А.М. Петреев, Д.С. Воронцов, А.Ю. Примычкин // ФТПРПИ – 2010. – №4. – с. 56 – 65.
4. Захаренко С.Е. Экспериментальное исследование протечек газа через щели [Текст] / С.Е. Захаренко // Сборник научных трудов № 2 ЛТИ - Л., 1953
5. Шейпак А.А. Модельные задачи течения жидкости и газа через щели [Текст] / А.А. Шейпак, В.В. Порошин // Известия МГИУ №4, М., 2006

© А.М. Петреев, А.Ю. Примычкин, 2013

СРАВНИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ПОТЕРЬ ЭНЕРГИИ ПРИ ПЕРЕДАЧЕ УДАРА ДЛИННОЙ ТРУБЕ ЧЕРЕЗ АДАПТЕРЫ РАЗНЫХ ТИПОВ

Анатолий Михайлович Петреев

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт горного дела им. Н.А. Чинакала Сибирского отделения Российской академии наук (ИГД СО РАН), 630091, Россия, г. Новосибирск, ул. Красный проспект, 54, к.т.н., с.н.с. лаб. повышения устойчивости оснований, тел. (383)217-14-04, e-mail: ampet@yandex.ru

Александр Сергеевич Смоленцев

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт горного дела им. Н.А. Чинакала Сибирского отделения Российской академии наук (ИГД СО РАН), 630091, Россия, г. Новосибирск, ул. Красный проспект, 54, к.т.н., м.н.с. лаб. повышения устойчивости оснований, тел. (383)220-15-09, e-mail: smolencevas@yandex.ru

По результатам физических и модельных экспериментов дана сравнительная оценка эффективности передачи энергии удара трубе через адаптеры конусного, торцевого и комбинированного типов, а также влияния на передачу энергии бандажа и толщины стенки трубы.

Ключевые слова: удар, передача энергии, адаптер, труба, эксперимент, расчетная модель.

COMPARATIVE ASSESSMENT OF ENERGY LOSS IN BLOW TRANSMISSION TO A LONG PIPE BY DIFFERENT ADAPTERS

Anatoliy M. Petreev

N.A. Chinakal Institute of Mining, Krasny Prospect 54, RU-630091 Novosibirsk, Russia, Base Stability Enhancement Lab, PhD, senior researcher, phone +7(383)217-04-14, e-mail: ampet@yandex.ru

Alexandr S. Smolencev

N.A. Chinakal Institute of Mining, Krasny Prospect 54, RU-630091 Novosibirsk, Russia, Base Stability Enhancement Lab, PhD, junior researcher, phone +7(383)217-07-38, e-mail: smolencevas@yandex.ru

Based on experimental and modeling results, the author compares blow energy transmission efficiency in a long pipe using conic, frontal and combination adapters, as well as the influence exerted on the energy transmission by beltline and the pipe wall thickness.

Key words: blow, energy transmission, adapter, pipe, experiment, calculation model.

В технологиях, связанных с укреплением массива мягких горных пород, для предотвращения нежелательных деформаций достаточно широко применяется ударное внедрение в массив длинных стержней и труб. Аналогичный процесс имеет место и при прокладке подземных коммуникаций, когда технологический канал формирует забиваемая труба.

Как правило, удар передается через промежуточное звено – адаптер. В основном это конусные адаптеры (рис. 1) в виде одного кольца или набора колец, которые сопрягаются с трубой своей наружной (а) или внутренней конусной (б)

поверхностью. Очевидно, что по сравнению с передачей через торец (рис. 1 в) конусное сопряжение может заметно ухудшать передачу удара. Вопрос – в какой степени и как это зависит от параметров взаимодействующих элементов ударной системы.

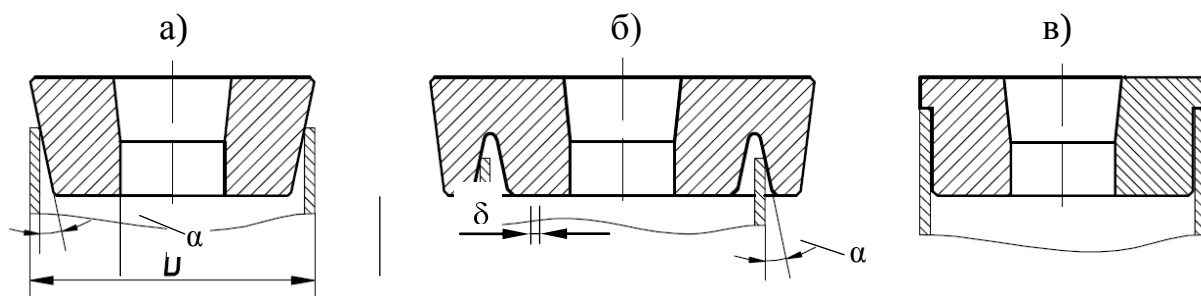


Рис. 1. Наиболее распространенные конусные адаптеры и вариант торцевого исполнения

Исследование передачи энергии удара проводилось как на физической модели, так и посредством компьютерного моделирования. Схематично физическая модель показана на рис. 2.

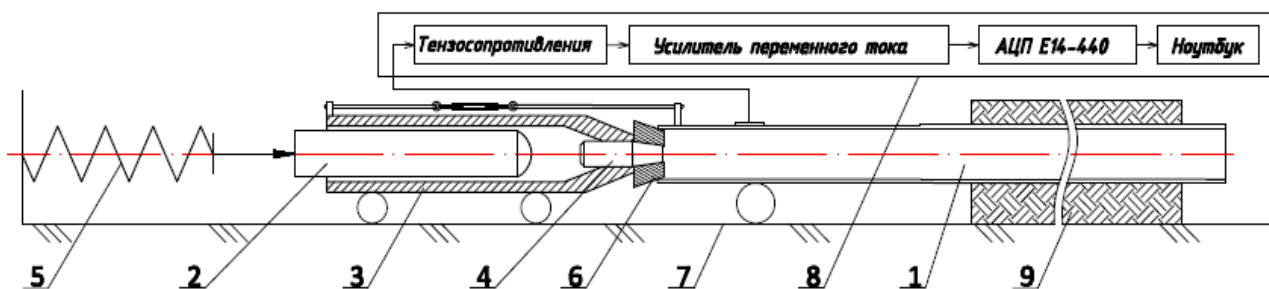


Рис. 2. Схема физической модели:

1 – труба; 2 – ударник; 3 – корпус; 4 – наковальня; 5 – разгонный механизм; 6 – адаптер; 7 – основание; 8 – измерительный блок; 9 – грунт

Для компьютерного моделирования динамических процессов использовалась многомассовая дискретная модель системы “ударный привод – адаптер – труба – грунт”, учитывающая специфические факторы, такие как действие силы отдачи, отсутствие податчика, создающего дополнительное статическое осевое усилие, наличие дополнительной связи “корпус привода – труба”, наличие конусных сопряжений в цепочке ударных тел. Основу математического описания составляет система обыкновенных нелинейных дифференциальных уравнений. Подробное описание экспериментальной установки и расчетной модели приведено в [1, 2].

Первоочередной задачей исследований являлась оценка степени влияния угла конусности адаптера α на эффективность передачи энергии удара и сопоставление расчётных и опытных результатов. Влияние α оценивалось по изменению отношения $\tilde{A}_\alpha = A_\alpha / A_{90}$, т.е. энергии A_α , передаваемой трубе при данном α , к энергии A_{90} , передаваемой торцевым адаптером ($\alpha=90^\circ$). Оценивалось также изменение относительной величины максимальной силы в импульсе $\tilde{Q}_\alpha = Q_\alpha / Q_{90}$. Результаты представлены на графиках рис. 3.

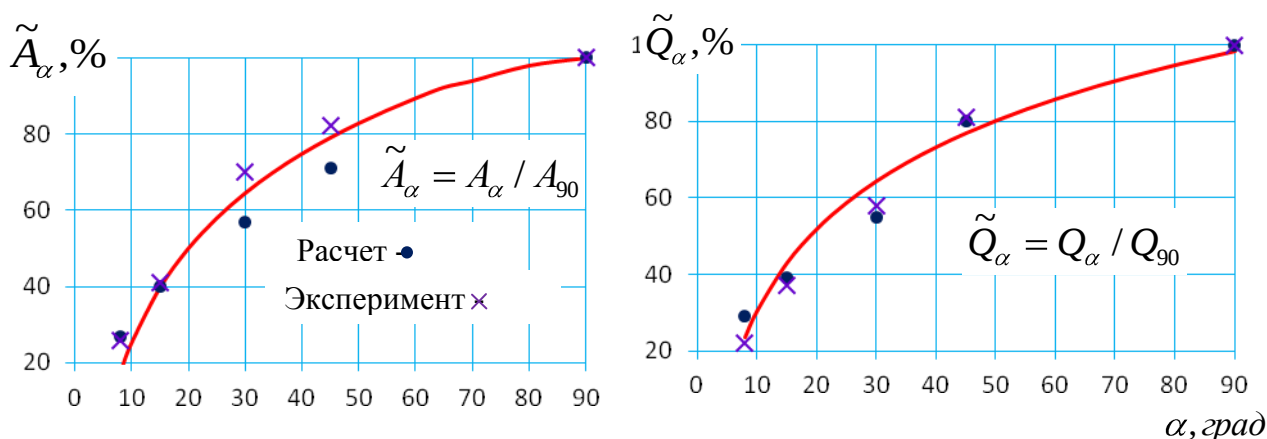


Рис. 3. Экспериментальные и расчетные зависимости переданной энергии и максимальной силы в импульсе от угла α

Из них следует, что при наиболее распространенных на практике $\alpha=8 - 10^\circ$ передать можно не более 35% от энергии, которую способен передать торцевой адаптер. Видно также, что расчетные и экспериментальные точки, а соответственно и кривая изменения максимального значения силы $\tilde{Q}_\alpha$, достаточно близко повторяют изменение энергии $\tilde{A}_\alpha$, т. е. связь между этими параметрами близка к пропорциональной. Достоверность полученных данных подтверждается хорошей сходимостью результатов при повторении серии экспериментов. Число повторов каждого эксперимента составляло от 7 до 11, что обеспечивает получения результатов с доверительной вероятностью 95% при относительном доверительном интервале 4,5%. Результаты моделирования приемлемо согласуются с экспериментальными данными. Наибольшее расхождение по энергии - 18%.

Как показывают эксперименты, при работе в области упругих деформаций и одинаковых значениях угла α эффективность передачи энергии адаптеров исполнения а) и б) практически одинакова. Однако, если имеем дело с тонкостенной трубой, то использование варианта а), который широко распространен за рубежом, чревато её местным раздутием и разрывом. Чтобы этого избежать приторцевую часть трубы усиливают бандажом, что увеличивает жесткость этого участка.

Расчетным путем на модели рассмотрено влияние местного утолщения и, для сравнения, утолщения стенки всей трубы на передачу энергии удара и на продвижение её в грунте. Результаты, полученные при $\alpha = 8^\circ$, $\delta = 3$ мм, $D = 90$ мм, представлен на рис. 4. Здесь X – перемещение трубы за удар при силе трения трубы о грунт 10 кН. Видно, что применение бандажа, увеличивающего толщину стенки у торца трубы в 4 раза, позволяет повысить передаваемую на трубу энергию примерно на 60%, при этом перемещение трубы за удар возрастает на 40%. Увеличение толщины стенки всей трубы с 3-х до 9 мм, напротив, снижает передаваемую на трубу энергию на 15%, при этом перемещение трубы при заданном сопротивлении грунта падает на 40%. Полученные данные наглядно иллюстрируют эффективность приторцевого утолщения стенки трубы. Однако изготовление, установка и демонтаж бандажа требуют дополнительных средств и времени.

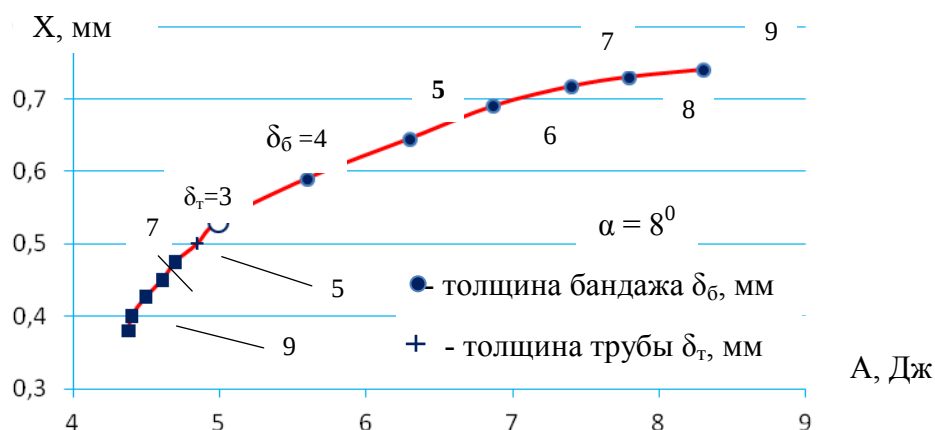


Рис. 4. Зависимость переданной на трубу энергии удара и ее продвижения за удар от толщины бандажа и толщины стенки забиваемой трубы

В ситуации с тонкостенной трубой адаптер типа б), разработанный в ИГД СО РАН, работает иначе. Садясь конусной канавкой на наружную кромку торца трубы (рис.5 поз. 1) он позволяет осуществить контакт с трубой не только по конусной поверхности.

При избыточной энергии происходит частичная пластическая обсадка приторцевой части трубы и создается возможность для нее в момент удара помимо опоры на конус “дотянуться” и дополнительно упереться в дно канавки. При таком комбинированном контакте условия ударного взаимодействия приближаются к торцевому удару. Если при контакте только по конусной поверхности $\alpha = 8^\circ$ передача энергии составляет $\approx 30\%$ от торцевого контакта, то при комбинированном контакте уже 67%. Это обстоятельство делает такую конструкцию адаптера явно предпочтительней простейшего конусного. На рис. 6 показаны осциллограммы ударных

импульсов, записанных с труб при контакте только по конусу а) и при комбинированном контакте б).

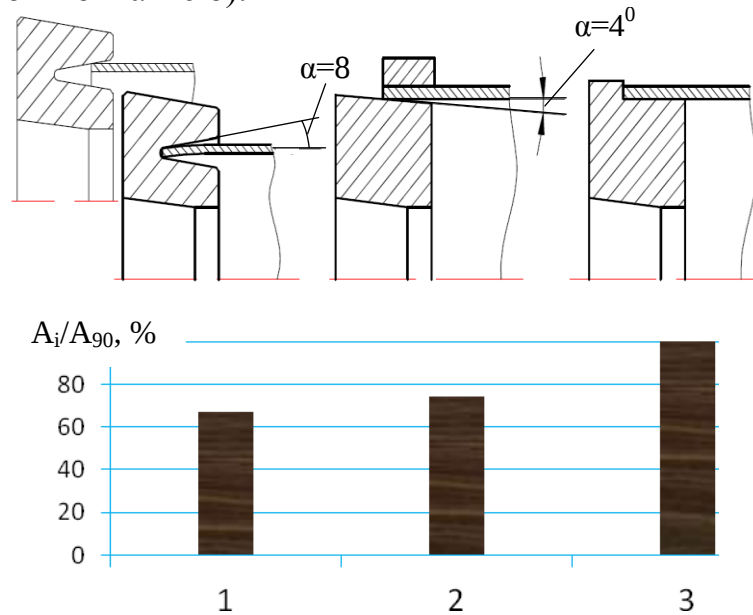


Рис. 5. Диаграмма относительной эффективности вариантов сопряжений:

1 – работа с контактом по конусу и дополнительной посадкой во время удара на дно канавки; 2 – защемление трубы с бандажом самотормозящим конусом $\alpha = 4^\circ$; 3 – торцевое сопряжение

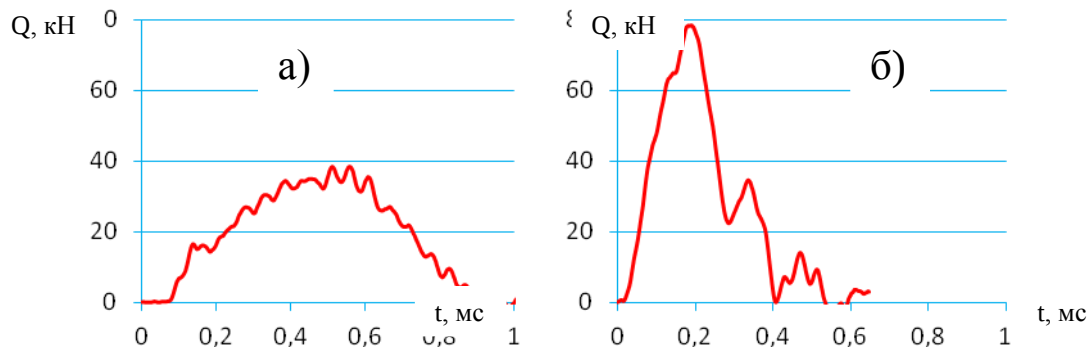


Рис. 6. Осциллограммы ударных импульсов (а – простое конусное сопряжение; б – комбинированный режим работы конусного сопряжения)

На рис. 5 также приведены результаты подсчёта сравнительной эффективности по обработанным осциллограммам для трех вариантов сопряжений. Помимо варианта б) с конусной канавкой (поз. 1) здесь представлен результат, полученный для адаптера типа а), (поз. 2), но с самотормозящим углом наружного конуса ($\alpha = 4^\circ$), взаимодействующего с

внутренней поверхностью трубы. Труба в этом случае была снабжена бандажом, увеличивающим толщину её приторцевой части в 4 раза (до 12 мм). В этом случае адаптер “намертво” заклинивается в трубе. При этом, как видно на диаграмме, условия для передачи энергии лучше, чем у адаптера типа б), но остро встает проблема последующего отделения адаптера от трубы.

Выводы

1. С уменьшением угла сопряжения конусного адаптера с трубой от $\alpha = 90^\circ$ (торцевой адаптер) передача энергии удара снижается с нарастающей интенсивностью: при $\alpha = 45^\circ$ - на ~20%, при $\alpha = 20^\circ$ - на ~50%, при $\alpha = 10^\circ$ - на ~75%.
2. Падение передаваемой энергии сопровождается пропорциональным снижением амплитуды силы в ударном импульсе на трубе.
3. Конструкция адаптера с кольцевой конусной канавкой 8° позволяет реализовать комбинированный режим работы сопряжения с одновременным контактом по конусу и в дно канавки, что обеспечивает передачу энергии на уровне 67 % от предельного при торцевым контакте.
4. Из адаптеров с малой конусностью ($\alpha \leq 10^\circ$) наилучшую (~73%) передачу удара обеспечивает адаптер с наружным самотормозящим конусом ($\alpha = 4^\circ$) при наличии бандаж. Однако отделение такого адаптера от трубы после забивки крайне проблематично.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Петреев, А. М. Передача энергии от ударного привода трубе через адаптер [Текст] / А. М. Петреев, А. С. Смоленцев // ФТПРПИ. – 2011. – № 6. – с. 64 –74.
2. Смоленцев, А. С. Экспериментальное исследование передачи энергии в системе «ударный привод – адаптер – труба» [Текст] / А. С. Смоленцев// 65-я научно-техническая конференция ГОУ «СибАДИ». Омск. – 2011. с. 233–238.

© А.М. Петреев, А.С. Смоленцев, 2013

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОГРЕШНОСТЕЙ СКВАЖИННОГО ИНКЛИНОМЕТРИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА В ЛАБОРАТОРНЫХ ИСПЫТАНИЯХ

Дмитрий Васильевич Барышников

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт горного дела им. Н.А. Чинакала Сибирского отделения российской академии наук, 630091, Россия, г. Новосибирск, ул. Красный проспект, 54, младший научный сотрудник, тел. (383)217-05-41

В статье приведены результаты лабораторных испытаний скважинного инклинометрического комплекса. Установлены погрешности определения угла наклона скважины в точке и высотных отметок профиля скважины в зависимости от базы зонда.

Ключевые слова: инклинометр, зонд, скважина, погрешность, осадка.

DIRECTIONAL SURVEY SYSTEM ERROR ESTIMATION IN LABORATORY TESTS

Dmitry V. Baryshnikov

Federal State-Funded Institution of Science, N.A. Chinakal Institute of Mining, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, 54 Krasny prospect, Novosibirsk 630091, Russia, Junior researcher, Phone: (383)217-05-41

The paper discusses laboratory tests of a directional survey system. The author has estimated errors in point measurements of borehole inclination and in surveys of heights along the course of the borehole depending on the span.

Key words: directional survey tool, probing device, borehole, error, height reduction.

При отработке крутых рудных тел слоевой нисходящей системы разработки с твердеющей закладкой безопасность горных работ определяется устойчивостью искусственной кровли. Образование пустот на контакте смежных по высоте слоев, вызванных технологическим недозакладом и усадкой закладки, способствует активизации процесса сдвижения подрабатываемой искусственной толщи по мере накопления отработанных слоев. Достижение критической величины осадки массива может привести к обрушению кровли в очистные выработки.

Для обоснования оптимальных параметров разработки и нормативной прочности закладки на начальном этапе очистных работ необходимо изучить закономерности сдвижений формируемого искусственного массива. Наиболее достоверные параметры его сдвижений (осадки) могут быть получены по результатам натурных наблюдений. Эффективным средством контроля осадок массива является метод инклинометрии. Суть метода заключается в измерении углов наклона измерительной скважины по всей ее длине, по которым производится расчет вертикальных отметок профиля скважины в контролируемом слое. Для этого в закладочном массиве выбуривается субгоризонтальная скважина, которая обсаживается полиэтиленовой трубой с последующей цементацией затрубного пространства. Режимные наблюдения за изменением углов наклона по глубине обсаженной скважины позволяет оценить прогибы контролируемого слоя закладки [1].

Для организации контроля за сдвижением подрабатываемого искусственного массива в ИГД СО РАН разработан малогабаритный скважинный зонд, выполненный с использованием двух перпендикулярно расположенных датчиков углов наклона – инклинометров. Он позволяет вести наблюдения в субгоризонтальных скважинах и контролировать вертикальные смещения подрабатываемого слоя закладки [2].

Для оценки погрешности определения контролируемых параметров проведены лабораторные испытания комплекса в полиэтиленовой трубе длиной 5.2 м с внешним диаметром $\varnothing 110$ мм и внутренним $\varnothing 90$ мм, используемой для обсадки скважины.

1. Оценка погрешности измерения угла наклона трубы в точке

Измерения проводились при комнатной температуре ($\sim 20^\circ\text{C}$) в трех точках трубы с различными значениями углов наклона. Для обеспечения представительской выборки в каждую точку зонд устанавливался 42 раза. На рис.1 приведены диаграммы полученных значений углов наклона.

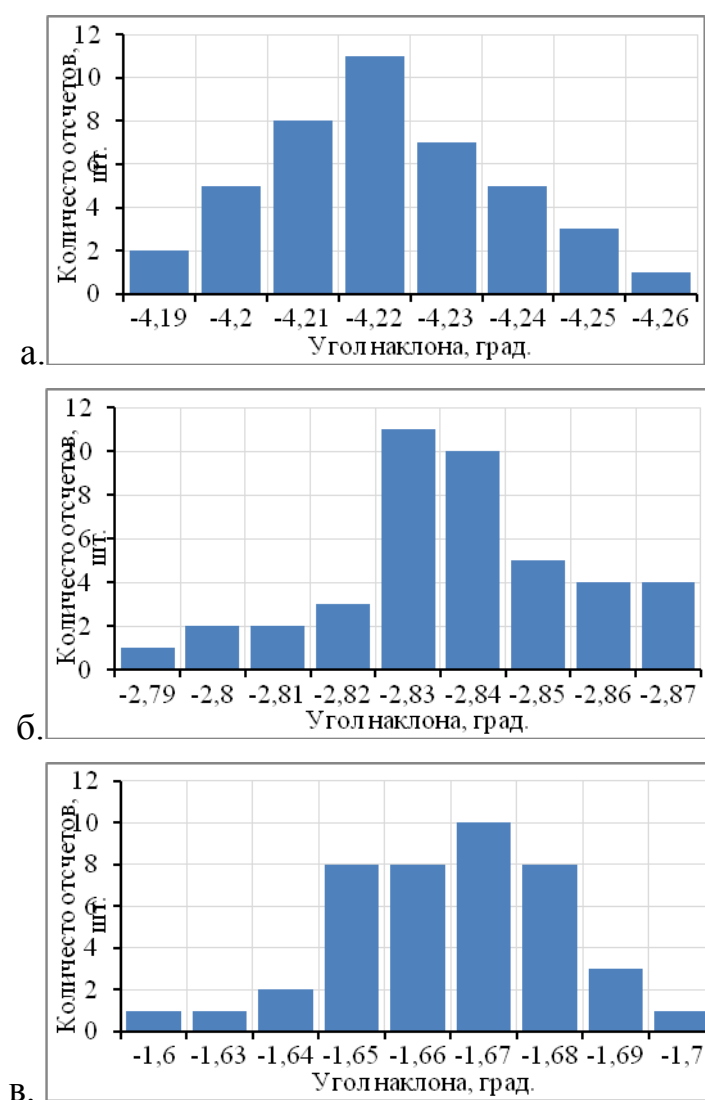


Рис. 1. Диаграмма распределения погрешность определения истинного значения угла наклона в точке: а – точка «1», б – точка «2», в – точка «3»

График распределения измеренных углов наклона обсадной трубы подчиняется нормальному закону распределения. Стандартное отклонение в точке «1» установки $\sim 1.01'$, в точке «2» – $1.16'$, и в точке «3» – $1.1'$.

2. Оценка погрешности определения профиля трубы

Для выбора оптимальных параметров базы зонда проведены исследования по определению отметок профиля трубы методом инклинометрии и их отклонений от значений, полученных с помощью нивелирования (эталонное значение).

Величина среднеквадратического отклонения разности вертикальных отметок трубы, определенных нивелированием и методом инклинометрии, определяется из выражения:

$$\sigma^2 = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (\Delta z_i - \overline{\Delta z})^2,$$

где $\Delta z_i = z_{i_n} - z_{i_n}$ – разность высотных отметок трубы, полученных с помощью нивелирования и методом инклинометрии, $\overline{\Delta z} = M[\Delta z_i]$ – математическое ожидание отклонения высотных отметок профиля скважины от эталонного значения, n – количество точек отсчета по длине трубы.

На рис.2 показана зависимость среднеквадратического отклонения вертикальных отметок профиля скважины по данным нивелирования и определенных методом инклинометрии от размера базы зонда. Измерения инклинометрическим зондом проводились при равенстве шага передвижки и базы зонда.

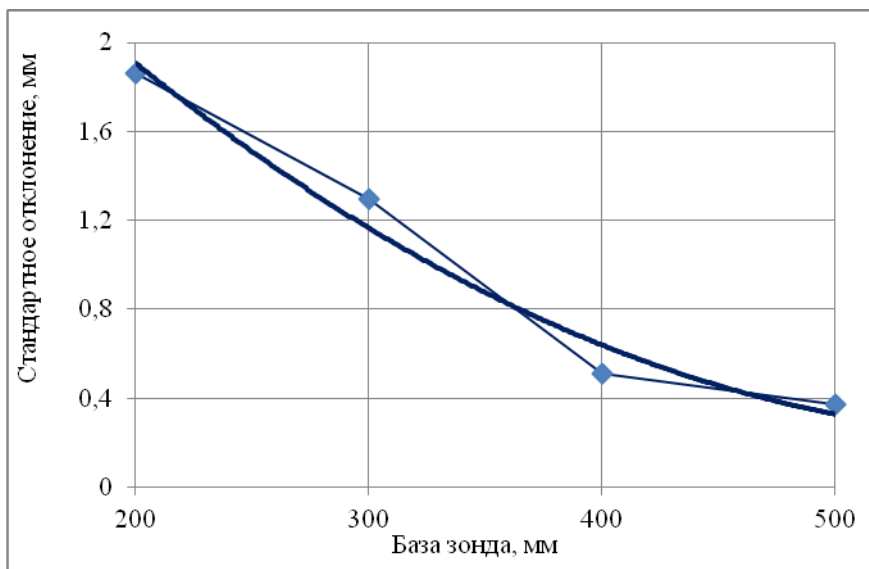


Рис. 2. График зависимости стандартного отклонения от базы зонда

Из графика на рис. 2 видно, что увеличение базы зонда приводит к уменьшению величины расхождения эталонного профиля и профиля, восстановленного по данным инклинометрических измерений.

При определении профиля скважины методом инклинометрии ошибка определения вертикальной отметки будет накапливается пропорционально количеству точек отсчета, т.е. с увеличением длины скважины. Поэтому была определена величина отклонения вертикальной отметки на конце трубы от эталонного значения для значений базы зонда (рис. 3).

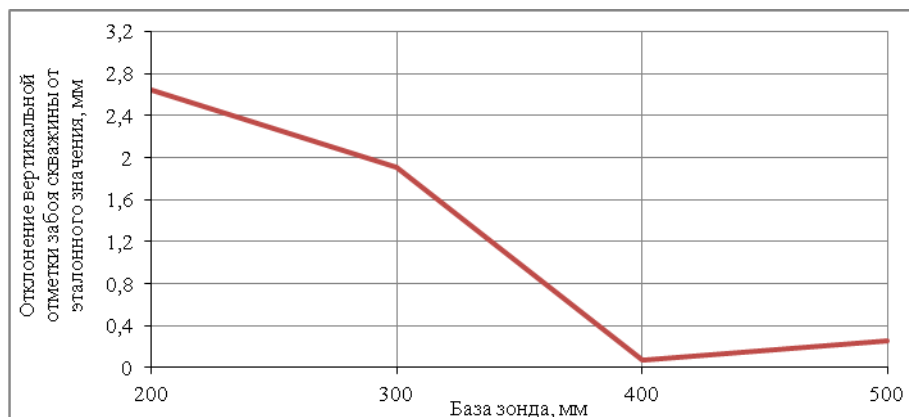


Рис. 3. Отклонение вертикальной отметки забоя скважины от эталонного значения при разных базах зонда

Поскольку задачей исследований является определение с помощью метода инклинометрии величины осадки закладочного массива во времени, было определено среднеквадратическое отклонение осадки конца трубы по данным инклинометрии при изменении его высотной отметки от фактического значения (рис. 4).

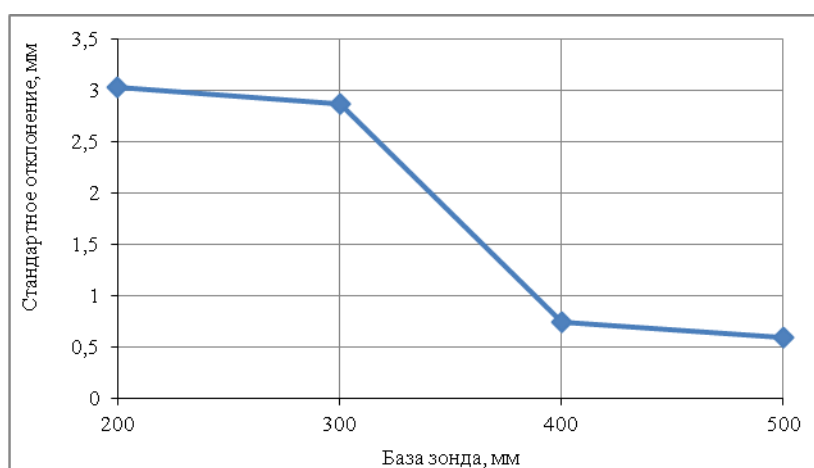


Рис. 4. Отклонение осадки конца трубы от эталонного значения при разных базах зонда

Анализ результатов лабораторных испытаний показал, что с увеличением базы инклинометрического зонда снижается погрешность определения профиля

скважины одиночном цикле измерений (см. рис.3), так и при определении осадок контролируемой скважины при режимных наблюдениях (см. рис.4).

В заключении отметим, что полученные результаты являются основой для оценки погрешности определения осадок инклинометрическим методом и выбора геометрических размеров зонда и шага передвижки с целью достижения необходимой точности определения осадок закладочного массива в зависимости от длины контролируемой скважины.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Барышников В.Д., Барышников Д.В. Организация и проведение наблюдений за сдвигами закладочного массива при его подработке. ГИАБ, №12, МГУ, Москва, 2008.
2. Барышников В.Д., Качальский В.Г., Барышников Д.В. Опыт применения инклинометрического метода для контроля за сдвигами закладочного массива при подземной разработке месторождений. Гео-Сибирь-2007, том 5, СГГА, Новосибирск, 2007.

© Д.В. Барышников, 2013

АНАЛИЗ СЕЙСМИЧНОСТИ И ЭВОЛЮЦИИ ГЕОМЕХАНИЧЕСКИХ ПОЛЕЙ С УЧЕТОМ СТРУКТУРЫ РАЗЛОМНЫХ НАРУШЕНИЙ ПОРОДНОГО МАССИВА

Нелли Александровна Мирошниченко

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт горного дела им. Н.А. Чинакала Сибирского отделения Российской академии наук, 630091, Россия, г. Новосибирск, ул. Красный проспект, 54, кандидат физико-математических наук, научный сотрудник лаборатории горной информатики, тел. (383)217-09-30, e-mail: mna@misd.nsc.ru

Евгения Викторовна Васильева

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт горного дела им. Н.А. Чинакала Сибирского отделения Российской академии наук, 630091, Россия, г. Новосибирск, ул. Красный проспект, 54, младший научный сотрудник лаборатории горной информатики, тел. (383)217-09-30, e-mail: rj@ngs.ru

По предложенной авторами методике на основе корреляционного анализа данных о техногенной сейсмичности и модельной информации об эволюции геомеханических полей установлены пространственно-временные количественные соотношения между параметрами напряженно-деформированного состояния и числом и энергией динамических событий высокого энергетического класса. Расчеты проведены для условий Таштагольского месторождения.

Ключевые слова: напряженно-деформированное состояние, техногенная сейсмичность, корреляционный анализ, объемная геомеханическая модель.

ANALYSIS OF SEISMICITY AND GEOMECHANICAL FIELD EVOLUTION CONSIDERING FAULTING STRUCTURE OF ROCK MASS

Nelli A. Miroshnichenko

N.A. Chinakal Institute of Mining, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, PhD in Engineering, 630091, Russia, Novosibirsk, 54 Krasny Pr., Ph. D., Researcher Mining Informatics Laboratory, tel: (383) 217-09-30, e-mail: mna@misd.nsc.ru

Evgenia V. Vasileva

N.A. Chinakal Institute of Mining, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, PhD in Engineering, 630091, Russia, Novosibirsk, 54 Krasny Pr., Junior Researcher Mining Informatics Laboratory, tel: (383) 217-09-30, e-mail: rj@ngs.ru

According to the procedure proposed by the authors, the space-time quantitative relations between the rock mass stress-strain state parameters and the number and energy of high-power class seismic events were established based on the correlation analysis of data on mining-induced seismicity and model information on the geomechanical field evolution. The calculations are made in terms of the Tashtagol deposit.

Key word: stress-strain state, induced seismicity, correlation analysis, 3D geomechanical model.

Длительная и интенсивная эксплуатация месторождений приводит к значительной активизации геодинамических процессов. С ростом глубины разви-

тия горных работ повышается не только частота и интенсивность динамических проявлений горного давления, но и происходят их качественные изменения от локальных очагов горных ударов и внезапных выбросов, до крупных горно-тектонических ударов, проявляющихся со значительным сейсмическим эффектом. За последние 20 лет на Таштагольском железорудном месторождении при проведении горных работ зарегистрировано более тысячи проявлений горного давления в динамической форме с энергией $10^4 \div 10^9$ Дж, в том числе 13 горных ударов.

Выполненный анализ шахтной сейсмологической информации с 1987 по 2009 гг. показывает, что очаги проявления динамических событий концентрируются в пределах шахтного поля в разрабатываемой на тот период части месторождения (рис. 1).

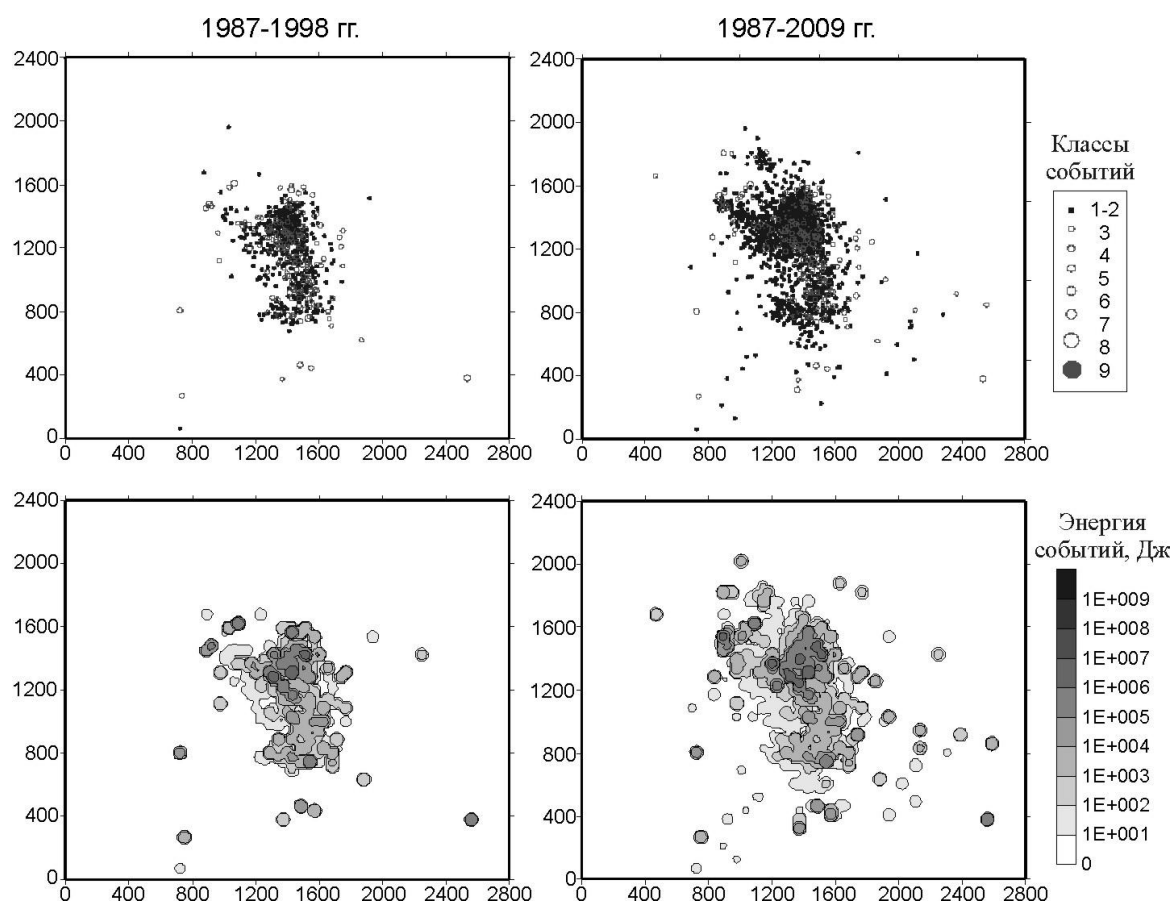


Рис. 1. Сейсмические события и их энергия за период 10 и 20 лет (гор. –140 м)

Самые высокие риски, как известно, исходят от геодинамически активных и сейсмогенных разломов, индуцирующих природные и техногенные землетрясения с большими разрушительными последствиями.

Для анализа эволюции полей напряжений Таштагольского месторождения взята объемная конечноэлементная модель [1]. Моделируемая область с разме-

рами $2800 \times 2400 \times 1000$ м по соответствующим осям координат (рис. 2) и верхней границей, расположенной на отметке ± 0 м, полностью расположена внутри Таштагольского блока, и учитывает нарушения, которые явно трассируются по крайней мере по двум независимым источникам [2,3] и полностью пересекают исследуемую область.

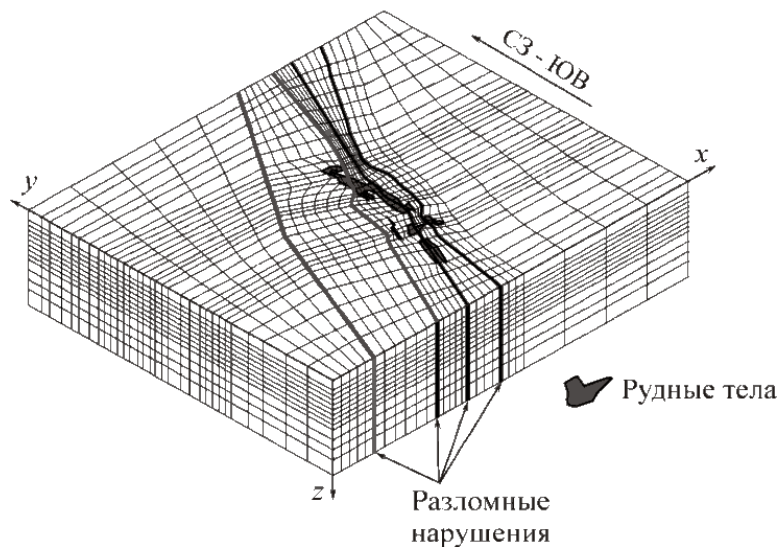


Рис. 2. Конечноэлементная модель Таштагольского месторождения

С использованием геомеханической модели и планов горных работ рассчитаны поля напряжений по состоянию на 1978, 1989, 1999 и 2009 гг.; промежуточные значения компонентов тензора напряжений получены линейной интерполяцией с шагом один год. Следует отметить, что минимальные значения компонент напряжений характерны для области выработанного пространства, максимальные найдены в окрестности фронта очистных работ и вблизи нарушений. При удалении от фронта работ поле напряжений практически неизменно во времени. Модель позволяет не только получить количественную оценку геомеханических полей с учетом изменения конфигурации выработанного пространства, но и установить связь между изменениями напряженно-деформированного состояния и параметрами техногенной сейсмичности – числом, местоположением очагов динамических событий и их суммарной энергией.

Для проведения пространственно-временного анализа шахтное поле модели было разбито на блоки 400 м по оси y , 70 м по оси z (в соответствии с высотой этажа отработки) и переменного размера по оси x с учетом конфигурации разломных нарушений (рис. 3). Такое разбиение исследуемого пространства дало возможность получить репрезентативную выборку по событиям высокого энергетического класса ($10^4 \div 10^9$ Дж).

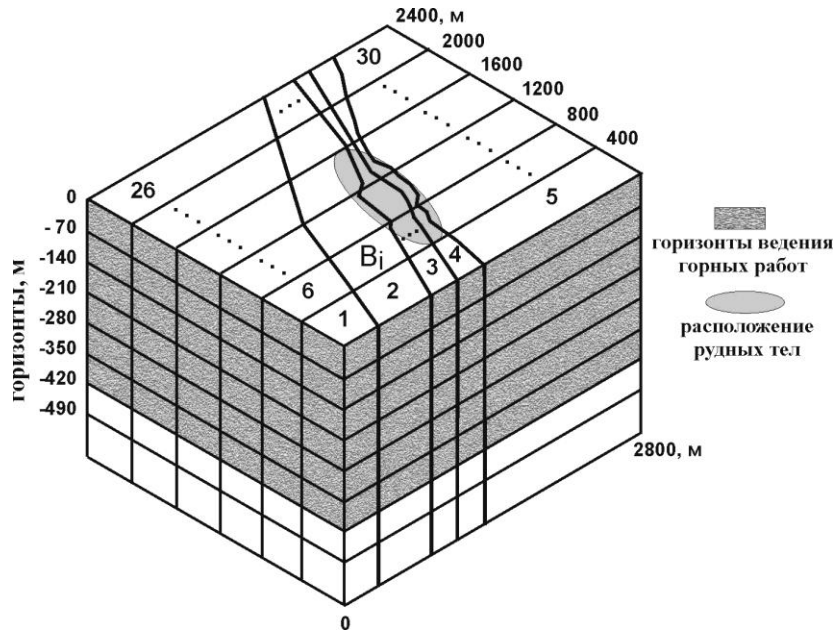


Рис. 3. Схема разбиения расчетной области на блоки

Для каждого блока $B_i, i = \overline{1,30}$ в его проекции на все рабочие горизонты шахты ($\pm 0 \text{ м} \div -350 \text{ м}$) рассчитана интегральная характеристика напряженного состояния на момент времени $t_k = 1989, 1990, \dots, 2009$ ($k = 1 \dots 21$):

$$\tau_i(t_k) = \iiint_{B_i} \tau_{\max}(x, y, z, t_k) dV$$

вычислены суммарные значения сейсмической энергии $E_i(t_k) = E(B_i, t_k)$ и количество динамических явлений $N_i(t_k) = N(B_i, t_k)$ высокого энергетического класса. На основе этих данных выполнен расчет коэффициентов корреляции между напряжениями в блоке B_i и: 1) числом и 2) энергией сейсмособытий в блоке B_j :

$$r_{ij}^N = \frac{\sum_k (\tau_i(t_k) - \bar{\tau}_i)(N_j(t_k) - \bar{N}_j)}{\sqrt{\sum_k (\tau_i(t_k) - \bar{\tau}_i)^2 \sum_k (N_j(t_k) - \bar{N}_j)^2}}; \quad r_{ij}^E = \frac{\sum_k (\tau_i(t_k) - \bar{\tau}_i)(E_j(t_k) - \bar{E}_j)}{\sqrt{\sum_k (\tau_i(t_k) - \bar{\tau}_i)^2 \sum_k (E_j(t_k) - \bar{E}_j)^2}}.$$

Результаты обобщенного анализа представлены на рис. 4.

Темно-серым оттенком показаны отрицательные значения, светло-серым – положительные, белым – блоки, где $|r_{ij}| < 0.5$; I–IV – разломные нарушения

Результаты корреляционного анализа позволяют проследить тенденции развития динамической обстановки на руднике.

Все значимые коэффициенты корреляции для событий высокого энергетического класса найдены для блоков №№ 8–10, 13, 14, 17, 18, относящихся к зоне отработки и расположения стволов рудника ($|r_{ij}| \in [0.52, 0.81]$).

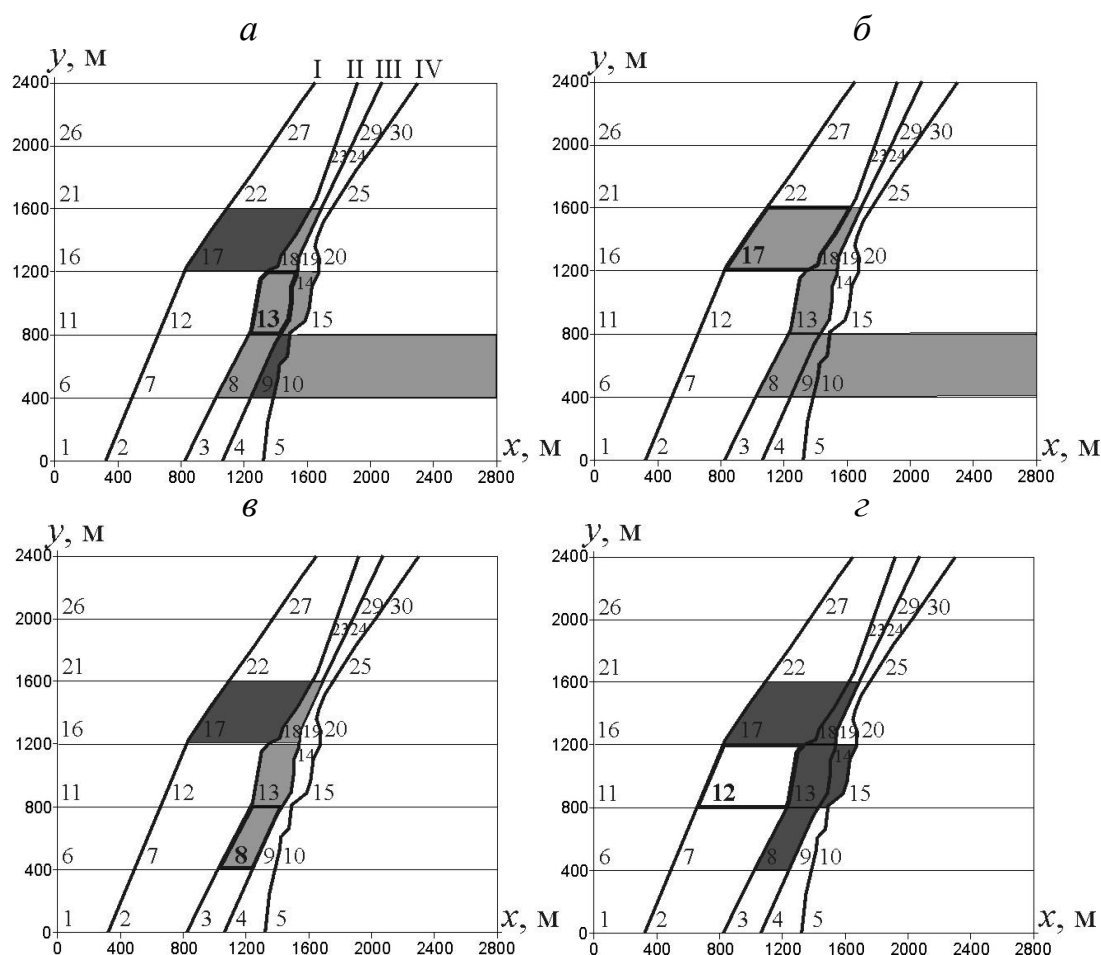


Рис. 4. Распределение коэффициентов корреляции r_{ij}^N (а,б) и r_{ij}^E (в,г).

С увеличением объема выработанного пространства происходит понижение значений касательных напряжений в блоках, расположенных в зоне ведения горных работ. При этом снижаются и число крупных динамических событий и соответствующее им количество выделившейся сейсмической энергии (например, значения $r_{13;14}^N, r_{8;13}^E$ на рис.4а,в – положительные). Исключение составляют блок 9 (гор. –280 м, –350 м) и блок 17 (гор. ± 0 м, –70 м), в которых наблюдается рост числа событий высокого энергетического класса ($r_{13;9}^N, r_{8;17}^E$ – отрицательные).

В то же самое время развитие горных работ обуславливает повышение касательных напряжений в блоках, примыкающих к очистному пространству, вследствие концентрации напряжений в окрестности полостей, вызывая рост динамических проявлений горного давления ($r_{17;18}^N, \dots, r_{17;8}^N$ на рис.4б – положительные). Наибольшее влияние на сейсмическую активность оказывает блок 17.

Обнаруженные тенденции хорошо согласуются с реальными фактами развития геодинамической обстановки на руднике, описываемыми в [4]. Так, например, при проведении ортовых выработок в районе диагонального разлома на Таштагольском руднике наблюдались случаи стреляний, толчков и микро-

ударов (рис. 4 – разломы II, III модели). Аналогичные явления были отмечены при проведении ствола шахты «Западная» и его околоствольных выработок (разлом I). С течением времени развитие фронта очистных работ, преимущественно в глубину, активизировало зону пересечения диагонального разлома с пологопадающей зоной (блоки 9–10 рис. 4) и создало предпосылки для возникновения горнотектонических ударов. Расширение же фронта очистных работ по простиранию месторождения привело к изменению геомеханической ситуации на месторождении, активизации разлома, пересекающего ствол шахты «Западная», и в итоге к возникновению горнотектонических ударов в этом районе (разлом I, блок 17).

Таким образом, представленная методика пространственно-временного анализа может быть использована для оценки сейсмической опасности на руднике и при разработке соответствующих профилактических мероприятий, снижающих риск непрогнозируемых мощных динамических явлений.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Дементьев А.Д., Назаров Л.А., Назарова Л.А. Деформирование и разрушение природных объектов. Новосибирск: Новосиб. гос. аграр. ун-т, 2001.
2. Ефремов В.Н. Трещинная тектоника и поля напряжений на месторождениях юга прикузнецкого железорудного района // Геология и геофизика. – 1987. – №3. – С. 40–44.
3. Язбутис Э.А. Таштагольско-Кочуринское рудное поле. Железорудные месторождения Алтае-Саянской горной области, т.1, кн. 2: Описание месторождения. – М.6 Изд-во АН СССР, 1959. – С. 281–301.
4. Геодинамика месторождений: Сб. науч. тр. / под ред. И.М. Батугиной и И.М. Петухова: Кузбас. политехн.ин-т. – Кемерово, 1990. – 123с.

© Н.А. Мирошниченко, Е.В. Васильева, 2013

ТЕМПЕРАТУРНЫЕ НАПРЯЖЕНИЯ В КУСОЧНО-ОДНОРОДНОМ МАССИВЕ*

Лидия Николаевна Гахова

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт горного дела им. Н.А. Чинакала Сибирского отделения Российской академии наук, 630091, Россия, г. Новосибирск, ул. Красный проспект, 54, с.н.с. лаборатории ДМСМГП, тел. (383)217-03-37, e-mail: gahoval@mail.ru

Рассматриваются вопросы постановки задач квазистатической термоупругости для кусочно-однородного массива. По результатам численного моделирования выполнена оценка напряженного состояния турбинного сталежелезобетонного водовода гидротехнического сооружения с учетом температуры внешней среды и воды в водоводе.

Ключевые слова: численное моделирование, квазистатическая термоупругость, напряженное состояние, кусочно-однородный массив.

THERMAL STRESSES IN A PIECEWISE-HOMOGENEOUS MASS*

Lidia N. Gakhova

N.A. Chinakal Institute of Mining Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, 630091, Russia, Novosibirsk, 54 Krasny Pr., PhD in Physics and Mathematics, Senior Researcher of the Rock's Mechanical Condition Diagnostics Laboratory, e-mail: gahoval@mail.ru

Under consideration are the issues dealing with the statement of the quasistatic thermoelasticity problems for a piecewise-homogeneous mass. Using the numerical modeling data, the stress state of the turbine steel-concrete water conduit was assessed with consideration for the environment and water-conduit temperatures at a hydraulic engineering facility.

Key words: numerical modeling, quasistatic thermoelasticity, stress state, piecewise-homogeneous mass.

Задача теории упругости для кусочно-однородных тел основывается на рассмотрении тела многосвязной замкнутой области G , состоящего из однородных блоков $G^{[n]}$, для которых выполняется $G = \bigcup_n G^{[n]}$ [1,2]. Поверхность раздела блоков $G^{[n]}$ и $G^{[m]}$ - $S_{n,m} = G^{[m]} \cap G^{[n]}$, при этом для одного и того же элемента $S_{n,m}$: $S_{n,m}^+$ - граничные элементы, расположенные на стороне, обращенной к блоку $G^{[n]}$, а $S_{n,m}^-$ - на стороне, обращенной к смежному блоку $G^{[m]}$. $\Gamma^{[n]}$ - свободная граница блока $G^{[n]}$, $n, m = 1, \dots, N$.

* Работа выполнена в рамках Программы ФНИ VIII.74.1 и при финансовой поддержке Гранта РФФИ № 12-08-00489-а

Описание напряженно-деформированного состояния области G осуществляется тензорами напряжений $\sigma = (\sigma_{ij})$ и деформаций $\varepsilon = (\varepsilon_{ij})$, где $i, j = x, y$, а также вектором перемещения $\bar{U}(u_x, u_y)$. Для плоской деформации строятся уравнения равновесия блоков и выражения для деформаций и напряжений, содержащие модуль сдвига и коэффициент Пуассона блока. На внешней поверхности $\Gamma^{[n]}$ блоков $G^{[n]}$ и на границе раздела $S_{n,m}$ граничные условия формулируются в предположении, что смежные блоки работают совместно, т.е. граничные элементы $S_{n,m}^+$ и $S_{n,m}^-$ одного и того же элемента $S_{n,m}$ совпадают друг с другом.

Уравнения напряжений и смещения во внутренних точках блока строятся с использованием функций влияния Грина, описывающих напряжения и смещения во внутренних точках $X(x, y)$ n -ного блока, вызванные действием единичной силы, приложенной в точке $Y(x, y)$ граничного или контактного контура $S^{[n]}$. Для вычисления компонентов векторов перемещений и напряжений на внешней поверхности блока $S_{n,m}$ строятся системы уравнений с использованием функций, называемых фиктивными нагрузками [1,2].

Следствием температурных воздействий на массив блочной структуры являются перераспределения напряжений как в самих блоках, так и между ними. Для учета динамики температурного поля в блоке используется уравнение нестационарной теплопроводности. Система дифференциальных уравнений невязанной квазистатической термоупругости без источников тепла и массовых сил будет иметь вид [1]

$$\mu^{[n]} \Delta u^{[n]} + (\lambda^{[n]} + \mu^{[n]}) \text{grad div } u^{[n]} = \gamma^{[n]} \text{grad } \theta^{[n]}, \quad (1)$$

$$\Delta \theta^{[n]} = \frac{1}{\kappa^{[n]}} \frac{\partial \theta^{[n]}}{\partial t}, \quad (2)$$

где $u^{[n]}(X, t)$ — вектор смещений (в точке $X(x, y)$ в момент времени t); $\theta^{[n]}(X, t) = T(X, t) - T_0$ — температура, отсчитываемая от исходного состояния; $\lambda^{[n]}, \mu^{[n]}$ — константы Ламе; $\gamma^{[n]} = \alpha^{[n]}(3\lambda^{[n]} + 2\mu^{[n]})$, $\alpha^{[n]}$ — коэффициент линейного теплового расширения; Δ — оператор Лапласа; $\kappa^{[n]}$ — коэффициент теплопроводности.

Предполагается, что разность температур такова, что свойства массива не изменяются под их воздействием, следовательно, напряжения и деформации связаны соотношением Дюамеля – Неймана [1].

Температурное поле определяется независимо от поля перемещений решением уравнения (2) с граничными и начальными условиями

$$\theta^{[n]}(X, 0) = 0, \quad X \in G^{[n]} \cup \Gamma^{[n]}, \quad (3)$$

$$\frac{\partial \theta^{[n]}}{\partial n(Y)} + h^{[n]}(Y, t) \theta^{[n]}(Y, t) = h^{[n]}(Y, t) \bar{\theta}^{[n]}(Y, t), \quad Y \in \Gamma^{[n]}, t > 0, \quad (4)$$

$$p_i(Y, t) = f_i(Y, t), \quad Y \in \Gamma^{[n]}, t > 0, \quad i = 1, 2 \quad (5)$$

$h^{[n]}(Y, t)$ — коэффициент теплообмена; $\bar{\theta}^{[n]}(Y, t)$ — температура окружающей среды или соседнего блока; $\partial \theta^{[n]} / \partial n(Y)$ — производная по внешней нормали к блоку. Найденное значение температуры используется для решения уравнения (1), в котором время t рассматривается как параметр.

Задача несвязанной квазистатической термоупругости сводится к последовательному решению системы интегральных уравнений для нахождения плотностей φ_i , $i = 1, 2, 3$. Значения величин определяются интегрированием по границе (для плотностей φ_1 , φ_2 , полученных из системы интегральных уравнений изотермической упругости) или по границе и времени (для φ_3 , полученной из интегрального уравнения теплового потенциала простого слоя [1,2]).

В соприкасающихся средах (твердых телах) на границе разделов задаются условия сопряжения тепловых потоков и температур [4]: $q_{S_{n,m}^+} = q_{S_{n,m}^-}$; $t_{S_{n,m}^+} = t_{S_{n,m}^-}$, где $q_{S_{n,m}^+}$, $t_{S_{n,m}^+}$ — соответственно тепловой поток и температура граничного элемента $S_{n,m}^+$, расположенные на стороне, обращенной к блоку $G^{[n]}$, а $q_{S_{n,m}^-}$ и $t_{S_{n,m}^-}$ — тепловой поток и температура граничного элемента $S_{n,m}^-$, расположенного на стороне, обращенной к смежному блоку $G^{[m]}$.

Условия сопряжения тепловых потоков на границе неподвижной среды (твердого тела) с текущей средой (жидкостью, воздухом) задаются через коэффициенты теплоотдачи α_1 Вт/(м²·град) и теплообмена $h_1 = \alpha_1/k$ (1/м), где k — коэффициент теплопроводности, Вт/(м·град.).

Численная реализация задачи основана на методе регуляризации А.Н. Тихонова. Для решения практических задач, требующих значительных временных ресурсов, алгоритмы разработаны на основе концепции параллельных вычислений [1 - 3].

Исследовалось НДС конструктивных элементов сталежелезобетонного водовода Саяно-Шушенской ГЭС (СШ ГЭС) в условиях сезонного колебания температур воды на пороге водоприемника и наружного воздуха (рис. 1). Сталежелезобетонный трубопровод круглого сечения представляет собой многослойное кольцо, состоящее из стальной оболочки и железобетонной обделки с двумя слоями кольцевой арматуры: слой 1 — металлическая оболочка (материал — сталь 09Г2С); слои 2, 4, 6 — бетон (марка М250); 3, 5 — арматурные кольца. Толщина арматурного кольца принята равной диаметру арматурных стержней (сталь класса А-II, диаметр арматурных стержней внутренних и внешних колец от 40 до 70 мм [2]). Предполагалось, что металл оболочки, бетон и арматурные кольца — линейно деформируемые материалы. В табл. 1 приведены исходные

данные для расчета напряженного состояния сталежелезобетонного турбинного водовода.

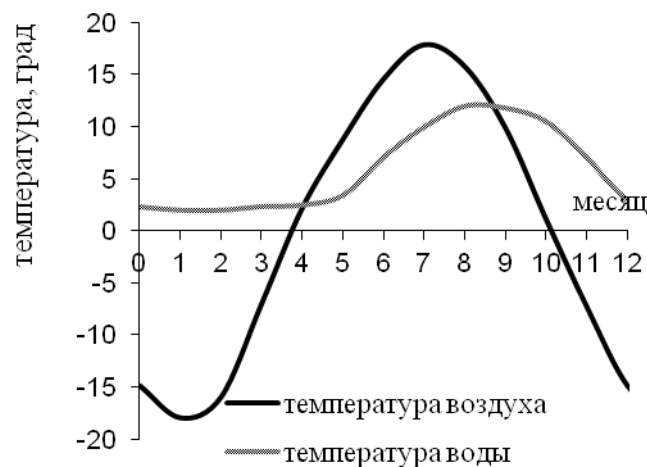


Рис. 1. Температура воды на пороге водоприемника и сезонное колебание температура воздуха в районе СШ ГЭС

Таблица 1

Физико-механические свойства конструктивных элементов сталежелезобетонных водоводов

Физические параметры массива	Стальная оболочка	Бетон	Материал арматурных колец
Модуль упругости, E , МПа	$2.1 \cdot 10^5$	$2.9 \cdot 10^4$	$2.1 \cdot 10^5$
ПЛОТНОСТЬ, ρ , КГ/М ³	7794	2400	7784
КОЭФФИЦИЕНТЫ:			
ПУАССОНА ν	0,28	0.17	0.25
линейного теплового расширения α , 1/град	$1.2 \cdot 10^{-5}$	$0.95 \cdot 10^{-5}$	$1.1 \cdot 10^{-5}$
теплопроводности k , Вт/(м·град)	35	1	30
температуропроводности α , м ² /сек	$7.32 \cdot 10^{-6}$	$0.54 \cdot 10^{-6}$	$0.84 \cdot 10^{-6}$
теплоотдачи α_1 , Вт/(м ² ·град)	3.51	0.87	2.1

Для учета условий сопряжения тепловых потоков на границе неподвижной среды с текущей средой (жидкостью, воздухом) приняты следующие значения коэффициентов теплоотдачи и теплообмена: теплоотдачи воздуха $\alpha_1 = 6$ Вт/(м²·град); теплоотдачи воды, движущейся по трубам: $\alpha_2 = 600$ Вт/(м²·град); теплообмена воздух-бетон $h_1 = \alpha_1/k = 3,45$ 1/м; теплообмена вода – сталь $h_{2\tau} = \alpha_2/k = 17,14$ 1/м.

На рис. 2 - динамика температурного поля водовода в радиальном направлении в течение года, начиная с зимнего периода. Минимальная температура

наружного воздуха ($T_{\min}^{\text{возд.}} = -17,3^{\circ}\text{C}$) – в январе, максимальная ($T_{\max}^{\text{возд.}} = +17,9^{\circ}\text{C}$) – в июле. Температура воды в водохранилище на отметке водоприемника принималась, согласно рис. 1: перед наполнением водохранилища не превосходит $2,5^{\circ}\text{C}$, в июле – августе увеличивается до 12°C .

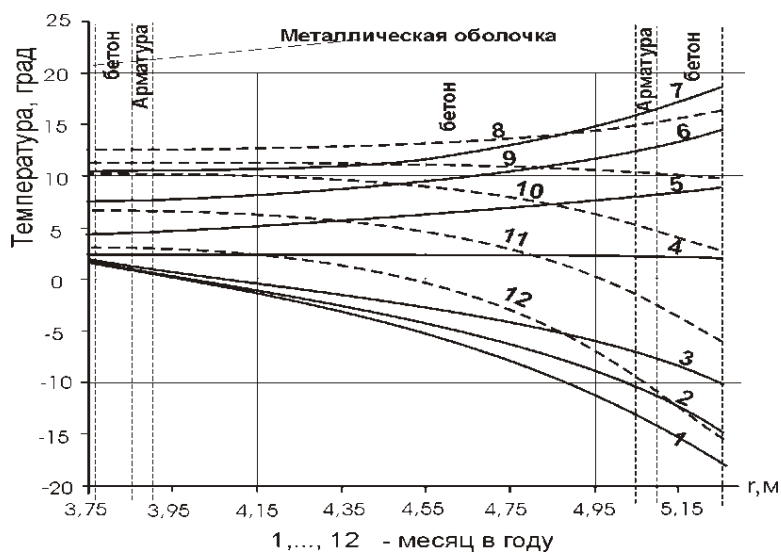


Рис. 2. Динамика температурного поля в водоводе при изменении температуры наружного воздуха от $-17,3^{\circ}\text{C}$ до $+17,9^{\circ}\text{C}$ и воды в водоводе от $+2,0^{\circ}\text{C}$ до $12,4^{\circ}\text{C}$

Задача термоупругости решалась в квазистатической постановке с шагом 15 сут. (УВБ = 500 м). Ниже (табл. 2) приведены тангенциальные напряжения конструктивных элементов сталежелезобетонного водовода на 30 (минимальное значение $T_{\min}^{\text{возд.}}$ среднемесячных температур) и 180 (максимальное значение $T_{\max}^{\text{возд.}}$ среднемесячных температур) сутки температурных воздействий с учетом трещинообразования в бетоне [3]. Расчеты выполнены без учета изменения уровня верхнего бьефа (УВБ).

В холодный период года, характеризующийся понижением температуры наружного воздуха и воды в водохранилище (рис. 1), в бетоне и арматуре, расположенной вблизи наружной грани водовода, растягивающие тангенциальные напряжения возрастают. Растягивающие напряжения металлической оболочки увеличиваются незначительно. В летний период года разогрев внешнего бетонного кольца и внешней железобетонной оболочки снижает тангенциальные напряжения в кольцевой внешней арматуре: растягивающие напряжения вблизи наружной грани водовода значительно уменьшаются (с $108,95\text{ МПа}$ при $T_{\min}^{\text{возд.}} = -17,3^{\circ}\text{C}$ до $64,12\text{ МПа}$ при $T_{\max}^{\text{возд.}} = +17,9^{\circ}\text{C}$). В условиях аномального превышения среднесуточной температуры наружного воздуха и наполнения водохранилища (увеличения УВБ) они могут перейти в сжимающие. Следствием увели-

чения температуры воды в водоводе является уменьшение растягивающих тангенциальных напряжений в металлической оболочке.

Таблица 2

Тангенциальные напряжения (σ_θ , МПа) конструктивных элементов сталежелезобетонного водовода при УВБ = 500 м с учетом температурных воздействий и трещинообразования в бетоне

Номер кольца	Конструктивный элемент	Без учета температуры	С учетом температурного фактора	
			$T_{\min}^{\text{возд.}} = -17,3^\circ\text{C}$	$T_{\max}^{\text{возд.}} = +17,9^\circ\text{C}$
1	Металлическая оболочка	133,46	137,60	121,48
3	Арматура*	106,12*	83,14	60,20
5	Арматура*	77,56*	108,95	64,12

* Напряжения приведены непосредственно в арматуре

В заключение необходимо отметить следующее. Проверка работоспособности разработанной модели решения задач квазистатической термоупругости методом сингулярных интегральных уравнений для кусочно-однородных массивов выполнена на примере расчетов напряженного состояния многослойного турбинного сталежелезобетонного водовода гидротехнического сооружения. Результаты расчетов свидетельствуют о возможности расчета температурного поля композитного массива с учетом изменения температуры внешней среды и воды в водоводе. Изменения напряженного состояния конструктивных элементов водовода, обусловленные температурными воздействиями, имеют качественное и количественное подобие результатам натурных измеренных напряжений [2,3].

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Гахова Л.Н. Температурные напряжения в массивах блочной структуры / Труды конф. с участием иностр. ученых «Фундаментальные проблемы формирования техногенной геосферы» - Новосибирск: ИГД СО РАН.- 2010.- т.1.- с. 117-121.
2. Гахова Л.Н., Кузнецова Ю.А. Решение плоской задачи квазистатической термоупругости для сталежелезобетонных турбинных водоводов // Известия ВУЗов. Строительство. - 2010. - №8. -с. 46 – 52.
3. Гахова Л.Н. Напряженное состояние многослойных железобетонных конструкций с учетом трещинообразования в бетоне / Труды 2-ой Российско-Китайской научной конф. «Нелинейные геомеханико-геодинамические процессы при отработке месторождений полезных ископаемых на больших глубинах»: – Новосибирск: ИГД СО РАН, 2012. – С.316 – 320.
4. Кутателадзе С.С. Теплопередача и гидродинамическое сопротивление. – М.: Энергоатомиздат. – 1990.

© Л.Н. Гахова, 2013

ОБ УСТОЙЧИВОСТИ ФОРМИРУЕМОГО АВТОСАМОСВАЛОМ И ОТВАЛООБРАЗОВАТЕЛЕМ БОРТА ОТВАЛА

Арестакес Арамович Крамаджян

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт горного дела им. Н.А. Чинакала Сибирского отделения Российской академии наук (ИГД СО РАН), 630091, Россия, г. Новосибирск, ул. Красный проспект, 54, к.т.н., с.н.с. лаб. повышения устойчивости оснований, тел. (383) 217-01-71, e-mail: gmmlab@misd.nsc.ru

Евгений Павлович Русин

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт горного дела им. Н.А. Чинакала Сибирского отделения Российской академии наук (ИГД СО РАН), 630091, Россия, г. Новосибирск, ул. Красный проспект, 54, к.т.н., с.н.с. лаб. повышения устойчивости оснований, тел. (383) 217-07-38, e-mail: gmmlab@misd.nsc.ru

Станислав Борисович Стажевский

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт горного дела им. Н.А. Чинакала Сибирского отделения Российской академии наук (ИГД СО РАН), 630091, Россия, г. Новосибирск, ул. Красный проспект, 54, д.т.н., заведующий лаб. повышения устойчивости оснований, тел. (383) 217-07-63, e-mail: gmmlab@misd.nsc.ru

Гил Нам Хан

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт горного дела им. Н.А. Чинакала Сибирского отделения Российской академии наук (ИГД СО РАН), 630091, Россия, г. Новосибирск, ул. Красный проспект, 54, к.ф.-м.н., с.н.с. лаб. повышения устойчивости оснований, тел. (383) 217-05-78, e-mail: gmmlab@misd.nsc.ru

В ИГД СО РАН разработана компьютерная программа для моделирования механических процессов, протекающих в массиве горных пород при нагружении. Адекватность алгоритмов программы подтверждена сравнением расчетных и экспериментальных данных. Проведено моделирование нагружения отвального массива при его формировании автосамосвалом и отвалообразователем. Установлены механические параметры массива, при которых на всех стадиях его нагружения борт отвала сохраняет устойчивость.

Ключевые слова: метод дискретных элементов, отвал, автосамосвал, отвалообразователь, устойчивость.

ON THE STABILITY OF A WASTE PILE SLOPE FORMED WITH A DUMP TRUCK AND A SPREADER

Arestakes A. Kramadjian

N.A. Chinakal Institute of Mining Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, 630091, Russia, Novosibirsk, 54 Krasny Pr., Base Stability Enhancement Lab, PhD, senior researcher, phone +7_(383) 217-01-71, e-mail: gmmlab@misd.nsc.ru

Evgeny P. Rusin

N.A. Chinakal Institute of Mining Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, 630091, Russia, Novosibirsk, 54 Krasny Pr., Base Stability Enhancement Lab, PhD, senior researcher, phone +7_(383) 217-07-38, e-mail: gmmlab@misd.nsc.ru

Stanislav B. Stazhevsky

N.A. Chinakal Institute of Mining Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, 630091, Russia, Novosibirsk, 54 Krasny Pr., Base Stability Enhancement Lab, DrSc, laboratory head, phone +7_(383) 217-07-63, e-mail: gmmlab@misd.nsc.ru

Guil Nam Khan

N.A. Chinakal Institute of Mining Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, 630091, Russia, Novosibirsk, 54 Krasny Pr., Base Stability Enhancement Lab, PhD, senior researcher, phone +7_(383) 217-05-78, e-mail: gmmlab@misd.nsc.ru

A computer code is developed at the Institute of Mining SB RAS to model mechanical processes in a rock mass being under the action of loads. The program algorithms' adequacy confirmed by comparison of calculated data to experimental results. A waste pile loading when forming the pile with a dump truck and a spreader was modeled. The waste pile mechanical parameters were found providing for the pile slope stability at all stages of loading.

Key words: discrete element method, waste pile, dump truck, spreader, stability.

Одной из составных частей открытых горных работ является отвалообразование вскрышных пород, когда наибольшее количество горной массы доставляется в отвалы автотранспортом. Большегрузные самосвалы разгружаются вблизи бровки таких насыпей или по периферии отвального фронта [1]. Возникающие при этом нагрузки на формируемый массив способны спровоцировать в нем оползневые явления и таким образом привести к аварийным ситуациям и значительному ущербу. В ИГД СО РАН с целью обеспечения безопасности работ при автомобильном отвалообразовании создан отвалообразователь [2, 3]. Он позволяет увеличить расстояние от зоны разгрузки самосвала до бровки создаваемого отвального уступа и тем самым уменьшить опасность потери последним устойчивости.

Для оценки такой угрозы при формировании уступа указанным способом создана компьютерная программа DEM2D. В ее основу положены метод дискретных элементов [4] и разработанная в ИГД СО РАН модель дискретной среды [5, 6]. Программа предназначена для расчета напряженно-деформированного состояния (НДС) массива горных пород, сыпучих материалов и грунтов, в частности, массива, находящегося под воздействием статических и динамических нагрузок от машин и механизмов, которые применяются при отвалообразовании.

С целью проверки адекватности алгоритмов, заложенных в программу DEM2D, численно смоделировано квазистатическое вдавливание штампа в область, примыкающую к верхней бровке песчаной насыпи, и сделано сравнение результатов расчетов с данными лабораторных опытов (рис. 1 и 2). Эксперименты проводились в плоском стенде с прозрачными стенками с привлечением методов просвечивания [7] (см. рис. 1а, б) и визиопластичности [8] (см. рис. 2а, б). Это дало возможность проследить за трансформацией деформированного состояния отвала при нагружении и происходящими внутри массива структурными изменениями.

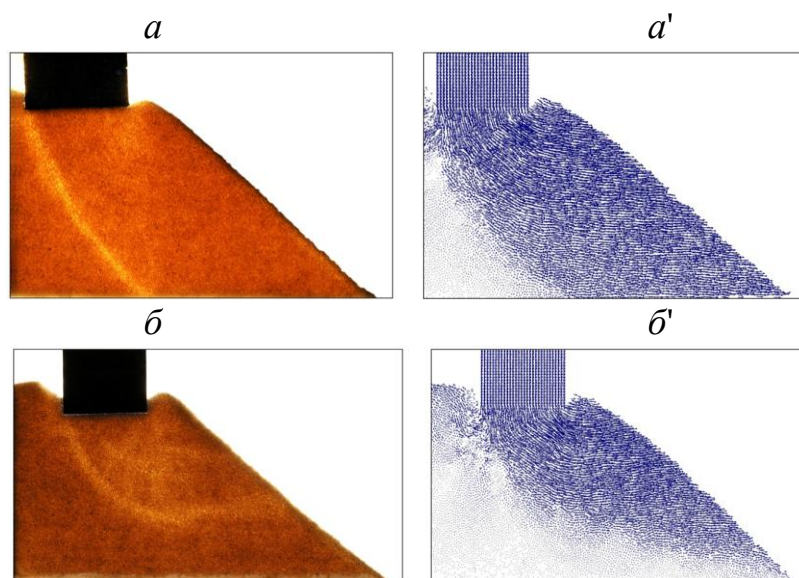


Рис. 1. Деформирование насыпи при вдавливании в нее штампа: экспериментальные картины деформирования ($a, б$), и расчетное поле скоростей частиц, слагающих насыпь ($a', б'$); $\varphi_\tau = 17^\circ$ (a, a'); $\varphi_\tau = 34^\circ$ ($б, б'$)

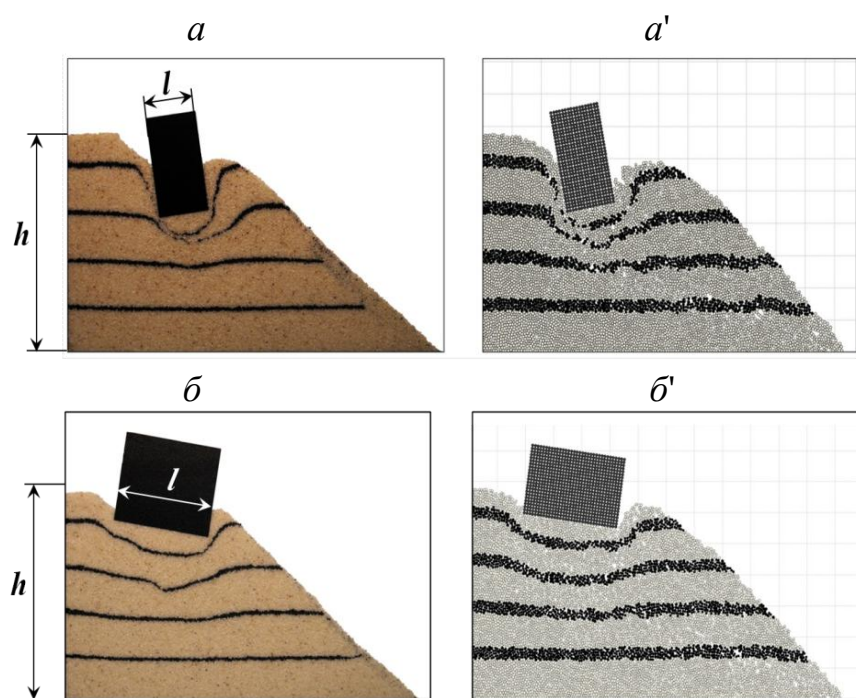


Рис. 2. Развитие деформаций в массиве под действием штампа: эксперимент ($a, б$), расчет ($a', б'$); $\delta = 0.25$ (a, a'), $\delta = 0.5$ ($б, б'$)

Эксперименты проделаны в стенде с двумя типами днища – гладким и шероховатым. Угол φ_τ трения материала насыпи по ним составил 17 и 34° соответственно. Установлено, что в первом случае в насыпи от дальнего по отно-

шению к ее бровке угла вдавливаемого штампа и вплоть до основания нарезается полоса скольжения, которая практически параллельна свободному откоосу (см. рис. 1а). Во втором случае от того же угла штампа в нагружаемом массиве прорастает поверхность скольжения, выходящая на его свободную границу выше подошвы насыпи (см. рис. 1б). Картины деформированного состояния последней, полученные численным моделированием, (рис. 1а', б') аналогичны проявившимся в опыте.

Эксперименты и расчеты показали, что поведение штампа под нагрузкой зависит от отношения δ его продольного размера l к высоте h насыпного массива (рис. 2). При $\delta = 0.25$ (см. рис. 2а, а') штамп в ходе внедрения в насыпь поворачивается в направлении от ее откоса, при $\delta = 0.5$ – опрокидывается в противоположную сторону (см. рис. 2б, б').

Из рис. 1 и 2 видно, что полученные в геосреде расчетом полосы скольжения и поворот штампа при внедрении в нее соответствуют наблюдаемым в экспериментах. Отсюда следует, что алгоритмы, заложенные в программу DEM2D, позволяют для процессов, протекающих в геосредах при нагружении, получать адекватные качественные и количественные оценки.

С использованием программы DEM2D проведены исследования эволюции НДС насыпного массива в ходе его формирования с помощью отвалообразователя. Учитывались нагрузки на поверхность массива, создаваемые самосвалом, отвалообразователем и падающей в него из кузова автомобиля породой. При этом соблюдалась последовательность приложения нагрузок к свободной поверхности насыпи, соответствующая последовательности операций отвалообразования.

Численное моделирование позволило проследить эволюцию НДС искусственного массива на протяжении всего цикла отвалообразования, который включает выгрузку породы из кузова самосвала 1 в отвалообразователь 2, перемещение его ковша в сторону откоса 3 и разгрузку на него породной массы (рис. 3). Для пород насыпи расчетом получены критические значения величины сцепления C , при которых на всех стадиях нагружения ее борт сохраняет устойчивость.

Результаты численного моделирования показали, что при любом значении C наиболее опасным с точки зрения потери бортом отвала устойчивости является последний этап цикла его нагружения – выгрузка породы из отвалообразователя (рис. 3в). Критической ситуация становится при относительно низком сцеплении насыпных пород (рис. 4). Влияние на устойчивость массива динамических нагрузок, возникающих в ходе обрушения породы из кузова самосвала в отвалообразователь, является сравнительно невысоким.

Таким образом, исследованиями подтверждена адекватность алгоритмов, заложенных в программу DEM2D. С ее помощью выполнены расчеты устойчивости отвала при его формировании комплексом автосамосвал – отвалообразователь. Выявлены механические параметры насыпного массива, при которых на всех стадиях его нагружения борт отвала сохраняет устойчивость.

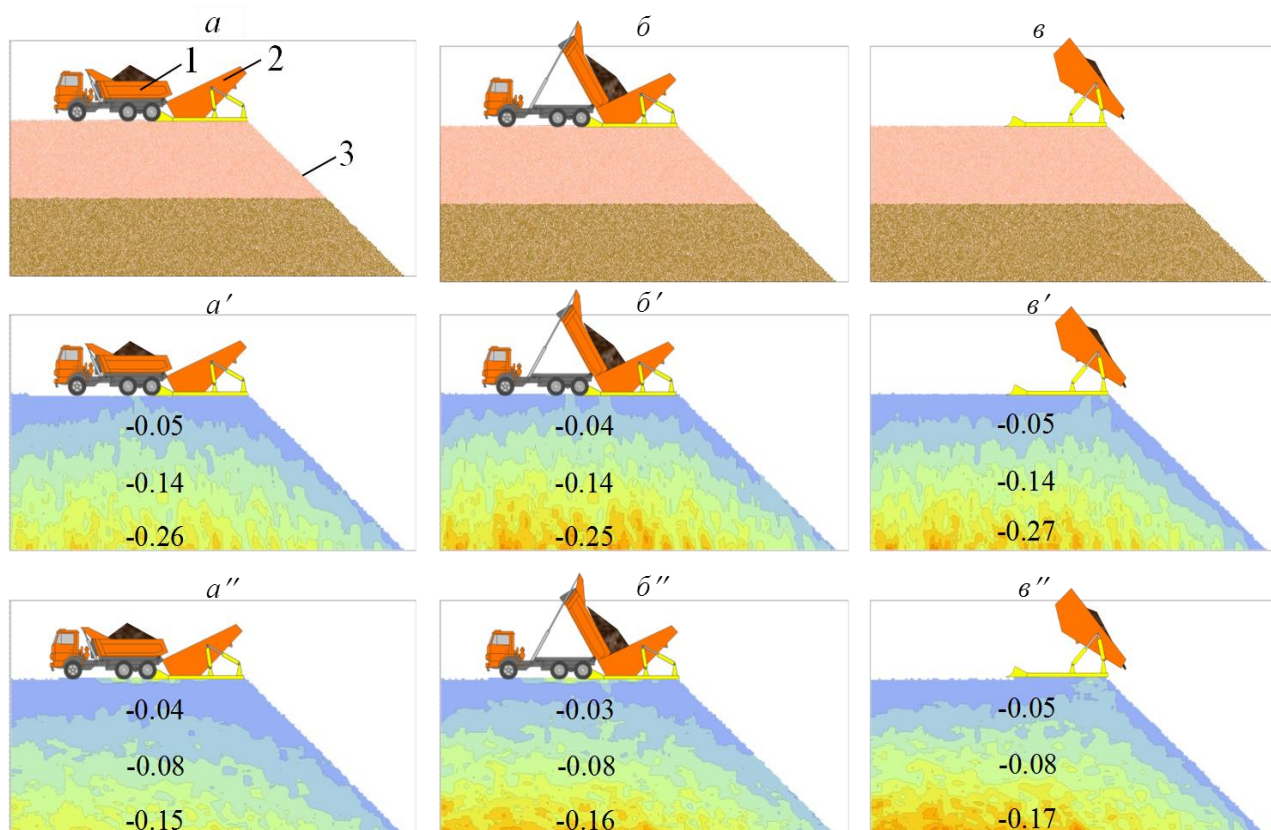


Рис. 3. Эволюция НДС насыпи при $C = 0.02$ МПа в ходе одного цикла отвалообразования: 1 – автосамосвал; 2 – отвалообразователь; 3 – откос отвала; a – массив под нагрузкой от отвалообразователя и груженого самосвала; b – стадия перегрузки пород из самосвала в ковш отвалообразователя; v – крайнее положение его ковша при разгрузке; a' , b' , v' – вертикальные напряжения σ_z (МПа) в насыпи; a'' , b'' , v'' – горизонтальные напряжения σ_x (МПа)

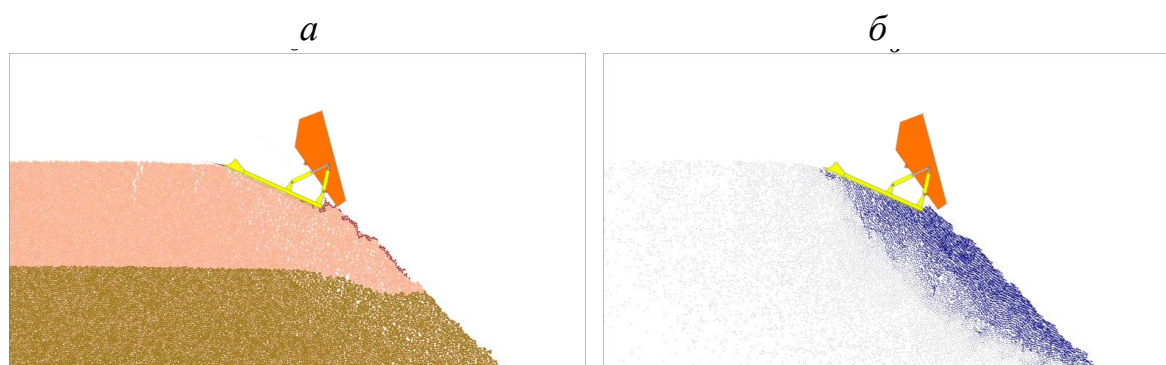


Рис. 4. Деформированное состояние (a) насыпи со сцеплением $C = 0.015$ МПа и поле скоростей в ней (b) в ходе потери устойчивости при крайнем положении ковша разгружаемого отвалообразователя

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Полтавский Н.Н., Синельников Л.М. Совершенствование отвалообразования при большегрузном автотранспорте. – Материалы научн.-практ. конф. "Вопросы повышения безопасности горных работ на шахтах". – Кемерово, 2003. – С. 71–76.
2. Левенсон С.Я., Гендлина Л.И., Усольцев В.М., Морозов А.В., Голдобин В.А. Вибрационный отвалообразователь. – Патент РФ на ПМ №121800, БИ, 2012, № 31.
3. Левенсон С.Я., Гендлина Л.И., Морозов А.В., Усольцев В.М. О формировании автомобильных отвалов при открытой разработке полезных ископаемых. – Горный информационно-аналитический бюллетень, 2012, № 11. – С.32-37.
4. Хан Г.Н. О несимметричном режиме разрушения массива горных пород в окрестности полости // Физическая мезомеханика. – 2008 – Т.11. – №1. – С.109–114.
5. Хан Г.Н. Моделирование методом дискретных элементов динамического разрушения горной породы // ФТПРПИ. – 2012. – №1. – С.110-117.
6. Cundall P.A., Strack O.D.L. A discrete numerical model for granular assemblies // Geotechnique. – 1979. – V.29. – P.47-65.
7. Крамаджян А.А., Русин Е.П. О методе исследования процессов деформирования и структуры сыпучего материала в проходящем свете. – Гео-Сибирь-2010. Т.2. Недропользование. Горное дело. Новые направления и технология поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Ч. 2: сб. матер. VI Междунар. научн. конгресса «Гео-Сибирь-2010», 19-29 апреля 2010 г., Новосибирск. – Новосибирск: СГГА, 2010. – с. 164-169.
8. Backofen W.A. Deformation Processing. – Addison-Wesley Pub. Co., Reading, Massachusetts, USA, 1972. – 326 p.

© А.А. Крамаджян, Е.П. Русин, С.Б. Стажевский, Г.Н. Хан, 2013

К РАСЧЕТУ ПОТЕРЬ ДАВЛЕНИЯ ВО ВРАЩАЮЩЕМСЯ ШЛАМОПРОВОДЕ БУРОВОЙ УСТАНОВКИ ПРИ ПРОХОДКЕ ПРОТЯЖЕННЫХ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН В ГРУНТЕ

Борис Николаевич Смоляницкий

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт горного дела им. Н.А. Чинакала Сибирского отделения Российской академии наук, 630091, Россия, г. Новосибирск, ул. Красный проспект, 54, заместитель директора по научной работе, тел. (383)217-07-14, e-mail: bsmol@misd.nsc.ru

Борис Борисович Данилов

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт горного дела им. Н.А. Чинакала Сибирского отделения Российской академии наук, 630091, Россия, г. Новосибирск, ул. Красный проспект, 54, заведующий лабораторией подземной строительной геотехники и геотехнологий, тел. (383) 220-12-11, e-mail: dissovet@misd.nsc.ru

Екатерина Владимировна Рубцова

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт горного дела им. Н.А. Чинакала Сибирского отделения Российской академии наук, 630091, Россия, г. Новосибирск, ул. Красный проспект, 54, старший научный сотрудник лаборатории горной информатики, тел. (383) 217-09-30, e-mail: rubth@misd.nsc.ru

В статье рассмотрены вопросы, связанные с расчетом системы пневмотранспортирования бурового комплекса. Приведена методика расчета потерь давления при транспортировании разрушенного грунта сжатым воздухом по вращающемуся шламопроводу буровой установки, предназначенной для проходки протяженных горизонтальных скважин комбинированным способом.

Ключевые слова: бестраншейная технология, пневмотранспортная система, шламопровод, потери давления.

CALCULATION OF PRESSURE LOSS IN ROTARY SLURRY PIPE OF DRILLING FACILITIES IN MAKING LONG HORIZONTAL HOLES IN SOIL

Boris N. Smolyanitsky

N.A. Chinakal Institute of Mining, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, Krasny Prospekt 54, 630091, Russia, Novosibirsk, Deputy Director of Science, phone: (383)217-07-14, e-mail: bsmol@misd.nsc.ru

Boris B. Danilov

N.A. Chinakal Institute of Mining, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, Krasny Prospekt 54, 630091, Russia, Novosibirsk, Head of Underground Construction GeoEngineering Laboratory, phone: (383)220-12-11, e-mail: dissovet@misd.nsc.ru

Ekaterina Vl. Rubtsova

N.A. Chinakal Institute of Mining, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, Krasny Prospekt 54, 630091, Russia, Novosibirsk, Senior Researcher, Mining Information Science Laboratory, phone: (383)217-09-30, e-mail: rubth@misd.nsc.ru

The paper discusses issues relating to calculation of pressure feed system of drilling facilities. The authors describe calculation procedure for pressure loss in the compressed air conveying of broken soil in a rotary slurry pipe of drilling facility meant for combined drilling of long horizontal holes.

Key words: trenchless technology, air feed system, slurry pipe, pressure loss.

В настоящее время все большую актуальность приобретает разработка технологий сооружения протяженных подземных скважин с минимальным нарушением структуры геосреды, обеспечивающих безопасное ведение работ за счет снижения рисков обрушения породного массива и повреждения находящихся на поверхности объектов. Так, например, только для транспортировки жидких и газообразных полезных ископаемых на каждые 10 км магистральных трубопроводов под дорогами и иными сооружениями прокладывается в среднем до 100 м скважин. Средняя стоимость таких работ в 2 – 2,5 раза ниже средней стоимости выполненных открытым способом [1].

Наиболее широко используемым способом сооружения протяженных горизонтальных скважин в грунтовом массиве, как за рубежом, так и в РФ, является горизонтальное направленное бурение. Однако его использование сопряжено с риском разрушения дорог и других объектов, под которыми осуществляется проходка. Причиной этого является сам принцип гидравлического бурения, связанный с опасностью размывания каверн, вздутия дневной поверхности и другими последствиями использования бурового раствора, поступающего в скважину под большим давлением. Это сдерживает дальнейшее расширение сфер использования таких технологий и делает необходимым поиск принципиально новых технических решений.

Одной из инновационных разработок в этом направлении является предложенная в ИГД СО РАН технология "сухого" бурения комбинированным способом с транспортированием разрушенного грунта сжатым воздухом по вращающемуся трубопроводу [2]. Суть предлагаемого способа заключается в том, что часть грунта не извлекается из скважины, а уплотняется в радиальном направлении. Стенки скважины при этом приобретают дополнительную прочность и устойчивость, что позволяет во многих случаях обойтись без её обсадки. Необходимыми элементами бурового комплекса для реализации комбинированного способа, являются: буровой станок, создающий осевое усилие и крутящий момент; инструмент, формирующий скважину; буровая колонна, передающая на инструмент рабочие усилия; шламопровод, который является транспортным каналом для удаления из скважины разрушенного грунта.

Использование в качестве очистного агента сжатого воздуха существенно упрощает технологический процесс бурения и делает его более экологически чистым, поскольку устраняется проблема загрязнения рабочего котлована пульпой из отработанного бурового раствора и грунта. Кроме этого расширяется область использования буровых установок, так как отпадают климатические и технологические ограничения на их работу.

В ИГД СО РАН экспериментально установлено, что эффективность транспортирования породного материала воздушным потоком может быть существенно увеличена, если в качестве транспортного канала использовать шламопровод, вращающийся вокруг своей горизонтальной оси.

Минимальная скорость воздушного потока, обеспечивающая надежное транспортирование сыпучего материала по трубам, должна быть больше скоростей трогания и подъема, под которыми понимают, соответственно, скорость воздуха, при которой частица начинает скользить вдоль трубопровода, преодолевая силу трения, и скорость воздуха, при которой частица отрывается от поверхности трубопровода [3]. Поэтому для получения требуемой скорости потока в неподвижном трубопроводе необходим значительный расход воздуха, что и является основной причиной высокой энергоемкости таких систем пневмотранспорта, особенно применительно к транспортированию в горизонтальном направлении.

В ИГД СО РАН установлено [4], что физическая сущность процесса движения частиц материала в неподвижном и вращающемся шламопроводе существенно различаются. При вращательном движении шламопровода появляется составляющая силы тяжести, действующая на частицу и направленная по касательной к окружности трубопровода. При этом сила нормального давления частицы на поверхность шламопровода уменьшается, соответственно, уменьшается и сила трения. При достижении определенного угла поворота частица начинает скользить вниз по стенке шламопровода в направлении нижней точки его внутренней цилиндрической поверхности и под действием силы лобового давления со стороны потока очистного агента двигаться вдоль его оси. Таким образом, при транспортировании по вращающемуся шламопроводу движение разрушенной грунтовой массы будет происходить при относительно меньшей скорости потока, по сравнению с традиционными транспортными системами, поскольку отсутствует необходимость удержания частиц во взвешенном состоянии. Это обеспечит снижение энергоемкости процесса горизонтального направленного бурения скважин в грунтах и повышение его производительности.

Непрерывное вращение шламопровода также исключает, или существенно затрудняет, возможность образования на дне транспортного канала неподвижного подстилающего слоя из частиц породы, выпадающих из транспортного потока, что повышает надежность транспортирования.

В [4] предложена методика расчета основных параметров системы пневмотранспортирования, учитывающая вращение шламопровода. Одной из составных частей этого расчета является определение перепада давления на входе и выходе пневмотранспортной системы. Оценка этого параметра имеет важное значение для расчетов динамики пневмоударных машин в тех случаях, когда для транспортирования разрушенной грунтовой массы используется отработанный ими воздух.

С целью уточнения расчетов предлагается общий перепад давления на входе и выходе шламопровода определять как сумму следующих составляющих потерь:

$$\sum H_i = H_{BX} + H_P + H_B + H_\Gamma + H_\Pi,$$

где H_{BX} – сопротивление на входе шламопровода; H_P – сопротивление разгону воздуха и грунта; H_B – сопротивление движению чистого воздуха; H_Γ – сопротивление движению грунта; H_Π – сопротивление подъему грунта.

Составляющие суммы $\sum H_i$ можно определить следующим образом.

Сопротивление на входе:

$$H_{BX} = \xi_{\text{вх}} \cdot H_\partial, \quad \xi_{\text{вх}} = 0,1 \dots 0,7,$$

где $\xi_{\text{вх}}$ – коэффициент потерь на входе в магистраль; H_∂ – скоростной напор.

Сопротивление разгону:

$$H_P = H_{PB} + H_{PG} = H_\partial + H_\partial \cdot \beta \cdot \mu = H_\partial \cdot (1 + \beta \cdot \mu),$$

где H_{PB} , H_{PG} – сопротивление разгону воздушного потока и грунта, соответственно; μ – концентрация грунта в воздушном потоке; $\beta = (2,3 - 0,08) \cdot v_{\text{вм}}$ – коэффициент, учитывающий меньшую скорость частиц грунта, относительно скорости воздуха; $v_{\text{вм}}$ – скорость витания (скорость воздушного потока, при которой частицы грунта поднимаются со дна трубопровода).

Сопротивление разгону грунта H_P может составлять до 50 % от суммарных сопротивлений пневмотранспортной системы.

Сопротивление движению чистого воздуха:

$$H_B = \frac{\lambda_\partial \cdot l}{d} \cdot H_\partial + H_\partial \cdot \sum_1^N \xi_i + H_\partial \cdot \sum_1^N \xi_{Ki},$$

где d – диаметр шламопровода; λ_∂ – коэффициент сопротивления при движении чистого воздуха, который зависит от числа Рейнольдса и состояния поверхности шламопровода; l – длина шламопровода; ξ_i, ξ_{Ki} – коэффициенты местных потерь; N – количество участков шламопровода.

Величина λ_∂ может быть определена по эмпирической формуле [3]:

$$\lambda_\partial = 0,0125 + \frac{0,0011}{d}.$$

В предварительных расчетах эта величина может приниматься равной $\lambda_\partial = 0,02$, поскольку её влияние на общую потерю давления невелико.

Сопротивление движению грунта:

$$H_\Gamma = \frac{\lambda}{d} \cdot H_\partial \cdot (k_\Gamma l_\Gamma + k_B \cdot h) \cdot \mu + \mu \cdot H_\partial \cdot \sum_1^N \xi_i + \mu \cdot H_\partial \cdot \sum_1^N \xi_{Ki},$$

где k_{Γ}, k_B – эмпирические коэффициенты; l_{Γ} – длина горизонтального участка шламопровода; h – высота подъема шламопровода.

Сопротивление подъему материала:

$$H_{\Pi} = \rho_{\text{в}} \cdot g \cdot h \cdot (1 + \mu),$$

где $\rho_{\text{в}}$ – плотность воздуха.

Проведенные расчеты показывают, что величина потерь давления воздуха в пневмотранспортной системе с вращающимся трубопроводом диаметром 110 мм и длиной 60 м не превышает 0,1 МПа. Результаты исследований динамики пневмоударных машин свидетельствуют о том, что такая величина противодавления в выхлопном тракте вызывает снижение ударной мощности примерно на 25 – 30% и не приводит к потере работоспособности машины [5]. Следовательно, использование отработанного пневмоударными машинами воздуха для последующего транспортирования продукта бурения является возможным.

Выполненные в ИГД СО РАН экспериментальные исследования макетного образца бурового комплекса с вращающимся шламопроводом подтвердили правильность выбранного методического подхода, учитывающего взаимосвязь конструктивных размеров проходческого инструмента и пневмотранспортной системы с объемом транспортируемого грунта, расходом и давлением воздуха в ней. Доказана надежность транспортирования грунта, включая крупные фракции (до 0,5 диаметра транспортного канала) по горизонтальному вращающемуся трубопроводу при сниженной в 1,5 раза скорости воздушного потока по сравнению с известными пневмотранспортными системами при более высокой концентрации в нём твёрдой фазы.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Караваев Н.П. Перспектива развития техники для бестраншейной прокладки трубопроводов / Н.П. Караваев, Г.П. Баландюк // Механизация строительства. – 1993. – № 7. – С. 16 – 19.
2. Пат. 2344241 Российская Федерация, МПК E02F5/18 C1. Способ бестраншейной прокладки коммуникаций в грунте (варианты) / Данилов Б.Б., Смоляницкий Б.Н.; заявитель и патентообладатель Институт горного дела СО РАН. – № 2007121125/03; заявл. 05.06.2007; опубл. 20.01.2009. – Бюл. № 2. – 5 с.: 4 ил.
3. Малевич И.П. Пневматический транспорт сыпучих строительных материалов [Текст] / И.П. Малевич, А.И. Матвеев. – М.: Стройиздат, 1979.
4. Данилов Б.Б. Повышение эффективности бестраншейных способов подземного строительства за счет применения пневмотранспорта / Б.Б. Данилов // ФТПРПИ. – 2007. – № 5. – С. 52 – 61.
5. Данилов Б.Б. Методика расчета параметров кольцевых геологоразведочных пневмоударников / Б.Б. Данилов, Б.Н. Смоляницкий, Л.И. Сухарева // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. – 1987. – № 5. – С. 110 – 113.

© Б.Н. Смоляницкий, Б.Б. Данилов, Е.В. Рубцова, 2013

ЧИСЛЕННОЕ РЕШЕНИЕ ЗАДАЧИ НЕСТАЦИОНАРНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ НЕСМЕШИВАЮЩИХСЯ ЖИДКОСТЕЙ В ТРЕЩИНОВАТО-БЛОЧНОЙ СТРУКТУРЕ*

Дмитрий Сергеевич Евстигнеев

Институт горного дела им. Н.А. Чинакала СО РАН, 630091, Россия, г. Новосибирск, ул. Красный проспект, 54, аспирант, лаборатория силовых электромагнитных импульсных систем, тел., e-mail: dima503@pochta.ru

Борис Ферапонтович Симонов

Институт горного дела им. Н.А. Чинакала СО РАН, 630091, Россия, г. Новосибирск, ул. Красный проспект, 54, д.т.н., зав. лабораторией силовых электромагнитных импульсных систем, тел. (383)217-01-26, e-mail: simonov_bf@mail.ru

Андрей Владимирович Савченко

Институт горного дела им. Н.А. Чинакала СО РАН, 630091, Россия, г. Новосибирск, ул. Красный проспект, 54, к.т.н., н.с., лаборатория силовых электромагнитных импульсных систем, тел. (383)217-01-26, e-mail: av_sav@ngs.ru

Валентин Иванович Пеньковский

Институт гидродинамики им. М.А. Лаврентьева СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, просп. Академика Лаврентьева, 15, д.ф.-м.н., лаборатория фильтрации, тел. (383)333-25-99, e-mail: penkov@hydro.nsc.ru

В статье приводится решение задачи одномерной нестационарной фильтрации в рамках модели Бакли-Лeverетта без учета капиллярных сил. Для аппроксимации уравнений задачи Бакли-Лeverетта, в переменных давление-насыщенность, используется явная конечно-разностная схема 4-го порядка точности для водонасыщенности [6,7] и неявная итерационная схема для давления [1]. Численное решение стационарной задачи сопоставляется с точным решением, которое воспроизводится как решение неявного уравнения [3].

Ключевые слова: двухфазная фильтрация, остаточная нефть, модель Бакли-Лeverетта.

NUMERICAL SOLUTION TO THE PROBLEM OF UNSTEADY FILTRATION OF IMMISCIBLE FLUIDS IN A JOINTED BLOCK STRUCTURE*

Dmitry S. Evstigneev

N.A. Chinakal Institute of Mining, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, Krasny Prospect 54, 630091, Russia, Novosibirsk, postgraduate, Laboratory for Power Electromagnetic Pulse Systems, Phone: (383)335-94-45, e-mail: dima503@pochta.ru

Boris F. Simonov

N.A. Chinakal Institute of Mining, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, Krasny Prospect 54, 630091, Russia, Novosibirsk, Dr. Tech. Sci., Head, Laboratory for Power Electromagnetic Pulse Systems, Phone: (383) 217-01-26, e-mail: simonov_bf@mail.ru

* Работа выполнена при финансовой поддержке Российского фонда фундаментальных исследований № 11-05-00934-а, 12-05-31408-мол_а.

Andrey V. Savchenko

N.A. Chinakal Institute of Mining, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, Krasny Prospekt 54, 630091, Russia, Novosibirsk, Cand. Tech. Sci., Researcher, Laboratory for Power Electromagnetic Pulse Systems, Phone: (383) 217-01-26, e-mail: av_sav@ngs.ru

Valentin I. Penkovsky

M.A. Lavrentiev Institute of Hydrodynamics, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, Academic Lavrentiev Pr. 15, 630090, Russia, Novosibirsk, Dr. Phys.-Math. Sci., Filtration Laboratory, Phone: (383) 333-25-99, e-mail: penkov@hydro.nsc.ru

The authors set forth the solution to the 1D unsteady filtration problems in terms of Buckley-Leveret model disregarding capillary forces. The explicit finite difference of the fourth precision order for water saturation and the implicit iteration scheme for pressure are used in the pressure-saturation variables to approximate equations of Buckley-Leveret problem. The numerical solution to the stationary problem is compared to the accurate solution, written as an implicit equation solution.

Key words: double phase filtration, residual oil, Buckley-Leveret problem.

В работе [4] рассматривается проблема вовлечения целиков с остаточной нефтью в общий процесс фильтрации путем вибровоздействия на нефтяные пласты в неоднородных коллекторах. Предполагается, что при этом происходит изменение структуры коллектора, приводящее к изменению путей фильтрации флюида и, как следствие, происходит разрушение целика и вовлечение нефти в общий поток. Также в работе [4] указывается на то, что разрушившийся целик оказывает влияние на другие целики, донасыщая их нефтью, что может привести их к последующему разрушению (эффект домино). В этой работе мы рассмотрим, в рамках модели Бакли-Лeverетта, процесс донасыщения целика дополнительной нефтью и учтём влияние вибрации, как вариации давления на нагнетательной стороне целика.

1. Постановка задачи. Рассмотрим упрощённую модель двухфазной изотермической фильтрации несмешивающихся жидкостей. Предположим, что фазы (воды, нефти, а также скелета (пор)) несжимаемы, тогда уравнения баланса масс для каждой из фаз имеют вид:

$$\begin{cases} m \partial s / \partial t + \operatorname{div} \vec{w}_1 = 0 \\ -m \partial s / \partial t + \operatorname{div} \vec{w}_2 = 0 \end{cases} \quad (1)$$

где m – коэффициент пористости, $s = s_w$ – водонасыщенность, s_o – нефтенасыщенность ($s_w + s_o = 1 \Rightarrow s_o = 1 - s_w \Rightarrow \partial s_o / \partial t = \partial(1 - s_w) / \partial t = -\partial s_w / \partial t$), $\vec{w}_1$ – вектор скорости фильтрации *вытесняющей* фазы, т.е. воды; $\vec{w}_2$ – вектор скорости фильтрации *вытесняемой* фазы, т.е. нефти.

Для каждой из фаз считается справедливым обобщённый закон Дарси для скоростей, без учета гравитационных и капиллярных сил:

$$\vec{w}_i = -k \cdot k_i \cdot s / \eta_i \cdot \operatorname{grad} p, i = 1, 2 \quad (2)$$

где k – абсолютная проницаемость пласта; η_i – коэффициенты динамической вязкости воды и нефти, которые считаем постоянными $\eta_i^0 = \text{const}_i$; $k_w s$, $k_o s$ – фазовые относительные проницаемости для воды и нефти определим по модели Кори:

$$k_w s = k_w^0 \left[\frac{s - s_{wc}}{1 - s_{or} - s_{wc}} \right]^\alpha \quad (3)$$

$$k_o s = k_o^0 \left[\frac{1 - s_{or} - s}{1 - s_{or} - s_{wc}} \right]^\beta \quad (4)$$

где k_w^0 – относительная проницаемость по воде при остаточной нефтенасыщенности, k_o^0 – относительная проницаемость по нефти при остаточной водонасыщенности, s – водонасыщенность, s_{wc} – насыщенность связанной водой, s_{or} – насыщенность остаточной нефтью, α , β – экспоненциальные значения относительной нефте- или водопроницаемости (экспоненты Кори).

Сложив в (1) первое и второе уравнения почленно, получим:

$$\text{div } \vec{w}_1 + \vec{w}_2 = 0. \quad (5)$$

Уравнения (1-5) замыкают систему относительно водонасыщенности и давления. Для решения системы (1-5) необходимо задать:

Начальные условия:

при $t = 0$: $s = s_0(x)$ (водонасыщенность), $p = p_0(x)$ (поровое давление).

Граничные условия:

при $x = 0$: $s = s^0(0, t)$, $p = p^0(0, t)$ водонасыщенность и давление на нагнетательной стороне;

при $x = L$: $p = p_L(L)$, $p_L < p^0$ (давление на эксплуатационной стороне блока).

Пологая процесс фильтрации стационарным, введем потоковую функцию Бакли-Левретта:

$$f s = w_w / w = k_w s / k_w s + \eta_0 \cdot k_o s, \quad \eta_0 = \eta_w / \eta_o. \quad (6)$$

Скорости каждой из фаз в (2) примут вид:

$$\vec{w}_w = f s \vec{w}(t), \quad \vec{w}_o = 1 - f s \vec{w}(t) \quad (7)$$

Подставляя (7) в первое уравнение в (1) получим квазилинейное уравнение первого порядка в консервативной форме:

$$\partial s / \partial \tau + \partial f(s) / \partial x = 0. \quad (8)$$

где $\tau = \frac{1}{m} \int_0^t w(t) dt < 0$ – суммарный объем фаз, "прокаченный" за время t .

Для решения (8) необходимо задать начальное распределение водонасыщенности и граничное условие на нагнетательной стороне.

2. Решение задачи стационарной фильтрации. Общее решение (8) ищется в виде решения неявного уравнения и условия сопряжения на границе интерфейса [3]:

$$\begin{cases} X(s, \tau) = \tau f'(s), & \tau \geq 0, s \in [0, s_f] \\ s = s_0, & \forall x > x_f, \tau \geq 0. \end{cases} \quad (9)$$

где s_f – водонасыщенность на фронте разрыва.

3. Аппроксимация задачи нестационарной фильтрации. Для аппроксимации 1-мерной задачи нестационарной фильтрации (1-5) представим систему в более удобном, безразмерном виде:

$$\begin{cases} \partial/\partial x [k_w s + \eta_0 \cdot k_o s \partial p/\partial x] = 0 \\ \partial s/\partial t - \partial/\partial x [k_w s \partial p/\partial x] = 0 \end{cases} \quad (10)$$

где введены безразмерные давление $p = \tilde{p}/p^0$, координата $x = x/L$, время $t = \tilde{t}/m$.

Начальные и граничные условия также приводятся к безразмерным величинам.

Система (10) записана в дифференциальном виде и, к сожалению, водонасыщенность может претерпевать разрыв, а это означает что от неё не существует производной в классическом смысле. Чтобы преодолеть возникшую сложность прибегают к интегральной форме законов сохранения неразрывности и баланса масс, где обобщенная производная понимается в слабом смысле [2].

Давление на каждом временном слое m мы определяли следуя работе [1], где итерационным методом необходимо разрешить эллиптическое уравнение относительно давления p_i^{m+1} . Порядок аппроксимации схемы по давлению $o(h^2)$.

В наших исследованиях мы пробовали применять аппроксимацию задачи для насыщенности методом конечных разностей (схема сквозного счета 4-го порядка точности по пространственной переменной [6,7] $o(h^4 + \tau)$), методом конечных объёмов (WENO аппроксимация 5-го порядка точности [0]), гибридной схемой по [5]. Мы не будем приводить здесь аппроксимацию потоков $F_{i \pm \frac{1}{2}}$ через границу контрольного объема, сославшись на [6,7].

После того, как будут найдены p_i^{m+1} из [1], по явной схеме из [5,6,7,0] можно вычислить водонасыщенность s_i^{m+1} . Для устойчивого счета необходимо, чтобы число Куранта-Фридрихса-Леви $\max |c_{i \pm \frac{1}{2}}| < 1$ для $\forall i$, на протяжении всего счёта.

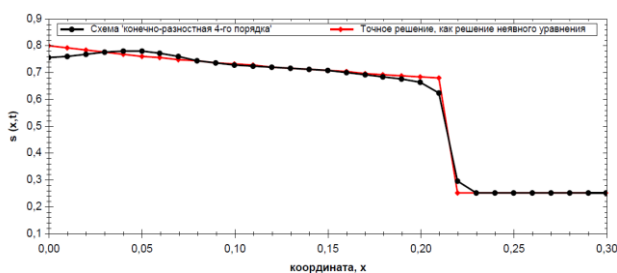
4. Тестирование схемы. Для тестирования полученной схемы зададим следующие параметры для определения относительных фазовых проницаемо-

стей (3), (4): $k_w^0 = 0,25$, $k_o^0 = 1,0$, $s_{wc} = 0,25$, $s_{or} = 0,2$, $\alpha, \beta = 2$; коэффициенты динамической вязкости воды и нефти примем: 10^{-4} Па·с (вода) $1,07 \cdot 10^{-3}$ Па·с (нефть). Начальные условия $t = 0$: $s_0(x) = s_{wc}$, $p_0(x) = 0,55$. Граничные условия $x = 0$: $s^0(0, t) = 1 - s_{or}$, $p^0(0, t) = 1$; $x = 1$: $p = 0,3$. Расчетные параметры: число точек на отрезке $0 \leq x \leq 1$ $n = 100$, шаг по времени $\tau = 0,001$. Относительная погрешность для задачи стационарной фильтрации при этом на протяжении всего счета не превысила 5,5%, уменьшением шага по h и τ её можно несколько уменьшить. Столь значительная ошибка объясняется недостаточной аппроксимацией при вычислении градиента давления по центрально-разностной схеме. При использовании схемы 4-го порядка (вместо центрально-разностной 2-го порядка), ошибку можно уменьшить до 3,5%.

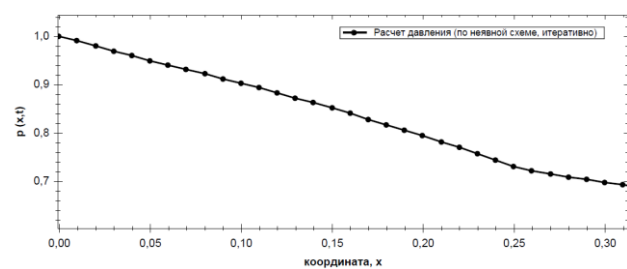
Нестационарную фильтрацию будем моделировать изменением граничного условия для водонасыщенности на нагнетательной стороне по схеме:

$$s^0(0, t) = \begin{cases} 1 - s_{or}, & t < t^* \\ 1 - s_{or} - 0,05, & t \geq t^* \end{cases}, \text{ где безразмерное время } t^* = 0,25. \text{ К сожалению,}$$

чтобы удовлетворить условию $\max |c_{i+\frac{1}{2}}| < 1 \quad \forall i$, пришлось уменьшить временной шаг: $\tau = 0,00005$. Результат работы схемы приведен на рис. 1, здесь же приведено точное решение (9), для соответствующего момента времени.



а) профиль водонасыщенности



б) профиль давления

Рис. 1. Распределение водонасыщенности и давления в момент безразмерного времени 0,49

Также нами был рассмотрен случай нестационарного воздействия давления на нагнетательной стороне целика, приводящего к переменной скорости фильтрации.

Заключение. Предпринятая попытка рассмотреть динамику процесса насыщения нефтью целика позволяет дать максимальную оценку доизвлеченной нефти, при условии что целик разрушится и останется лишь не извлекаемая остаточная нефть. В рамках модели Бакли-Лeverетта мы не можем использовать критерий устойчивости равновесия включений в потоке обтекающей жидкости $\lambda = di_0 / p_k^0 < \lambda_{\max}$ [4] и не можем учесть капиллярное запирание нефти на добываемой стороне целика (концевой эффект), так как мы пренебрегли действием

капиллярных сил. Указанные недостатки модели Бакли-Лeverетта устраняются в рамках модели предложенной Маскета-Лeverеттом [3].

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Басниев К.С., Кочина И.Н., Максимов В.М. Подземная гидромеханика. – М., Недра, 1993. 415 с.
2. Годунов С.К. Разностный метод численного расчёта разрывных решений уравнений гидродинамики. //Матем. сб., т. 47(89). – №3. – 1959. – С. 271–306.
3. Данаев Н.Т., Корсакова Н.К., Пеньковский В.И. Массоперенос в прискважинной зоне и электромагнитный каротаж пластов. – А-Ата, КНУ, 2005. 180 с.
4. Пеньковский В.И., Корсакова Н.К., Симонов Б.Ф., Савченко А.В. Остаточные нефтенасыщенные зоны продуктивных пластов и способы воздействия на них с целью вовлечения в разработку.//ФТРПИ, ИГД СО РАН. – 2012. №5. – С. 41-45.
5. Abdalla Amr H., Zahran Y.H., Kaltayev A. A hybrid WENO scheme for conservation laws.//Applied mathematical sciences, vol. 4, 2010. № 67, pp. 3327–3344.
6. Shi J. Fully discrete high-order schemes for systems of conservation laws. PhD. Thesis, Cranfield University, 1994. 208 P.
7. Shi J., Toro E.F. Fully discrete high-order schemes for hyperbolic conservation law. // Intern. J. for Num. Methods in Fluids. Vol. 23, Issue 4, pp. 309 – 323, 1996.
8. Shu Chi-Wang Essentially non-oscillatory and weighted essentially non-oscillatory schemes for hyperbolic conservation laws. J. Comp. Phys. Vol. 1697, (1997), pp. 325–432.

© Д.С. Евстигнеев, Б.Ф. Симонов, А.В. Савченко, В.И. Пеньковский, 2013

АВАРИИ, СВЯЗАННЫЕ С ГАЗОДИНАМИЧЕСКИМИ ПРОЯВЛЕНИЯМИ НА ШАХТАХ, И УРОВЕНЬ КВАЛИФИКАЦИИ ИТР УГОЛЬНЫХ ШАХТ КУЗБАССА

Геннадий Иванович Кулаков

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт горного дела им. Н.А. Чинакала СО РАН, 630091, Россия, г. Новосибирск, ул. Красный проспект, 54, доктор технических наук, профессор, главный научный сотрудник, тел. (383)217-06-07, e-mail: admin@misd.nsc.ru

На основе анализа аварий на шахтах Кузбасса за последние 20 лет, связанных с газодинамическими проявлениями, включая взрывы метана и угольной пыли, внезапные выбросы угля и газа, загазирование горных выработок, рассматриваются объективные и субъективные причины таких аварий, в общем случае связанные с уровнем квалификации ИТР угольных шахт по современным проблемам шахтного метана и вопросам безопасности ведения горных работ.

Ключевые слова: метан, газодинамические проявления, аварии, травматизм.

MINE ACCIDENTS RELATED TO GAS-DYNAMIC MANIFESTATIONS AND THE ENGINEERING PERSONNEL SKILL LEVEL AT KUZBASS COAL MINES

Gennady I. Kulakov

N.A. Chinakal Institute of Mining, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, Krasny Prospect 54, 630091, Russia, Novosibirsk, Dr. Tech. Sci., Professor, Senior researcher, Laboratory for Rock Mechanics, Phone: (383)217-06-07, e-mail: admin@misd.nsc.ru

Based on the analysis of mine accidents related to gas-dynamic manifestations in the Kuznetsky Coal Basin for last 20 years, including methane and coal dust explosions, coal and gas outbursts, mine working gasification, the author considers the subjective and objective reasons for mine accidents in terms of the skill level of the engineering personnel on the modern mine methane problems and the mine safety.

Key words: methane, gas-dynamic manifestation, accidents, traumatism

В последние два десятилетия существенно усложнились вопросы обеспечения безопасности на угольных шахтах Кузбасса. Неизбежное углубление горных работ на всех месторождениях бассейна ведет, хотя и к медленному, но непрерывному возрастанию горного давления и увеличению содержания метана в угольных пластах и вмещающих породах. Увеличивались мощности угледобывающей техники и производительность очистных забоев, скорости продвижения подготовительных выработок. Возрастало количество выделившегося метана и масса образующейся угольной пыли. Все эти процессы сопровождались нарастанием частоты импульсных выбросов метана и угольной пыли в вентиляционную сеть горных выработок, участков и шахты в целом. Причины здесь разнообразные. Это загазирование забоев и отдельных выработок, а затем организация разгазирования их. Вброс метана при продвижении забоя штрека состав-

ляет несколько кубометров. Но в очистных забоях стружка шириной $0,5 \div 0,8$ м снимается вдоль забоя лавы в течение 2-3 часов. Столько времени длится и значительный выброс метана.

При внезапных выбросах угля и газа в вентиляционную сеть вбрасываются тысячи м^3 газа. Иногда наблюдается опрокидывание вентиляции шахты. В других случаях залповый выброс метана движется со скоростью вентиляционной струи, пока не наткнется на случайную искру или открытый огонь. (Шахта № 12 ОАО «Киселевскуголь». При внезапном выбросе угля и газа, произошедшего 22.08.1997 г. при вскрытии квершлагом № 5 на гор. $\pm 0,0$ м пласта «Проводник Горелого» было выброшено 67 т угля и 1200 м^3 газа метана. Пробка из метана и угольной пыли была унесена силой выброса по квершлагу на расстояние более 80 м на полевой штрек и далее продвигалась за счет шахтной депрессии 60-70 м, пока не произошел взрыв от искры в электрической цепи аккумуляторного электровоза. Погибло 5 горняков).

Наращение объемов извлекаемого угля сопровождается вовлечением потенциальных запасов метана из соседних пластов и более глубоких горизонтов в зону ведения горных работ. Накопленные за десятилетия методы и технологии ведения горных работ стали не справляться с притоком метана. Сложились условия к развитию случайных газодинамических процессов.

Последние два десятилетия в угольной отрасли проводилась реструктуризация. Задача – резко снизить уровень аварийности и травматизма на угольных шахтах. Способ решения – закрыть наиболее травмоопасные шахты России. Было закрыто 170 шахт. Заметим: в периоды, предшествующие реструктуризации происходили аварии, было травмирование горняков, были и смертельные случаи. При этом общее количество пострадавших при авариях на шахтах измерялось обычно однозначными числами (в большинстве случаев не выше 3-х), а потеря добычи составляла до сотни тонн на аварию [1].

Приведем несколько примеров:

- шахта «Аларда», «Кузнецкуголь», 04.11.92 г., вспышка метана, 4 пострадавших (тяжелые травмы);
- шахта «Калинина», 16.09.88 г., вспышка метана, двое травмированных;
- шахта «Красный углекоп», 18.12.88 г., взрыв метана, 1 погибший;
- шахта «Ярославского», 14.03.89 г., вспышка метана, один травмирован;
- шахта «Тырганская», 18.05.90 г., вспышка метана, двое травмированы;
- шахта «Тайбинская», 10.12.91 г., вспышка метана, трое травмированы.

В годы реструктуризации и в последующие годы на шахтах в Кузбассе стали регулярными аварии, количество погибших и пострадавших при которых характеризуется двухзначными числами [1].

Чем дальше от 90-х годов, тем тяжелее аварии на угольных шахтах (приблизились к рубежу 50 пострадавших к началу нового века):

- шахта «Тайжина», 10.04.2004 г., взрыв метана, погибло 47 горняков;
- шахта «Зыряновская», 02.12.1997 г., взрыв метана, погибли 67 шахтеров.

По-видимому, назрела необходимость ввести дополнительную классификацию аварий по числу смертельно травмированных и пострадавших. Целесо-

образно выделить категории А, В₁, В₂, С: А – до 5 пострадавших и смертельных, В₁ – до 25 пострадавших и смертельных, В₂ – до 50 пострадавших и смертельных, С – трехзначное число пострадавших и погибших.

В послевоенные годы практически почти все шахты Донбасса были опасны по внезапным выбросам. Но они не закрывались, успешно работали и находили дополнительные меры безопасности с широким привлечением научных организаций, в том числе в 30-е и 50-е годы [2].

Необходимо всем ИТР угольной отрасли Кузбасса (инженерам шахт, специалистам и руководителям угольных компаний, научным работникам и преподавателям институтов и техникумов) иметь в виду, что с глубины 500-600 м практически все шахты Кузбасса перейдут в категорию опасных по внезапным выбросам угля и газа, а с глубины 700-800 м в категорию опасных по внезапным выбросам породы и газа. Потребуется более широкое привлечение научных организаций. Опасность представляет и загазирование выработок и забоев в связи с возросшей метаноопасностью.

Однако, в Кузбассе за последние 20 лет практически ликвидирована часть отраслевых НИИ горного профиля. А в эти же годы ряд угольных шахт Кузбасса на отработываемых месторождениях вышли на глубины, с которых происходят внезапные выбросы угля и газа.

В свое время министерство угольной промышленности СССР, помня о проблемах Донбасса, в первые послевоенные годы создало в Кузбассе ряд крупных отраслевых угольных институтов: КузНИУИ, ВостНИИ, филиал ВНИМИ, ВНИИГидроуголь, позднее филиал ИГД им. А.А. Скочинского, занимались о формировании угольных направлений в учебных институтах Сибири: в КузПИ, СМИ, ТПИ. Сегодня отраслевого института со штатом в 1000 человек и большими площадями для ведения научных исследований – КузНИУИ просто нет. Даже единственный в России отраслевой институт по вопросам безопасности в горной промышленности – ВостНИИ испытывает трудности, а его служебные площади постепенно передаются другим ведомствам.

В конце 70-х годов Минуглепром СССР, понимая и учитывая возрастающую роль Кузбасса, начал создавать при особо крупных шахтах, где обострились проблемы горного давления, в частности, завалы механизированных комплексов и другие аварии, специализированные научно-производственные подразделения – геомеханические службы (группы горного давления) со штатом 2-5 ИТР (Приказ Министра угольной промышленности СССР № 315 от 24 июня 1980 г.). Намечено было подготовить непосредственно в коллективах шахт опытных специалистов, способных решать проблемы аварийности и травматизма угольной промышленности.

Анализируя аварии на угольных шахтах [3, 4, 5], руководители Минуглепрома СССР видели и четко представляли, что во всех случаях аварии связаны с низким уровнем квалификации специалистов на местах. Требовалась новая концепция борьбы с аварийностью на основе резкого повышения грамотности и профессионализма персонала. Приказ Министра угольной промышленности СССР № 315 от 24 июня 1980 г. был направлен на решение этой задачи. Зало-

женная в Приказе концепция позволяла накопить непосредственно в коллективах ИТР шахт опытных специалистов, способных грамотно решать проблемы аварийности и травматизма, горного давления, горных ударов, внезапных выбросов угля (породы) и газа, взрывов метана, дегазации угольных пластов, уметь предвидеть возможные последствия принимаемых на действующих шахтах решений на далекую перспективу. Группы горного давления обеспечивались, согласно Приказа № 315, комплектом приборов и методик. Одна из их задач – ведение инструментальных измерений как составного элемента технологического процесса. Все это должно было способствовать повышению уровня грамотности всех ИТР шахт.

В соответствии с Приказом № 315 от 24.06.1980 г. опытные группы горного давления были созданы в Кузбассе (4 группы), в Карагандинском бассейне (1 группа), в ПО «Воркутауголь» (1 группа). Позднее 3 группы горного давления были созданы в Донбассе. Прорабатывался вопрос о создании группы горного давления на шахтах «Инская», им. Ленина, «Усинская» в Кузбассе, а также на Дальнем Востоке.

Каждая группа горного давления, структурно подчиненная техническому директору объединения, отслеживала ситуацию на ряде шахт объединения.

Обратимся к мнению авторитетных специалистов Ростехнадзора по Кузбассу. Руководитель Южно-Сибирского управления Ростехнадзора Е. Резников [6] выделяет ряд проблем, которые нужно решить на угледобывающих предприятиях Кузбасса в целях повышения безопасности:

- несоответствие нормативной базы современному уровню развития техники и технологии угледобычи, недостаточны уровень квалификации специалистов;

- отсутствие готовых технологий интенсивной отработки запасов высокогазоносных угольных месторождений, учитывающих закономерности функционирования производства, эффективности и безопасности горных работ.

Произошедшие аварии (шахта «Зыряновская» и др.) поставили вопрос о новой конструкции изолирующего самоспасателя для шахтеров. За 15 лет не определились на уровне региона и страны: кому поручить эту работу. Идут дискуссии, возможно ли вообще создать такой самоспасатель, чтобы он был пригоден шахтерам во время выхода из подземного пожара или взрыва метана и угольной пыли. При наличии Министерства угольной промышленности подобные дискуссии были просто невозможны.

В Кузбассе резко заявила о себе проблема, обусловленная высокими объемами газовыделения в комплексно механизированных забоях в связи с высокой их производительностью. И эту опасность необходимо выделить в самостоятельную категорию. Для ее изучения создать специализированные лаборатории при СО РАН или ВостНИИ. Научным организациям необходимо выполнить комплекс исследований по рассмотрению и изучению этой проблемы.

Вопросы внезапных выбросов угля, породы, газа остаются на перспективу важнейшими в угольной промышленности. Важность их для страны и роль государства в их решении академик А.В. Докукин (директор ИГД им. А.А. Ско-

чинского в 70-80 годы) охарактеризовал на примере проблемы внезапных выбросов применительно к Донбассу следующим образом [7]: «К участию в создании теории внезапных выбросов, методов прогноза внезапных выбросов, эффективных способов борьбы с внезапными выбросами, технологий и техники были привлечены научные и проектно-конструкторские организации АН СССР и АН УССР, Минуглепрома СССР, Минтяжмаша, Министерства высшего образования, Министерства геологии СССР». Это было в Донбассе. Понятно, что без Министерства угольной промышленности и правительства все это организовать было невозможно.

Уровень ИТР шахт должен быть таким, чтобы руководители шахт и их структур могли понимать, что произойдет на шахте при той или иной их команде. На это был направлен приказ № 315 от 24.06.1980 г. Министерства угольной промышленности. Необходимо научной и инженерной общественности угольной промышленности определиться: в каком виде необходимо в огромной угольной отрасли восстанавливать Министерство. Для этого нужна специальная комиссия при губернаторе Кемеровской области. Одна из её задач – разобраться, почему группа ИТР шахты «Ульяновская» пошла в шахту, чтобы погибнуть?

На необходимость подготовки и переподготовки квалифицированных кадров для угольной промышленности говорят все чаще и озабоченнее. Так заместитель губернатора Кемеровской области В.Д. Ковалев пишет: «Реалии сейчас таковы, что регион испытывает кадровый голод на высококвалифицированных специалистов» [8]; В Келлер: «Есть проблемы с переподготовкой профессиональных кадров» [9].

Аварии на угольных шахтах высветили целый ряд других проблем безопасности в отрасли: включение резервного вентилятора на шахте «Ульяновская» с нарушением п. 256 ПБ [4], несрабатывание защиты электрических сетей (п. 476, п. 528 [4]), вспышки и взрывы метана и угольной пыли [п. 201 [4], вентиляционные устройства (п.п.247, 256, 268, 269, 307, 309) [4]), электроустановки (п.п. 476, 510, 528 [4]).

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1.[http:// www.rian.ru/spavka/20100508/232155471.html](http://www.rian.ru/spavka/20100508/232155471.html).
2. Карагодин Л.И. Задачи научно-исследовательских организаций в области проблемы прогноза и борьбы с внезапными выбросами угля и газа // Вопросы теории выбросов угля, породы и газа (материалы семинара (Днепропетровск, июнь 1970 г.). Киев : «Наукова Думка». – 1973 г. – С. 18-22.
3. Предупреждение газодинамических явлений в угольных шахтах. Сборник документов. Выпуск 2. 3-е издание, исправленное. (Серия 5. Нормативные документы по безопасности, надзорной и разрешительной деятельности в угольной промышленности. М.: Федер. госуд. унитарное предприятие «Научно-технический центр по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России» – 2004г.
4. Правила безопасности в угольных шахтах. ПБ 05-618-03. Серия 05. Нормативные документы по безопасности, надзорной и разрешительной деятельности в угольной промышленности. Выпуск 11. М.: / ФГУП. НТЦ «Промышленная безопасность». – 2005. – 296 с.

5. Правила безопасности в угольных шахтах. (РД 05-94-95), Утверждены Постановлением Ростехнадзора России № 67 от 30 декабря 1994 г. // М.: – 1995. – Самара: Дом печати, 1995. – 242 с. / п. 226, п. 34.
6. Резников Е. Уголь на крови не нужен. // Уголь Сибири – № 6 (018), – 2011. – С. 52-54./ Подготовил Александр Пономарев.
7. Ковалев В.М.. Будем поднимать рейтинг. // Уголь Сибири – № 5 (017). – 2011. – С. 32-33. Подготовил Александр Пономарев.
8. Келлер В. Шахта «Распадская»: Восстановление в разумном балансе. // Уголь Сибири. – № 5 (017). – 2011.
9. А.В. Докукин. Основные проблемы горной науки. М., Недра, 1979.

© Г.И. Кулаков, 2013

ИССЛЕДОВАНИЕ ДИНАМИЧЕСКИХ НАГРУЗОК НА ПРИВОД СКВАЖИННОГО ГИДРОУДАРНОГО ГЕНЕРАТОРА*

Андрей Владимирович Савченко

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт горного дела им. Н.А. Чинакала Сибирского отделения Российской академии наук, 630091, Россия, г. Новосибирск, Красный проспект, 54, к.т.н., научный сотрудник лаборатории силовых электромагнитных импульсных систем, тел. (383)217-01-26, e-mail: av_sav@ngs.ru

Борис Феранпонтович Симонов

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт горного дела им. Н.А. Чинакала Сибирского отделения Российской академии наук, 630091, Россия, г. Новосибирск, Красный проспект, 54, д.т.н., заведующий лабораторией силовых электромагнитных импульсных систем, тел. (383)217-01-26, e-mail: simonov_bf@mail.ru

Юрий Валентинович Погарский

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт горного дела им. Н.А. Чинакала Сибирского отделения Российской академии наук, 630091, Россия, г. Новосибирск, Красный проспект, 54, младший научный сотрудник лаборатории силовых электромагнитных импульсных систем, тел. (383)335-94-45

В статье приведены результаты исследования динамики работы штангового привода испытывающего ударные нагрузки, предложены технические решения снижения колебательного процесса.

Ключевые слова: гидроудар, динамограмма, демпфер, гашение отдачи.

INVESTIGATION INTO DYNAMIC LOADS ON DOWNHOLE HYDROPERCUSSION GENERATOR DRIVE*

Andrey V. Savchenko

N.A. Chinakal Institute of Mining, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, 630091, Russia, Novosibirsk, Krasny Prospect 54, Cand. Tech. Sci., Researcher, Laboratory for Power Electromagnetic Pulse Systems, Phone: (383) 217-01-26, e-mail: av_sav@ngs.ru

Boris F. Simonov

N.A. Chinakal Institute of Mining, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, 630091, Russia, Novosibirsk, Krasny Prospect 54, Dr. Tech. Sci., Head, Laboratory for Power Electromagnetic Pulse Systems, Phone: (383) 217-01-26, e-mail: simonov_bf@mail.ru

Yuriy V. Pogarsky

N.A. Chinakal Institute of Mining, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, 630091, Russia, Novosibirsk, Krasny Prospect 54, Junior researcher, Laboratory for Power Electromagnetic Pulse Systems, Phone: (383) 217-01-26

* Работа выполнена при финансовой поддержке Российского фонда фундаментальных исследований № 12-05-31408-мол_а, 11-05-00934-а.

Test data on dynamics of operating rod drive under percussion loads are reported. The engineering solutions to control the oscillating process are proposed.

Key words: hydropercussion, dynamometer chart, damper, dampening impact.

Исследования динамики работы штангового привода скважинного насосного оборудования показали, что в момент нанесения гидроудара, колонна штанг и станок-качалка испытывают повышенные динамические нагрузки, следствием которых является уменьшение срока эксплуатации штанг и выход из строя привода генератора.

Возникновение чрезмерных ударно-динамических нагрузок, обусловлено действием отражённой волны, возникающей после создания импульса давления жидкости в подплунжерной полости и передаваемой на плунжер. После создания гидроудара в генераторе происходит резкое падение нагрузки на привод генератора, которое сопровождается колебательным процессом, негативно действующим на станок-качалку. На динамограмме это отражается петлей в правом нижнем углу (рис. 1а). Следовательно, возникает техническая задача снижения динамических нагрузок на привод генератора.

Дополнительное снабжение установки гидравлическим устройством компенсации отдачи на привод, расположенным в скважине и совмещенным с генератором, в котором используется выравнивание перепада давления в различных камерах при помощи дроссельного эффекта, позволило снизить колебательный процесс (рис. 1б), но значительно усложнило конструкцию системы и вызвало существенные трудности с изготовлением оборудования.

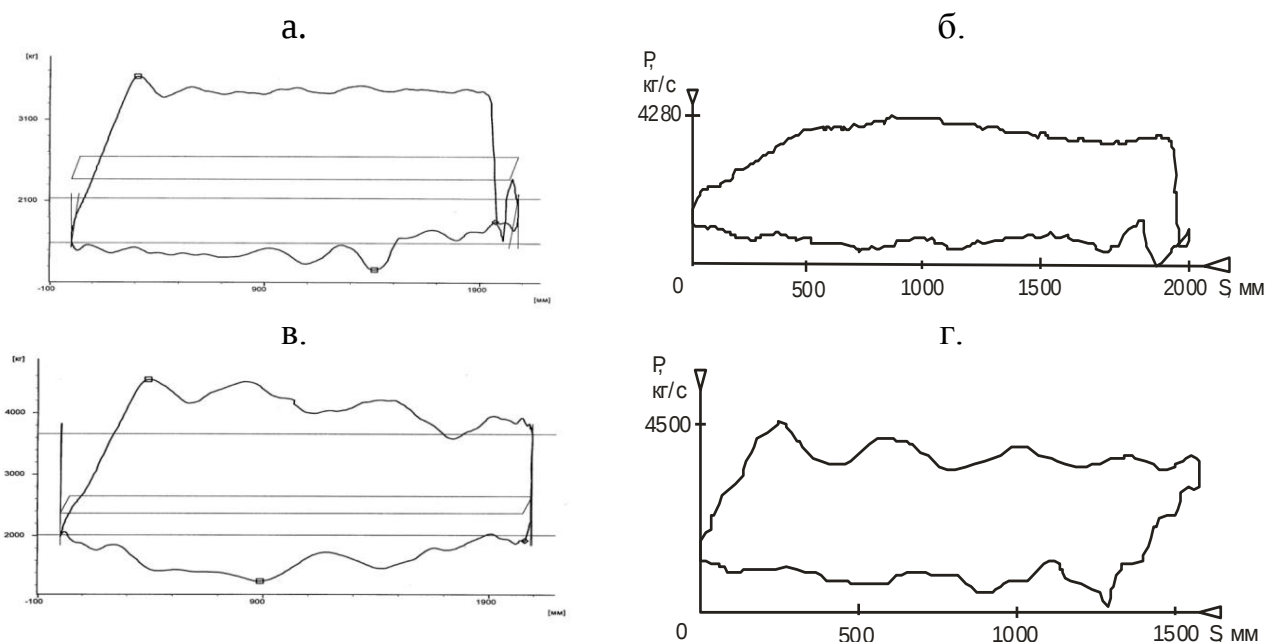


Рис. 1. Динамограммы а) гидроударной установки без системы гашения отдачи, б) гидроударной установки с гидравлической системой гашения отдачи, в) гидроударной установки с отдельной системой гашения отдачи, г) насосной установки, P – усилие, S – перемещение



Рис. 2. Заводские испытания системы гашения отдачи

В целях упрощения конструкции подземной части генератора и увеличения его энергетических показателей, была создана механическая система гашения отдачи, выполненная отдельно от генератора.

Демпферы для системы гашения отдачи изготавливались на специализированных заводах нефтяного машиностроения. При подготовке к промышленным работам были проведены заводские и лабораторные испытания (рис. 2).

Характеристики демпфера подбираются под конкретное оборудование и технологические режимы работы. Нагрузочная способность системы демпфирования составляет 7 т и может быть увеличена в зависимости от требований системы.

Динамограмма работы установки с системой гашения отдачи, полученная в ходе промышленных испытаний на нефтяном месторождении приведена на рис. 1в.

На динамограмме видно плавное снижение нагрузки и отсутствие колебательного процесса в момент нанесения гидроудара. Полученная динамограмма наиболее близка к динамограмме работы насосной установки рис. 1г, что подтверждает снижение колебательного процесса нагрузки на привод генератора. На рис. 1в, г видно совпадение реальных динамограмм устройства и стандартного насоса.

Дополнительное снабжение установки устройством компенсации отдачи на привод позволило устранить колебательный процесс в момент нанесения гидроудара. Следовательно, предложенные методы привели к устранению динамических нагрузок на оборудование. Это позволило продлить срок службы комплекта оборудования свыше 2-х лет, что достигает срока службы стандартных штанговых насосов.

Применение системы гашения отдачи на привод позволило снизить динамические нагрузки на привод станок-качалку и устранить колебательный процесс системы. Подобные технические решения позволяют защитить привод скважинного насосного оборудования от ударно-динамических нагрузок.

© А.В. Савченко, Б.Ф. Симонов, Ю.В. Погарский, 2013

РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПЫТАНИЙ СКВАЖИННОГО СЕЙСМОИСТОЧНИКА*

Андрей Владимирович Савченко

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт горного дела им. Н.А. Чинакала Сибирского отделения Российской академии наук, 630091, Россия, г. Новосибирск, ул. Красный проспект, 54, к.т.н., научный сотрудник лаборатории силовых электромагнитных импульсных систем, тел. (383)217-01-26, e-mail: av_sav@ngs.ru

Борис Ферапонтович Симонов

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт горного дела им. Н.А. Чинакала Сибирского отделения Российской академии наук, 630091, Россия, г. Новосибирск, ул. Красный проспект, 54, д.т.н., заведующий лабораторией силовых электромагнитных импульсных систем, тел. (383)217-01-26, e-mail: simonov_bf@mail.ru

Евгений Николаевич Чередников

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт горного дела им. Н.А. Чинакала Сибирского отделения Российской академии наук, 630091, г. Новосибирск, Красный проспект, 54, к.т.н., старший научный сотрудник лаборатории силовых электромагнитных импульсных систем, тел. (383)217-01-26

В статье представлены результаты промысловых измерений параметров скважинного гидроударного генератора, расположенного на глубине залегания продуктивного пласта и используемого для сейсмической стимуляции добычи нефти.

Ключевые слова: гидроударный генератор, сейсмический импульс, гидравлический импульс.

TESTS OF A DOWNHOLE SEISMIC PULSE SOURCE*

Andrey V. Savchenko

N.A. Chinakal Institute of Mining, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, 630091, Russia, Novosibirsk, Krasny Prospect 54, Cand. Tech. Sci., Researcher, Laboratory for Power Electromagnetic Pulse Systems, Phone: (383)217-01-26, e-mail: av_sav@ngs.ru

Boris F. Simonov

N.A. Chinakal Institute of Mining, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, 630091, Russia, Novosibirsk, Krasny Prospect 54, Dr. Tech. Sci., Head, Laboratory for Power Electromagnetic Pulse Systems, Phone: (383)217-01-26, e-mail: simonov_bf@mail.ru

Evgeniy N. Cherednikov

N.A. Chinakal Institute of Mining, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, 630091, Russia, Novosibirsk, Krasny Prospect 54, Cand. Tech. Sci., Senior researcher, Laboratory for Power Electromagnetic Pulse Systems, Phone: (383)217-01-26

* Работа выполнена при финансовой поддержке Российского фонда фундаментальных исследований № 12-05-31408-мол_а, 11-05-00934-а.

The in-situ measured operation parameters are reported for the downhole hydropercussion generator installed at the oil producing stratum depth in order to stimulate the oil extraction.

Key words: hydropercussion generator, seismic pulse, hydraulic pulse.

Промышленные испытания скважинных гидроударных генераторов ведутся с 2003г. на нефтяных месторождениях России. За время эксплуатации оборудования были проведены комплексные исследования и выявлены технические особенности эксплуатации скважинных установок.

Информацию о работе скважинного оборудования можно получить, главным образом, косвенными методами, поэтому при монтаже генератора в скважину, а также во время ее эксплуатации, для этих целей используется наземный измерительный комплекс (рис. 1). Комплекс состоит из эхолота, используемого для определения уровня и контроля за положением затрубной жидкости; сейсмической станции, имеющей в своем составе большое число сейсмодатчиков, расположенных как на устье скважины, так и на поверхности земли; динамографа (КВАНТОР – 4 мини), используемого для контроля за работоспособностью скважинного оборудования и выявления неполадок.

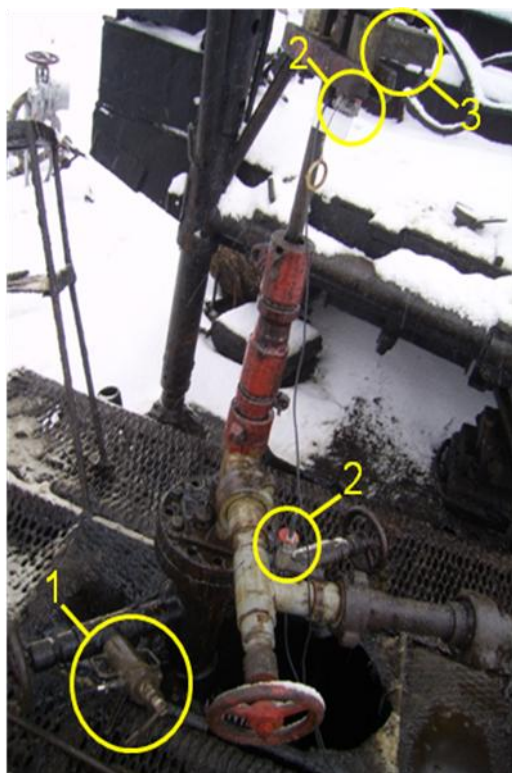


Рис. 1. Наземный измерительный комплекс 1 – эхолот, 2 – сейсмодатчик, 3 – динамограф (КВАНТОР – 4 мини)

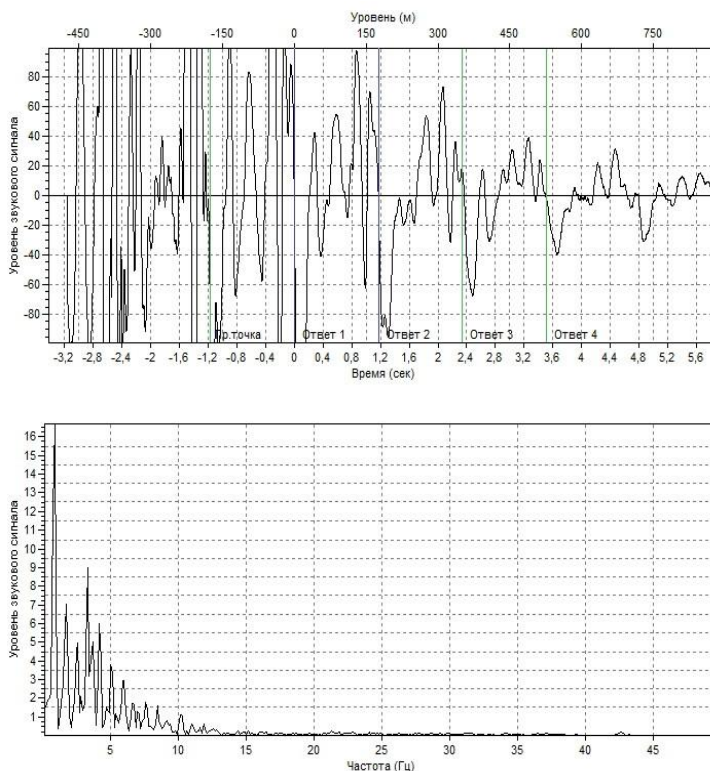


Рис. 2. Эхограмма работы устройства и спектральный состав колебаний затрубной жидкости.

При создании гидроудара в скважине на уровне генератора происходит резкое падение давления, которое сопровождается колебательным процессом затрубной жидкости, этот процесс регистрируется на устье скважины. Процесс снижения давления в районе продуктивного пласта оказывает депрессионное воздействие на призабойную зону скважины, что в существующих технологиях широко используется для ее очистки. На рис. 2 приведена эхограмма работы устройства и спектральный состав колебаний затрубной жидкости.

Для определения зоны распространения сейсмического сигнала от гидроударного генератора используется скважинное геофизическое оборудование, которое устанавливается в соседних скважинах на глубине залегания продуктивного пласта. Такой процесс измерения является очень дорогостоящим, т.к. приходится выводить добывающую скважину из эксплуатации, что включает в себя спускоподъемные операции насосного оборудования и убытки для нефтепромыслов, связанные с простоем скважин. Поэтому для настройки скважинной установки и контроля качества излучаемого сейсмического импульса предложен наземный регистрирующий комплекс (рис. 1), состоящий из регистрирующей станции и сейсмических датчиков, расположенных на обсадной колонне скважины и на поверхности земли на различном удалении от скважины. Датчики, расположенные на штангах, служат, главным образом, для синхронизации сигнала, а также позволяют контролировать отдачу на привод.

При помощи данного комплекса было проведено исследование сейсмического поля от скважинного источника, расположенного на глубине залегания продуктивного пласта (1047 м). На рисунке 3 приведены сейсмограммы работы устройства, снятые на дневной поверхности. Сейсмограммы работы устройства сняты на штангах (1), на обсадной колонне скважины (2); на поверхности земли (3).

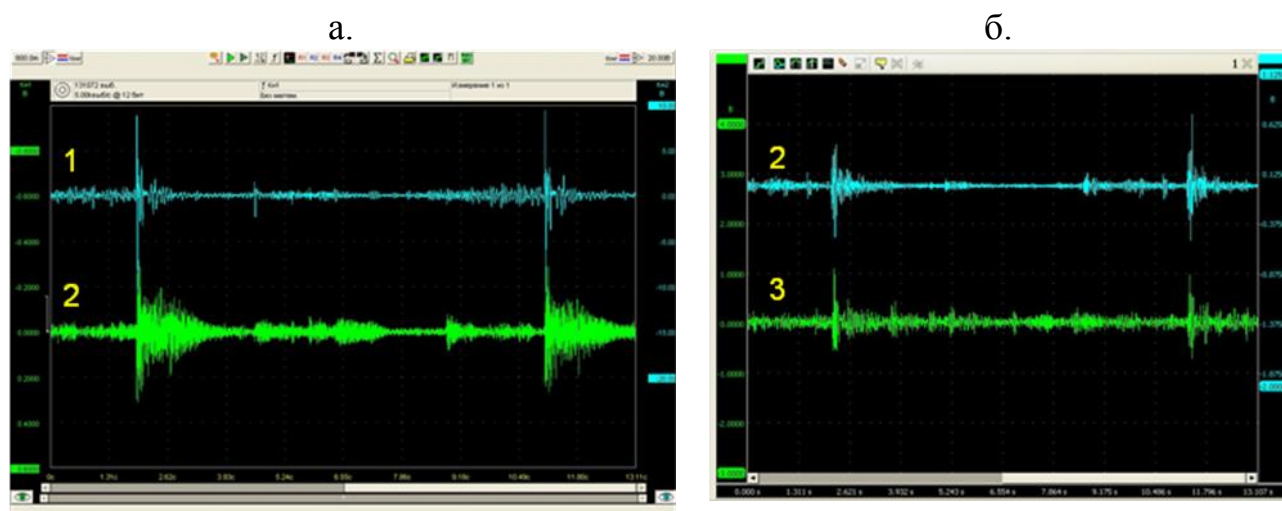


Рис. 3. Сейсмограммы работы устройства снятые на дневной поверхности.

1 – на штангах (используется для синхронизации сигнала);

2 – на устье скважины; 3 – на поверхности земли

В случае расположения забоя скважины гораздо ниже продуктивного пласта, передача сейсмического импульса на забой скважины является не эффективной, поэтому для передачи колебаний в продуктивный пласт используются якорные системы. Отдельным направлением исследований было измерение сейсмического поля, излучаемого через якорную систему (рис. 4).

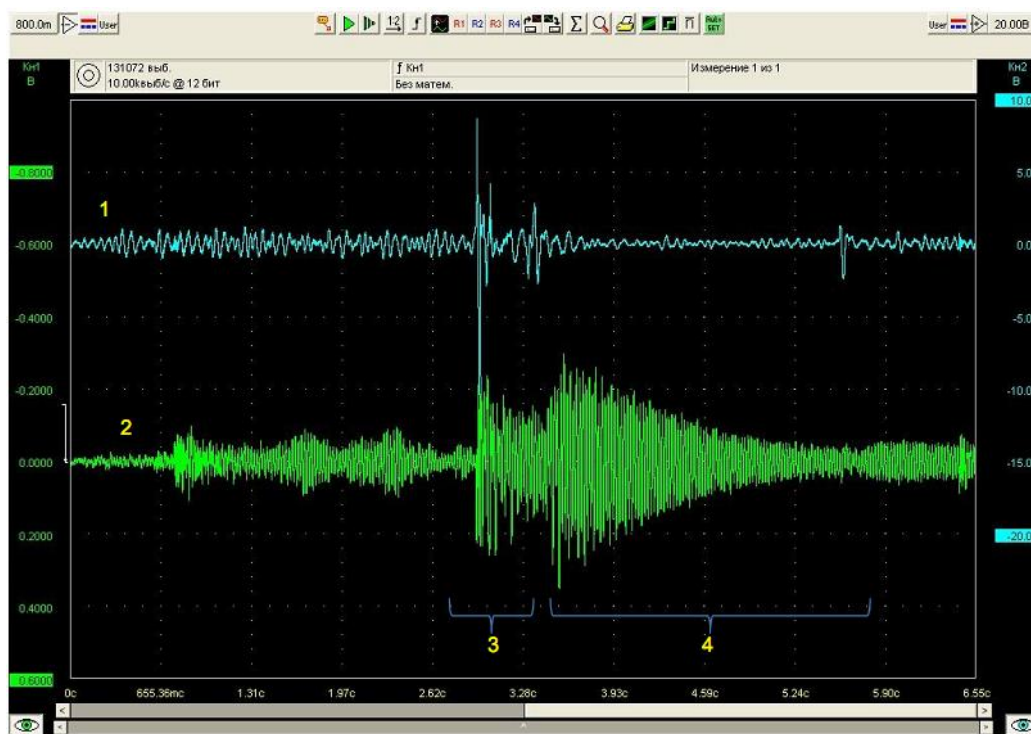


Рис. 4. Сейсмограммы работы устройства снятые устье скважины

На рис. 4. цифрами обозначено: 1 – сейсмограмма на штангах (используется для синхронизации сигнала); 2 – сейсмограмма на устье скважины; 3 – импульс от якорной системы; 4 – импульс от упора на забой.

В ходе промысловых работ были испытаны новые модификации генератора, а также подземные компоновки оборудования.

Вывод.

В ходе испытания оборудования подтверждена работоспособность генератора с соблюдением стабильности частоты и амплитуды излучаемых волн, а также подтверждена возможность излучения сейсмических колебаний в продуктивный пласт через якорные системы.

© А.В. Савченко, Б.Ф. Симонов, Е.Н. Чередников, 2013

РЕШЕНИЕ ПРОБЛЕМЫ УТИЛИЗАЦИИ ГАЗА, СКАПЛИВАЮЩЕГОСЯ В ЗАТРУБНОМ ПРОСТРАНСТВЕ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН ЭКСПЛУАТИРУЮЩЕЙСЯ ШГН

Азат Альбертович Нургалиев

Нефтегазодобывающее управление «Ямашнефть» Открытого Акционерного общества «Татнефть», 423450, Россия, г. Альметьевск ул. Чапаева 4а-42, заместитель начальника технологического отдела добычи нефти, тел. 8-917-391-07-47, e-mail: naa@tatneft.ru.

Ленар Тависович Хабибуллин

ОАО «Татойлгаз», 423450, РТ, Россия, г. Альметьевск, ул. Тимерязева, 17, кв. 85, главный специалист по ремонту скважин, тел. +79172665540, e-mail: linarrt@tatoilgas.ru

В статье рассмотрена проблема утилизации попутно добываемого газа при разработке месторождений содержащих сероводород, предложена схема использования данного газа в процессе закачки рабочего агента для поддержания пластового давления.

Ключевые слова: нефтедобывающая скважина, попутный нефтяной газ, системы поддержания пластового давления, струйный насос.

UTILIZATION OF GAS ACCUMULATED IN ANNULAR SPACE IN OIL-PRODUCING WELLS WITH THE USE OF A ROD WELL PUMP

Azat A. Nurgaliev

“Yamashneft” Oil and Gas Production Department, ОАО Tatneft, 423450, Russia, Chapaev st. 4a-42, Tatarstan, Deputy head, Engineering department for crude oil production, phone: 8-917-391-07-47, e-mail: naa@tatneft.ru.

Lenar T. Khabibulin

ОАО Tatoiigas, Timiryazeva st. 17, apart. 85, 423450, Russia, Al'met'evsk, Main oil-well-repair specialist, phone: +79172665540, e-mail: linarrt@tatoiigas.ru

Under consideration is the problem of utilization of oil-well gas produced at hydrogen sulfide bearing reservoirs. The process is proposed to utilize the oil-well gas in the working fluid pumping operation intended to maintain the reservoir pressure.

Key words: oil-producing well, oil-well gas, reservoir pressure maintenance system, jet pump.

На сегодняшний день при эксплуатации скважин ШГН сталкиваются с фактом повышения давления в затрубном пространстве. Этот вопрос актуален поскольку скопление газа и повышение его давления, влияет на снижение депрессии и падение динамического уровня жидкости, отрицательно сказывается на работе глубинно-насосного оборудования. Критическим затрубным давлением считается значение выше 10 атм. Традиционно для приведения давления затрубного газа в соответствие с линейным использовались обратные устьевые клапана, устанавливаемые в устьевую арматуру скважины. Применение данных

клапанов понижает давление затрубного газа, но не решает проблему его последующей утилизации. Сероводородсодержащий попутный нефтяной газ вместе с жидкостью транспортируется на ГЗНУ (ДНС), где после сепарации большая часть сжигается на факелах. Организация подготовки и последующей транспортировки попутного нефтяного газа требует значительных капитальных вложений.

Утилизация попутного нефтяного газа (ПНГ) - направление, которому сегодня уделяется в Российской Федерации повышенное внимание. Ежегодно нефтяные компании в России сжигают на факельных установках около 20 млрд. м³ попутного нефтяного газа. Таким образом, происходит потеря ценного энергетического сырья, а также при сжигании ПНГ в атмосферу выбрасывается до 400 тыс. тонн загрязняющих веществ, которые составляют 12-15 % от общего годового объема выбросов в России. Ежегодно на объектах ОАО «Татнефть» сжигается около 76,8 млн. м³/год, а в НГДУ «Ямашнефть» около - 15,6 млн. м³/год.

Правительство РФ приняло Постановление от 8 января 2009 г. «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках». С целью выполнения данного постановления ОАО «Татнефть», принята «Программа действий ОАО «Татнефть» по утилизации попутного нефтяного газа по объектам компании на 2009 – 2013 гг.». К 2012 г. все нефтегазодобывающие предприятия должны утилизировать до 95 % ПНГ.

В настоящее время для утилизации попутного нефтяного газа содержащего сероводород используются:

- утилизация сероводородсодержащего ПНГ для выработки тепловой энергии, с использованием печей подогрева;
- использование нефтяного попутного газа для выработки электроэнергии, с использованием газопоршневых электростанций или газотурбинных станций.

Однако эти способы имеют ряд отрицательных сторон:

1. При использовании обратного клапана затрубное давление возможно снизить только до значения линейного давления в выкидном нефтепроводе.

2. Отсутствие системы сбора и подготовки ПНГ особенно с мелких месторождений содержащих сероводород ведет к сжиганию ценного сырья на факельных установках. Как следствие ухудшение экологической обстановки в регионах разрабатываемых месторождений, ужесточение экологических требований.

3. Отсутствие качественного отечественного оборудования для использования попутного нефтяного газа содержащих сероводород.

4. Нерациональное использование ресурсов идет в разрез с принятой в ОАО «Татнефть» программой внедрения методов «бережливого производства».

Все это указывает на необходимость поиска новых способов утилизации попутно добываемого газа. С целью снижения затрубного давления предлагается способ решения проблемы связанной с накоплением и повышением давления газа в затрубном пространстве добывающих скважин, а так же его утилизации.

Суть способа в сборе затрубного газа на кусту скважин и закачка его в пласт через систему поддержания пластового давления. Сбор и транспортировка попутного нефтяного газа от добывающих скважин до нагнетательных скважин осуществляется по трубопроводу (см. рис.). На устье нагнетательной скважины устанавливается устройство для откачки газа, основные технические характеристики представлены в табл. 1.

Таблица 1

Основные технические характеристики устройства
по откачке попутного нефтяного газа

№ п/п	Наименование характеристики	Значение
1	Рабочее давление, МПа (не более)	25
2	Рабочая среда	Нефть, газ, пластовая вода
3	Температура рабочей среды, °С	От -50 до +120
4	Диаметр проходного отверстия	Сопло (3,7/4,5/5,6/6,0) Камера смешения (5,0/6,4/6,8/7,4/8,0)
5	Наружный диаметр, мм	88,9
6	Длина, мм	269
7	Присоединительная резьба, по ГОСТ 633-80	НКТ 89
8	Масса, кг	8

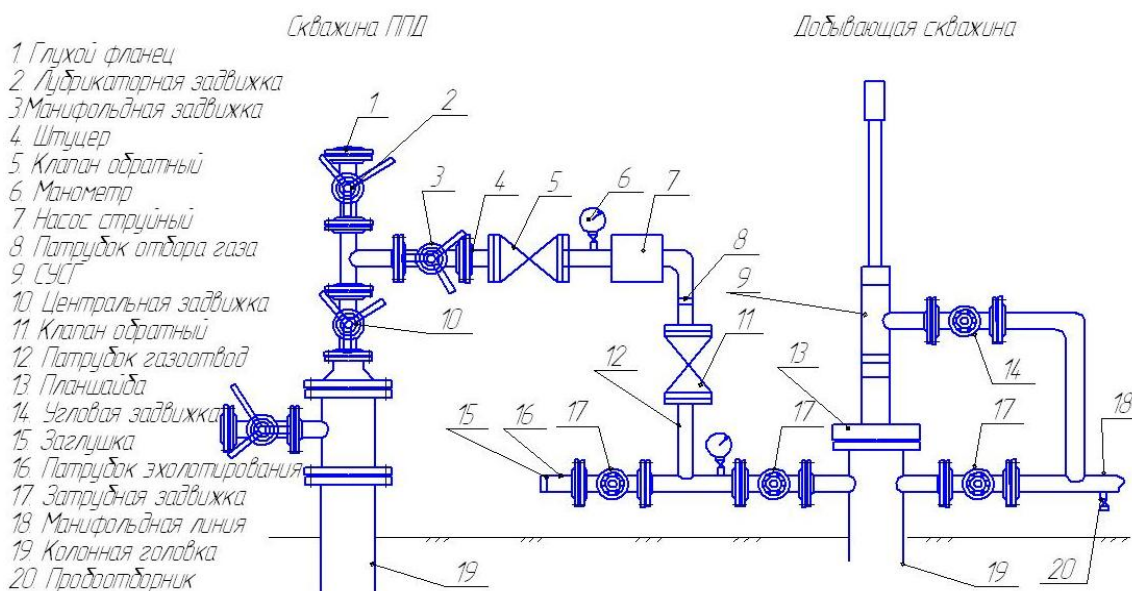


Рис. Схема сбора и транспортировки попутного нефтяного газа
от добывающих скважин до нагнетательных скважин
с последующей закачкой в систему ППД

Производим подбор участка для применения технологии в районе, где затрубное давление достигает критически высоких значений из-за высокого линейного давления в нефтепроводах (табл. 2). На данных скважинах так же можно отметить низкий динамический уровень жидкости, что может привести к срыву подачи и отказу ШГН. Нагнетательные скважины работают от КНС, давление закачки устьевое – 46 атм. Скважины расположены на местности по одной оси, расстояние между устьями крайних – 56 м.

Таблица 2

Участок для внедрения способа снижения давления затрубного газа в добывающих скважинах путем утилизации в системе ППД

Добывающие скважины						
№ п/п	№ Сква.	№ ГЗУ	Р лин.	Н подв.	Рз дин.	Рз ст.
1	4871	ГЗУ 25Д	19	1125	19	21
2	4870	ГЗУ 25Д	19	1039	19	9
3	4873	ГЗУ 25Д	19	1062	19	7,9
Скважина системы ППД						
№ п/п	№ Сква.	№ КНС	Р зак.	Агент	Qзак.	
1	4874	25	46	Пресн.	41	

Затраты на реализацию предложения незначительны (табл. 3).

Таблица 3

Расчёт затрат на внедрение предложения

№ п/п	Наименование оборудования	Ед. изм.	Кол-во	Цена за единицу (руб.)	Сумма (руб.)
1	Устройство откачки газа	шт.	1	130 000	130 000
2	Труба 25*4	тонн	0,15	115 000	17 300
3	Вентиль высокого давления	шт.	4	300	1 200
4	Манометр технический	шт.	3	423	1 269
5	СМР (силами ЦДНГ)	Час.	8	-	10 000
	Итого				159 769

Экономический эффект достигается за счёт:

1. Увеличение продуктивности скважины за счёт увеличения депрессии на пласт и роста динамического уровня.
2. Увеличения надёжности работы глубинно-насосного оборудования и увеличение межремонтного периода работы скважин.

3. Исключения затрат за сжигание попутного нефтяного газа. Объем попутного газа в табл. 4.

Таблица 4

Расчёт объёмов попутного нефтяного газа по участку

№ п/п	№ Скв.	$Q_{\text{жид.}}$ (м ³ /сут.)	$Q_{\text{н.}}$ (т.н./сут.)	$V_{\text{газ}}$ (м ³ /сут.)	$V_{\text{газ}}$ (тыс.м ³ /год.)
1	4871	14,8	12,64	150,4	54,9
2	4870	7,0	5,93	70,6	25,7
3	4873	5,5	4,68	55,7	20,3
	Итого				100,9

Расчёт инвестиционной привлекательности проекта показал его окупаемость, при инвестициях в 160,0 тыс.рублей, дисконтированный срок окупаемости составил – 1,6 года, индекс доходности затрат составил – 1,44.

Выводы.

Решение проблемы связанной с накоплением и повышением давления газа в затрубном пространстве добывающих скважин, а так же его утилизации является актуальной задачей. В данной работе предлагается способ снижения затрубного давления газа путем части его закачки в рядом расположенную скважину ППД.

Предлагаемый способ позволит решить следующие проблемы, возникающие при эксплуатации добывающих скважин насосным способом:

1. Накопление и повышение давления газа в затрубном пространстве.
2. Снижение динамического уровня жидкости в стволе скважины.
3. Уменьшение притока жидкости.
4. Срыв подачи глубинно-насосного оборудования.
5. Отказ глубинно-насосного оборудования.
6. Частичная утилизация попутного нефтяного газа.

Расчёт инвестиционной привлекательности проекта показал его окупаемость, при инвестициях в 160,0 тыс.рублей, дисконтированный срок окупаемости составил – 1,6 года, индекс доходности затрат составил – 1,44.

© А.А. Нургалиев, Л.Т. Хабибуллин, 2013

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ВЫСОКООБВОДНЕННЫХ УЧАСТКОВ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТЕХНОЛОГИИ ГРАВИТАЦИОННОЙ СЕПАРАЦИИ ПРОДУКЦИИ В СТВОЛЕ СКВАЖИНЫ

Азат Альбертович Нургалиев

Нефтегазодобывающее управление «Ямашнефть» Открытого Акционерного общества «Татнефть», 423450, Россия, г. Альметьевск ул. Чапаева 4а-42, заместитель начальника технологического отдела добычи нефти, тел. 8-917-391-07-47, e-mail: naa@tatneft.ru.

Ленар Тависович Хабибуллин

ОАО «Татойлгаз», 423450, Россия, РТ, г. Альметьевск, ул. Тимерязева, 17, главный специалист по ремонту скважин, тел. +79172665540, e-mail: linarrt@tatoilgas.ru

В статье рассмотрена технология использования внутрискважинной сепарации продукции на нефть и воду за счёт сил гравитации, и закачки пластовых вод в другие горизонты вскрытые данной скважиной с целью поддержания пластового давления.

Ключевые слова: нефтедобывающая скважина, энергоэффективность, ресурсосбережение, гравитационная внутрискважинная сепарация, УСШН с НДДР-44-146(168), система поддержания пластового давления.

EXPLOITATION OF HIGH-WATERED OIL RESERVOIR AREAS BY USING THE IN- WELL GRAVITY SEPARATION OF PRODUCTS

Azat A. Nurgaliev

“Yamashneft” Oil and Gas Production Department, ОАО Tatneft, 423450, Russia, Chapaev st. 4a-42, Tatarstan, Deputy head, Engineering department for crude oil production, Phone: 8-917-391-07-47, e-mail: naa@tatneft.ru.

Lenar T. Khabibulin

ОАО Tatoiigas, Timiryazeva st. 17, apart. 85, Al'met'evsk, 423450, Russia, Main oil-well-repair specialist, Phone: +79172665540, e-mail: linarrt@tatoiigas.ru

The paper focuses on the in-well gravity separation of a crude product into oil and water and pumping of oil-field water into other oil pools within the production well reach in order to maintain the reservoir pressure.

Key words: oil-producing well, energy efficiency, resource-saving, in-well gravity separation, rod well pump equipped with a leakproof diaphragm pump-44-146(168), reservoir pressure maintenance system.

На поздних стадиях разработки нефтяных месторождений с применением заводнения растет обводненность продукции скважин, во многих случаях достигая 90 % и более. При этом существенно возрастают эксплуатационные затраты на добычу нефти, поскольку значительная часть электроэнергии тратится на подъем и последующую утилизацию воды. Одним из направлений, обеспечивающих предпосылки для повышения эффективности эксплуатации обводненных участков нефтяных месторождений за счет снижения объемов откачки

попутной воды, затрат на ее утилизацию, сепарирование, подготовку, перекачку по трубопроводам и закачку обратно в пласт, являются технологии внутри-скважинной сепарации воды и нефти (ВСВН) с применением насосных систем двойного действия.

Концепция данного метода заключается в том, чтобы не поднимать большую часть поступающей в скважину из продуктивного пласта воды на поверхность в тех случаях, когда имеются и доступны горизонты для её нагнетания для целей ППД с использованием ствола скважины для разделения продукции на нефть и воду.

Рекомендации и условия эффективного применения технологии:

1. Наличие участков нефтяных месторождений горизонтов с высокой обводненностью добываемой продукции и наличием высоких эксплуатационных затрат на подъём, перекачку, подготовку и закачку воды обратно в пласт.

2. Наличие участков площадей, представленные многопластовостью продуктивных горизонтов.

3. Наличие необустроенных участков и месторождений с отсутствием системы ППД.

Предлагаемые насосные установки позволяют регулировать производительность подъёма и закачки, при этом на поверхность может извлекаться от 1 до 40% отбираемой из пласта жидкости и закачиваться в принимающий пласт соответственно от 60 до 99% попутной пластовой воды. Также возможно регулировать процентное содержание воды, поднимаемой на поверхность продукции скважины.

Использование данной технологии обусловлено тем, что система ППД подразумевает наличие опасных производственных факторов. Это наличие водоводов высокого давления больших протяжённостей, наличие объектов с использованием энергоёмкого оборудования, рассчитанные также на высокие рабочие давления. К тому же эти объекты достаточно капиталоемкие, требующие затрат на ремонт и обслуживание. Оптимизация этих негативных фактов является актуальным.

Специалистами НГДУ «Ямашнефть» и института «ТатНИПИнефть» разработана технология по применению УШСН для организации регулирования обводненности добываемой продукции скважины на обводненном фонде.

Принцип основан на разделении продукции в стволе скважины и регулируемого отбора с нефтяной и водной зоны с использованием модифицированного штангового плунжерного насоса, традиционно используемого для подъема продукции скважины. При этом с нефтяной зоны продукция извлекается на поверхность и далее транспортируется по системе нефтесбора, попутная пластовая вода без подъема на поверхность закачивается в нижележащие горизонты. Данная технология получила условное обозначение УСШН с НДДР-44-146(168).

Насосная система двойного действия УСШН с НДДР-44-146(168) с возможностью гравитационного разделения продукции в стволе скважины с последующей закачкой воды в нижележащий поглощающий пласт.

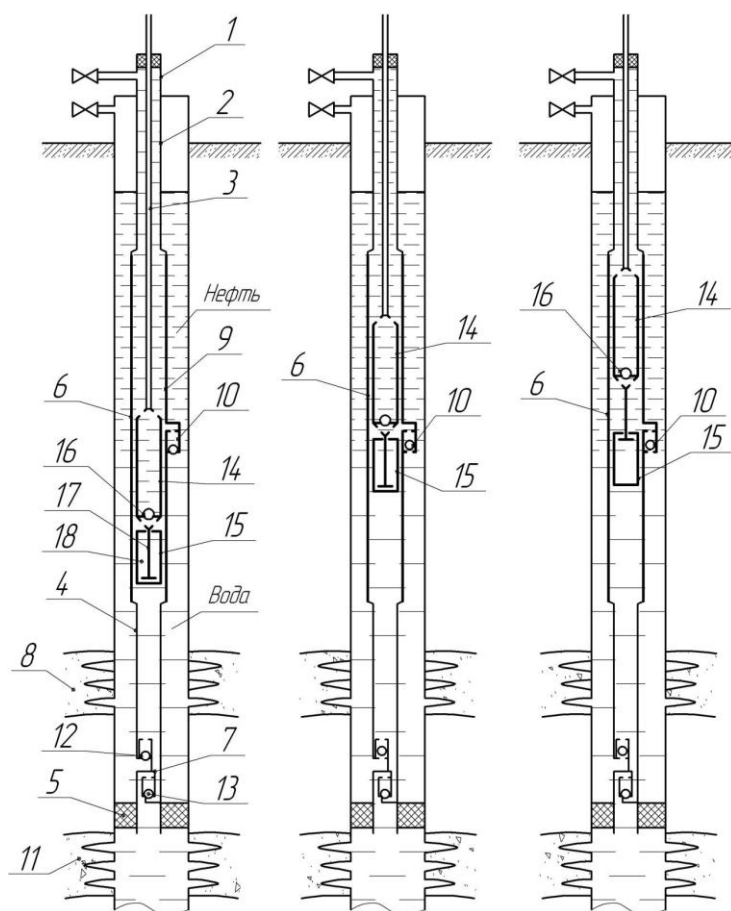


Рис. 1. Принципиальная схема и принцип работы УСШН с НДДР:

1— устьевая арматура; 2 — колонна НКТ; 3 — колонна ШН; 4 — промежуточная колонна НКТ; 5 — пакер; 6 — НДДР; 7 — блок клапанов; 8 — продуктивный пласт; 9 — цилиндр; 10 — всасывающий клапан для нефти; 11 — поглощающий пласт; 12 и 13 — всасывающий и нагнетательный клапаны для воды; 14 — плунжер; 15 — дополнительный плунжер; 16 — нагнетательный клапан для нефти; 17 — шток; 18 — полость нижнего плунжера, *а* — крайнее нижнее положение плунжера; *б* — момент остановки дополнительного плунжера; *в* — крайнее верхнее положение плунжера

Первая установка УСШН с НДДР-44-146(168) была внедрена 16.12.2011 г. на скважине №4292 ЦДНГ-4 Архангельского месторождения НГДУ «Ямашнефть» и на сегодняшний день имеет наработку более 300 суток.

Результаты испытания установки, показания приборов при работающей установке:

- давление под пакером $R_{\text{под пак.}} = 119,3—119,9$ атм.;
- температура под пакером $t_{\text{под пак.}} = 22,6^{\circ}\text{C}$;
- давление над пакером $R_{\text{над пак.}} = 83,9—84,2$ атм.;
- температура над пакером $t_{\text{над пак.}} = 23,7^{\circ}\text{C}$;
- уровень жидкости в скважине $H_{\text{д}} = 206$ м;
- показания манометра на выкидной линии $R_{\text{л}} = 5,5$ атм.

Перепад давлений под и над пакером, показывает закачку воды в нижележащий поглощающий пласт. Подача жидкости на ГЗУ при этом составляет $Q_n \approx 2,1$ м³/сут. При общей длине хода устьевого штока $S_0=1,5$ м, частоте качаний $n = 2,7$ мин⁻¹ и принятом коэффициенте подачи $\eta = 0,8$ расчетный общий отбор жидкости из продуктивного пласта составляет $Q_{общ} = 7,2$ м³/сут, а количество закачиваемой в поглощающий пласт воды составляет $Q_v \approx 5,1$ м³/сут.

Предлагаемая УСШН с НДДР-44 позволяет регулировать производительность подъема и закачки, при этом на поверхность может извлекаться от 1 до 40% отбираемой из пласта жидкости и закачиваться в принимающий пласт соответственно от 60 до 99% жидкости (воды), также возможно регулировать процентное содержание воды, поднимаемой на поверхность продукции скважин.

Технология обеспечивает снижение объема извлекаемой на поверхность попутной воды, что обеспечивает экономию условно-переменных расходов по статьям «Расходы на энергию по извлечению нефти» и «Расходы по сбору и транспортировке нефти». Кроме того, сокращение объемов извлекаемой жидкости ведет к экономии затрат на утилизацию воды.

Объем внедрения данной технологии в НГДУ «Ямашнефть» равен 16 скважинам (установкам). До внедрения объем поднимаемой жидкости 165 м³/сут., после внедрения объем поднимаемой жидкости составит– 49 м³. Так же в расчете учтено увеличение затрат на проведение очередных ПРС, в результате увеличения времени на спуско – подъемные операции по наращиванию хвостовика (200 м) и посадку пакера.

Расчетный период принят равным 12 лет, что соответствует среднему сроку службы насосного оборудования (ШГН).

Из расчета экономической эффективности применения «Нового подхода к эксплуатации высокообводнённых участков нефтяных месторождений с использованием технологии гравитационной сепарации продукции в стволе скважины, с последующей закачкой воды в поглощающие пласты без подъёма на поверхность» ЧДД за расчетный период составит 1935,5 тыс. руб. Затраты на внедрение мероприятия окупаются через 1 год. Снижение эксплуатационных затрат по рассматриваемым скважинам составляет 1 462 руб. на 1 т. добываемой нефти. Результаты расчетов подтверждают эффективность внедрения УСШН с НДДР – 44.

Внедрение технологии позволило:

1. Повысить технико-экономическую эффективность разработки высокообводнённого участка Архангельского месторождения НГДУ «Ямашнефть».
2. Снизить эксплуатационные затраты на добычу и транспортировку скважинной продукции;
3. Снизить эксплуатационные затраты на содержание водоводов высокого давления и кустовых насосных станций.
4. Отказаться от несения высоких затрат на приобретение нового оборудования;

5. Рационально использовать имеющиеся основные фонды, в т.ч. существующие трубопровода нефтесбора для транспорта воды до скважин;

6. Отказаться от использования оборудования, трубопроводов, запорных устройств и др., рассчитанных на высокие избыточные давления и, как следствие, снижение металлоемкости и энергоемкости производства.

7. Приобрести ценный опыт применения технологии гравитационного разделения нефти и воды непосредственно в стволе добывающей скважины с последующим сбросом попутнодобываемой пластовой воды в выше-лежащий и нижележащий поглощающие пласты с целью поддержания пластового давления.

© А.А. Нургалиев, Л.Т. Хабибуллин, 2013

ОЦЕНКА МАКСИМАЛЬНО ДОПУСТИМОЙ ГЛУБИНЫ КАРЬЕРА С УЧЕТОМ ВЕСА ТЕХНИКИ НА НЕМ И ГЕОМЕТРИИ БОРТА

Геннадий Михайлович Подыминогин

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт горного дела им. Н.А. Чинакала Сибирского отделения Российской академии наук (ИГД СО РАН), 630091, Россия, г. Новосибирск, ул. Красный проспект, 54, аспирант, лаборатория разрушения горных пород, тел. 335-97-50, e-mail: podyminogin@gmail.com

Определяется максимально допустимая с точки зрения безопасности ведения горных работ, глубина карьера в зависимости от свойств массива пород, наличия техники на нем, геометрии борта. Строятся соответствующие зависимости.

Ключевые слова: анизотропия, жесткопластическая постановка, борт карьера, максимально допустимая высота, устойчивость.

MAXIMUM ALLOWABLE OPEN PIT DEPTH ESTIMATION TAKING INTO ACCOUNT WEIGHT OF MACHINERY SITUATED ON IT AND PIT SLOPE GEOMETRY

Gennadiy M. Podyminogin

N.A. Chinakal Institute of Mining, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, 630091, Russia, Novosibirsk, 54 Krasny Pr., PhD student Laboratory of rock, tel. 335-97-50, e-mail: podyminogin@gmail.com

Maximum allowable safety pit depth in terms of mine set, depending on the properties of the rock mass, the presence of vehicles on it, the geometry of the slope. Corresponding dependence is constructed.

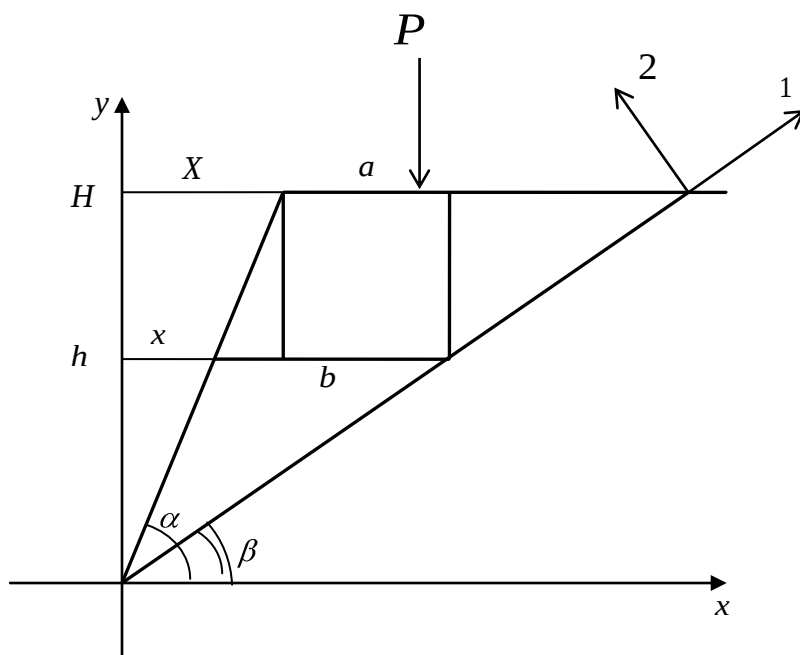
Key words: anisotropy, rigid-setting, open pit slope, the maximum allowable height, stability.

Вопросы потери устойчивости бортов карьеров, откосов, отвалов привлекали и привлекают многих исследователей [1-6]. Некоторые из них предпочтение при исследовании отдают методам теоретической механики, рассматривая массив, состоящий из столбиков [1], и анализируется при этом система сил, удерживающих столбики в равновесном состоянии. Другие [2] отдают предпочтение применению методов теории упругости.

Более радикальным на наш взгляд является применение методов теории пластичности потому, что потеря устойчивости сопровождается появлением и ростом необратимых деформаций. Это направление получило широкое развитие благодаря трудам Соколовского В.В. [3].

В то же время круг задач, решаемых в рамках теории пластичности, достаточно широк. Здесь, кроме того, что среда переходит в упругопластическое состояние, необходимо учесть еще и первоначальную анизотропию и по возможности пространственный (не плоский!) характер деформирования. Кроме того необходимо ввести в рассмотрение действие таких технических средств, как экскаватор, драглайн, бульдозер, которые своим весом могут вызывать потерю

Направляющей здесь является работа [7], в которой не учитывается вес и не учитывалось искривление борта откоса, отвала. Приведем основные этапы выполнения работы. Этап первый. Строим сечение борта откоса, отвала. Оно представлено на рис. 1.



Учитывается вес техники в виде вектора силы P . Определяется вес трапеции вместе с вектором P . Находится путем отыскания максимума давления (определяется соответствующая производная, приравнивается к нулю) высота «опасного» сечения. Выражение для высоты с учетом веса P представлено формулой (1).

$$h = H \sqrt{\frac{1 - \frac{2P}{\rho g H^2 \operatorname{ctg} \alpha}}{2K - 1}}, \quad \text{где } K = \frac{\operatorname{tg} \alpha}{\operatorname{tg} \beta} \quad (1)$$

128

Отметим, что $h = 0$ в (1), если вес техники будет равен весу треугольника, заштрихованного на рис. 1.

Теперь находим максимальное давление на «опасном» сечении. Оно равно

$$-\frac{p}{\rho g H} = \frac{K - \sqrt{2K-1} \cdot \sqrt{1-\xi}}{K-1}, \quad \text{где} \quad \xi = \frac{2P}{\rho g H^2 \cdot \operatorname{ctg} \alpha}, \quad (2)$$

(ξ отражает действие веса «техники»)

Следующий шаг – выписываем уравнение пластического состояния для слоистой среды. В системе координат x, y эти уравнения имеют вид (3):

$$\begin{cases} \frac{\partial \sigma_x}{\partial x} + \frac{\partial \tau_{xy}}{\partial y} = 0, \\ \frac{\partial \tau_{xy}}{\partial x} + \frac{\partial \sigma_y}{\partial y} + \gamma = 0, \\ \tau_{12} = \frac{\sigma_y - \sigma_x}{2} \sin 2\beta + \tau_{xy} \cos 2\beta = \tau_{12}^0, \end{cases} \quad (3)$$

где τ_{12} – касательное напряжение в системе координат 1,2 на рис.1, а γ – плотность массовых сил ($\gamma = \rho \cdot g$)

Система (3) – гиперболического типа, имеет характеристики, соотношения на характеристиках [7].

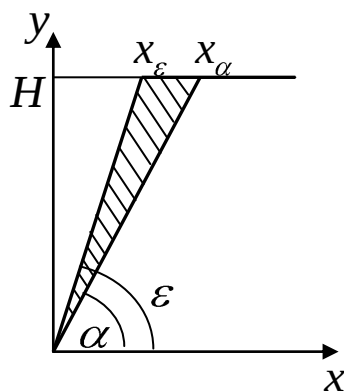


Рис. 2. Сечение борта карьера. Штриховкой обозначен треугольник, введенный для учета несовершенств геометрии борта

Сделаем замечание. В [7] предполагалось, что поверхность прямолинейного откоса на рис.1 свободна от напряжений. Это означает, что $\sigma_n = \tau_n = 0$.

Будем учитывать несовершенства «прямолинейного» откоса, то есть его искривления путем введения фиктивных напряжений σ_n и τ_n на поверхности прямолинейного откоса. Будем считать, что на прямолинейный откос из-за не-

совершенства формы действует некоторый вес, который будет вызывать нормальную и касательную нагрузки на поверхность прямолинейного откоса. Введем в рассмотрение некоторый фиктивный угол ε , треугольник с углом $\varepsilon - \alpha$ на рис. 2, его площадь, вес, давление на поверхность откоса. Как итог получаем давление, необходимое для выхода пластической области на поверхность обнажения (на поверхность откоса) (4).

$$\sigma_y = -\frac{\tau_{12}^0 \sin \alpha}{\sin \beta \sin (\alpha - \beta)} + \frac{\rho g H (\operatorname{tg} \alpha - \operatorname{ctg} \varepsilon)}{4 \sin (\alpha - \beta) \sin \alpha} \quad (4)$$

Если приравнять это давление давлению, выраженному формулой (2), то отсюда находим максимально допустимую с точки зрения безопасности высоту откоса (5).

$$H = \frac{\tau_{12}^0 (\operatorname{tg}^2 \beta + K)}{\rho g \cdot \operatorname{tg} \beta} \cdot \left[\frac{1}{\frac{K}{4 \cos \alpha \cos \beta} (\operatorname{tg} \alpha - \operatorname{ctg} \varepsilon) + K - \sqrt{2K - 1} \sqrt{1 - \xi}} \right] \quad (5)$$

В работе приводятся анализ этой формулы, зависимости максимально допустимой высоты от параметров среды, от веса техники, находящейся на вершине борта карьера, от геометрии несовершенства борта карьера.

Вывод

Получена оценка максимально допустимой высоты карьера, отвала, откоса в зависимости от веса техники, расположенной на вершинах указанных объектов, в зависимости от отклонения геометрии этих объектов от прямолинейных форм.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Фисенко Г.Л. Устойчивость бортов карьеров и отвалов // Москва: Недра, 1965.
2. Цветков В.К. Расчет устойчивости откосов и склонов // Волгоград: Нижнее-Волжское книжное издательство, 1979.
3. Соколовский В.В. Статика сыпучей среды // М., Наука, 1990, 272 с.
4. Цытович Н.А. Механика грунтов. Краткий курс // Учебник для строительных вузов. Изд. 4-е перераб. и доп. М.: Высш. шк., 1983. -288с.
5. Богомолов А.Н. Расчет несущей способности оснований сооружений и устойчивости грунтовых массивов в упругопластической постановке // Пермь: ПГТУ, 1996.
6. Попов В.Н., Шпаков П.С., Юнаков Ю.Л. Управление устойчивостью карьерных откосов // Учебник для вузов. – М.: МГГУ, 2008. – 683 с.
7. Чанышев А.И., Ефименко Л.Л. Оценка устойчивости слоистых откосов с позиции теории пластических деформаций // ФТПРПИ. – 2007.-№4.

© Г.М. Подыминогин, 2013

ОБ ОДНОМ АЛГОРИТМЕ РЕШЕНИЯ ДИНАМИЧЕСКИХ ЗАДАЧ С «ПЕРЕОПРЕДЕЛЕННЫМИ» УСЛОВИЯМИ НА ГРАНИЦЕ

Анвар Исмагилович Чанышев

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт горного дела им. Н.А. Чинакала Сибирского отделения Российской академии наук (ИГД СО РАН) 630091, Россия, г. Новосибирск, ул. Красный проспект, 54, зам. директора по науке, зав. лабораторией разрушения горных пород, тел. 335-97-50, e-mail: belousova_o@ngs.ru

Михаил Николаевич Петров

Новосибирский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, e-mail: petrovmn.93@mail.ru

На границе тела задаются условия Коши: сама функция и её производная по нормали, зависящие от времени. Строится алгоритм решения задачи для стержня, полуплоскости, полупространства. Приводятся конкретные примеры.

Ключевые слова: задача Коши, волновое уравнение.

AN ALGORITHM FOR SOLVING DYNAMIC PROBLEMS WITH «OVERRIDING» CONDITIONS ON THE BORDER

Anwar I. Chanyshev

N.A. Chinakal Institute of Mining Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, 630091, Russia, Novosibirsk, 54 Krasny Pr., Head. Laboratory of rock, tel. 335-97-50, e-mail: belousova_o@ngs.ru

Mikhail N. Petrov

Novosibirsk State University, 630090, Russia, Novosibirsk, 2 Pirogov, e-mail: petrovmn.93@mail.ru

Defined on the boundary of the Cauchy: the function itself and its normal derivative, depending on the time. An algorithm for solving the problem of the rod, half-half. The concrete examples.

Key words: Cauchy problem, the wave equation.

Введение

Традиционно динамическая задача теории упругости предполагает задание начальных и краевых условий. Если в задании краевых условий вопросы не возникают, то определение начальных условий вызывает вопросы. Дело в том, что термин «начальные условия» предполагает задание геометрии всего тела. Кроме того, мы должны знать, как распределены в нем начальные смещения, скорости смещений и, как следствие, как распределены деформации, напряжения, скорости деформаций, скорости напряжений в какой-то фиксированный момент времени t . Про геометрию тела стоит сказать, что она не всегда известна в полном объеме, известна какая-либо одна часть поверхности тела. Про смещения и скорости смещений в теле следует отметить, что практика здесь такова – традиционно они полагаются во всем теле равными нулю.

Другой подход предполагает задание граничных условий: типа Коши, когда на поверхности обнажения задаются сама функция и её производная по нормали как функции времени. Здесь нет необходимости ставить начальные условия – структура тела и её напряженно-деформированное состояние в любой момент времени будет определяться по этим данным.

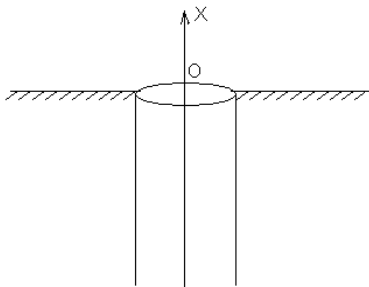


Рис. 1. Заглубленный в грунт стержень

Проиллюстрируем сказанное на примере решения динамической задачи об оценке напряженно-деформированного состояния полубесконечного стержня, изображенного на рис. 1. Введем числовую ось x вдоль оси стержня с началом в конце стержня, положительное направление выберем вверх, как указано на рис. 1. Будем считать заданными на конце стержня $x = 0$ следующие функции: перемещение - $u|_{x=0} = \alpha(t)$, деформация - $\frac{\partial u}{\partial x}|_{x=0} = \frac{\beta'(t)}{a}$, где $\beta'(t)$ – производная некоторой известной функции $\beta(t)$, a – скорость волны, движущейся по стержню. Задача – определить напряженно-деформированное состояние стержня и, если есть источники возмущения, то найти их положение и движение во времени.

Сделаем два замечания: первое касается того, что задание деформации на конце стержня означает также задание напряжения, поскольку напряжение σ и деформация $\varepsilon = \frac{\partial u}{\partial x}$ связаны друг с другом соотношением $\sigma = E\varepsilon$, где E – модуль Юнга.

Второе замечание касается того, что априори информация о начальном состоянии стержня (его истинной длине, распределении перемещения, скорости перемещения вдоль стержня в момент $t=t_0$) может быть неизвестной и поэтому использоваться здесь никак не будет. Эту информацию получим в ходе решения задачи.

Построение решения

Рассмотрим динамическое уравнение движения элементов стержня в виде:

$$\frac{\partial^2 u}{\partial x^2} = \frac{1}{a^2} \frac{\partial^2 u}{\partial t^2} + \phi(x, t), \quad (1)$$

где $a = \sqrt{\frac{E}{\rho}}$, (ρ – плотность, E – модуль Юнга) – скорость движения частиц, $\phi(x, t)$ – некоторая (известная) распределенная внутри стержня нагрузка. Кроме (1) имеем граничные условия:

$$u|_{x=0} = \alpha(t), \quad \frac{\partial u}{\partial x}|_{x=0} = \frac{\beta'(t)}{a}. \quad (2)$$

Решение (1) будем искать как сумму решений однородного уравнения и частного решения неоднородного. Решение однородного имеет вид, предложенный Даламбером [1-4], которое представляется как сумма двух бегущих волн:

$$u = f\left(\frac{x}{a} - t\right) + g\left(\frac{x}{a} + t\right), \quad (3)$$

где f, g - произвольные функции своих аргументов.

Решение частного будем искать в виде:

$$u(x, t) = \int_0^x W(x, \xi, t) d\xi, \quad (4)$$

где $W(x, \xi, t)$ – некоторая функция трех переменных.[5]

Продифференцируем (4) по x , тогда по известной теореме получим:

$$\frac{\partial u}{\partial x} = \int_0^x \frac{\partial W}{\partial x}(x, \xi, t) d\xi + W(x, \xi = x, t), \quad (5)$$

Предполагаем, что $W(x, \xi = x, t) = 0$. Далее, берем вторую производную:

$$\frac{\partial^2 u}{\partial x^2} = \int_0^x \frac{\partial^2 W}{\partial x^2}(x, \xi, t) d\xi + \frac{\partial W}{\partial x}(x, \xi = x, t), \quad (6)$$

Предполагаем, что $\frac{\partial W}{\partial x}(x, \xi = x, t) = \phi(x, t)$.

Аналогично дифференцируем функцию u по t два раза, имеем:

$$\frac{\partial^2 u}{\partial t^2} = \int_0^x \frac{\partial^2 W}{\partial t^2}(x, \xi, t) d\xi. \quad (7)$$

Далее, подставляя (6), (7) в (1), получаем однородное уравнение для W при следующих граничных условиях:

$$\frac{\partial^2 W}{\partial x^2} - \frac{1}{a^2} \frac{\partial^2 W}{\partial t^2} = 0 \quad (8)$$

$$W(x, \xi = x, t) = 0, \frac{\partial W}{\partial x}(x, \xi = x, t) = \phi(x, t). \quad (9)$$

Для решения (8) перейдем к новой переменной $x' = x - \xi$. Тогда (8) примет вид:

$$\frac{\partial^2 W}{\partial x'^2} - \frac{1}{a^2} \frac{\partial^2 W}{\partial t^2} = 0, \quad (10)$$

с граничными условиями:

$$W(x, x' = 0, t) = 0, \frac{\partial W}{\partial x}(x, x' = 0, t) = \phi(x, t). \quad (11)$$

Решение (10) будет при этом иметь вид:

$$W = \frac{a}{2} \left(- \int_0^{t-\frac{x'}{a}} \phi(x, \tau) d\tau + \int_0^{t+\frac{x'}{a}} \phi(x, \tau) d\tau \right) \quad (12)$$

Возвращаясь к «старой» переменной x , получаем:

$$W = \frac{a}{2} \int_{t-\frac{(x-\xi)}{a}}^{t+\frac{(x-\xi)}{a}} \phi(\xi, \tau) d\tau \quad (13)$$

Видим, что (13) является решением уравнения (8) и удовлетворяет условиям (9), таким образом, частным решением (1) является:

$$u(x, t) = \frac{a}{2} \int_0^x \int_{t-\frac{(x-\xi)}{a}}^{t+\frac{(x-\xi)}{a}} \phi(\xi, \tau) d\tau d\xi \quad (14)$$

Таким образом общее решение (1) имеет вид:

$$u(x, t) = f\left(\frac{x}{a}-t\right) + g\left(\frac{x}{a}+t\right) + \frac{a}{2} \int_0^x \int_{t-\frac{(x-\xi)}{a}}^{t+\frac{(x-\xi)}{a}} \phi(\xi, \tau) d\tau d\xi. \quad (15)$$

Рассмотрим более упрощенную ситуацию: пусть $\phi(x, t) = 0$, тогда для определения функций f, g имеем граничные условия (2). С учетом (2), (3) имеем следующую систему уравнений:

$$\begin{cases} f(-t) + g(t) = \alpha(t), \end{cases} \quad (16)$$

$$\begin{cases} f'(-t) + g'(t) = \beta'(t). \end{cases} \quad (17)$$

Продифференцируем (16) по времени и проведя преобразования, имеем

$$\begin{cases} f(-t) = \frac{1}{2} \alpha(t) - \beta(t) , \end{cases} \quad (18)$$

$$\begin{cases} g(t) = \frac{1}{2} \alpha(t) + \beta(t) . \end{cases} \quad (19)$$

Учтем то, что в (19) $-t$ — след переменной $\xi = \frac{x}{a} - t$ при $x = 0$, а t — след переменной

$-\xi = t - \frac{x}{a}$, поэтому

$$f\left(\frac{x}{a}-t\right) = \frac{1}{2} \left[\alpha\left(t-\frac{x}{a}\right) - \beta\left(t-\frac{x}{a}\right) \right],$$

Аналогично получаем

$$g\left(\frac{x}{a}+t\right)=\frac{1}{2}\left[\alpha\left(t+\frac{x}{a}\right)+\beta\left(t+\frac{x}{a}\right)\right].$$

Окончательно находим

$$u=\frac{1}{2}\left[\alpha\left(t-\frac{x}{a}\right)+\alpha\left(t+\frac{x}{a}\right)\right]+\frac{1}{2}\left[\beta\left(t+\frac{x}{a}\right)-\beta\left(t-\frac{x}{a}\right)\right]. \quad (20)$$

Схема численного счета

Полученный аналитический пример является тестом для численной схемы, представленной ниже, которую возможно обобщить для решения 2-х, 3-х мерных волновых уравнений в случае полуплоскости, полупространства.

Схема вычислений следующая. Рассмотрим случай, когда $\phi(x,t)=0$. Поскольку функция u задана на границе $x=0$ (см. рис. 2), то на всей границе $x=0$ определены производные от этой функции по времени t : $\frac{\partial u_0}{\partial t}, \frac{\partial^2 u_0}{\partial t^2}$ (индекс «0» выражает слой по координате x). Поскольку на этой

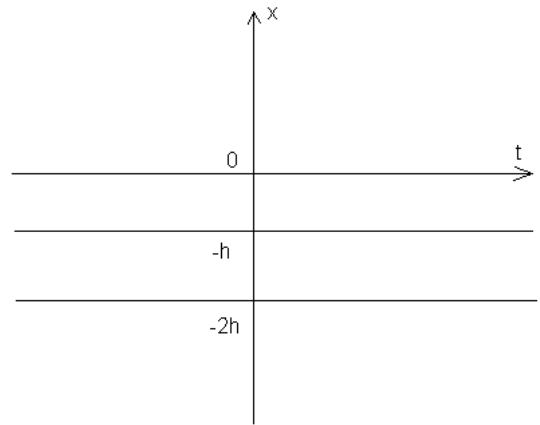


Рис. 2. Полуплоскость $x \leq 0$ и заданная на ней сетка вычислений

же границе известна производная $\frac{\partial u}{\partial x}$, которая расписывается как

$$\frac{\partial u}{\partial x} = \frac{u_{-1} - u_0}{-h} = \frac{\beta'(t)}{a},$$

то отсюда находим u_{-1} на слое $x = -h$ для любого времени t :

$$u_{-1} = \alpha(t) - \frac{h\beta'(t)}{a}. \quad (21)$$

Это означает, что для любого времени t можно найти первую и вторую производные по времени t от функции u_{-1} . Для определения функции u_{-2} используем закон движения (1), записанный в виде:

$$\frac{u_{-2} - 2u_{-1} + u_0}{h^2} = \frac{1}{a^2} \alpha''(t).$$

Отсюда находим u_{-2} :

$$u_{-2} = \alpha(t) - \frac{2h\beta'(t)}{a} + \frac{h^2}{a^2} \alpha''(t) \quad (22)$$

Эта формула определяет u_{-2} для любого времени t , то есть через неё опре-

деляются $\frac{\partial u_{-2}}{\partial t}, \frac{\partial^2 u_{-2}}{\partial t^2}$.

Итак, опускаясь по шагам вниз по координате x , используем все время аппроксимацию:

$$u_{-(i+1)} = 2u_{-i} - u_{-(i-1)} + \frac{1}{a^2} \frac{\partial^2 u_{-(i-1)}}{\partial t^2}.$$

Выводы.

В работе рассмотрена постановка задачи Коши с заданными смещением и производной по нормали, получено решение в общем виде. Рассмотрен пример для случая $\phi(x,t)=0$, разработан численно-аналитический алгоритм его решения, трансформирующийся в решение 2-х, 3-х мерных задач.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Владимиров В. С. Уравнения математической физики. М.: Наука, 1988
2. Годунов С. К. Уравнения математической физики М.: Наука, 1979
3. Олейник О. А. Лекции об уравнениях с частными производными. М.: БИНОМ. Лаборатория знаний, 2005.
4. Тихонов А. Н., Самарский А. А. Уравнения математической физики. М.: Изд-во МГУ, 1999.
5. Дифференциальные уравнения гиперболического типа. Решение неоднородного волнового уравнения. Кузнецова О.Б., Булычева С.В. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://umf.kmf.usu.ru/index.php?id=20&id1=0>

© А.И. Чанышев, М.Н. Петров, 2013

ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ВЫРАБОТКИ ПРОИЗВОЛЬНОГО СЕЧЕНИЯ ПО ДАННЫМ ИЗМЕРЕНИЙ СМЕЩЕНИЙ НА ЕЕ ПОВЕРХНОСТИ

Анвар Исмагилович Чанышев

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт горного дела им. Н.А. Чинакала Сибирского отделения Российской академии наук (ИГД СО РАН), 630091, Россия, г. Новосибирск, ул. Красный проспект, 54, зав. лабораторией разрушения горных пород, тел. 335-97-50, e-mail: i.m.abdulin@mail.ru

Ильгизар Маратович Абдулин

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт горного дела им. Н.А. Чинакала Сибирского отделения Российской академии наук (ИГД СО РАН), 630091, Россия, г. Новосибирск, ул. Красный проспект, 54, м.н.с., тел. 335-97-50, e-mail: i.m.abdulin@mail.ru

По данным измерений смещений на поверхностях выработок восстанавливается напряженно-деформированное состояние массива пород за этими поверхностями.

Ключевые слова: напряжения, деформации, произвольное сечение, задача Коши.

DETERMINATION OF THE STRESS-STRAIN STATE OF DEVELOPMENT OF ANY SECTION ACCORDING TO MEASUREMENTS OF DISPLACEMENTS ON ITS SURFACE

Anwar I. Chanyshev

N.A. Chinakal Institute of Mining Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, 630091, Russia, Novosibirsk, 54 Krasny Pr., Head. Laboratory of rock, tel. 335-97-50, e-mail: i.m.abdulin@mail.ru

Ilgizar M. Abdulin

N.A. Chinakal Institute of Mining Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, 630091, Russia, Novosibirsk, 54 Krasny Pr., junior researcher, tel. 335-97-50, e-mail: i.m.abdulin@mail.ru

According to measurements of displacements on the surface workings restored the stress-strain state of the rock mass for these surfaces.

Key words: stresses, strains, arbitrary section, the Cauchy problem.

Задача следующая: имеется выработка произвольного сечения, которая свободна от напряжений (в данной работе рассматривается случай подкрепленной выработки) и на ее границе измеряются два смещения – по горизонтали, и по вертикали. Предполагается, что эти смещения фиксируются в зависимости от координаты контура сечения. Требуется по этим (переопределенным с точки зрения классики) данным найти напряженно деформированное состояние самого контура выработки, найти распределение напряжений, деформаций, смещений за контуром выработки и, кроме того, определить дефекты (если они есть) в виде каких либо отверстий, включений в самом массиве пород. Задача решается с применением формул Колосова-Мусхелишвили [1], которые имеют вид:

$$\begin{cases} 2\mu(u+iv) = \Re \varphi(z) - z \overline{\varphi'(z)} - \overline{\psi(z)}, \\ \sigma_y - \sigma_x + 2i\tau_{xy} = 2 \left[\Phi'(z) + \Psi(z) \right], \\ \sigma_x + \sigma_y = 4\operatorname{Re}\Phi(z), \end{cases} \quad (1)$$

где $\psi(z) = \int \Psi(z)dz$, $\varphi(z) = \int \Phi(z)dz$.

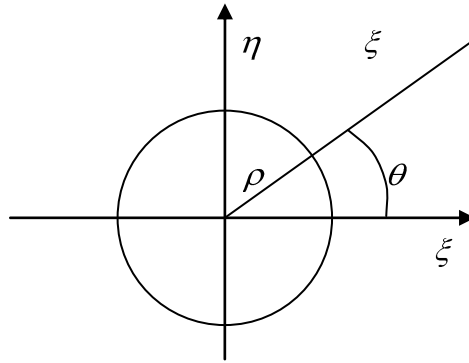


Рис. 1. Плоскость с круговым отверстием единичного радиуса, ρ, θ – полярные координаты

Прежде всего отобразим нашу исходную область на внешность единичного круга радиуса 1 в плоскости ξ ; пусть $z = \omega(\xi)$ – данное преобразование. Тогда из (1) определяется в соответствии с [1] следующая комбинация напряжений:

$$\sigma_\rho + i\tau_{\rho\theta} = \Phi(\xi) + \overline{\Phi(\xi)} + \left[w(\xi) \frac{\overline{\Phi'(\xi)}}{w'(\xi)} + \overline{\Psi(\xi)} \right] \frac{\overline{w'(\xi)}d\xi}{w'(\xi)d\xi}, \quad (2)$$

где $\sigma_\rho, \tau_{\rho\theta}$ – по существу нормальная и касательная нагрузки, действующие по поверхности исходной выработки, $\Phi(\xi), \Psi(\xi)$ – комплексные потенциалы Колосова-Мусхелишвили.

К (2) следует добавить уравнение, выражающее зависимость горизонтальных смещений u и вертикальных v от данных потенциалов:

$$2\mu(u+iv) = \Re \varphi(\xi) - w(\xi) \frac{\overline{\Phi'(\xi)}}{w'(\xi)} - \overline{\psi(\xi)}. \quad (3)$$

Далее (3) рассматривается на единичной окружности (т.е. на контуре выработки) и дифференцируется по углу θ (т.е. по касательной к контуру исходного сечения).

С учетом зависимости

$$d\sigma = i\alpha d\theta$$

получаются следующие представления:

$$\begin{aligned} \frac{2\mu(u+iv)'_{\theta}}{i\sigma w'(\sigma)} &= \Re \Phi(\sigma) - \overline{\Phi}\left(\frac{1}{\sigma}\right) + \left[w(\sigma)\overline{\Phi}'\left(\frac{1}{\sigma}\right) + \overline{w}\left(\frac{1}{\sigma}\right)\overline{w}'\left(\frac{1}{\sigma}\right) \right] \frac{1}{\sigma^2 w'(\sigma)}, \\ \sigma_{\rho} + i\tau_{\rho\theta} &= \Phi(\sigma) + \overline{\Phi}\left(\frac{1}{\sigma}\right) + \left[w(\sigma)\overline{\Phi}'\left(\frac{1}{\sigma}\right) + \overline{w}\left(\frac{1}{\sigma}\right)\overline{w}'\left(\frac{1}{\sigma}\right) \right] \frac{1}{w'(\sigma)} \left(-\frac{1}{\sigma^2} \right). \end{aligned} \quad (4)$$

Складывая (4), находим

$$\Phi(\sigma) = \frac{1}{1+\chi} \left[\sigma_{\rho} + i\tau_{\rho\theta} - \frac{2\mu i}{\sigma w'(\sigma)} (u+iv)'_{\theta} \right]. \quad (5)$$

Функцию $\Psi(\sigma)$ находим из второго уравнения (4) в виде:

$$\Psi(\sigma) = \left[\Phi(\sigma) + \overline{\Phi}\left(\frac{1}{\sigma}\right) - \sigma_{\rho} + i\tau_{\rho\theta} \right] \frac{\overline{w}'\left(\frac{1}{\sigma}\right)}{\sigma^2 w'(\sigma)} - \frac{\overline{w}'\left(\frac{1}{\sigma}\right)\Phi'(\sigma)}{w'(\sigma)}. \quad (6)$$

Для определения функций $\Phi(\xi)$, $\Psi(\sigma)$ следует в (5), (6) перейти от θ к σ , используя связь

$$\theta = \frac{\ln \sigma}{i} = -i \ln \sigma.$$

И далее заменить σ в этих формулах на ξ . Для получения функций $\Phi(z)$, $\Psi(\sigma)$ заменим ξ на $w^{-1}(z)$.

Рассмотрим примеры.

Пример 1. Пусть исходный контур есть окружность, тогда отображение имеет вид:

$$z = R\xi.$$

Пусть

$$u_x + iu_y = \frac{R}{2} \left[2A\sigma + (B+C)\sigma^3 + (B-C)\frac{1}{\sigma} \right].$$

Дифференцируя это выражение по углу θ , получаем

$$u_x + iu_y = \frac{iR}{2} \left[2A\sigma + 3(B+C)\sigma^3 - (B-C)\frac{1}{\sigma} \right].$$

Используя (5) при $\sigma_{\rho} = i\tau_{\rho\theta} = 0$, находим

$$\Phi(\xi) = \frac{\mu}{1+\chi} \left[2A + 3(B+C)\xi^3 - (B-C)\frac{1}{\xi^2} \right].$$

Затем из (6) находим

$$\Psi(\sigma) = \frac{2\mu}{1+\chi} \left[-(2B+C) + \frac{2A}{\xi^2} + \frac{3C}{\xi^4} \right].$$

Напряжения примут следующий вид:

$$\begin{aligned}\sigma_\rho &= \frac{2\mu}{1+\chi} \left\{ 2A \left(1 - \frac{1}{\rho^2} \right) + \left[2B + C - \frac{2(B-C)}{\rho^2} - \frac{3C}{\rho^4} \right] \cos 2\theta \right\}, \\ \tau_{\rho\theta} &= \frac{2\mu}{1+\chi} \left[3(B+C)\rho^2 - 2B - C - \frac{1}{\rho^2} (B-C + \frac{3C}{\rho^2}) \right] \sin 2\theta, \\ \sigma_\theta &= \frac{2\mu}{1+\chi} \left\{ 2A \left(1 + \frac{1}{\rho^2} \right) + \left[6(B+C)\rho^2 - 2B - C + \frac{3C}{\rho^4} \right] \cos 2\theta \right\}.\end{aligned}$$

Пример 2. Пусть исходный контур есть эллипс, тогда отображение на круг имеет вид:

$$z = R \left(\xi + \frac{m}{\xi} \right), \quad 0 < m < 1, \quad \sigma_\rho = i\tau_{\rho\theta} = 0, \quad w'(\sigma) = R \left(1 - \frac{m}{\sigma^2} \right).$$

Пусть на его границе заданы смещения в виде:

$$u_x + iu_y = R \left[A \sqrt{\frac{\sigma^2 + m}{1 + m\sigma^2}} + \frac{B+C}{2} \frac{\sigma^2 + m}{1 + m\sigma^2} \sqrt{\frac{\sigma^2 + m}{1 + m\sigma^2}} + \frac{B-C}{2} \frac{1 + m\sigma^2}{\sigma^2 + m} \sqrt{\frac{\sigma^2 + m}{1 + m\sigma^2}} \right].$$

Тогда получаем

$$\begin{aligned}\Phi(\xi) &= \frac{2\mu}{1+\chi} \frac{(1-m^2)\xi^3}{(\xi^2 - m)\sqrt{(\xi^2 + m)(1 + m\xi^2)}} \left[\frac{A}{1 + m\xi^2} + \frac{3(B+C)(\xi^2 + m)}{2(1 + m\xi^2)^2} - \frac{B-C}{2(\xi^2 + m)} \right], \\ \Psi(\xi) &= \left[\Phi(\xi) + \overline{\Phi\left(\frac{1}{\xi}\right)} \right] \frac{1 - m\xi^2}{\xi^2 - m} - \frac{\xi(1 + m\xi^2)}{\xi^2 - m} \Phi'(\xi).\end{aligned}$$

В работе рассматриваются и другие примеры отображений (плоскости с треугольным вырезом, прямоугольным вырезом, трапециевидным вырезом).

Вывод.

В работе получены формулы для расчета напряженно-деформированного состояния массива пород с произвольной формой сечения, отображаемой конформно на плоскость с круговым отверстием.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Мусхелишвили Н.Н. Некоторые основные задачи математической теории упругости. – Москва. – 1966. – 708 с.
2. Савин Г.Н. Распределение напряжений около отверстий. – Киев: Наукова думка. – 1968. – 891 с.
3. Лаврик В.И., Савенков В.Н. Справочник по конформным отображениям. – 1970. – 252 с.
4. Лаврентьев М.А., Шабат Б.В. Методы теории функций комплексного переменного. – М.: Наука. Гл. ред. физ. -мат. лит. –1973. – 749 с.

© А.И. Чанышев, И.М. Абдулин, 2013

ВЛИЯНИЕ НЕОДНОРОДНОСТЕЙ НА ДЕФОРМИРУЕМОСТЬ СРЕДЫ В СРЕДНЕМ

Анвар Исмагилович Чанышев

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт горного дела им. Н.А. Чинакала Сибирского отделения Российской академии наук (ИГД СО РАН), 630091, Россия, г. Новосибирск, ул. Красный проспект, 54, зам. директора по науке, зав. лабораторией разрушения горных пород, тел. 335-97-50, e-mail: belousova_o@ngs.ru

Ольга Евгеньевна Белоусова

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт горного дела им. Н.А. Чинакала Сибирского отделения Российской академии наук (ИГД СО РАН), 630091, Россия, г. Новосибирск, ул. Красный проспект, 54, научный сотрудник лаборатории разрушения горных пород, тел. 335-97-50, e-mail: belousova_o@ngs.ru

Лариса Леонидовна Ефименко

Новосибирский государственный университет экономики и управления (НИНХ), 630099, Россия, г. Новосибирск, ул. Каменская, 52, доцент кафедры высшей математики, тел. 224-27-31, e-mail: efimenko.larisa@gmail.com

Рассматривается процесс сжатия одномерных (плоских) образцов с неоднородным распределением модуля Юнга (модуля сдвига). Определяется влияние этого распределения на макрохарактеристики деформирования.

Ключевые слова: неоднородность, сжатие, средняя деформация, модуль Юнга, модуль сдвига.

THE INFLUENCE OF INHOMOGENEITIES ON THE DEFORMABILITY OF THE MEDIUM ON AVERAGE

Anwar I. Chanyshev

N.A. Chinakal Institute of Mining Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, 630091, Russia, Novosibirsk, 54 Krasny Pr., Head. Laboratory of rock, tel. 335-97-50, e-mail: belousova_o@ngs.ru

Olga E. Belousova

N.A. Chinakal Institute of Mining Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, 630091, Russia, Novosibirsk, 54 Krasny Pr., Ph. D., Researcher Laboratory of rock, tel. 335-97-50, e-mail: belousova_o@ngs.ru

Larisa L. Efimenko

Novosibirsk State University of Economics and Management (Ninh), 630099, Russia, Novosibirsk, 52 Kamensky, an assistant professor of higher mathematics, tel. 335-97-50, e-mail: efimenko.larisa@gmail.com

The process of compression (flat)-dimensional models with a nonuniform distribution of Young's modulus (shear modulus). Determined the effect of this distribution on the macro characteristics of deformation.

Key words: heterogeneity, compression, the average strain, Young's modulus, shear modulus.

В механике горных пород исследуются материалы, которые изначально трудно назвать первоначально однородными и первоначально анизотропными. Это объясняется прежде всего разнородностью частиц, составляющих данные среды[1].

Представляет интерес вопрос о степени влияния неоднородности на значения макрохарактеристик среды в целом. Отметим, что учету влияния первоначальной неоднородности и первоначальной анизотропии на напряженно-деформированное состояние конструкций посвящено множество работ [2-10]. Не останавливаясь на их обзоре, отметим, что первоначальная неоднородность является еще источником образования волн маятникового типа[11-14], источником локализации необратимых деформаций [15-17].

В данной работе рассматривается процесс сжатия геосреды с неоднородным распределением модуля Юнга (модуля сдвига). Исследуются два случая – случай сжатия одномерного и случай одноосного сжатия двумерной пластинки.

Представим себе одномерный стержень, и нагружение сжатием, которое квазистатическое. Предполагается, что стержень имеет постоянное сечение по длине, модуль Юнга имеет следующее распределение:

$$E = E_0 + E_1 \sin \lambda z, \quad (1)$$

где E_0 , E_1 , λ - заданные числа, z - координата сечения. Очевидно, что модуль Юнга E имеет максимально значение в точках с координатами

$$z = \frac{1}{\lambda} \left(\frac{\pi}{2} + 2\pi k \right), k \in Z, \quad (2)$$

минимальные значения E находятся в точках с координатами

$$z = \frac{1}{\lambda} \left(-\frac{\pi}{2} + 2\pi k \right), k \in Z. \quad (3)$$

Отсюда данное распределение E в виде (1) можно трактовать так, что стержень как бы состоит из каких-то жестких элементов с максимальной жесткостью $E = E_0 + E_1$, разделенных некоторыми прослойками с минимальной жесткостью $E = E_0 - E_1$, длина «блоков» определяется посредством числа λ . Задача, которая возникает, - определить распределение напряжений, деформаций, смещений в такой среде, определить влияние указанных параметров E_0 , E_1 , λ на поведение макрообразца в целом.

Для решение задачи имеем:

$$\text{уравнение равновесия} \quad \frac{\partial \sigma_z}{\partial z} = 0, \quad (4)$$

$$\text{закон Гука в виде} \quad \varepsilon_z = \frac{\sigma_z}{E}, \quad (5)$$

$$\text{соотношение Коши} \quad \varepsilon_z = \frac{\partial u_z}{\partial z}. \quad (6)$$

Учтем, что к стержню прикладывается с торца равномерное усилие

$$\sigma_z = -\sigma_0. \quad (7)$$

Очевидно, что в силу (4) можно считать, что это значение распределено по всему стержню равномерно, то есть $\sigma_z = \text{const} = -\sigma_0$.

Для определения распределения смещения u_z используем (6), (5). Тогда

$$-\frac{\sigma_0}{E_0 + E_1 \sin \lambda z} = \frac{du}{dz}$$

и для определения смещения u имеем следующие дифференциальное уравнение:

$$du = -\frac{\sigma_0 dz}{E_0 + E_1 \sin \lambda z}. \quad (8)$$

Произведя в (8) замену переменной, получаем отсюда

$$du = -\frac{2\sigma_0}{\lambda E_0} \frac{d\left(tg \frac{\lambda}{2} z + \frac{E_1}{E_0}\right)}{\left(tg \frac{\lambda}{2} z + \frac{E_1}{E_0}\right)^2 + 1 - \left(\frac{E_1}{E_0}\right)^2}. \quad (9)$$

Возникают три случая интегрирования (9).

Первый случай $1 - \left(\frac{E_1}{E_0}\right)^2 = a^2 > 0$, что означает $|E_1| < |E_0|$. Тогда

$$u = -\frac{2\sigma_0}{\lambda E_0} \frac{1}{a} \arctg \frac{t}{a} + C, \text{ где } t = tg \frac{\lambda}{2} z + \frac{E_1}{E_0}, \quad (10)$$

C — произвольная постоянная. Полагая $u|_{z=0} = 0$, находим C и смещение u в виде:

$$-\frac{u E_0}{\sigma_0} = \frac{2}{\lambda \sqrt{1 - \frac{E_1^2}{E_0^2}}} \left\{ \arctg \frac{\left(tg \frac{\lambda}{2} z + \frac{E_1}{E_0}\right)}{\sqrt{1 - \frac{E_1^2}{E_0^2}}} - \arctg \frac{\frac{E_1}{E_0}}{\sqrt{1 - \frac{E_1^2}{E_0^2}}} \right\}. \quad (11)$$

Частные случаи, вытекающие из (11):

1. $\lim_{\lambda \rightarrow 0} u = -\frac{\sigma_0}{E_0} z$,
2. Если $E_1 = 0$, то $u = -\frac{\sigma_0}{E_0} z$.

На рис. 1 показаны зависимости, вычисленные по (11), поведения смещения $-\frac{u E_0}{\sigma_0}$ от координаты z для различных значений входных параметров. Здесь точками изображена классическая зависимость $-\frac{u E_0}{\sigma_0} = z$, пунктирами обозначены зависимости $-\frac{u E_0}{\sigma_0}$ для случаев $\frac{E_1}{E_0} = 0,9$ и числа полувольт $n = 20$ и 5 (полагалось $\lambda = \frac{n\pi}{L}$, где L — длина стержня). Видно, что в среднем кривая $-\frac{u E_0}{\sigma_0}$ лежит в два с половиной раза выше, чем классическая зависимость. На рис. 2

представлена зависимость $-\frac{uE_0}{\sigma_0}$ от отношения $\frac{E_1}{E_0}$ для разных значений $n = 5$ и 50 . Различие в поведении зависимости $-\frac{uE_0}{\sigma_0}$ от z происходит здесь, не смотря на то, что среднее значение $E_{cp} = \frac{1}{L} \int_0^L \left(E_0 + E_1 \sin \frac{n\pi z}{L} \right) dz = E_0 - \frac{1}{n\pi} [\cos n\pi - 1]$ стремится к E_0 при $n \rightarrow \infty$.

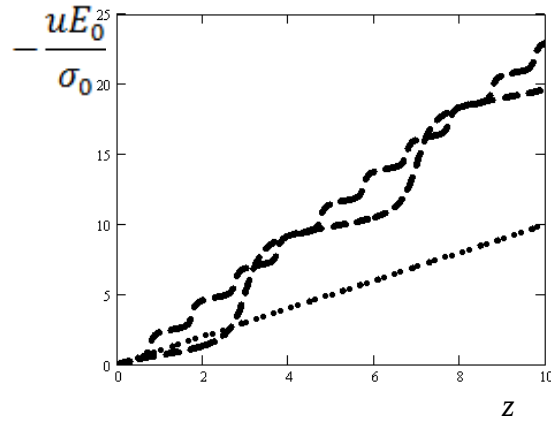


Рис. 1. Зависимости поведения смещения $\frac{uE_0}{\sigma_0}$ от координаты z для различных значений параметров

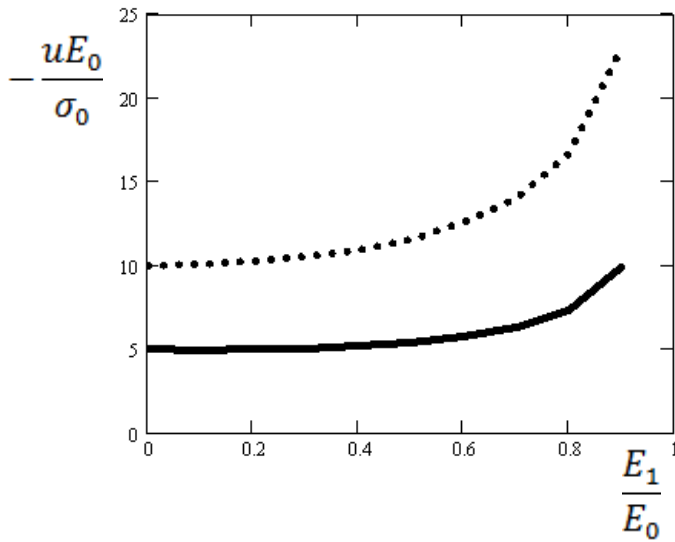


Рис. 2. Зависимость $\frac{uE_0}{\sigma_0}$ от отношения $\frac{E_1}{E_0}$ для разных $n = 5$ и 50 .

Во втором случае интегрирования $1 - \frac{E_1^2}{E_0^2} < 0, \Rightarrow |E_1|^2 > |E_0|^2$. Введя обозначение $1 - \frac{E_1^2}{E_0^2} = a^2$, получаем следующее выражение для

$$-\frac{uE_0}{\sigma_0} = \frac{1}{\lambda \sqrt{\frac{E_1^2}{E_0^2} - 1}} \ln \left| \frac{tg \frac{\lambda}{2} z - \sqrt{\frac{E_1^2}{E_0^2} - 1}}{tg \frac{\lambda}{2} z + \sqrt{\frac{E_1^2}{E_0^2} - 1}} \right|. \quad (12)$$

Положим как и прежде $\lambda = \frac{m\pi}{L}$. В частном случае: $\frac{E_1}{E_0} \rightarrow \infty$, $-\frac{uE_0}{\sigma_0} \rightarrow 0$.

Третий случай интегрирования (9): $E_1 = E_0$. В этом случае

$$-\frac{uE_0}{\sigma_0} = -\frac{2}{\lambda \left(tg \frac{\lambda}{2} z + 1 \right)}. \quad (13)$$

В заключение можно сказать, что второго случая в природе не существует потому, что модуль Юнга должен быть всегда положительным. Третий случай означает, что «блоки» соединяются прослойкой с нулевой жесткостью и он может иметь место. В работе также рассматривалась двумерная пластинка. Из рассмотрения двумерных ситуаций определяются причины локализации деформаций и ее характер.

Выводы:

1. Показано, что среднее значение модуля Юнга для стержня слабо влияет на поведение зависимости смещения от координаты, на последнюю более значительно влияет количество «блоков», разномодульность «блоков» и их прослоек.
2. Аналогичны зависимости наблюдаются и для плоских образцов.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Руппенейт К. В., Либерман Ю. М. Введение в механику горных пород, М., 1960.
2. Шермергор Т. Д. Теория упругости микронеоднородных сред. М., Наука, 1979
3. Панин В.Е., Лихачев В.А., Гриняев Ю.В. Структурные уровни деформации твердых тел. Новосибирск: Наука, 1985.
4. Борисов Ю. П. Учет неоднородности при проектировании разработки нефтяной залежи // Тр. ВНИИ, 1959, вып. 21.
5. Николаевский В. Н. Механика насыщенных пористых сред. М., Недра, 1970.
6. Швидлер М. И. Фильтрационные течения в неоднородных средах. М., Гостоптехиздат, 1963.
7. Шаталов Г.А. Эффективные характеристики изотропных композитов как задача многих тел // МКМ. – 1985 – №1.
8. Лехницкий С.Г. Теория упругости анизотропного тела. М.: Наука, 1977.
9. Победря Б. Е. Механика композиционных материалов. М.: Изд- во МГУ, 1984.
10. Чанышев А.И. О пластичности анизотропных сред // ПМТФ. – 1984.-№2.
11. Курленя М. В., Опарин В. Н., Востриков В. И. О формировании упругих волновых пакетов при импульсном возбуждении блочных сред. Волны маятникового типа // ДАН. — 1993. — Т. 333. — № 4.
12. Александрова Н. И., Шер Е. Н. Моделирование процесса распространения волн в блочных средах // ФТПРПИ. — 2004. — № 6.

13. Сарайкин В. А. Учет упругих свойств блоков в низкочастотной составляющей волны возмущений, распространяющейся в двумерной среде // ФТПРПИ. — 2009. — № 3.
14. Опарин В. Н., Аннин Б. Д., Чугуй Ю. В. и др. Методы и измерительные приборы для моделирования и натурных исследований нелинейных деформационно-волновых процессов в блочных массивах горных пород. — Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2007.
15. Райс Дж. Р. Локализация пластической деформации. - В кн.: Теоретическая и прикладная механика. Пер. с англ./Под ред. В. Койтера. - М.: Мир, 1979.
16. Rudnicki J.W., Rice J.R. J.Mech and Phys.Solids, 1975, v.23.
17. Панин В.Е., Егорушкин В.Е. Неравновесная термодинамика деформируемого твердого тела как многоуровневой системы. Корпускулярно-волновой дуализм пластического сдвига // Физ. мезомех. 2008. V. 11. № 2.

© А.И. Чанышев, О.Е. Белоусова, Л.Л. Ефименко, 2013

ГАЗО-АЭРОЗОЛЬНЫЕ ВЫБРОСЫ ПРИ ГОРЕНИИ УГОЛЬНЫХ ОТВАЛОВ

Анна Юрьевна Девятова

Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, научный сотрудник, тел. +7-9137455379, e-mail: DevyatovaAY@ipgg.nsc.ru

В статье рассмотрены особенности газо-аэрозольного переноса элементов в процессе горения угольных отвалов и отвалов пиromеталлургического производства.

Ключевые слова: угольные отвалы, перенос элементов, атмосферное загрязнение.

GAS-AEROSOL TRANSPORT ELEMENTS BY BURNING COAL-WASTE HEAPS

Anna Yu. Devyatova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Akademika Koptyuga Prosp. scientific researcher, tel. +7-9137455379, e-mail: DevyatovaAY@ipgg.nsc.ru

The article describes the characteristics of gas-aerosol transport elements by burning coal-waste heaps and heaps of pyrometallurgical production.

Key words: coal dumps, transfer elements, atmospheric pollution.

Введение

Характерной особенностью разработок угольных месторождений является удаление больших масс покрывающих и вмещающих пород, годовые объемы которых в несколько раз превышают объемы добываемого угля. Поэтому основными отходами при добыче угля открытым и подземным способом являются вскрышные и вмещающие породы, которые образуют многочисленные отвалы. В литологическом отношении отвалы представлены аргиллитами, алевролитами, песчаниками, углем и другими породами. В них присутствует древесина, металлические предметы. Породы неоднородны по гранулометрическому составу, имеют размер от глинистых частиц до глыб [1]. Площади влияния отвалов в несколько раз превышает площади самих отвалов. В зависимости от технологии отвалообразования формируются отвалы следующих типов: конические (терриконы), хребтовые и плоские. По температурному состоянию отвалы делятся на горящие и негорящие. Отвал считается горящим, если на нем имеется хотя бы один очаг горения с температурой пород на глубине до 2,5 м более 80°C.

Во всем мире большое внимание уделяется горящим угольным отвалам: широко изучаются процессы, приводящие к возгоранию [2, 3], метаморфизм отвальных пород и образование новых минеральных фаз [4, 5, 6], используются

геофизические методы [7, 8] и методы ГИС [9,10,11] для нахождения очагов подземных пожаров. Газы, выбрасываемые в атмосферу горящими отвалами, существенно изменяют почвенный и растительный покров, животный мир, продуктивность лесных и сельскохозяйственных угодий на значительных прилегающих к отвалам территориях [2].

При сгорании 1 кг породы происходит загрязнение до опасного предела от 6,7 до 8,7 млн. м³ атмосферного воздуха [11]. Из горящих отвалов в атмосферу выделяется около двух десятков вредных веществ: оксид углерода, углекислый газ, сернистый газ, серный ангидрид, сероводород, сероуглерод, серооксид углерода, оксиды азота, серная кислота, цианводород, аммиак, цианиды, тиоцианаты и др. Составы выделяемых газов подробно исследуются в работах М. Attalla, М. Masalehdani, С. Kuenzer и др. [12, 13, 14, 5]. Однако работы по изучению переноса элементов в газовой фазе при горении угольных отвалов отсутствуют. Наше исследование направлено на определение подвижности и форм переноса элементов в газовой и аэрозольной фазах при горении угольных отвалов и отвалов пирометаллургического производства.

Объекты и методы

Полевой отбор газовых конденсатов проводился на горящих угольных терриконах Челябинской области (г. Копейск), на угольных отвалах Кемеровской области (п. Бачатский) и на отвалах пирометаллургического производства Беловского цинкового завода (г. Белово). В настоящее время горение на отвалах выражается в слабых выходах газа из нескольких небольших отверстий на вершине отвала.

Объектами исследования служили парогазовые конденсаты, отобранные непосредственным забором и охлаждением газов из фумарол. Отбор парогазовых конденсатов является наиболее представительным методом пробоотбора для исследования высокотемпературных газов. Данный метод уже несколько десятилетий применяется для получения конденсатов природных вулканических газов [15].

Химический состав газовых конденсатов выявлялся с использованием метода анализ ИСП-МС на масс-спектрометре высокого разрешения ELEMENT (Finnigan MAT) в ИГМ СО РАН.

Результаты и обсуждение

Парогазовые конденсаты, отобранные на горящих угольных отвалах, оказались достаточно контрастными по своему химическому составу. Это связано с различиями в химическом составе отвальных пород и с возрастом пожаров.

Источниками сырья Беловского цинкового завода (БЦЗ) являлись руды медно-цинковых и свинцово-цинковых месторождений. Помимо извлечения цинка, на заводе при пирометаллургической обработке окислялись колчеданы и другие серосодержащие минералы с образованием сернистого газа, который улавливали для получения серной кислоты.

Отвалы пиromеталлургического производства БЦЗ состоят в основном из угольного шлака, окислов кальция и кремния, из железа, алюминия, свинца, цинка и серы. В них также содержатся золото и серебро.

В парогазовых конденсатах этих отвалов преобладают Cu, Ag, Sn – это те элементы, которые имели высокие концентрации в исходном сырье (табл. 1), а извлеченные Zn и S представлены в газовой фазе в гораздо более низких количествах чем в конденсатах с горящих угольных отвалов.

Таблица 1

Химический состав конденсатов угольных отвалов Кемеровской области, угольных терриконов Челябинской области и отвалов БЦЗ, мг/л

Мг/л	Средний состав конденсата, угольный отвал (Кемеровская обл), n=10	Средний состав конденсата, угольный террикон (Челябинская обл), n=2	Средний состав конденсата, Беловский отвал (Кемеровская обл), n=4
Ca	6,3	35	8
Na	5,8	11	4,6
Mg	0,16	3,8	1,4
S	110	300	3
K	2,6	85	2
Sr	0,03	н.о.	0,05
Ti	0,05	0,76	н.о.
Fe	0,17	10	0,05
Ga	0,0009	н.о.	0,0004
Mn	0,05	0,28	0,03
Pb	0,007	0,82	0,003
Cd	0,0004	0,05	0,0002
Cu	0,005	0,07	0,04
Zn	0,14	3	0,11
Cr	0,003	0,02	0,002
As	0,18	0,61	0,07
Sb	н.о.	0,1	0,001
Ag	0,002	н.о.	0,013
Sn	0,04	н.о.	4,2
Co	0,0003	0,006	н.о.

Основу субстрата отвалов Бачатского угольного разреза (Кемеровская обл.) составляют вскрышные и вмещающие породы. Наиболее широкое распространение имеют песчаники и алевролиты (до 70 %). Песчаники в пределах поля разреза представлены мелко- и среднезернистыми, реже крупнозернистыми разностями, окрашены в серый цвет. Помимо этого в отвал попадает до 10%

угля. Преобладающим цементом является глинистый, количество которого изменяется от 5 – 7 до 10 – 18 %. Карбонатный цемент, как правило, имеет кальцитовый и доломитовый состав, его количество изменяется от 20 до 30%.

Отвальные породы терриконов Челябинской области имеют в своем составе до 80% аргилитов, сидериты - 5-7%, алевролиты 1-2%, уголь 5-15%, кроме того, бывают часто насыщены сульфидами железа и других элементов[6].

Концентрации элементов в парогазовых конденсатах, отобранных на горящих угольных терриконах Челябинской области, на 1-2 порядка выше, чем в конденсатах Кемеровской области (табл. 1). Особенно выделяются такие элементы как Fe, Pb, Cd, Zn, Mn, As, Sb концентрации которых в конденсатах превышают ПДК в воде водных объектов хозяйственно-питьевого водопользования. Различия в составах отвальных пород в данном случае, несомненно, значительные, но не объясняют такую разницу в составах парогазовых конденсатов (табл. 1).

Поэтому, мы обратили внимание на возраст пожара и температуру выходящих газов. При длительном горении внутри отвала начинают происходить процессы метаморфизма отвальных пород, с образованием новых минеральных фаз и выбросом специфического спектра элементов. Подробно процессы метаморфизма горящих отвалов исследовал Чесноков Б.В., Сокол Э.В. и др. [6, 4]. Проводя работы в Кемеровской области мы, условно, разделили «молодые пожары» (горящие несколько лет) и «старые пожары» (горящие несколько десятилетий). Возраст пожаров был предоставлен сотрудниками Бачатского угольного разреза.

«Старые пожары» характеризуются наличием горелых пород, новообразованных минералов и высокотемпературными (200 – 500°C) газами. «Молодые пожары» имеют поверхность очага без видимых изменений, выходящие газы более низкотемпературные (60-100°C).

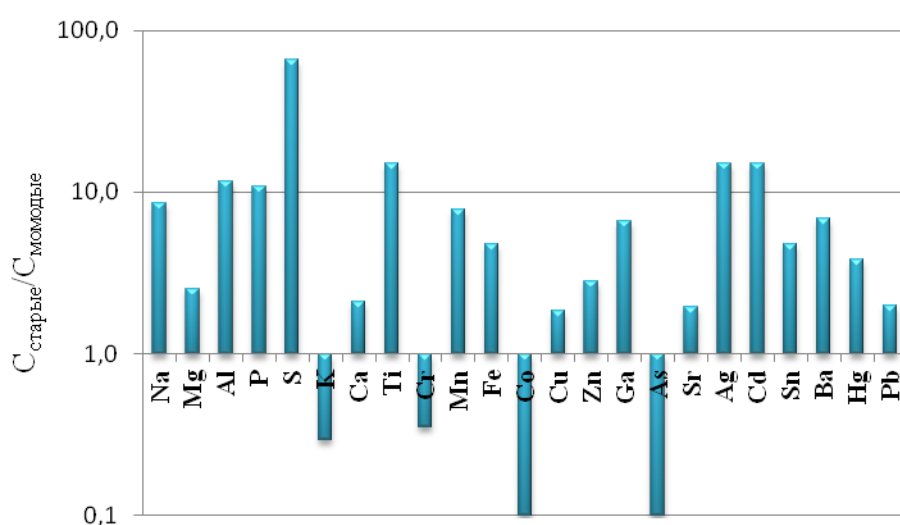


Рис. 1. Отношение концентраций элементов в парогазовых выбросах «старых» и «молодых пожаров» на угольных отвалах

Парогазовые конденсаты, отобранные на горящих отвалах Бачатского угольного разреза, имеют разные химические составы. «Молодые пожары» характеризуются более низкими концентрациями большинства элементов в своих выбросах, повышенные концентрации наблюдаются у K, Cr, Co, As (рис.1), а в выбросах «старых пожаров» значительно преобладают – S, Ti, Ag, Cd их концентрации в парогазовых конденсатах на порядок больше (рис.1).

Физико-химическое моделирование процессов переноса элементов при высоких температурах и низких давлениях позволило определить формы переноса элементов в газовой фазе. Вычисления проводились с помощью программы Selector и включали 25 элементов: O, H, Cl, F, C, S, Ca, Na, Mg, K, Sr, Ti, Fe, Ga, Mn, Pb, Cd, Cu, Zn, Cr, As, Sb, Ag, Sn, Co, Hg.

При температурах выше 100°C Hg переносится в элементной форме, при низких температурах - в виде хлорида (HgCl). Так же в элементной форме в минимальных количествах могут переноситься Cd и Zn при температурах выше 400°C. В интервале температур 200-400°C преобладают формы $ZnCl_2$, $ZnBr_2$, $CdCl$. Железо и алюминий переносятся в виде своих гидроксидов: $Fe(OH)_2$, $Al(OH)_3$, однако при температурах до 400°C преобладают так же другие формы $NaAlF_4$, $KAlF_4$, $AlClF_2$. В виде фторидов так же переносится и сурьма ($t < 300^\circ C$), при более высоких температурах основными формами становятся оксиды и сульфиды: Sb_4O_6 , SbS . Устойчивые формы мышьяка в газовой фазе – сесквиоксид (мышьяковистый ангидрид) As_2O_3 и его димер As_4O_6 . До 300°C основная форма в газовой фазе – димер, при более высоких температурах - сульфид As_4S_4 . Остальные металлы (Ca, Na, Mg, K, Sr, Ti, Ga, Mn, Pb, Cu, Cr, Ag) при температуре до 600°C находятся в форме хлоридов - Me_xCl_y .

Работа проводилась при финансовой поддержке гранта Президента РФ МК-2574.2012.5

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Максимович, Н. Г. Экологические последствия ликвидации Кизеловского угольного бассейна // Географический вестник. – 2006. – №2. – С. 128-134.
2. Дороненко Е.П. Рекультивация земель, нарушенных открытыми горными разработками / Е.П. Дороненко. М.: Недра, 1979. - 263 с.
3. Coal and Peat Fires: A Global Perspective: Volume 1: Coal - Geology and Combustion. Edited by Glenn B. Stracher, Anupma Prakash, Ellina V. Sokol, Elsevier 2011, 357 pp
4. Masalehdani, M.N. et al., 2004. Products of oxidation and combustion within the burning coal waste heaps in the Nord-Pas-de-Calais Coalfield, northern France. In Proceedings of the Joint Earth Sciences Meeting (RST), Strasburg, France, 20-25 September 2004, 39
5. Чесноков Б.В., Бушмакин А.Ф., "Новые минералы из горелых отвалов Челябинского угольного бассейна (сообщение восьмое)" Уральский минералогический сборник, N 5. Мисс: ИМин УрО РАН, 1995. С. 3-22.
6. Gerlinde Schaumann, Bernhard Siemon, and Yu Changchun (2010) Geophysical Investigation of Wuda Coal Mining Area, Inner Mongolia: Electromagnetics and Magnetism for Coal Fire Detection. ERSEC Ecological Book Series – 4, p 1-16
7. Sternberg, R. & Lippincott, C., 2004. Magnetic surveys over clinkers and coal seam fires in Western North Dakota. Presentation at the Denver Annual Meeting of the Geological Society of America, Denver, Colorado, U.S.A., 7-10 October 2004.

8. Zhang, J., Vekerdy, Z., Genderen, J.L. van, Wang F., Veld H. and Cui, B., 1999. "Expert knowledge fusion for hazard reduction in the development of a Dynamic Analysis System for Fire Fighting." (Proc. Dynamic and Multi-Dimensional GIS Conference. 4-6 October. Beijing, China)
9. Zhang, X., Genderen, J.L. van and Kroonenberg, S.B., 2003. "Spatial analysis of thermal anomalies from airborne multispectral data" (International Journal of Remote Sensing, vol. 24, pp 1-17)
10. Kuenzer, C., Zhang, J., and Hirner, A. (2005). Multitemporal coal fire dynamics - combining thermal remote sensing analysis and temperature field mappings to assess coal fire development in Wuda coal mining area. ISPMRS, Beijing, China.
11. C. Kuenzer, J. Zhang, A. Tetzlaff, P. Van Dijk, S. Voigt, H. Mehl, W. Wagner, Uncontrolled Coal Fires and their Environmental Impacts: Investigating two Arid Mining Regions in North-Central China, Applied Geography 27 (2007).
12. Ion, T., Gilgor, C., Cioclea, D., and Jurca, L., 1997. New researches in diminishing self-heating/self-combustion phenomenon in the Jiu Valley, Romania coal mines by use of inorganic inhibitors. In Proceedings of the 27th International Conference of Safety in Mines, New Delhi, India, 20-22 February 1997, 555-558.
13. NOx Emissions from Blasting Operations in Open Cut Coal Mining in the Hunter Valley. Moetaz Attalla, Stuart J. Day, Tony Lange, William Lilley, Scott Morgan CSIRO Energy Technology, 2007
14. Chevrier, R. M. and Le Guern, F., 1982. Prélèvement et analyses des condensats de fumées sur volcans actifs: Soufrière de la Guadeloupe (1976-1977) et Pouzzoles et Vulcano (Italie) (1978). Bulletin of Volcanology, 45(3), 173-178.

© А.Ю. Девятова, 2013

ЭЛЕКТРОННЫЙ ГЕОТЕРМИЧЕСКИЙ АТЛАС СИБИРИ И ДАЛЬНЕГО ВОСТОКА

Альберт Дмитриевич Дучков

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, главный научный сотрудник, д.г.-м.н., тел. (383)330-25-91, e-mail: DuchkovAD@ipgg.sbras.ru

Людмила Степановна Соколова

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, старший научный сотрудник, к.т.н., тел. (383)330-25-91, e-mail: DuchkovAD@ipgg.sbras.ru

Дмитрий Евгеньевич Аюнов

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, вед. програмист, тел. (383)330-25-91, e-mail: AyunovDE@ipgg.sbras.ru

В докладе представлен электронный «Геотермический атлас Сибири и Дальнего Востока». Атлас включает данные о тепловом потоке, температуре на глубинах 0.5, 1, 2, 3 и 5 км, о глубине расположения нижней границы криолитозоны. Атлас выставлен в интернете по адресу <http://maps.nrcgit.ru/geoterm/>.

Ключевые слова: Сибирь, Дальний Восток, геотермический атлас, тепловой поток, температура горных пород, нижняя граница криолитозоны.

ELECTRONIC GEOTHERMAL ATLAS OF SIBERIA AND FAR EAST

Albert D. Duchkov

Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, prospect akad. Koptug, 3, Principal research scientist, Doctor of sci. (geophysics), tel.: (383)-330-25-91, e-mail: DuchkovAD@ipgg.sbras.ru

Lyudmila S. Sokolova

Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, prospect akad. Koptug, 3, Chief research scientist, Candidate of Sci. (geophysics), tel.: (383)-330-25-91, e-mail: DuchkovAD@ipgg.sbras.ru

Dmitriy E. Ayunov

Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, prospect akad. Koptug, 3, Leading engineer, tel.: (383)-333-03-99, e-mail: AyunovDE@ipgg.sbras.ru

This report provides the electronic "Geothermal Atlas of Siberia and the Far East". The Atlas includes data about the heat flow, temperature at the depths of 0.5, 1, 2, 3 and 5 km, and the depth of the permafrost bottom. Atlas is online at <http://maps.nrcgit.ru/geoterm/>.

Key words: Siberia, Far East, geothermal atlas, heat flow, temperature of rocks, lower boundary of permafrost.

Геотермические параметры земной коры (тепловой поток, температура, сведения о многолетнемерзлых породах) представляют значительный интерес для широкого круга специалистов, занимающихся проблемами наук о Земле. В этой связи несомненный интерес представляют периодические обобщения геотермических материалов в виде каталогов и карт. Первое масштабное обобщение геотермических данных было выполнено в конце прошлого столетия большим коллективом исследователей в виде *Geothermal Atlas of Europe* [1], включающего каталог данных и серию геотермических карт. Примерно в это же время началось обобщение геотермических данных по территории Сибири и Дальнего Востока. В итоге был опубликован каталог данных о тепловом потоке [2, 3] и серия карт теплового потока (ТП) территории СССР и всей Северной Евразии [4-6].

Вся собранная при этом информация была в дальнейшем использована геотермическими коллективами институтов СО РАН для создания электронного «Геотермического атласа Сибири», состоящего из многоцветных карт, на которых изолиниями и цветом показаны изменения и теплового потока, и температуры (Т) на глубинах 0.5, 1.0, 2.0, 3.0 и 5.0 км. Атлас выполнен в компьютерной форме в среде геоинформационной системы ARC/INFO, которая позволяет визуализировать информацию на дисплее и осуществлять печатание многоцветных карт. Он был в основном завершен к 2000 г. [7] и распространялся на дисках. «Геотермический атлас Сибири» подобен «*Geothermal Atlas of Europe*» и фактически был задуман как его продолжение на восток. В него не вошли геотермические данные по Дальнему Востоку и окраинным морям. В настоящее время «Геотермический атлас Сибири (1995-2000)» размещен на сайте ИНГГ СО РАН: <http://www.ipgg.nsc.ru/INSTITUTE/pages/default.aspx> (Отделение геофизики, Лаборатория естественных геофизических полей).

В 2009-2012 гг. было предпринято новое обобщение геотермических материалов уже по всей Азиатской части Российской Федерации, включая окраинные моря. В работе приняли участие специалисты из СО РАН (ИНГГ, ИМЗ, ИЗК, ИГМ) и ДВО РАН (ИТиГ, ИМГиГ). Первоочередной задачей каждого обобщения является достаточно трудоемкий сбор геотермической информации, составление каталогов данных. На новом этапе мы использовали уже имеющийся большой массив информации по Сибири и добавили данные о температуре и тепловом потоке Дальнего Востока России, включая окраинные моря. В итоге был пересмотрен и существенно дополнен электронный каталог геотермических данных. Сейчас он включает значения теплового потока в 2300 пунктах в «сухопутной» части региона (обычно в каждом пункте температура измерялась в 2-3 скважинах), а также 1950 малоглубинных измерений ТП в донных осадках окраинных морей и оз. Байкал.

Наиболее полно изучена в геотермическом отношении Западно-Сибирская плита. Здесь температура измерена в нескольких тысячах скважин глубиной до 3-4 км, что позволило определить величину теплового потока в 1400 пунктах. В пределах Сибирской платформы и Верхояно-Колымской складчатой зоны геотемпературное поле изучено значительно слабее. На этой огромной территории

измерения температуры выполнены всего в 500-600 скважинах глубиной в основном 1-3 км, а тепловой поток определен лишь в 310 пунктах. В южном горном обрамлении Сибири (Алтае-Саянская складчатая область, Байкальская рифтовая зона и Забайкалье) тепловой поток определен в 250 пунктах по измерениям в 400-500 скважинах, средняя глубина которых составляет 300-500 м. В пределах сухопутной части Дальнего Востока (территория от Чукотки до Приморья, о-в Сахалин, Курильские острова) ТП измерен в 320 пунктах по измерениям температуры в 600-700 скважинах глубиной в среднем не более 1 км.

Помимо данных о тепловом потоке в каталог включено порядка 2270 измерений и оценок температуры на глубинах от 0,5 до 5 км. Количество измеренных значений Т существенно уменьшается с глубиной. Поэтому в большинстве пунктов значения температуры на глубинах 3-5 км различными способами прогнозировались. Применялись экстраполяция термограмм, математическое моделирование на основе решения уравнения теплопроводности, корреляционные соотношения, связывающие значения ТП и Т на определенных глубинах. В каталог вошли также сведения о глубине залегания нижней границы криолитозоны (нулевая изотерма).

Информационно-технологическая основа атласа отработана сотрудниками Лаборатории геоинформационных технологий и дистанционного зондирования ИГМ СО РАН [8]. В качестве системы, обеспечивающей решение задач накопления данных, их первичной обработки и обмена, была выбрана технология картографических web-сервисов (Web Map Service, Web Feature Service, Web Coverage Service), разрабатываемая и декларируемая международной некоммерческой организацией Open GIS Consortium (OGC). Разработанная геоинформационная система базируется на картографическом сервисе, запущенном в эксплуатацию в ИГМ СО РАН. Система поддерживает проекцию Google Mercator, которая позволяет отображать атлас на всю территорию без дополнительных средств, решавших ранее проблему деформации линейных и полигональных картографических объектов при переходе через 180 меридиан. Она допускает регулярное обновление программной платформы и базы данных. Структура базы данных обеспечивает доступ к табличному представлению для авторов и заполнителей данных, а также позволяет добавлять в него новую информацию инструментальными средствами. Для отображения информации созданы соответствующие стили оформления картографического представления, каждому параметру (географическим, тепловому потоку, температуре на пяти глубинах и глубине расположения нижней границы мерзлоты) соответствует слой. Каждый геотермический слой характеризует количество и расположение фактического материала, а также отражает (цветом) изменения в значениях параметра [9].

В преамбуле к атласу помимо авторов указаны исследователи, измерившие или представившие геотермическую информацию, а также институты. «Геотермический атлас Сибири и Дальнего Востока (2009-2012)» в настоящее время выставлен в интернете по адресу: <http://maps.nrcgit.ru/geoterm/> на русском и английском языках. На рис. 1 и 2 показаны фрагменты карт теплового потока и температуры на глубине 3 км из этого Атласа.

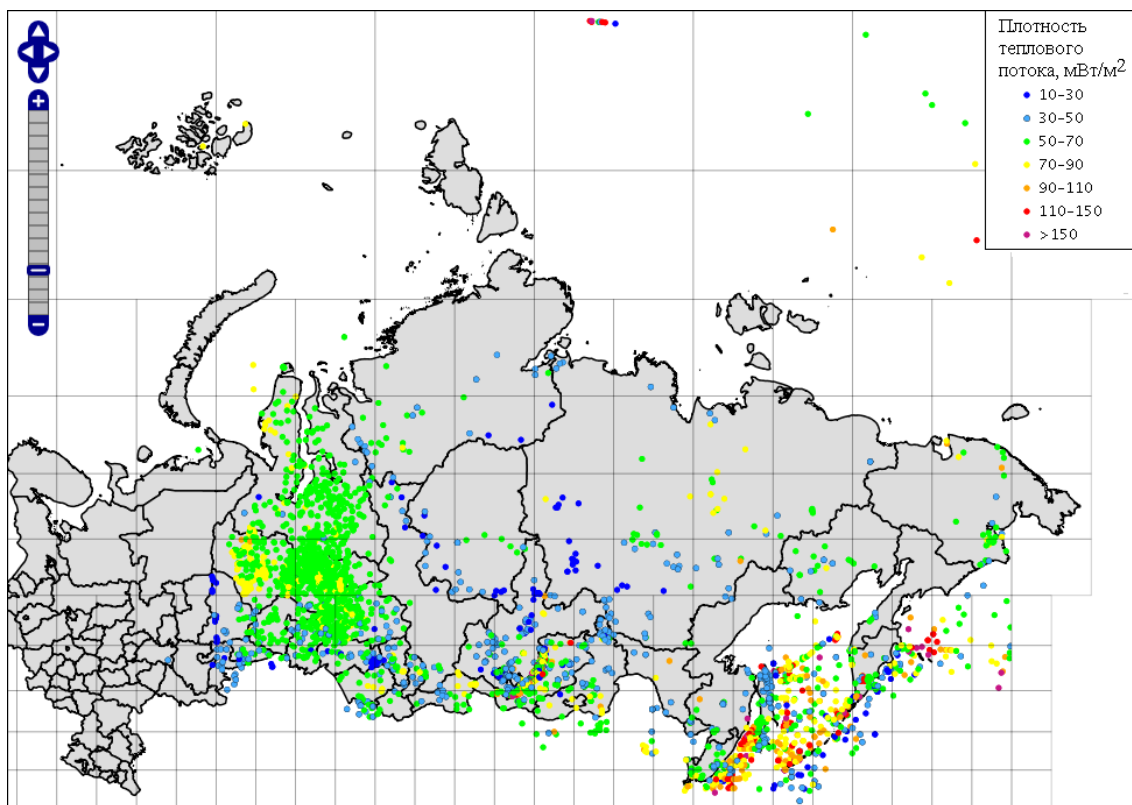


Рис. 1. Фрагмент публикации электронной Карты теплового потока Сибири и Дальнего Востока в интернете (WEB публикация)

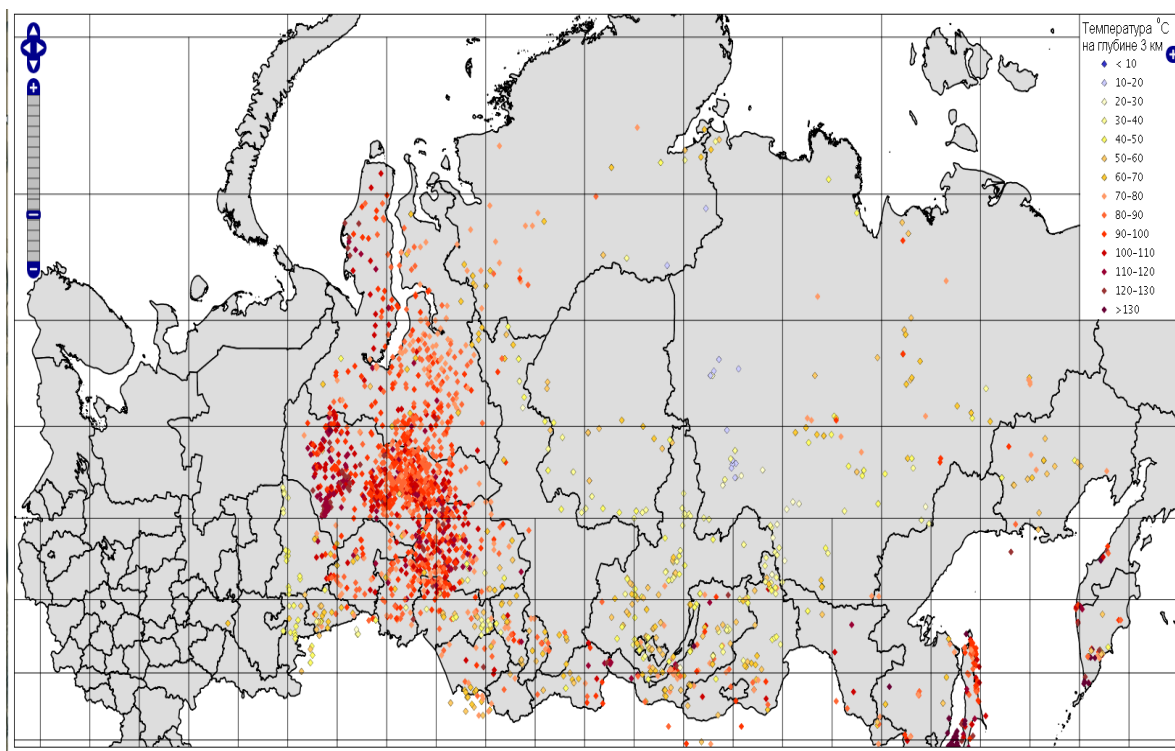


Рис. 2. Фрагмент публикации электронной Карты распределения температуры на глубине 3 км в Сибири и на Дальнем Востоке в интернете (WEB публикация)

Принцип управления электронными картами полностью идентичен управлению системой Google Earth. Есть возможность масштабирования (панель слева), включения-выключения слоев (панель справа) и получения атрибутивной информации по пунктам измерений (щелчок мышью по объекту). В атрибутивной информации к точкам пунктов содержатся все данные о геотермических параметрах из основного каталога.

Работа с Атласом продолжается. На очереди создание инструментов визуального добавления архивных данных к картографическим объектам геотермического атласа Сибири и Дальнего востока, а также присоединение других массивов геотермической информации (Казахстана, Китая и др.).

Исследования выполнялись в 2009-2012 гг. при поддержке Программы фундаментальных исследований ОНЗ РАН №7 «Физические поля и внутреннее строение Земли» (проект 7-1). Авторы благодарят В.В. Веселова (ИМГиГ ДВО РАН), П.Ю. Горнова (ИТиГ ДВО РАН), М.Н. Железняк (ИМЗ СО РАН), а также сотрудников Лаборатории геоинформационных технологий и дистанционного зондирования ИГМ СО РАН за активную многолетнюю помощь при подготовке и публикации «Геотермического атласа Сибири и Дальнего Востока».

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Geothermal Atlas of Europe / E. Hurtig, V. Cermak, R. Haenel, V. Zuy (Eds.). Potsdam: Geoforschungs Zentrum. Publication 1. - 1992.
2. Веселов О.В., Липина Е.Н. Каталог данных о тепловом потоке Востока Азии, Австралии и Запада Тихого океана. Владивосток: ДВНЦ АН СССР. - 1982.- 122 с.
3. Каталог данных по тепловому потоку Сибири / Ред. к.т.н. Дучков А.Д. // Новосибирск: ИГиГ СО АН СССР.- 1985.- 82 с.
4. Карта теплового потока территории СССР и сопредельных районов. М-б 1:10 000 000. Гл. ред. Я.Б. Смирнов. М.: ГУГК. - 1980
5. Геотермическая карта Северной Евразии. М-б 1:5 000 000. Ред-ры Я.Б. Смирнов, Р.И. Кутас, Ю.К. Щукин. М.: ГИН АН СССР.- 1986.
6. Карта теплового потока территории СССР. Масштаб 1:5000000. / Ред-ры В.В. Гордиенко, У.И. Моисеенко // Киев, Ин-т геофизики АН Украины. - 1991.
7. Дучков А.Д., Л.С. Соколова. «Геотермический атлас Сибири» // Закономерности строения и эволюции геосфер: Материалы междунар. междисциплин. науч. симпоз., Хабаровск, 23-26 сент. 2003. Хабаровск: ДВО РАН. – 2004.- С. 45-56.
8. Добрецов Н.Н., Болдырев И.И., Юсупов Р.Д. Гибридные информационные системы для поддержки междисциплинарных исследований. // Вычислительные Технологии.- 2007. - Том 12. - Вып. 3. - С. 29-41.
9. Дучков А.Д., Добрецов Н.Н., Аюнов Д.Е., Соколова Л.С. Мерзлотно-геотермический атлас Сибири и Дальнего Востока // Динамика физических полей Земли. М.: Светоч Плюс. – 2011. - С. 207-221.

© А.Д. Дучков, Л.С. Соколова, Д.Е. Аюнов, 2013

ВЫСОКОЧАСТОТНЫЙ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЙ КАРОТАЖ В НАКЛОННЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ: СИГНАЛЫ И МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ЧИСЛЕННОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ

Алексей Александрович Горбатенко

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 6030090, Россия, г. Новосибирск, пр. Коптюга 3, аспирант лаборатории скважинной геофизики, тел. (383)383-330-79-47, e-mail: gorbatenkoaa@ipgg.sbras.ru

Карина Владимировна Сухорукова

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 6030090, Россия, г. Новосибирск, пр. Коптюга 3, старший научный сотрудник лаборатории скважинной геофизики, тел. (383)330-49-52, e-mail: suhorukovakv@ipgg.sbras.ru

В статье рассматриваются диаграммы высокочастотного электромагнитного каротажного зондирования в субгоризонтальных скважинах. На синтетических примерах показаны возможности инверсии данных ВЭМКЗ в горизонтально-слоистой среде, пересеченной наклонной скважиной.

Ключевые слова: высокочастотное электромагнитное каротажное зондирование, наклонные скважины, численная инверсия, невязка.

HIGH-FREQUENCY ELECTROMAGNETIC LOGGING IN DEVIATED AND HORIZONTAL WELLS: SIGNALS AND METHODOLOGICAL FEATURES OF NUMERICAL INTERPRETATION

Alexey A. Gorbatenko

A.A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 6030090, Russia, Novosibirsk, pr. Koptuga 3, graduate student, laboratory of well logging geophysics, tel. (383)330-79-47, e-mail: gorbatenkoaa@ipgg.sbras.ru

Karina V. Suhorukova

A.A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 6030090, Russia, Novosibirsk, pr. Koptuga 3, senior researcher, laboratory of well logging geophysics, tel. (383)330-49-52, e-mail: suhorukovakv@ipgg.sbras.ru

The article describes diagrams of high-frequency electromagnetic logging in subhorizontal wells. Capabilities of inversion are shown on examples of VEMKZ data in a horizontally layered medium, crossed by deviated well.

Key words: high-frequency electromagnetic logging, deviated well, numerical inversion, discrepancy.

При решении обратной задачи электромагнитного каротажа широко применяются алгоритмы минимизации невязки [1]. Для инверсии данных высокочастотного электромагнитного каротажного зондирования (ВЭМКЗ) в наклонной или горизонтальной скважине в качестве функции невязки традиционно

используется среднеквадратическое отклонение рассчитанного сигнала от измеренного, нормированное на погрешность измерения:

$$F^{nz} = \sqrt{\frac{1}{N_p} \sum_{i=1}^{N_p} \left[\frac{\Delta\varphi_i^{nz} - \overline{\Delta\varphi_i^{nz}}}{\delta\Delta\varphi_i^{nz}} \right]^2}.$$

Здесь N_p – число отсчетов по скважине, $\Delta\varphi_i$ – измеренный сигнал, $\delta\Delta\varphi_i$ – погрешность его измерения, $\overline{\Delta\varphi_i}$ – сигнал, рассчитанный в слоистой однородной среде, nz – индекс зонда.

В процессе инверсии невязка рассчитывается для каждого зонда. Она показывает меру отклонения значений измеренного сигнала от сигнала, рассчитанного в геоэлектрической модели геологической среды. Чем меньше значения невязки, тем меньше различие между синтетическим и измеренным в скважине сигналами. Большая невязка указывает на несоответствие модели измеренным данным. Значение меньше единицы говорит о том, что разница между синтетическим и реальным сигналами в среднем не превышает погрешности измерения. Однако стоит помнить, что из этого не следует правильность выбранной модели, реальная среда может иметь строение, существенно отличающееся от рассматриваемой модели, но при этом ее отклик может быть идентичен синтетическому сигналу.

У невязки может быть несколько локальных минимумов в пространстве параметров модели, и некоторые алгоритмы инверсии выбирают в качестве решения один из них, который может не совпадать с наилучшим приближением. Поведение невязки зависит от характеристик зонда, сложности геоэлектрической модели и ее соответствия исследуемой среде и определяет качество численной интерпретации. Область эквивалентности решений (которым соответствуют значения невязки ниже пороговой величины) определяет диапазоны изменения искомых параметров, которые могут быть получены при решении обратной задачи.

Ниже в двухслойной модели рассматриваются невязки, построенные для сигналов зондов длиной 1,4 и 2 м. Использование сигналов длинных зондов позволяет взять в качестве основы для анализа и инверсии прямую задачу расчета сигнала наклонного зонда в горизонтально-слоистой среде [1, 3], так как эти сигналы практически не подвержены влиянию скважины, эксцентриситета прибора, каверн и проникновения бурового раствора в пласт [2]. Траектория скважины во всех моделях является прямой линией с зенитным углом 85° . Шаг по скважине составлял 1 м. Роль «измеренных» данных играли численно смоделированные сигналы ВЭМКЗ, на которые был наложен случайный шум в диапазоне $[-0,2^\circ; +0,2^\circ]$ для разности фаз и $[-0,02; +0,02]$ для отношения амплитуд.

Модель представлена двухслойной средой с однородными изотропными пластами, удельное электрическое сопротивление (УЭС) верхнего составляет 4 Ом·м, нижнего – 15 Ом·м (рис. 1). Разность фаз при пересечении границы

уменьшается с $19,2^\circ$ до $8,2$, отношение амплитуд возрастает с $0,81$ до $0,94$. При этом на диаграмме разности фаз присутствует локальный минимум, соответствующий положению точки записи зонда на границе раздела пластов. Такие локальные экстремумы не свойственны диаграммам ВЭМКЗ в вертикальных скважинах, они проявляются только при вскрытии пластов под острым углом и связаны с образованием зарядов на границе сред с разным УЭС.

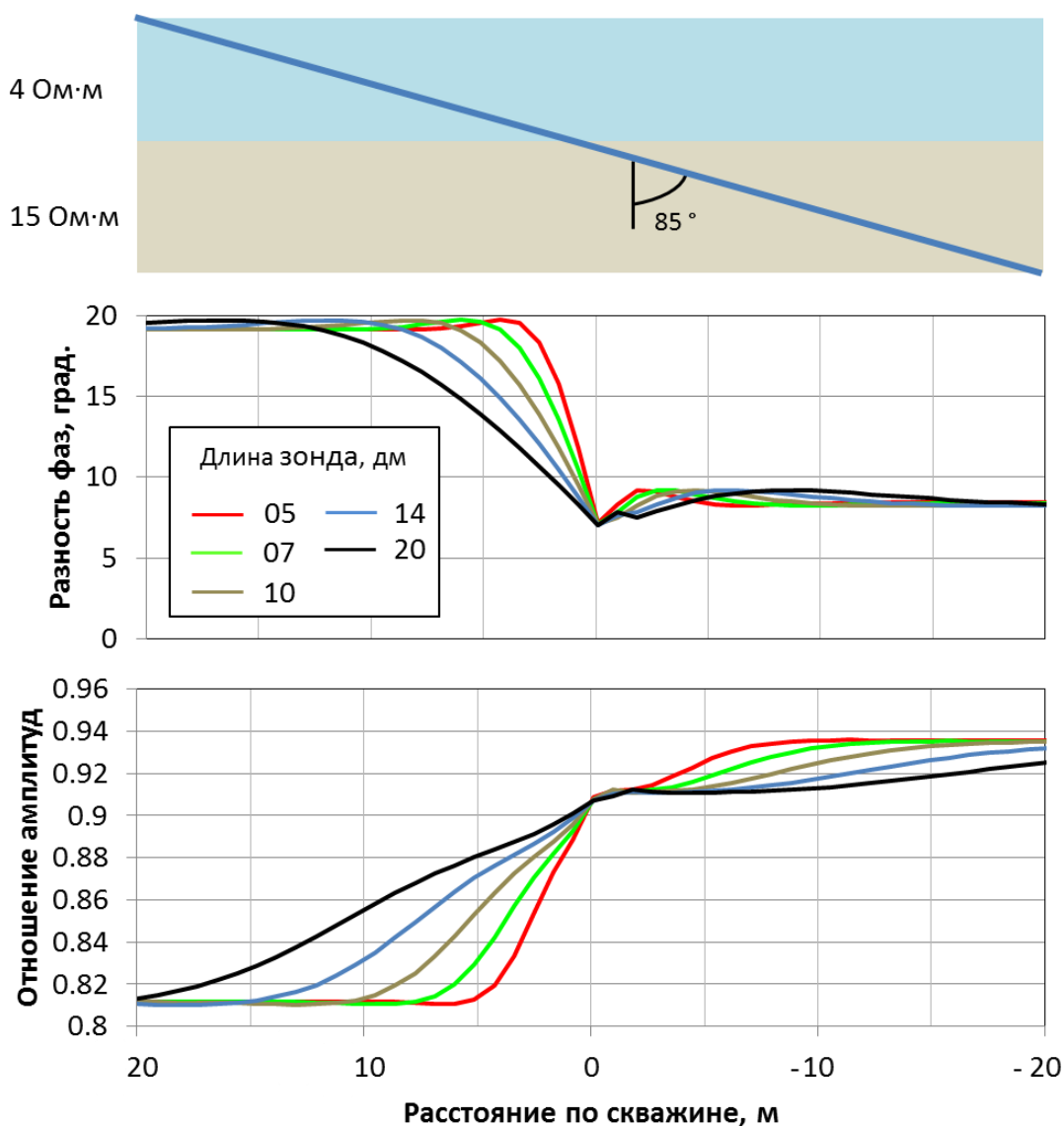


Рис. 1. Разность фаз и отношение амплитуд в двухслойной среде

Рассмотрим два случая: в одном исследуемый профиль находится в верхнем полупространстве, а в другом – пересекает границу.

Если исследуемый профиль целиком находится в верхнем полупространстве (рис. 2), то УЭС верхнего слоя надежно определяется по значениям вдали от границы. В мощном пласте оно будет равно кажущемуся сопротивлению по длинному зонду. Поэтому здесь и в последующих примерах будем считать

сопротивление верхнего слоя известным. Таким образом, задача состоит в том, чтобы определить положение границы и УЭС нижнего полупространства.

На рис. 2 показаны невязки для зондов длиной 1,4 и 2,0 м, получаемые при сравнении измеренного сигнала с сигналами множества двухслойных сред, с различными положением границы и УЭС нижнего полупространства. Как можно заметить, невязки обоих зондов на рисунках имеют несколько локальных минимумов: по три в интервале УЭС нижнего пласта от 10 до 30 Ом·м со значениями меньше 1 и по одному – при УЭС нижнего слоя меньше 5 Ом·м со значениями от 4 до 8. Это означает, что УЭС нижнего слоя может быть определено в широком диапазоне (более 10 Ом·м для порогового значения невязки 1). При этом положение границы устанавливается с хорошей точностью в узком диапазоне (0.35–0.5 м).

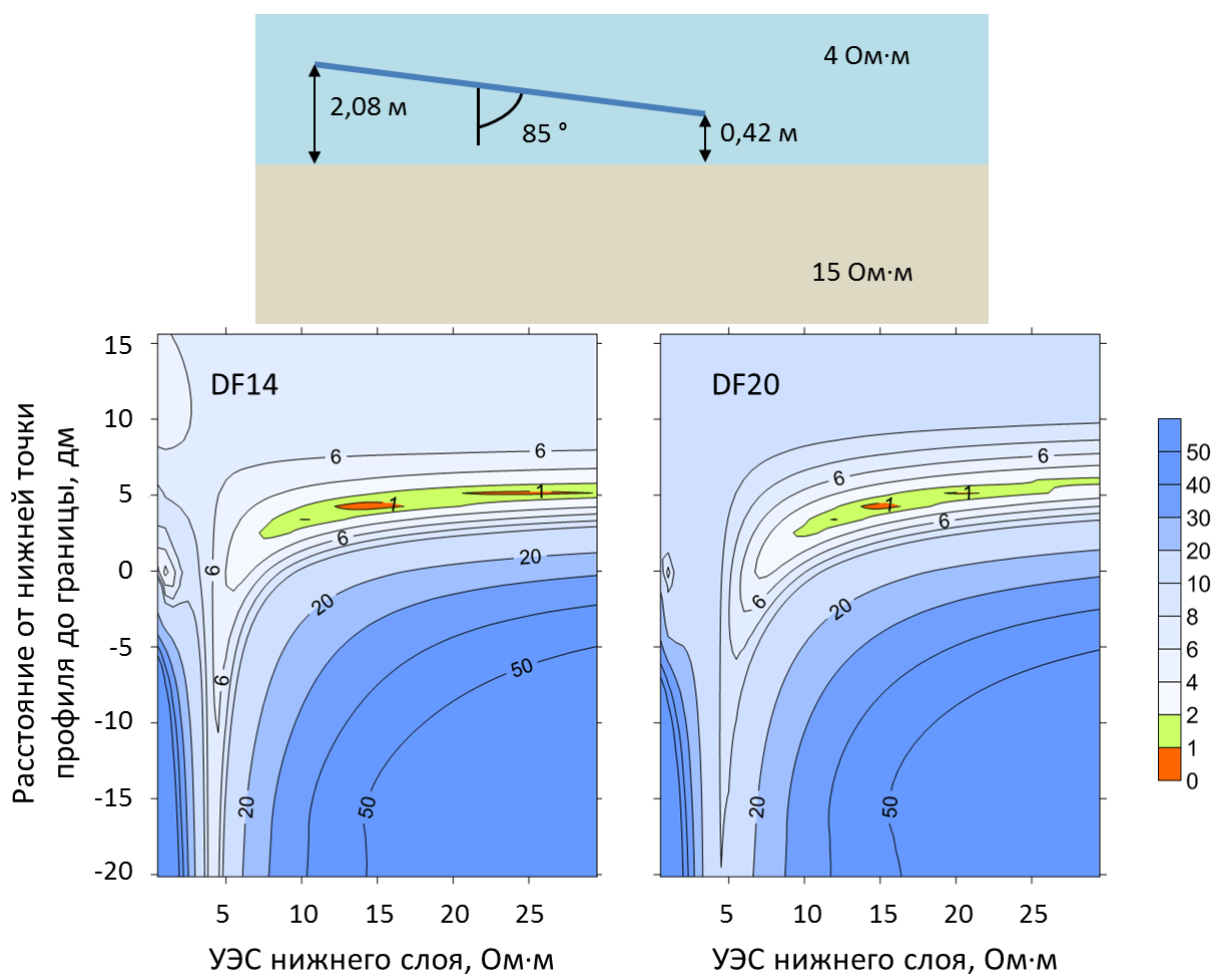


Рис. 2. Профиль и значения невязки

Если скважина пересекает границу пластов, то эквивалентность решения обратной задачи будет существенно меньше по сравнению с предыдущим случаем. Когда верхний край исследуемого интервала находится на 2 м выше границы, а нижний – на 0,53 м ниже, невязка имеет только один минимум в про-

странстве искомых параметров. Полученные значения УЭС нижнего слоя и положения границы отличаются от заданных параметров модели в пределах допустимой погрешности (14,5–15,5 Ом·м, 0,51–0,55 м). На карте невязок зонда длиной 1,4 м наблюдается уменьшение невязки в области низких сопротивлений, однако на карте длинного зонда присутствует только один минимум, поэтому инверсия по двум зондам даст более точный результат.

Значения невязок для отношения амплитуд значительно ниже, чем для разности фаз, что связано с узким динамическим диапазоном этой характеристики сигнала. Относительная погрешность измерения отношения амплитуд оказывается настолько велика, что область возможных значений искомых параметров оказывается очень большой.

На примере нескольких типичных моделей коллектора показаны возможности восстановления параметров подстилающих пород, не вскрытых скважиной, по сигналам длинных зондов ВЭМКЗ. Для каждой модели можно установить диапазоны значений параметров, которые уменьшаются при увеличении количества зондов, участвующих в инверсии. Пересечение профилем границы приводит к существенному сужению областей эквивалентности параметров. Отношение амплитуд из-за узкого динамического диапазона не позволяет использовать эту характеристику для инверсии при имеющемся уровне погрешности измерения.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Никитенко М.Н. Экспресс-интерпретация данных ВИКИЗ, полученных в наклонно-горизонтальных скважинах // Состояние и пути развития высокочастотного электромагнитного каротажа: Материалы научно-практической конференции. – Новосибирск: НИЦ ОИГ-ГиМ СО РАН, 1998. – С. 49–51
2. Горбатенко А.А., Вологдин Ф.В., Сухорукова К.В. Сигналы ВЭМКЗ в скважинах с высокопроводящим раствором: влияние неровностей стенки скважины и эксцентриситета зонда // Каротажник. – Тверь: Изд. АИС. 2013. – Вып. 224. – С. 54-64.
3. Erov M.I., Suhorukova C.V., Nikitenko M.N., Gorbatenko A.A., Arzhantsev V.S. Electromagnetic sounding in deviated and horizontal wells: mathematical modeling and real data interpretation// SPE Russian Oil & Gas Exploration & Production Technical Conference & Exhibition, Moscow, Russia 16–18th October 2012. Online library OnePetro (<http://www.onepetro.org>). – SPE Conference Paper 162034-MS. 18 pp.

© А.А. Горбатенко, К.В. Сухорукова, 2013

МАГНИТОСТРАТИГРАФИЯ ВЕРХНЕМЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЮГА ОМСКОЙ ВПАДИНЫ (ЮГ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ПЛИТЫ)

Зинаида Никитична Гнибиденко

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Коптюга, 3, ведущий научный сотрудник, тел. (8)330-49-66, e-mail: gnibidenkozn@ipgg.sbras.ru

Наталья Константиновна Лебедева

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Коптюга, 3, ведущий научный сотрудник, тел. (8)333-66-85, e-mail: LebedevaNK@ipgg.sbras.ru

Борис Николаевич Шурыгин

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Коптюга, 3, заведующий лабораторией палеонтологии и стратиграфии мезозоя и кайнозоя, тел. (8)333-33-58, e-mail: shuryginbn@ipgg.sbras.ru

Получены результаты магнитобиостратиграфических исследований верхнемеловых отложений, вскрытых тремя скважинами в южной бортовой части Омского прогиба. На основании комплексных данных разработан региональный магнитобиостратиграфический разрез верхнемеловых отложений южной части Омского прогиба, который охватывает пять региональных горизонтов и одноименных свит верхнего мела, совершенно не изученных в палеомагнитном отношении в Западной Сибири. Созданный региональный магнитобиостратиграфический разрез состоит из 3-х магнитозон: одной – прямой полярности и двумя – обратной.

Ключевые слова: магнитостратиграфия, магнитозона, диноцисты, палинокомплексы, аммониты, верхнемеловые отложения, Омская впадина, юг Западной Сибири.

MAGNETOSTRATIGRAPHY OF UPPER CRETACEOUS SEDIMENTS OF SOUTH OM' BASIN (WEST SIBERIAN PLATE)

Zinaida N. Gnibidenko

A.A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, pr. Koptyug 3, leading research scientist, tel. (8)330-49-66, e-mail: gnibidenkozn@ipgg.sbras.ru

Natalya K. Lebedeva

A.A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, pr. Koptyug 3, leading research scientist, tel. (8)333-66-85, e-mail: LebedevaNK@ipgg.sbras.ru

Boris N. Shurygin

A.A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, pr. Koptyug 3, head of laboratory paleontology and stratigraphy of Mesozoic and Cenozoic, tel. (8)333-33-58, e-mail: shuryginbn@ipgg.sbras.ru

Magnetobiostratigraphic data on the Upper Cretaceous sediments stripped by 3 wells in the southern side of the Om' basin (southern West Siberia) were obtain. Magnetobiostratigraphic regional section of the Upper Cretaceous sediments was compiled on the basis of comprehensive data. This section comprises five Upper Cretaceous regional horizons and same-named formations, which

have not been studied paleomagnetically at all in West Siberia. The generated regional magnetobiostratigraphic section consists of three magnetozones, one of them - normal polarity and two another - reversal polarity.

Key words: magnetobiostratigraphic section; magnetozones; dinocysts; spore–pollen assemblages; ammonites; Cretaceous sediments; Om’ basin; south West Siberia.

В настоящее время прогресс в представлениях о структуре мировой шкалы магнитной полярности для мелового периода во многом зависит от результатов палеомагнитных исследований на континентах в наиболее важных геологических провинциях. К такой важной геологической провинции относится и Западно-Сибирская плита, где не изучены в палеомагнитном отношении верхнемеловые отложения.

Предметом настоящего обсуждения является создание регионального магнитобيوстратиграфического разреза верхнемеловых отложений на основании комплексного изучения керна трех глубоких скважин (8, 10, 2), пробуренных в Русско-Полянском районе на южном крыле Омского прогиба на юге Западной Сибири. Геологический разрез территории представлен морскими и континентальными мезо-кайнозойскими породами, образующими платформенный чехол, залегающий на размытой поверхности доюрских отложений. Все выполненные исследования носили комплексный характер и осуществлялись на основе палеомагнитных, палеонтологических и геолого-стратиграфических данных. Расчленение разреза и обоснование возраста исследуемых отложений проведено на основании палеонтологических данных. Для отложений скважины 8 такое расчленение выполнено в публикации Н.К. Лебедевой с соавторами [1].

В скважинах меловые отложения представлены покурской, кузнецовской, ипатовской, славгородской и ганькинской свитами. Покурская свита ($K_{1-2}pk$) сложена преимущественно континентальными, в верхней части морскими отложениями с размывом залегающими на доюрских образованиях. На основании изучения палинокомплексов и диноцист отложения покурской свиты датируются поздним мелом – альбом, сеноманом. Для свиты характерна прямая полярность с двумя горизонтами обратной намагниченности в ней. Кузнецовская свита (K_2kz) представлена глинами алевритистыми и песчанистыми с растительными остатками. В свите выделены слои с диноцистами, характерными для нижнего турона. Из этих же отложений кузнецовской свиты установлен палинокомплекс, специфические особенности которого характерны для туронских палинокомплексов Западной Сибири. Ипатовская свита (K_2ip) с размывом залегает на глинах кузнецовской свиты и представлена преимущественно глинами и песками. Эта свита характеризуется комплексами диноцист и палинокомплексом, которые позволяют датировать отложения свиты турон-коньяком. Кузнецовская и ипатовская свиты, также как и покурская, характеризуются прямой полярностью с тремя маломощными горизонтами обратной намагниченности: одним – в кузнецовской и двумя – в ипатовской свитах. Славгородская свита (K_2sl) с локальным размывом залегает на ипатовской. Свита сложена глинами местами опоковидными с подчиненными прослоями алевритов и песков. В сви-

те установлен комплекс диноцист, дающий возможность датировать породы этой свиты кампаном. Здесь же выделен палинокомплекс, который согласно региональным стратиграфическим схемам соответствует кампанскому комплексу. Самые низы славгородской свиты имеют прямую полярность, а вся остальная большая часть свиты – обратную с двумя маломощными горизонтами прямой намагниченности. Ганькинская свита (K_2gn) с локальным размывом залегает на славгородской. Она представлена преимущественно глинами, серыми, зеленовато-серыми, плотными, участками опоковидными с подчиненным количеством алевроитов и песков. Свиту характеризуют многочисленные органические остатки, в числе которых комплексы диноцист и палинокомплекс, а также двустворчатые моллюски, аммониты и гастроподы. Находки аммонитов дают возможность заключить, что в верхах ганькинской свиты представлена верхняя часть нижнего маастрихта. Комплексы диноцист позволяют отнести отложения его содержащие к нижнему и среднему маастрихту. Палинокомплекс из отложений всей толщи ганькинской свиты соответствует маастрихтскому палинокомплексу. Отложения ганькинской свиты имеют обратную полярность с одним горизонтом прямой намагниченности в ней. Палеомагнитные исследования меловых отложений скважины 8 освещены в статье З.Н. Гнибиденко с соавторами [2].

Диагностика магнитных минералов носителей намагниченности проводилась с использованием анализа параметров нормального намагничивания (I_r , H_s) и результатов интерпретации кривых терморазмагничивания. Носителями намагниченности в породах исследуемых скважин являются магнетит, маггемит, гематит и гидроокислы железа. По результатам терморазмагничивания для большинства исследуемых меловых пород характерно наличие двух компонент намагниченности – низкотемпературной, выделяющейся до 250-300°C, и высокотемпературной, сохраняющейся до 550-680°C.

Для меловых отложений всех трех скважин были составлены палеомагнитные разрезы и корреляционная схема пяти региональных горизонтов верхнего мела южной части Омской впадины, увязанных в сводный палеомагнитный разрез. В этом разрезе зафиксированы три магнитозоны: прямой и обратной полярности. В каждой прямой и обратной магнитозоне зафиксированы маломощные горизонты противоположной намагниченности. Для привязки палеомагнитного разреза к региональной стратиграфической схеме были использованы палеонтологические данные. Таким образом, положение и последовательность магнитозон в магнитостратиграфическом разрезе контролируется биостратиграфическими данными (рис. 1, черная заливка – прямая полярность, без заливки – обратная полярность). Так, покурская, кузнецовская, ипатовская и самые низы славгородской свиты образуют одну магнитозону прямой полярности $N(al-st)$. Эта магнитозона, охарактеризованная комплексами диноцист DK-I (*Dorocysta* sp. A, *Chatangiella spectabilis*), DK-II (*Heterosphaeridium difficile* – *Chatangiella spectabilis*, *Dorocysta* spp., *E. saxoniense*), DK-III (*Dorocysta* sp. A, *Chatangiella* spp., *E. saxoniense*) и палинокомплексами ПК-I, ПК-II и ПК-III, датируется в пределах альб – сантон. Славгородская и ганькинская свиты образу-

ют две магнитозоны обратной полярности – R_1km и R_2mt с тремя горизонтами прямой намагниченности.

Общая шкала				Региональный магнитостратиграфический разрез				
Сис-тема	Отдел	Под-отдел	Ярус	Характерные комплексы органических остатков			Маг-нито-зоны	Поляр-ность
ПАЛЕОГЕН	ПАЛЕОЦЕН		ТАНЕЦ	с диноцистами		Слои	с палинофлорой	
			ЛЮЛИН	Alisocysta margarita Deflandrea denticulata Deflandrea oebisteldensis				
			ЗЕЛАН	M. essoii P. pyrophorum				R ₁ E ₁ zl
			ТАЛИЦ					
Я		НИЖНИЙ	МААСТРИХТ	Palinodinium sp. A Cerodinium speciosum Cerodinium diebelii		ПК V		R ₂ K ₂ mt
			ГАНЬКИНСКИЙ					
А			КАМПАН	Chatangiella manumii Chatangiella vnigrii Dinogymnium spp.		ПК IV		R ₁ K ₂ km
			СЛАВГОРОДСКИЙ					
В			КОНЬЯК-САНТОН	DK III Chatangiella spp. E. saxonience Dorocysta sp. A		ПК III		
			ИПАТОВСКИЙ					
Л			ТУРОН	DK II DK I E. saxonience Chatangiella spectabilis Dorocysta spp. Heterosphaeridium difficile		ПК II		
			КУЗНЕЦОВС.					
Е			СЕНОМАН	DK I Dorocysta sp. A Chatangiella spectabilis		ПК I		
			ПОКУРСКИЙ					
М			АЛЬБ					

Первая магнитозона R_1km с комплексом диноцист DK-IV (*Chatangiella manumii*, *Chatangiella vnigrii*, *Dinogymnium* spp.) и палинокомплексом ПК-IV датируется кампаном. Вторая магнитозона обратной полярности R_2mt , характеризующаяся комплексом диноцист DK-V (*Cerodinium diebelii*, *Cerodinium speciosum*, *Palynodinium* sp. A), палинокомплексом ПК-V, комплексом двустворчатых моллюсков: *Chlamys* (*Aequipecten*) *pseudopulchellus* Glasunova, *Nuculoma* cf. *variabilis* (Sowerby) и аммонитами *Hoploscaphites* cf. *constrictus constrictus* (Sowerby), *Baculites* cf. *knorrrianus* Desmarest, датируется маастрихтом. Обратная полярность магнитозоны R_1km , датируемая кампаном и обратная полярность магнитозоны R_2mt , датируемая ранним маастрихтом, дают возможность заключить, что верхний кампан и верхний маастрихт в региональном магнитостратиграфическом разрезе юга Омской впадины (юг Западно-Сибирской плиты) отсутствуют – попадают в перерыв.

Созданный региональный магнитобиостратиграфический разрез был сопоставлен с магнитостратиграфической [3–5] и магнитохронологической [6] шкалами. Магнитозона прямой полярности $N(al-st)$ соответствует гиперзоне Джалал и сопоставляется с хроном C34 шкалы Градстейна [6]. Две магнитозоны обратной полярности, — R_1km и R_2mt сопоставляются с хронами C33(r) и C31(r). В результате выполненного сопоставления были установлены и оценены перерывы между славгородской — R_1km (кампан) и ганькинской — R_2mt (маастрихт) свитами — хроны C33(n) и C32, а также между верхним мелом (ганькинская свита, магнитозона R_2mt) и палеогеном (талицкая свита, магнитозона R_1E_1zl) — хроны C31(n), C30, C29, C28 и C27).

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Лебедева Н.К., Александрова Г.Н., Шурыгин Б.Н., Овечкина М.Н., Гнибиденко З.Н. Палеонтологическая и магнитостратиграфическая характеристика верхнемеловых отложений по скважине 8 Русско-Полянского района (юг Западной Сибири) // Стратиграфия. Геологическая корреляция. – 2013. – Т. 21. – № 1. С. – 43-73.
2. Гнибиденко З.Н., Лебедева Н.К., Шурыгин Б.Н. Палеомагнетизм меловых отложений юга Западно-Сибирской плиты (по результатам изучения керна скв. 8) // Геология и геофизика. – 2012. – № 9. – С. 945-955.
3. Дополнения к стратиграфическому кодексу России. СПб, изд-во ВСЕГЕИ. 2000. – 112 с.
4. Молостовский Э.А. Шкала магнитной полярности фанерозоя. Ее современная структура и значение для стратиграфии и геодинамики // Геология, геохимия и геофизика на рубеже XX и XXI веков. Т. 3. «Геофизика». М.: Региональная общественная организация ученых по проблемам прикладной геофизики. – 2002. – С. 63-64.
5. Гужиков А.Ю., Барабошкин Е.Ю., Фомин В.А. Магнитостратиграфическая шкала меловой системы: современное состояние, проблемы построения и перспективы развития // Меловая система России и ближнего зарубежья: проблемы стратиграфии и палеогеографии. Саратов: Изд-во СГУ. 2007. – С. 69-86.
6. Gradstein F.M., Ogg J.G. and van Kranendonk M. On the Geological Time Scale 2008 // Newsletters on Stratigraphy. 2008. – Vol. 43. – No 1. – P. 5-13.

© З.Н. Гнибиденко, Н.К. Лебедева, Б.Н. Шурыгин, 2013

МОДЕЛИРОВАНИЕ СИГНАЛОВ ЗОНДОВ БОКОВОГО КАРОТАЖА СКЛ

Мария Николаевна Глущенко

ИНГГ СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. ак. Коптюга 3, аспирант, e-mail: GlushchenkoMN@ipgg.sbras.ru

Андрей Юрьевич Соболев

ИНГГ СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга 3, кандидат технических наук, старший научный сотрудник, e-mail: SobolevAY@ipgg.sbras.ru

Олег Валентинович Нечаев

ИНГГ СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга 3, кандидат физико-математических наук, старший научный сотрудник, e-mail: oleg.v.nechaev@gmail.com

Параметры зондов двойного бокового каротажа (БК), реализованного в новом аппаратном комплексе СКЛ, отличаются от стандартного трехэлектродного БК. Разработана программа решения прямой задачи БК, учитывающая особенности конкретной модификации прибора. Она позволяет рассчитывать сигналы зондов при различных параметрах двумерной среды. Приведены результаты моделирования сигналов БК с использованием созданной программы для одномерных моделей и двумерных против одиночных тонких пластов.

Ключевые слова: прямая задача, боковой каротаж, СКЛ, моделирование.

SIGNALS MODELING OF SKL LATEROLOG ARRAY

Mariya N. Glushchenko

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptuga, Phd student, e-mail: GlushchenkoMN@ipgg.sbras.ru

Andrey Yu. Sobolev

A.A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptuga, Senior Research Fellow, Candidate of Technical Sciences, e-mail: SobolevAY@ipgg.sbras.ru

Oleg V. Nechaev

A.A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptuga, Senior Research Fellow, Candidate of Physical and Mathematical Sciences, e-mail: oleg.v.nechaev@gmail.com

Parameters of dual laterolog array, which are implemented in the new multitool equipment SKL, differ from the standard laterolog (LL3). Program solving the direct problem laterolog, taking into account physical parameters of the specific device modification, is designed. It allows the array signals to be calculated in 2D environment. The results of laterolog signals simulation are presented for 1D models and 2D models of single thin beds.

Key words: direct problem, laterolog, SKL, modeling.

В компании НПП ГА «Луч» создан новый аппаратный комплекс СКЛ для исследования открытого ствола вертикальных и наклонно-направленных скважин, бурящихся на нефть и газ, в составе которого реализованы электромагнитные (ВЭМКЗ, ИК) и электрические (БК, БКЗ) методы исследования. Автономный и кабельный варианты комплексов СКЛ успешно прошли скважинные испытания и переданы в промышленную эксплуатацию, однако параметры зондов двойного бокового каротажа (БК), реализованного в этом комплексе, отличаются от стандартного трехэлектродного БК. В аппаратном комплексе СКЛ реализован двойной БК, в состав которого входят два зонда разной длины (LLD, LLS), что позволяет получать измерения с разной глубиной. Возможность проведения замера зондами БК с разными радиусами исследования является преимуществом этих зондов перед трехэлектродным. На рис. 1 показана схема зондов БК СКЛ-А.

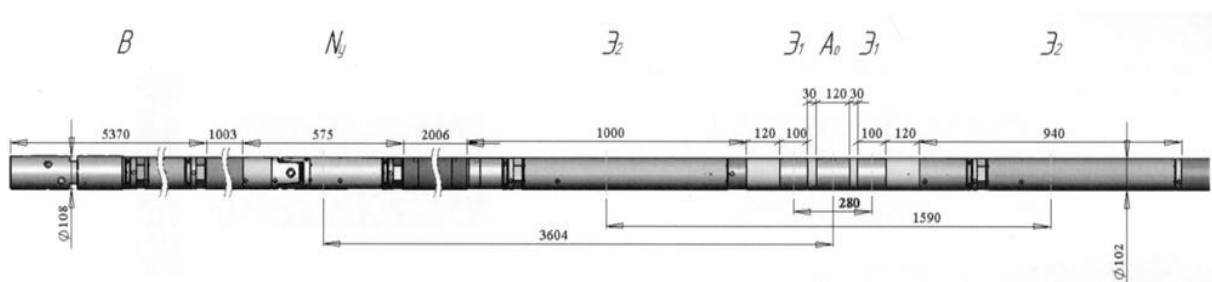


Рис. 1. Схема зондов прибора БК в аппаратуре СКЛ-А

В связи с этим актуальна разработка нового программного обеспечения для проведения численной интерпретации БК СКЛ, моделирование сигналов и создание методики использования результатов измерений зондов БК для комплексной интерпретации.

Программа расчета прямой задачи БК

Для моделирования сигналов БК в осесимметричных средах использовался разработанный в Институте нефтегазовой геологии и геофизики программный комплекс AlondraWL. В качестве входных данных используется информация о геометрических и физических параметрах скважины и околоскважинного пространства. Результатом работы является зависимость кажущегося удельного сопротивления от глубины зонда.

Модель околоскважинного пространства состоит из горизонтальных пластов, которые содержат в себе несколько цилиндрических зон. Каждая зона обладает своим УЭС и описывается минимальным и максимальным радиусами.

Распределение электрического потенциала φ в области моделирования описывается следующей краевой задачей:

$$-\operatorname{div} \frac{1}{\rho} \operatorname{grad} \varphi = 0, \quad (1)$$

$$\varphi|_{\Gamma_0} = 0, \quad (2)$$

$$\left. \frac{1}{\rho} \frac{\partial \varphi}{\partial \vec{n}} \right|_{\Gamma_0} = 0 \quad (3)$$

$$\left. \frac{1}{\rho} \frac{\partial \varphi}{\partial \vec{n}} \right|_{\Gamma_1^A} = j_0^A \quad (4)$$

где φ - потенциал напряженности $\vec{E}$ электрического поля, $\vec{E} = -\text{grad } \varphi$, ρ - удельное электрическое сопротивление, j_0^A - плотность тока, который течет через токовые электроды, Γ_0 - внешняя граница области, на которой электрический потенциал считается близким к нулю, Γ_1 - диэлектрическая поверхность зонда, Γ_1^A - поверхность токовых электродов.

Для решения краевой задачи (1)-(4) воспользуемся методом конечных элементов [3].

Введем функциональные пространства:

$$H^1(\Omega) = \{\varphi \in L^2(\Omega) | \text{grad } \varphi \in L^2(\Omega)\}$$

$$H_0^1(\Omega) = \{\varphi \in H^1(\Omega) | \varphi|_{\Gamma_0} = 0\}$$

Вариационная постановка для задачи (1)-(4) имеет вид:

Найти $\varphi \in H_0^1(\Omega)$ такое, что $\forall v \in H_0^1(\Omega)$ выполняется

$$\int_{\Omega} \sigma \text{grad } \varphi \cdot \text{grad } v d\Omega = \int_{\Gamma_1^A} j_0^A \cdot v d\Gamma \quad (5)$$

Для дискретизации вариационной постановки (5) воспользуемся билинейными базисными функциями [3]. Будем решать полученную систему линейных алгебраических уравнений с использованием LU-разложения.

Разработана программа, которая позволяет моделировать сигналы короткого и длинного зондов БК для конкретной модификации прибора с заданными параметрами в двумерной среде.

Рассчитаны сигналы зондов БК для различных одномерных и двумерных моделей среды. На рис. 2 представлен пример расчета сигналов зондов в сравнении с опубликованными результатами расчета в статьях Schlumberger [4], Baker Hughes [6].

С помощью программы прямой задачи БК рассчитывалась модель, параметры которой были взяты из статьи [4], в которой для заданной модели рассчитывалось влияние понижающей зоны проникновения на показания двухзондовых приборов БК в случае сильно проводящей скважины. Параметры модели: $\rho_{\text{скв}} = 0.1 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $\rho_{\text{зп}} = 1 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $\rho_{\text{п}} = 10 \text{ Ом}\cdot\text{м}$.

По сравнению с зарубежными аналогами короткий зонд СКЛ имеет большую чувствительность к неглубокой зоне проникновения ($D/d < 3$) и несколько меньшую чувствительность в случае глубокого проникновения. Длинный зонд СКЛ имеет такую же чувствительность к неглубокой зоне проникновения и незначительно большую к глубокой.

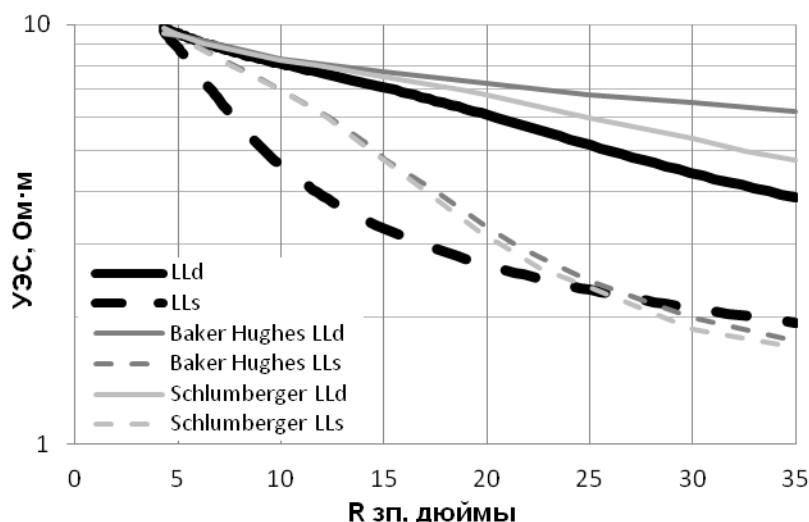


Рис. 2. Сравнение показаний зондов БК в случае сильно проводящей скважины по данным Baker Hughes, Schlumberger и результаты, рассчитанные в разработанной программе

Результаты расчета по программе также сравнивались с расчетом по аналитической формуле [5].

В среде без проникновения показания реальных зондов отличаются от теоретических при очень проводящем буровом растворе. В случае проводящих скважин с сопротивлением менее 0.1 Ом·м показания короткого зонда занижаются, а длинного — завышаются, что не может быть учтено приближенными формулами идеального (эллипсоидного) зонда БК.

При наличии зоны проникновения фильтрата бурового раствора задачу решают с помощью палеток, одна из которых приведена в книге Дахнова [1]. Аналогичная палетка насчитана по программе моделирования бокового каротажа для модели с $d_{\text{СКВ}} = 0.216$ м и различными параметрами зоны проникновения, сопротивлений бурового раствора и незатронутой части пласта (рис. 3).

Видно, что в среде с небольшим радиусом проникновения рассчитанные кривые хорошо совпадают с аналитическим решением при сопротивлениях пласта до 10 Ом·м, но при более высоких сопротивлениях пласта отклонение растет до 30 % при 1000 Ом·м. При большом радиусе проникновения данные также хорошо сходятся при сопротивлении пласта до 10 Ом·м, но при больших сопротивлениях они расходятся достаточно сильно как по значениям, так и по форме самих кривых.

Программа позволяет проводить двумерное моделирование сигналов БК. На рис. 4 приведены результаты моделирования кривых сопротивления зондов БК в тонких пластах толщиной 0.1 и 0.05 метров. В первом случае сигналы рассчитывались для высокоомных тонких пластов (0.1 и 0.05 м) в низкоомном разрезе, а во втором - для низкоомных тонких пластов в высокоомном разрезе. Сопротивление высокоомных пластов - 100 Ом·м, а низкоомных - 10 Ом·м. Параметры моделей взяты из [2] (рис. 1 на стр. 87).

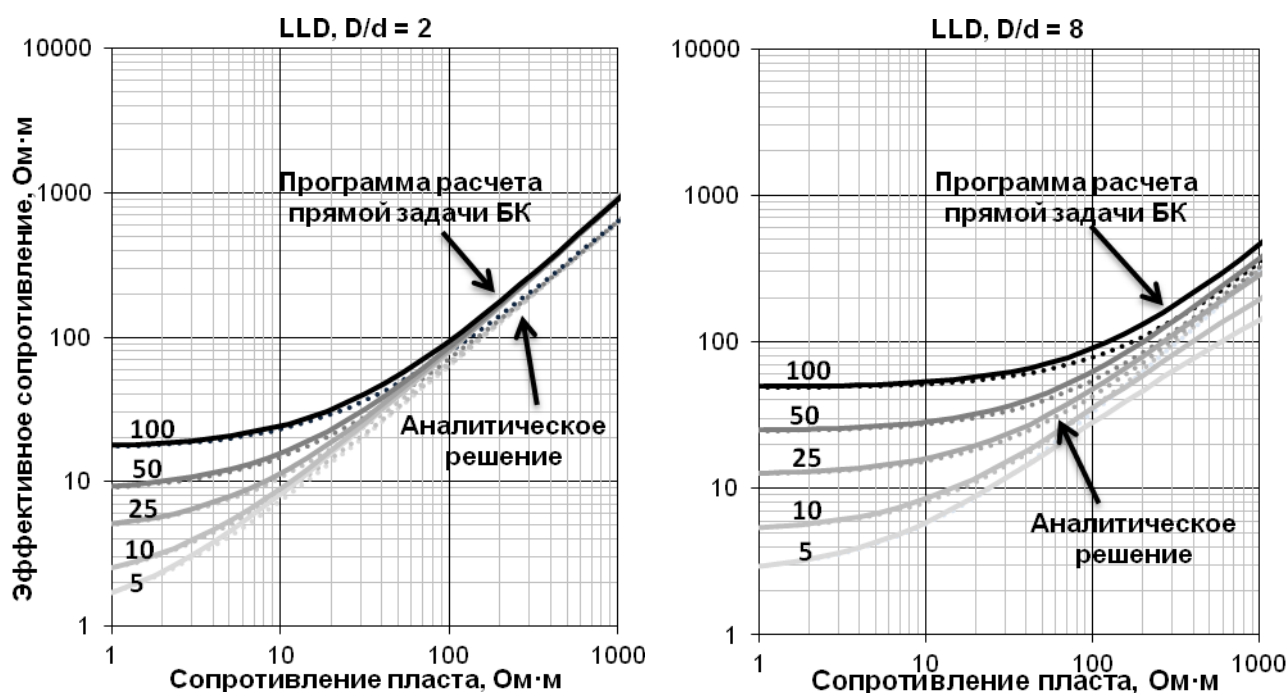


Рис. 3. Сравнение палеток кривых зависимости $\rho_{\text{эф}} = f(\rho_{\text{п}})$ для длинного зонда БК (а) $D/d = 2$ (б) $D/d = 4$. На графиках сплошной линией изображены кривые, насчитанные по программе прямой задачи БК, пунктиром – по аналитическому решению

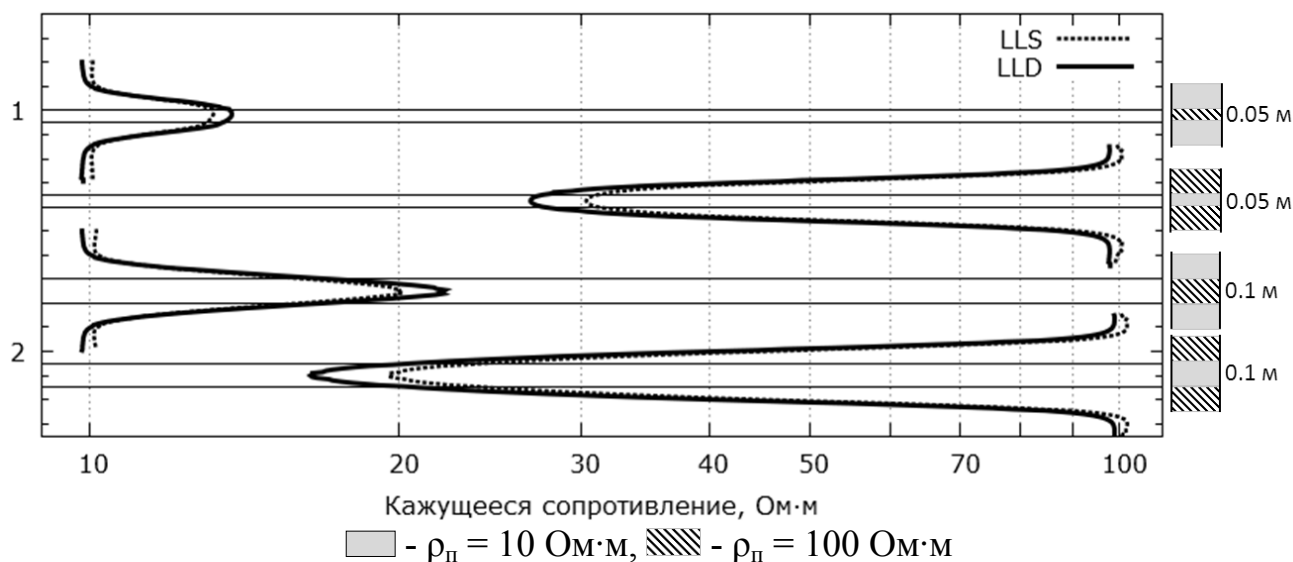


Рис. 4. Результаты моделирования показаний данных БК СКЛ против одиночных тонких пластов ($d_s = 0.15$, $\rho_{\text{СКВ}} = 0.1$ Ом·м)

Создано программное обеспечение, которое позволяет моделировать сигналы зондов БК, реализованных в аппаратуре СКЛ, в двумерной среде с различными параметрами. Рассчитаны сигналы зондов для разных моделей, при-

ведены результаты расчетов в программе в случае одномерной и двумерной сред с различными параметрами зоны проникновения, а также в двумерной среде для маломощных пропластков с большим контрастом сопротивления.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Дахнов В. Н. Электрические и магнитные методы исследования скважин. – М.: Недра, 1981. – 344 с.
2. Ершов Н.А., Попов В.В. Вертикальная разрешающая способность бокового каротажа // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. 2012. Вып. 10 (220). С. 84 – 94
3. Шайдуров В.В. Многосеточные методы конечных элементов - М.: Наука, Гл. ред. физ.-мат. лит., 1989. - 288 с.
4. J.W. Smits, I. Dubourg, M.G Luling and J.M.V.A. Koelman. Improved resistivity interpretation utilizing a new array laterolog tool and associated inversion processing, paper SPE 49328 presented at the 1998 Annual Technical Conference of the SPE.
5. Owen, John E., and Greer, Walton J. The guard electrode logging system. Tech. paper 3222. Petroleum Transactions, AIME, 1951. Vol. 192. p. 347–356.
6. Z. Zhou, B. Corley, R. Khokhar, H. Maurer and M. Rabinovich. A new multi laterolog tool with adaptive borehole correction, paper SPE 114704 presented at the 2008 Annual Technical Conference of the SPE. p. 340 – 358.

© М.Н. Глущенко, А.Ю. Соболев, О.В. Нечаев, 2013

УСКОРЕНИЕ РАБОТЫ АЛГОРИТМА ГАРРИСОНА ДЛЯ ПОЛЯРИЗАЦИОННОГО АНАЛИЗА КВАЗИПОПЕРЕЧНЫХ ВОЛН В АНИЗОТРОПНОЙ СРЕДЕ ПУТЁМ АНАЛИТИЧЕСКОГО ВЫЧИСЛЕНИЯ ИНТЕГРАЛОВ

Сергей Борисович Горшкалёв

ИНГГ СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, к.т.н., заведующий лабораторией многоволновой сейсморазведки, тел. 8(383)333-39-08, e-mail: GorshkalevSB@ipgg.sbras.ru

Владимир Викторович Карстен

ИНГГ СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, научный сотрудник лаборатории многоволновой сейсморазведки, тел. 8(383)333-39-08, e-mail: KarstenVV@ipgg.sbras.ru

Леонид Георгиевич Полухин

ИНГГ СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, программист 1 кат. лаборатории многоволновой сейсморазведки, тел. 8(383)333-39-08, e-mail: PoluhinLG@ipgg.sbras.ru

В работе рассматривается один из методов разделения интерферирующих квазипоперечных волн, предложенный Гаррисоном и его модификация, позволяющая существенно сократить объем вычислений и используемой оперативной памяти, а также несколько повысить точность определения параметров поляризации. Алгоритмы реализованы в виде подключаемого модуля обрабатывающей системы VSPLab, разрабатываемой в ИНГГ СО РАН, и протестированы на синтетических и экспериментальных данных. Тестирование модифицированного алгоритма показало ускорение работы алгоритма примерно в 200 раз, что позволило значительно увеличить производительность обработки профильных данных.

Ключевые слова: многокомпонентные сейсмические наблюдения, анизотропия, расщепление квазипоперечных волн, поляризационный анализ, алгоритм Гаррисона.

ACCELERATION OF THE HARRISON'S ALGORITHM FOR QUASISHEAR WAVES POLARISATION ANALYSIS IN ANISOTROPIC MEDIA BY ANALITICAL INTEGRAL CALCULATION

Sergei B. Gorshkalev

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Acad. Koptuyuga prosp., 630090, Russia, Novosibirsk, PhD in techn., Head of multi-wave Seismic survey laboratory, 8(383)333-39-08, GorshkalevSB@ipgg.sbras.ru

Wladimir V. Karsten

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Acad. Koptuyuga prosp., 630090, Russia, Novosibirsk, scientist, Laboratory of multi-wave Seismic survey, 8(383)333-39-08, KarstenVV@ipgg.sbras.ru

Leonid G. Polukhin

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Acad. Koptuyuga prosp., 630090, Russia, Novosibirsk, programmer, Laboratory of multi-wave Seismic survey, 8(383)333-39-08, PoluhinLG@ipgg.sbras.ru

The paper is devoted to the method of separating interfering quasishear waves suggested by Harrison and to its modification which significantly reduces the computation time and memory usage. The modified algorithm shows a slight increase in the accuracy of the polarization parameters estimation. Both algorithms were implemented as a plugin of VSPLab system, the processing software developed at IPGG SBIRAS, and tested using synthetic and experimental data. The tests demonstrated the acceleration of the algorithm in about 200 times that makes field data processing far more effective.

Key words: multicomponent seismic, anisotropy, S-wave splitting, polarization analysis, Harrison's algorithm.

В последнее время наблюдается большой интерес к изучению азимутальной анизотропии горных пород, экспериментально обнаруженной во многих районах. Как известно, при профильных наблюдениях в азимутально-анизотропной среде с субгоризонтальными границами восходящие обменные волны регистрируются в основном в горизонтальной плоскости. При этом восходящая S-волна расщепляется на две волны S_1 (быстрая) и S_2 (медленная) распространяющиеся с разными скоростями и различными азимутами поляризации. Эти две волны, обладающие различными скоростями, регистрируются на поверхности с задержкой по времени между ними.

Проведённый в ИНГГ СО РАН анализ показал, что наиболее эффективным методом, применимым для поляризационного анализа профильных данных отраженных обменных волн, является алгоритм Гаррисона [1]. В данной работе предложена его модификация, позволяющая существенно сократить количество вычислений, объем потребляемой оперативной памяти и при этом несколько повысить точность определения параметров поляризации. Как алгоритм Гаррисона так и его модификация реализованы в виде подключаемого модуля обрабатывающей системы VSPLab, разрабатываемой в ИНГГ СО РАН. Также было проведено тестирование алгоритмов на синтетических и широкое опробование на экспериментальных данных [2].

Алгоритм Гаррисона

Алгоритм Гаррисона предназначен для определения параметров расщепляющихся обменных волн в анизотропной среде — задержки между быстрой и медленной волнами δ и направления поляризации быстрой волны θ . Для этого в алгоритме вычисляется функция $G(t, \phi, \theta, \delta)$, ожидаемое значение ФВК между основной $X(t)$ и побочной $Y(t)$ компонентами сигнала, повернутыми на угол ϕ , соответствующее поляризации быстрой волны в направлении θ , и временной задержке δ :

$$G(\phi, \theta, \delta) = A \cos 2\theta \frac{\sin 2\varepsilon}{2} + A(\delta \cos^2 \varepsilon + A(-\delta \sin^2 \varepsilon) \frac{\sin 2\theta}{2},$$

для чего используется суммарная автокорреляция повернутых компонент

$$A(\phi) = A_x(\phi) + A_y(\phi) = \langle X_\phi \otimes X_\phi \rangle + \langle Y_\phi \otimes Y_\phi \rangle,$$

не зависящая от угла поворота и аппроксимирующая автокорреляцию исходного сигнала $S(t)$: $A(\phi) \approx C(\phi) \otimes 2N(\phi)$, $C(\phi) \approx S(\phi) \otimes S(\phi) = \frac{1}{L} \int_{-L/2}^{L/2} S(\phi + \tau) S(\phi - \tau) d\tau$. Здесь $N(t)$ — автокорреляция шумовой составляющей записи. Эта функция $G(t, \phi, \theta, \delta)$ вычисляется для некоторого двумерного множества пар значений θ и δ , и из всего множества пар искомых параметров выбирается та, при которой достигается максимум взаимной корреляции между всей совокупностью ФВК $Z(t, \phi)$ при различных ϕ , и ожидаемых $G(t, \phi, \theta, \delta)$

$$\sigma(\theta, \delta) = \frac{\int_{-\pi/2}^{\pi/2} \int_{-L/2}^{L/2} Z(\phi) G(\phi, \theta, \delta) d\phi d\phi}{\sqrt{\left[\int_{-\pi/2}^{\pi/2} \int_{-L/2}^{L/2} Z^2(\phi) d\phi d\phi \right] \left[\int_{-\pi/2}^{\pi/2} \int_{-L/2}^{L/2} G^2(\phi, \theta, \delta) d\phi d\phi \right]}} \rightarrow \max \quad (1)$$

Условие максимума данной целевой функции $\sigma(\theta, \delta)$ и является критерием нахождения искомых параметров θ и δ .

Реализация алгоритма Гаррисона, позволяющая проводить поляризационный анализ в каждой точке наблюдения независимо, была разработана и протестирована в ИНГГ СО РАН. Основным недостатком имеющейся реализации является большое время счёта при поиске максимума искомой целевой функции путём полного перебора. Другим существенным недостатком данной реализации является большой объём оперативной памяти, который требуется для хранения функции 4-х переменных $G(t, \phi, \theta, \delta)$.

Модификация алгоритма Гаррисона

В целевой функции проводится интегрирование рассчитанных и ожидаемых ФВК по времени и по углам. И если интеграл по времени определяется формой регистрируемого сигнала, и должен вычисляться численно, то интеграл по углу может быть вычислен аналитически, что даёт существенное ускорение вычислений. После преобразований выражение (1) было сведено к следующему:

$$\sigma(\theta, \delta) = \frac{I_1(\theta, \delta)}{\sqrt{I_2 I_3(\theta, \delta)}} \rightarrow \max, \quad (2)$$

где

$$\begin{aligned} I_1(\theta, \delta) = & 2 \left[\int_0^{L/2} X(\phi) \otimes Y(\phi) \left(\frac{A(\phi + \delta) - A(\phi - \delta)}{2} \right) dt \right] \sin 2\theta + \\ & + \left[\int_0^{L/2} X(\phi) \otimes X(\phi) \left(\frac{A(\phi + \delta) - A(\phi - \delta)}{2} + A(\phi) \right) dt \right] \sin 2\theta \cos 2\theta + \\ & + \left[\int_0^{L/2} Y(\phi) \otimes Y(\phi) \left(\frac{A(\phi + \delta) - A(\phi - \delta)}{2} \right) dt \right] \sin^2 2\theta + \\ & + \left[\int_0^{L/2} X(\phi) \otimes Y(\phi) A(\phi) dt \right] \cos^2 2\theta \end{aligned}$$

$$+ \int_0^{L/2} (\psi \otimes X - \psi \otimes Y) dt,$$

Тестирование разработанных алгоритмов на синтетических данных

Тестирование алгоритма на синтетических данных показало, что погрешность определения параметров всеми методами не превосходит шага дискретизации при анализе. С большими погрешностями находятся только значения времен-

ного сдвига 0 мс и углов разворота 0, 90, 180. Такие результаты являются вполне закономерными, если учесть, что амплитуда сигнала на побочной компоненте при указанных значениях параметров равна нулю. Погрешности изображены на рис. 1 и 2 в виде карт разностей найденных и заданных значений в координатах θ и δ . Видно, что погрешности определения азимутов поляризации θ при аналитическом интегрировании по углам меньше, чем при численном интегрировании.

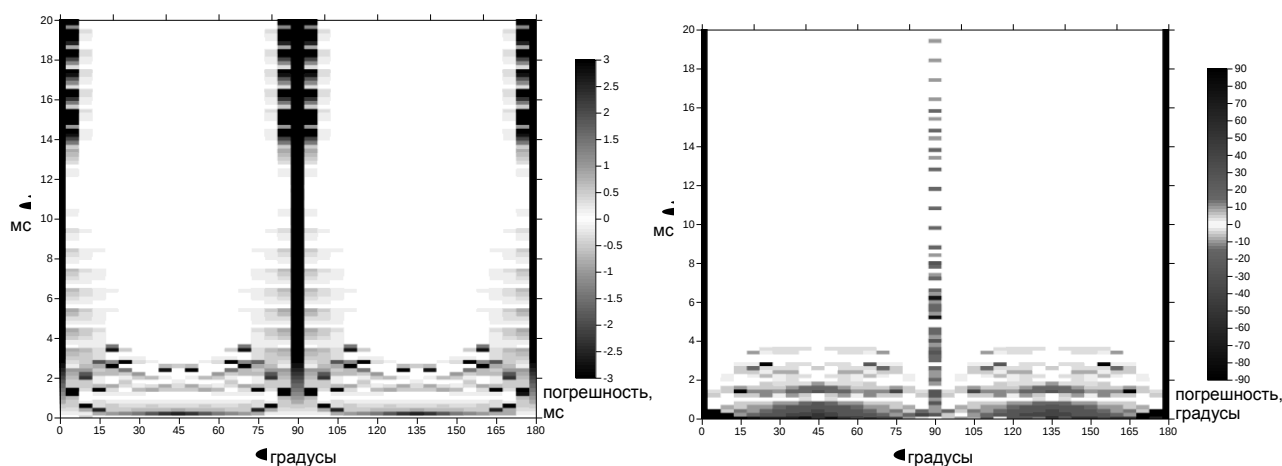


Рис. 2. Разность между истинными значениями δ (слева) и θ (справа) и найденными полным перебором целевой функции с аналитическим вычислением интегралов по углам и численным по сдвигам

Заключение

Модификация алгоритма Гаррисона позволила создать эффективное интерактивное программное средство для поляризационного анализа профильных данных отраженных обменных волн. Интерактивные возможности программы позволяют пользователю контролировать её работу в режиме реального времени и, при обработке экспериментальных данных избегать выбора ложных экстремумов целевой функции, вызванных помехами. Опробование модифицированного алгоритма на данных 3С показало, что стадия поляризационного анализа может быть сокращена с нескольких суток до одного-двух часов, что существенно увеличивает производительность работы.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Harrison M.P. Processing of P-SV Surface-Seismic data: Anisotropy Analysis, Dip Moveout and Migration. A dissertation submitted to the faculty of graduate studies in partial fulfillment of the requirements for the degree of doctor of philosophy. Calgary, 1992. P. 24—48.
2. С. Б. Горшкалёв, Е. В. Афолина, В. В. Карстен, И. В. Корсунов. Технология обработки многокомпонентных данных на Сибирской платформе с применением процедуры компенсации анизотропии верхней части разреза: Технологии сейсморазведки, 2011, 2, с. 70 — 78.

© С.Б. Горшкалёв, В.В. Карстен, Л.Г. Полухин, 2013

МЕТОД АВТОМАТИЧЕСКОЙ КОРРЕЛЯЦИИ РАЗРЕЗОВ СКВАЖИН ПО ГЕОФИЗИЧЕСКИМ ДАННЫМ В ПРОГРАММНОМ КОМПЛЕКСЕ PETREL

Валерий Алексеевич Бердов

НГУ, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова 2, студент, тел. 8-923-177-70-11, e-mail: valeraberdov@yandex.ru

Александр Александрович Власов

ИНГГ СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга 3, младший научный сотрудник, e-mail: vlasovaa@ipgg.sbras.ru

Владимир Валентинович Лапковский

ИНГГ СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга 3/6, кандидат геолого-минералогических наук, заведующий лабораторией, e-mail: lapk@ngs.ru

В статье представлен программный модуль в среду Petrel, расширяющий функционал этого программного комплекса методом автоматической корреляции разрезов скважин, а также рассмотрены алгоритмы, с помощью которых достигается его реализация.

Ключевые слова: Petrel, Ocean SDK, автоматическая корреляция разрезов скважин.

METHOD OF AUTOMATIC WELL LOG CORRELATION IN PETREL

Valeri A. Berdov

Novosibirsk State University, 630090, Russia, Novosibirsk, 2 Pirogova, student, tel. 8-923-177-70-11, e-mail: valeraberdov@yandex.ru

Alexander A. Vlasov

A.A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptuga, junior researcher, e-mail: vlasovaa@ipgg.sbras.ru

Vladimir V. Lapkovsky

A.A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptuga, chief of laboratory, Candidate of Geological and Mineralogy, e-mail: lapk@ngs.ru

The article presents a plug-in for Petrel software which extends functional abilities of this software via method of automatic well log correlation. And also it describes algorithms which make possible implement this method.

Key words: Petrel, Ocean SDK, automatic well correlation.

Корреляция разрезов скважин применяется для создания моделей геологического строения месторождения. Этот метод заключается в выделении слоев на основе геолого-геофизических данных и их идентификации в различных скважинах. Результаты стратиграфической корреляции имеют определяющее значение при оценке пространственного распределения свойств горных пород и подсчете запасов месторождений пластового типа.

Данная работа повсеместно применяется при разработке месторождений углеводородов и, как правило, выполняется вручную интерпретаторами. При этом

если число скважин на месторождении исчисляется десятками или сотнями, то построение корреляционной модели становится задачей весьма трудоемкой, требующей многодневных усилий опытного специалиста. Для некоторых же месторождений число скважин, которые следовало бы учитывать при стратиграфическом моделировании, слишком велико для традиционных методов анализа и может достигать тысяч скважин. Кроме того построение корреляционной модели, помимо большого объема данных, само по себе является сложной задачей, требующей учитывать порядок осадконакопления во всех скважинах.

Однако, большинство современных программных продуктов, специализацией которых является обработка данных полученных с месторождений, не предоставляют пользователем никакого функционала для автоматического построения корреляционных моделей. В их число входит и такой программный продукт как Petrel, разработанный крупнейшей нефтесервисной компанией Schlumberger, основным назначением которого является построение и визуализация геологической модели среды месторождения углеводородов.

Этот продукт поставляется вместе с программными средствами позволяющими разрабатывать под его платформу программные модули, расширяющие функционал программы, известные как Ocean SDK. С их помощью было разработано программное решение, интегрируемое в среду Petrel и предоставляющее пользователям этого продукта функционал для автоматической корреляции разрезов скважин по данным ГИС.

В модуле представлено два метода построения корреляционных моделей, которые оперируют данными каротажных измерений, а также используют известные стратиграфические уровни в скважинах. Кроме того эти методы также можно использовать для доопределения незаконченных корреляционных моделей.

Для простоты изложения ограничимся двумя скважинами и с их помощью опишем использующиеся подходы. Представим корреляционную модель в форме карты, по горизонтальной оси которой откладываются глубины одной скважины, а по вертикальной – другой. Она отображает меру различия между двумя скважинами, рассчитанную на основе значений каротажных данных. Соответственно, искомым корреляционным решением будет являться кривая, проходящая по минимальным значениям этой карты и в зависимости от структуры напластований иметь различную форму. Такой подход, к идентификации слоев двух скважин, впервые был предложен Б. Жековским [2,3] (рис. 1). Каждая точка этой линии соответствует двум глубинам в исследуемых скважинах и представляет в них некоторый стратиграфический уровень. После чего нам остается выделить интересующие нас границы пластов в исследуемых скважинах и определить соответствующие им точки на корреляционной кривой.

В случае построения корреляционной модели для n -скважин подход остается тем же самым с учетом того, что теперь нам нужно уметь строить многомерные карты меры различия, выбирать очередность скважин для корреляции и следить за согласованностью корреляционной модели. Для многомерной карты меры различия каждая её точка, так же как и для двумерного случая, будет являться некоторой границей во всех n -скважинах.

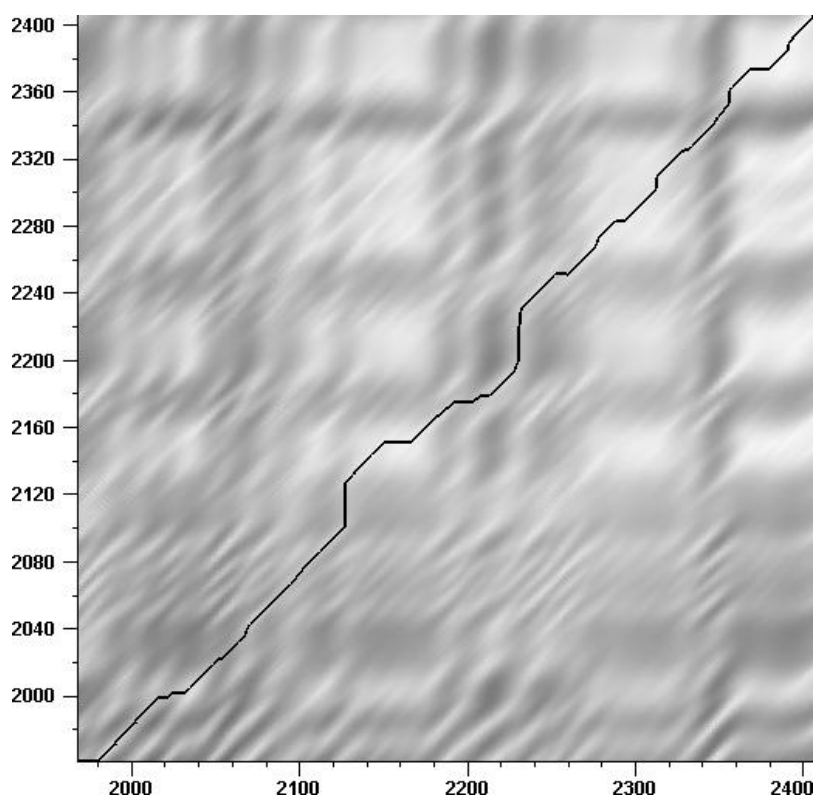


Рис. 3. Карта меры различия между фрагментами двух скважин и оптимальная корреляционная линия

Для создания карт различия необходимо определить пары скважин и методы ГИС, по которым будет производиться сравнение, при этом их может быть больше одного. Кроме того каждая пара скважин может иметь свой набор методов ГИС для сравнения. Составление пар осуществляется с помощью алгоритма построения триангуляционной сети со скважинами в узлах. Кроме того можно расширить полученную сеть дополнительными ребрами при помощи критерия близости скважин друг к другу.

Получив пары скважин, выполняется расчет двумерной функции различия между ними. Для вычисления этой функции используется один из двух подходов: один определяется как средне взвешенное расстояние между каротажными кривыми. Пусть x_1 – значения глубины центральной точки фрагмента в первой из сравниваемых скважин, а x_2 – во второй, A – длина фрагмента, s – переменная, по которой происходит интегрирование с диапазоном значений от $-A/2$, до $A/2$, а g – каротажная кривая, заданная в обеих скважинах и для которой вычисляется расстояние, $w(s)$ – весовая функция.

$$f(x_1, x_2) = \sqrt{\frac{\int_{-A/2}^{A/2} [w(s) * (g(x_1 + s) - g(x_2 + s))]^2 ds}{\int_{-A/2}^{A/2} (w(s)) ds}}$$

В качестве весовой функции используется функция Гаусса $w(s) = e^{-s^2/2\sigma^2}$, с задаваемым внешним параметром σ . Другой вид функции расстояния определяется через взвешенные скользящие коэффициенты корреляции.

$$f(x_1, x_2) = \frac{1 - r(g(x_1), g(x_2))}{2}$$

Здесь $r(g(x_1), g(x_2))$ - вычисленный в интервале от $-A/2$ до $A/2$ коэффициент корреляции между каротажными кривыми $g(x_1)$ и $g(x_2)$.

В случае использования нескольких каротажных кривых для построения карты различия используется следующее правило. Для каждой из них строится своя карта различия, после чего они суммируются в соответствии с указанными им весовыми коэффициентами.

Для построения многомерной карты также реализовано два подхода к её вычислению:

$$F(x_1, x_2, \dots, x_n) = \sqrt{\sum f(x_i, x_j)^2 * w_{ij}^2}$$

$$F(x_1, x_2, \dots, x_n) = e^{\frac{\sum \lg(f(x_i, x_j)) * w_{ij}}{\sum w_{ij}}}$$

Где $f(x_i, x_j)$ – двумерные функции различия между скважинами i и j , а w_{ij} – весовые коэффициенты этих функций. Многомерные карты различия используются только в одном из методов построения корреляционной модели, описание которого будет изложено далее.

Помимо построения мер различий между скважинами также потребуются алгоритмы выделения характерных границ пластов в исследуемых разрезах для дальнейшего их прослеживания между скважинами. Для этих целей использовались разработанные алгоритмы выделения пластов, использующие данные каротажных измерений [1].

После расчетов всех необходимых данных можно запускать алгоритмы построения корреляционной модели. Первый алгоритм базируется на использовании многомерных карт различия и построения по ним кривых обладающих минимальным суммарным весом, которые с учетом расставленных границ пластов выдают корреляционную модель с прослеженными уровнями во всех скважинах. Работа этого метода представляет собой следующую последовательность шагов. На основе построенной триангуляционной сети находится цикл, содержащий все вершины сети, и выбирается начальная скважина для построения корреляции. После чего, проходя по циклу из начальной вершины, строятся многомерные карты на основе рассчитанных двумерных карт различия и оптимальных корреляционных кривых в них. Рассчитав последнюю многомерную карту и найдя оптимальный путь, имеющий минимальный вес, принимая во

внимание расставленные границы, строится корреляционная модель для исследуемой системы скважин. Поиск оптимальных корреляционных линий в картах осуществляется при помощи волнового алгоритма.

Второй алгоритм использует только двумерные карты различия и расставленные границы пластов для построения корреляционной модели, при этом используется регулирующий параметр линейности получаемого решения. При минимальном значении соответствующего параметра результат полностью зависит только от меры различия между фрагментами разрезов скважин. Работа этого алгоритма выглядит следующим образом. Среди выделенных границ пластов выбирается заданное количество границ, которые прослеживаются во все исследуемые скважины с помощью двумерных карт различия и параметра линейности. Полученные решения могут пересекаться, и в результирующую модель пойдет только одно лучшее решение. В дальнейшем выбранная граница влияет на последующие результаты, поскольку прослеженные границы не должны пересекаться. Выбор решений продолжается до тех пор, пока все выделенные границы не исчерпаются.

Кроме того в модуле реализован полуавтоматический режим работы, который позволяет корректировать результат после каждой итерации работы методов. Для первого метода этот процесс осуществляется путем задания точек на карте различия, через которые должна пройти корреляционная кривая, а для второго метода эта особенность заключается в возможности корректировать выбранную границу после каждого этапа выбора лучшего из решений. Тем самым, данный режим позволяет пользователям принудительно изменять результат на каждой итерации работы методов с целью получения более качественной итоговой корреляционной модели, поскольку каждая следующая итерация использует результат предыдущей.

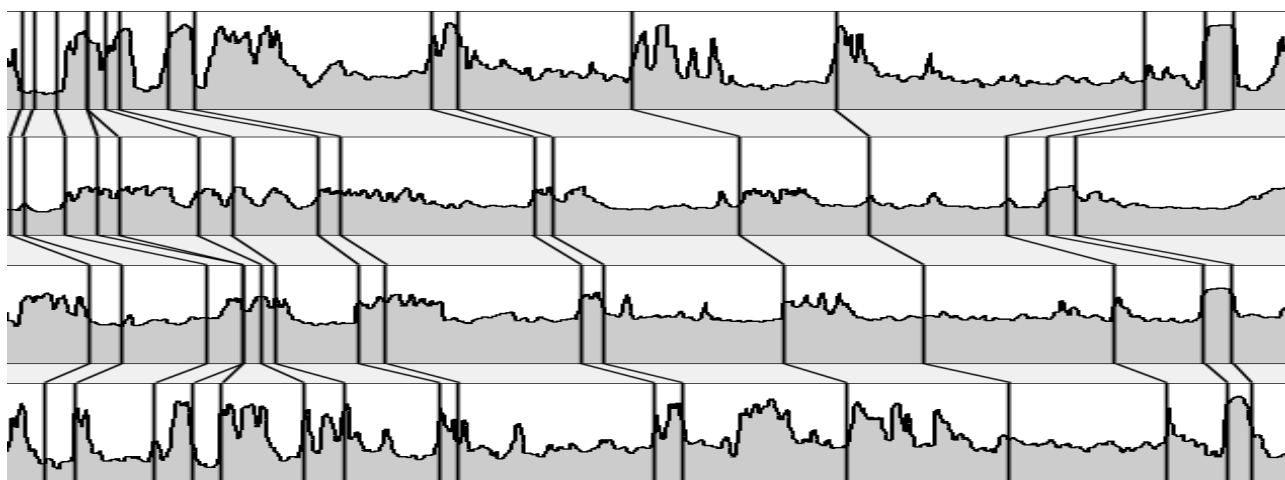


Рис. 4. Пример результата метода автоматической корреляции скважин в Petrel по методу PS

Таким образом, разработанное программное решение, интегрируемое в среду Petrel, предоставляет новый функционал для пользователей этой программной среды и позволит в более короткие сроки строить корреляционные модели для систем скважин.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Бердов В.А., Власов А.А., Лапковский В.В. Выделение пластов межскважинного пространства по данным каротажа в программном комплексе Petrel. // ГЕО-Сибирь-2012. Т.2. Недропользование. Горное дело. Новые направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых: сборник материалов VIII Международного научного конгресса «ГЕО-Сибирь-2012», Новосибирск – 2012, стр. 76-81.
2. Гришкевич В.Ф. Изложение задачи корреляции большого числа скважин в терминах теории расчлененных алгоритмов. // Методы математического моделирования при решении прикладных задач нефтяной геологии. Тр. ЗапСибНИГНИ; Вып. 192. – Тюмень, 1984. – с. 15-19.
3. Жековский Б. Новый метод стратиграфической корреляции. Экспресс-информация «Нефтепромысловое дело», ВИНТИ, М., 1963, № 31, реферат №135., с. 22-27

© В.А. Бердов, А.А. Власов, В.В. Лапковский, 2013

СТРУКТУРА ПОДВОДЯЩИХ КАНАЛОВ ТЕРМАЛЬНЫХ ИСТОЧНИКОВ ВУЛКАНА МУТНОВСКИЙ ПО ГЕОФИЗИЧЕСКИМ, ГЕОХИМИЧЕСКИМ И ПЕТРОФИЗИЧЕСКИМ ДАННЫМ

София Павловна Бортникова

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, аспирант лаб. электромагнитных полей, тел. (913)959-77-02, e-mail: sofia.bortnikova@gmail.com

Игорь Николаевич Ельцов

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, зав. лаб. электромагнитных полей, тел. (383)363-80-39, e-mail: YeltsovIN@ipgg.sbras.ru

В статье рассматривается комплексное исследование активной гидротермальной системы вулкана Мутновского геофизическими, геохимическими и петрофизическими методами. Приведены геоэлектрические разрезы подповерхностного пространства термального поля, реконструированы возможные пути подтока флюида, проанализирована связь между данными электротомографии и результатами геохимических анализов.

Ключевые слова: электроразведка, геохимия, вулканология, гидротермы.

THERMAL SPRINGS STRUCTURE AT MUTNOVSKY VOLCANO ACCORDING TO GEOPHYSICAL, GEOCHEMICAL AND PETROPHYSICAL DATA

Sofia P. Bortnikova

A.A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptug 3, graduate of the electromagnetic fields lab., tel. (913)959-77-02, e-mail: sofia.bortnikova@gmail.com

Igor N. Eltsov

A.A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptug 3, head of the electromagnetic fields laboratory, tel. (383)363-80-39, e-mail: YeltsovIN@ipgg.sbras.ru

The article discusses an integrated study of an active hydrothermal system of the Mutnovsky volcano by geophysical, geochemical and petrophysical methods. Geoelectric sections shows the subsurface thermal field space, reconstructed ways of fluid inflow, analyzed behavior between electrotomography data and geochemical analyzes results.

Key words: electromagnetics, geochemistry, volcanology, hydrothermal fluids.

Введение

Работа выполнена по материалам, полученным в ходе полевых работ по проекту РФФИ № 09-05-01138-а, и Интеграционному проекту № 96 СО РАН и ДВО РАН. В рамках проектов разрабатывались модели формирования и эволюции флюидо-магматических систем в областях современного вулканизма Курило-Камчатского региона.

Основной целью данной работы было определение структуры и путей миграции высокоминерализованных растворов в приповерхностном пространстве термальных полей Мутновского вулкана.

Активные гидротермы влк. Мутновский

Постройка Мутновского вулкана, имеет максимальную высоту 2323 м [7]. В периоды «затишья» активность вулкана реализуется через обширную сеть термопроявлений в активных кратерах и многочисленных термальных площадках (рис. 1). Самым крупным проявлением активности в том районе является Северо-Мутновское термальное поле.

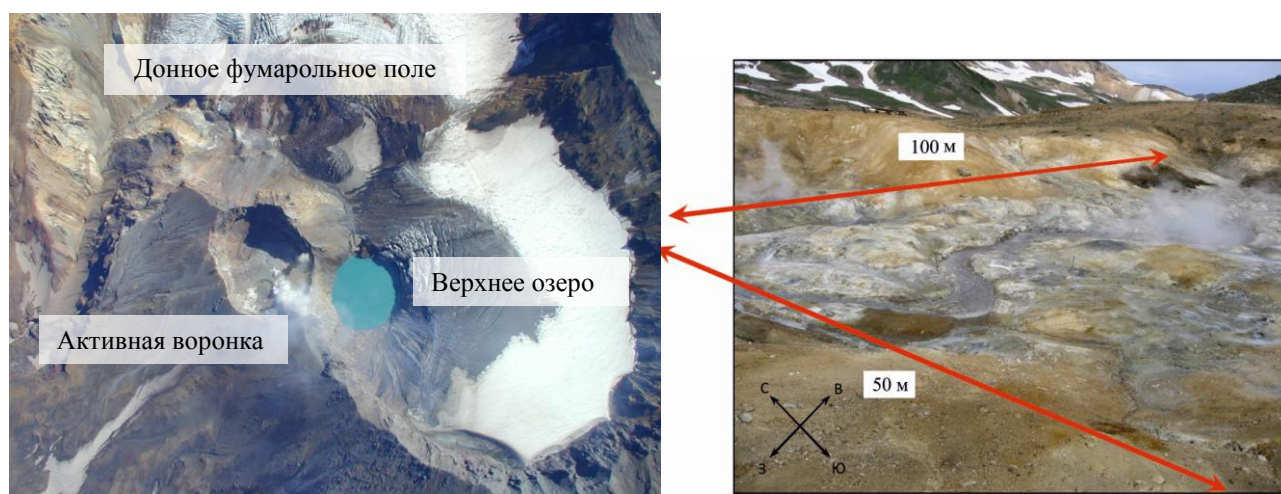


Рис. 1, 2. Слева направо: Донное термальное поле с вертолѐта. Фото Н.И. Селивёрстова, Северо-Мутновское термальное поле

Северо-Мутновское фумарольное поле представляет собой компактную группу газогидротермальных источников (рис. 2), сложено гидротермально изменѐнными базальтами. На фумарольном поле насчитывается около 20 сильных паровых струй с расходом более 0.03 кг/с пароводяной смеси и температурой 96-110°C.

Исследования на влк. Мутновском

В течение полевых работ в разные годы на Мутновском вулкане опробованы источники, водоемы и грязевые котлы [2, 3]. Практически все типы растворов были охвачены при опробовании Донного и Северо-Мутновского термальных полей: небольшие кипящие котлы с прозрачной или полупрозрачной водой; кипящие грязевые котлы, цвет которых варьируется от желтовато-белого до густо-черного.

Применяя методы частотного зондирования (ЧЗ) и электротомографии [1-5], было проведено зондирование Донного и Северо-Мутновского фумарольных полей, которое позволило прояснить вопросы, связанные со структурой и геометрией флюидопроводников.

Основные особенности состава флюидов на Северо-Мутновском фумарольном поле, влияющие на использование методов геоэлектрики:

1. Большое разнообразие гидрохимических параметров в близкорасположенных зонах термальных разгрузок.

2. Аномально высокое содержание некоторых типоморфных элементов (Cr, Ni, Co, Ti, V), указывающие на глубинное происхождение гидротерм.

3. Резкое изменение концентраций в растворах многих элементов на приповерхностном барьере, что указывает на существование механизмов аккумуляции при резкой смене условий разгрузок.

В 2007 г. на фумарольном поле было проведено ЧЗ, что позволило выявить геоэлектрическую зональность подповерхностного пространства на глубину до 7 м (рис. 3) и объяснило особенности большого разнообразия гидрохимического состава термальных проявлений.

На профилях хорошо проявлены зоны с относительно высоким (красный цвет) и низким (синим) электрическим сопротивлением. Фумарольное поле представляет собой хорошо проводящую среду, значения кажущегося сопротивления колеблются в интервале 0.8 – 3.2 Ом×м.

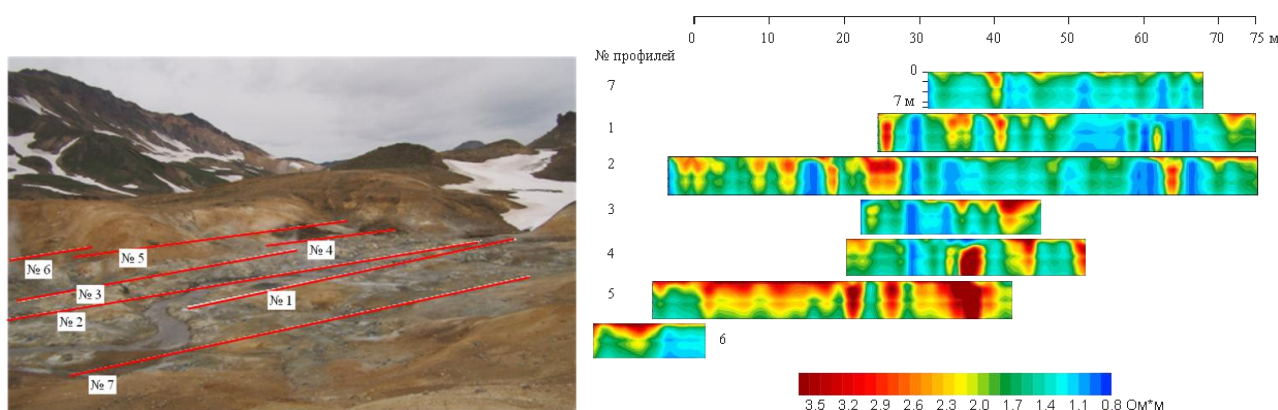


Рис. 3. Расположение профилей ЧЗ
на Северо-Мутновском фумарольном поле
(левая фотография) и результаты зондирования по профилям

Исходя из рис. 3 относительно высокоомные участки среды на поверхности по направлению вниз истончаются и совсем исчезают за счет взаимодействия с подстилающимися агрессивными гидротермами. Низкоомные зоны отражают строение подводящих каналов и границы фазовых барьеров. Низкое УЭС не всегда указывает на наличие высокоминерализованных растворов в поровом пространстве. На величину УЭС, кроме уровня минерализации, температуры и кислотности, влияет также минеральный состав взвеси и соотношение «вода-порода» в каждом конкретном случае. Синим цветом выделены зоны горячих кислых высокоминерализованных растворов с высоким значением отношения «вода/порода».

Расчёты УЭС из минерализации и удельной электропроводности растворов

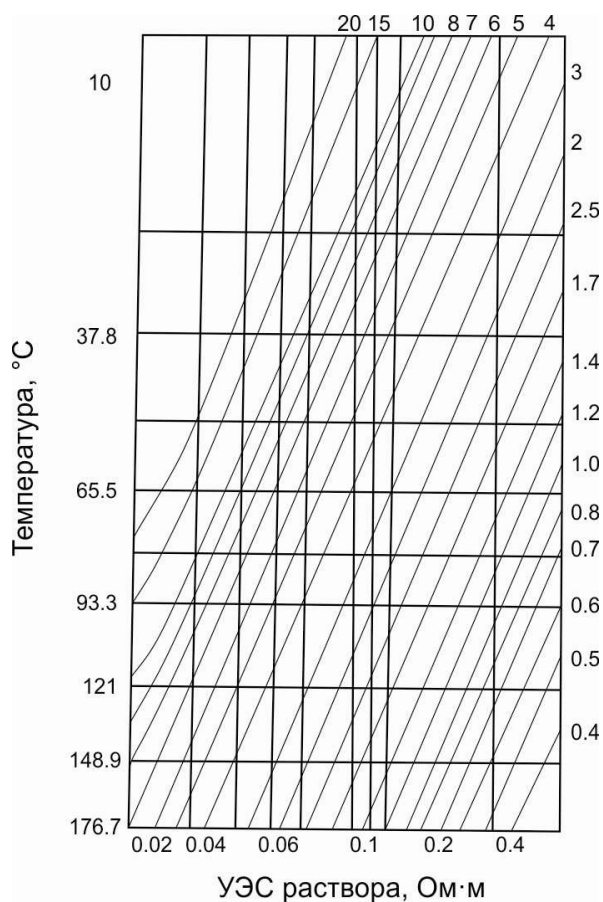


Рис. 4. Зависимость удельного сопротивления растворов хлористого натрия от концентрации при различной T° [6]

Кажущееся электрическое сопротивление, полученное на профилях частотного зондирования, было сопоставлено с сопротивлением среды, вычисленным несколькими способами:

1. Расчёт УЭС из электропроводности растворов, разгружающихся в котлах после некоторого остывания и оседания взвеси.

2. Расчёт УЭС ρ_w солёного раствора NaCl по формуле, описанной в работах [8 - 12]: $\rho_w = \left[\left(0.0123 + \frac{3647.5}{C^{0.955}} \right) \frac{82}{1.8T+39} \right]$, где концентрация солей C измеряется в ppm (partpermillion $\approx 10^{-3}$ г/л), температура T в градусах Цельсия (рис. 4).

Оказалось, что в зонах выхода гидротерм вычисленное УЭС практически полностью совпадает с интерпретацией измерений ЧЗ и естественно, что УЭС пористой насыщенной флюидами породы выше, чем по геоэлектрическим измерениям методом ЧЗ. В этом случае для расчета УЭС необходимо применять формулы, учитывающие гетерогенность флюидонасыщенных пород.

Незначительное расхождение УЭС растворов в зонах разгрузки можно объяснить тем, что электропроводность замерялась в уже остывших растворах, а на профилях ЧЗ значения электропроводности измерялись *in situ*. Но на качественном уровне, вычисленные по приведённой выше формуле УЭС адекватно отражают распределение электросопротивления на профилях ЧЗ, что позволяет нам интерпретировать получаемую геоэлектрическую зональность как отражение особенности миграции флюида к поверхности.

Результаты электротомографии

Методом электротомографии были построены 2 разреза, характеризующие строение этого термального поля на глубину до 40 м. На рис. 5 приведен один из них, пересекающий вкрест линию грязевых аномальных котлов.

Одним из основных результатов следует считать хорошую сходимость значений УЭС среды, определенного методом электротомографии и кажущегося сопротивления, полученного методом частотного зондирования.

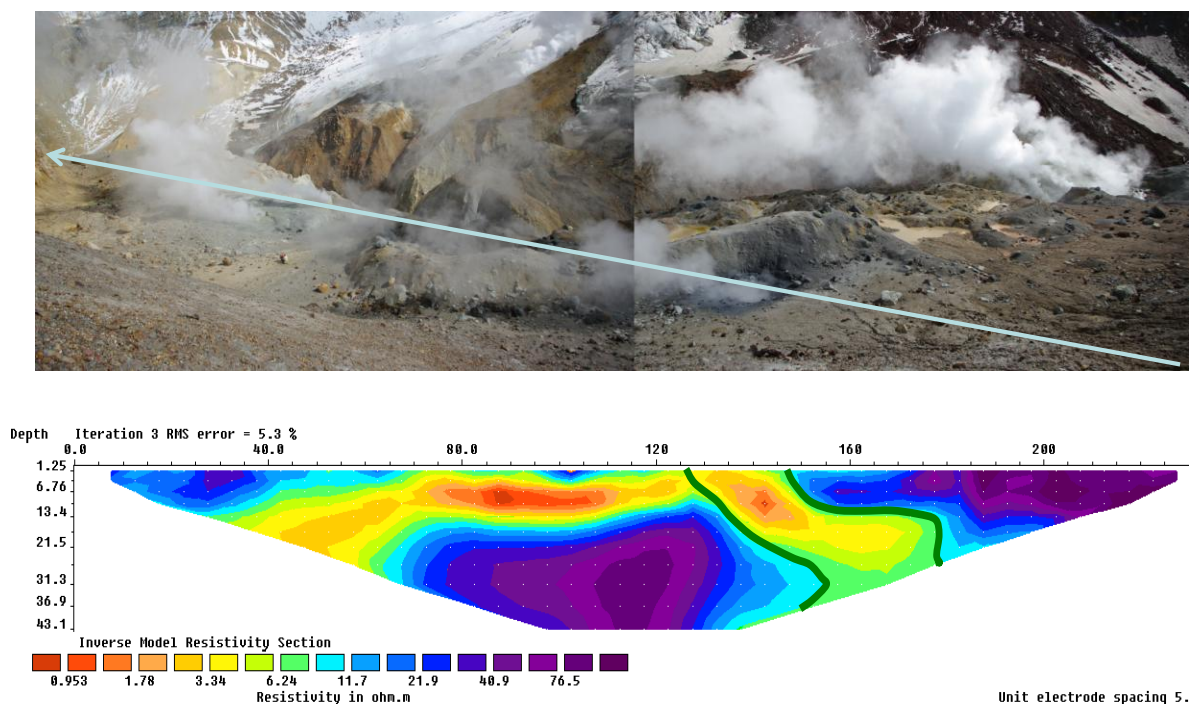


Рис. 5. Положение профиля и разрез по данным электротомографии на термальной площадке Донного поля.

Значения сопротивлений среды по данным электрометрии на подобных объектах могут соотноситься с величиной общей минерализации растворов как на поверхности, так и в более глубоких частях разреза. Важно, что конфигурация подводящего канала указывает на его глубокие корни, уходящие вниз вертикально, что подтверждает результаты термодинамического моделирования и сделанные предположения о трещиноватой проницаемой зоне подъема рассолов.

Авторы выражают благодарность своим коллегам за участие в получении экспериментальных данных и консультации по интерпретации результатов измерений – С.Б. Бортниковой, Г.Л. Панину, Г.В. Нестеровой.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Балков, Е. В. Манштейн А.К. Трехкатушечный индукционный зонд в частотном зондировании // Геофизический вестник, 2001, №12, с. 17-20.
2. Бортникова С.Б., Гавриленко Г.М., Бессонова Е.П., Лапухов А.С. Гидрогеохимия термальных источников вулкана Мутновский (Южная Камчатка) // Вулканология и Сейсмология, 2009, №6, с. 26-43.
3. Бортникова С.Б., Шарапов В.Н., Бессонова Е.П. Гидрогеохимический состав источников фумарольного поля донного Мутновского вулкана (Южная Камчатка) и проблемы их связи с надкритическими магматическими флюидами // Докл. РАН, 2007, 413, №4, с. 530-534.
4. Бортникова С.П., Ельцов И.Н., Панин Г.Л., Нестерова Г.В., Ковбасов К.В. Электропроводность вулканических образований по результатам электротомографии и петрофизиче-

ским оценкам // Тезисы докладов НК Геодинамические процессы и природные катастрофы в Дальневосточном регионе, Южно-Сахалинск, 2011, с. 9-10.

5. Панин Г.Л., Котенко Т.А., Балков Е.В. Современные геоэлектрические методы в задачах определения структуры транспорта вещества термальных полей вулканогенных объектов Северных и Южных Курил // Тезисы докладов НК Геодинамические процессы и природные катастрофы в Дальневосточном регионе, Южно-Сахалинск, 2011, с. 46-47.

6. Пирсон С.Д. Справочник по интерпретации данных каротажа. М.:Недра, 1962, 412 с.

7. Селянгин О.Б. Новое о вулкане Мутновский: строение, развитие, прогноз // Вулканология и сейсмология, 1993, № 1. с. 17 – 35.

8. Li S., Shen L.C. Dynamic invasion profiles and time-lapse electrical log [Электронный-ресурс] // SPWLA 44th Annual Logging Symposium. – 2003. – P. 1-13. http://www.spwla.org/cgi-bin/shop.pl?choice=display;item_id=2603.

9. Tobola D.P., Holditch S.A. Determination of reservoir permeability from repeated induction logging // SPE Formation Evaluation. – 1991. – March. – P. 20-26.

10. Yao C.Y., Holditch S.A. Reservoir permeability estimation from time-lapse log data // SPE Formation Evaluation. – 1996. – V. 11. – P. 69-74.

11. Zhang J-h., Hu Q., Liu Z-h. A method to evaluate reservoirs and estimate saturation by dynamic responses of dual-induction logging tools // Journal Petroleum Science Engineering. – 1998. – V. 19. – P. 233-240.

12. Zhang J-h., Hu Q., Liu Z-h. Estimation of true resistivity and water saturation with a time-lapse induction logging method // The Log Analyst. – 1999. – V. 40. – No 2. – P. 138-148.

© С.П. Бортникова, И.Н. Ельцов, 2013

КОЛИЧЕСТВЕННЫЙ АНАЛИЗ И ДЕШИФРИРОВАНИЕ ЦИФРОВЫХ КОСМИЧЕСКИХ ИЗОБРАЖЕНИЙ ПРИ РЕШЕНИИ ЗАДАЧ НЕФТЕГАЗОПОИСКОВОЙ ГЕОЛОГИИ

Андрей Юрьевич Белоносов

Западно-Сибирский филиал Института нефтегазовой Геологии и Геофизики им.А.А. Трофимука СО РАН, 625026, Россия, г. Тюмень, ул. Таймырская, 74, кандидат технических наук, старший научный сотрудник, тел. (912)924-88-90, e-mail: belonosov-a@mail.ru

Аркадий Романович Курчиков

Западно-Сибирский филиал Института нефтегазовой Геологии и Геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 625036, Россия, г. Тюмень, ул. Володарского, 56, член-корреспондент РАН, доктор геолого-минералогических наук, директор, тел. (9088)74-26-61, e-mail: arkurchikov@tmnsc.ru

Олег Серафимович Мартынов

Западно-Сибирский филиал Института нефтегазовой Геологии и Геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 625026, Россия, г. Тюмень, ул. Таймырская, 74, вед. инженер, тел. (912)929-25-73, e-mail: serg_sh@niigig.ikz.ru

Антон Евгеньевич Кудрявцев

Западно-Сибирский филиал Института нефтегазовой Геологии и Геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 625026, Россия, г. Тюмень, ул. Таймырская, 74, инженер, тел. (950)486-53-87, e-mail: kudryavtsevae85@mail.ru

Сергей Александрович Шешуков

Западно-Сибирский филиал Института нефтегазовой Геологии и Геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 625026, Россия, г. Тюмень, ул. Таймырская, 74, инженер, тел. (9044)94-97-53, e-mail: serg_sh@niigig.ikz.ru

Для малоизученных территорий самого юга Западной Сибири при прогнозировании нефтегазоносности земель применена методика тепловой космической съемки. Анализ тепловых изображений позволил сформулировать дешифровочные критерии для выявления залежей углеводородов. Дешифрирование тепловых изображений с применением эталонов позволило выявить 60 перспективных площадей.

Ключевые слова: тепловая космическая съемка, анализ и дешифрирование тепловых изображений, нефтеперспективные площади.

QUANTITATIVE ANALYSIS AND INTERPRETATION OF DIGITAL SPACE IMAGES AT THE DECISION PROBLEMS OF GEOLOGY OIL AND GAS EXPLORATION

Andrew Yu. Belonosov

West-Siberian affiliate of the Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, 625026, Russia, Tyumen, 74 Taimyrskaya, Ph.D., senior researcher, tel.: (912)924-84-90, e-mail: belonosov-a@mail.ru

Arcady R. Kurchikov

West-Siberian affiliate of the Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, 625036, Russia, Tyumen, 56 Volodarskogo, corresponding member, Dr. in Geology and Mineralogy, director, tel. (908)874-26-61, e-mail: arkurchikov@tmnsc.ru

Oleg S. Martynov

West-Siberian affiliate of the Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, 625026, Russia, Tyumen, 74 Taimyrskaya, chief engineer, tel. (912)929-25-73, e-mail: serg_sh@niigig.ikz.ru

Anton E. Kudryavtsev

West-Siberian affiliate of the Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, 625026, Russia, Tyumen, 74 Taimyrskaya, engineer, tel. (950)486-53-87, e-mail: kudryavtsevae85@mail.ru

Sergey A. Sheshukov

West-Siberian affiliate of the Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, 625026, Russia, Tyumen, 74 Taimyrskaya, engineer, tel. (9044)94-97-53, e-mail: serg_sh@niigig.ikz.ru

For little-known areas of the south of Western Siberia in forecasting oil and gas lands used the method of thermal surveys. Analysis of thermal images allowed us to formulate interpretive criteria for the identification of hydrocarbon deposits. Interpretation of thermal images with the use of etalons has allowed to reveal 60 promising areas.

Key words: thermal remote sensing, analysis and interpretation of thermal images, oil-bearing areas.

Обратные задачи геофизики для решения нефтегеологических задач, в большинстве своем, являются некорректными. Неоднозначность их решения можно минимизировать, если использовать избыточную априорную информационную базу. В этом плане, особое значение приобретает комплексирование материалов дистанционного зондирования Земли (МДЗЗ) из космоса с данными геофизических съемок. Оно существенно расширяет размерность признакового пространства при выделении глубинных геоструктур [1].

Анализ закономерностей размещения залежей углеводородов (УВ) на МДЗЗ показал, что большинство месторождений углеводородов расположены вблизи активных тепловых линейных зон и локализуется в пределах термических кольцевых структур [2, 3].

Ведущим методом в прогнозировании глубинных нефтеперспективных структур по дистанционным данным является тепловая космическая съемка [4-6].

Получить полезную дополнительную информацию возможно единственным способом, применив специальный алгоритм обработки тепловых изображений земной поверхности (ЗП).

Классический метод расчета теплового потока (ТП) из земных недр основан на теории кондуктивной теплопроводности. В то же время, в земной коре существует другой физический процесс передачи тепла – тепломассоперенос, характеризующий конвективную составляющую теплового потока [2].

Конвективный тепловой поток зависит от скорости подъема флюида. Температура земной поверхности (ЗП) будет выше в местах, где в земной коре наблюдается более высокая скорость подъема флюида. Области с кондуктивным характером теплопереноса могут быть приняты в качестве фоновых.

Высокие значения конвективного ТП в земной коре явились физической основой для разработки алгоритма обработки изображений тепловой космической съемки (ТКС), включающего математическую модель годовых и суточных вариации температуры земной поверхности (ТЗП).

Для решения данной задачи были использованы материалы спутника Terra (MODIS) на территорию юга Западной Сибири.

Цифровые изображения, полученные спектрорадиометром MODIS, за счет большого количества каналов, позволяют повысить достоверность классификации глубинных объектов. Материалы были получены на Московской станции приема спутниковой информации. Проанализировано около 400 сцен, из которых 15 отобраны для обработки.

Термодинамическая ТЗП определялась, исходя из радиационной температуры и коэффициентов излучения.

Следующим этапом специализированной обработки теплового изображения является определение физических характеристик ЗП, от которых зависит ТЗП.

Для дистанционного определения ТП, поступающего из недр, необходимо из исходных результатов тепловой космической съемки (ТКС) элиминировать воздействия других факторов: влияния коротковолновой и длинноволновой солнечной радиации, затрат тепла земной поверхности на турбулентный теплообмен с атмосферой, затрат тепла на испарение и затрат тепла вследствие суточных и годовых тепловых ритмов. Основная трудность измерения ТП состоит в необходимости корректного учета влияния вариаций тепловых свойств поверхности, затрат тепла на испарение влаги с ЗП и учет теплообмена ЗП с приземным слоем атмосферы.

Основной целью специализированной обработки тепловых космических данных является расчет физических характеристик ЗП: плотности потока суммарной солнечной радиации, альбедо, коэффициента излучения, тепловой инерции (ТИ), конвективного теплового потока (КТП) из недр, влажности почвы, скорости испарения влаги с ЗП (СИ), геометрии дневной поверхности, структуры грунта, метеорологических условий, концентрации в атмосфере оптически активных газов (CO_2 , SO_2) и времени. Они использовались для районирования территории и определения параметров процессов, протекающих в земной коре.

Для решения обратной задачи, то есть для определения по данным ТКС трех основных параметров (КТП, ТИ и СИ), необходимо выполнить, трехразовую съемку в различное время суток так, чтобы результаты полностью характеризовали суточную динамику ТЗП.

Для учета влияния рельефа земной поверхности, поглощающего солнечную радиацию, в алгоритме предусмотрено использование цифровой модели рельефа (ЦМР).

Обратная задача решается через задаваемый критерий соответствия измеренных и «идеальных» (находящихся в «библиотеке») ТЗП.

Исходя из среднеквадратической погрешности измерения КТП значения, превышающие 10 - 15 Вт/м², считаются достоверными. Отклонение КТП от среднего, превышающее 30 Вт/м² для единичного пикселя, принимаются за аномалию.

Далее проводилось дешифрирование термически активных линейных и кольцевых структур.

Для районирования территории юга Западной Сибири, определения параметров залегания геологических тел и параметров процессов, протекающих в земной коре на основе полученных количественных характеристик ЗП были созданы *цифровые мозаики* методом совмещения нескольких снимков в единое изображение. Характеристиками для мозаик являлись коэффициенты спектральной яркости, тепловая инерция, коэффициент излучения поверхности и т.д.

На полученных тепловых изображениях ТЗП, СИ, ТИ, КТП, а также изображениях линеаментов, кольцевых структур, цифровой модели рельефа и других признаков были выделены похожие зоны, глубинные структуры, тела для геологического районирования.

Для нефтепрогнозной интерпретации космических материалов была применена процедура *классификации данных*. Под ней подразумевалось разделение рассматриваемой совокупности объектов на однородные группы.

В эталонной классификации применялся метод максимального правдоподобия. Многомерное признаковое пространство включало: спектральные коэффициенты яркости в каналах 1-7 видимого диапазона электромагнитных волн, плотность линеаментов, анизотропию направлений линеаментов, генеральные направления линеаментов, плотность центров кольцевых структур, глубину поверхности Мохо, кажущуюся плотность 11-километрового слоя земной коры (по данным гравиметрии), а также все тепловые характеристики ЗП - КТП, ТИ, СИ и др.

В качестве обучающей выборки использованы нефтяные, нефтеконденсатные и газоконденсатные месторождения, указанные в ГИС «Природные ресурсы России». Точность географической привязки месторождений контролировалась по наличию промыслов внутри контуров месторождений на материалах спутника Тегга с геометрическим разрешением на местности 250м. Прогноз нефтеперспективных площадей на основе анализа космических материалов производился в масштабе 1:500 000.

Дешифрирование тепловых изображений самых южных территорий Западной Сибири выявило крупную линейную термически активную сквозную зону субмеридионального направления, получившую название Убаган-Тобольская. Она сформировала Звериноголовско-Варгашинскую «отрицатель-

ную» тектоническую структуру в доюрском комплексе отложений. Кроме этого, было выделено две термически активных кольцевых структуры, предположительно связанных с палеовулканическими аппаратами глубинного заложения. Этим структурам были даны названия Варгашинская и Частоозерная.

Анализ размещения месторождений углеводородов и тепловых изображений позволил сформулировать *дешифровочные критерии*:

- а) наличие термически активных линейных зон,
- б) наличие термических кольцевых структур первого и второго порядков, осложненных кольцевыми структурами третьего порядка
- в) наличие областей пониженных значений КТП, примыкающих к термически активным зонам.

На самом юге Западной Сибири зафиксирована единственная, наиболее перспективная на поиски углеводородов область, которая расположена в центральной части Звериноголовско-Варгашинского тектонического блока.

В пределах выделенной области отмечаются отдельные участки и площади перспективные для обнаружения залежей УВ по комплексу вышеуказанных количественных признаков, соответствующих «нефтяным» эталонам. Под «нефтяным» эталоном понимается тот набор признаков, который был зафиксирован на уже известных месторождениях нефти и газоконденсата, находящихся в непосредственной близости от исследуемой территории. За эталоны были приняты 37 месторождений, расположенных на юге Тюменской, Томской, севере Новосибирской и севере Омской областей. Из них на юге Западной Сибири обнаружены признаки 11 месторождений: Тайлаковского, Яккун-Яхского, Полуныяхского, Соболиного, Малоического, Верхне-Тарского, Тай-Дасского, Мыльджинского, Лугинецкого, Тевризского и Прирахтового. Вероятность надежного опознавания аналогов этих месторождений составила от 69 до 92%. Таких площадей и участков насчитывается около 60.

Как правило, на периферии залежей углеводородов восходящие потоки глубинных флюидов отображаются положительными аномалиями температуры земной поверхности, что и отображено на материалах тепловой космической съемки. Эти потоки несут в себе углеводороды, закономерно обрамляющие центры перспективных антиклинальных структур. Кроме того, они контролируются системами линеаментов, которые являются проекциями глубинных геодинамически-напряженные зон на дневной поверхности.

В итоге, можно сделать следующие выводы:

1. Для картирования глубинных геоструктур и прогнозирования нефтеперспективных площадей на юге Западной Сибири применена методика тепловой космической съемки. Проведено тепловое районирование земной поверхности исследуемой территории.

2. При интерпретации тепловых космических изображений сформулированы дешифровочные критерии для выявления залежей УВ.

3. Центральная часть Звериноголовско-Варгашинского тектонического блока является наиболее перспективной на поиски залежей УВ на самом юге Западной Сибири.

4. Выявлено около 60 площадей и участков, схожих по своим признакам с месторождениями УВ, открытых в соседних областях.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Горный В.И., Степанов И.В. Комплексирование тепловой многоспектральной и аэромагнитной съемок при решении прогнозно-поисковых задач. «Разведка и охрана недр». Вып. 9, 2001. с.39-43.
2. Горный В.И., Шилин Б.В., Ясинский Г.И. Тепловая аэрокосмическая съемка. М.:Недра, 1993, с.128.
3. Белоносов А.Ю., Туренко С.К. Интерпретация спутниковых данных конвективного теплового потока при прогнозировании залежей углеводородов в Курганской области // Известия вузов. Нефть и Газ. –2009, №6, с.4-9.
4. Belonosov A.Yu. Application of remote thermal survey for detection of hydrocarbon pools in West Siberia. // IV International conference "The earth's thermal field and related research methods ". Proceedings. Moscow. Russia. 2002, с. 17-25.
5. Belonosov A.Yu. Ground Surface Verification of Satellite Prognosis of Promising Oil and Gas Fields. // GORS XIV international Symposium on "Remote Sensing and Development", Damascus, Syria, 2004.
6. Белоносов А.Ю., Мартынов О.С., Шешуков С.А. Космические исследования конвективного теплового потока при прогнозировании залежей нефти и газа на юге Западной Сибири. // Международная Академическая Конференция «Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Западной Сибири». Материалы конференции, Тюмень, 2008.

© А.Ю. Белоносов, А.Р. Курчиков, О.С. Мартынов, А.Е. Кудрявцев, С.А. Шешуков, 2013

ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ВОЛНОВЫХ ПРОЦЕССОВ В ТРЁХМЕРНЫХ УПРУГИХ СРЕДАХ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ЛАГЕРРА

Михаил Андреевич Белоносов

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга 3, инженер, e-mail: belonosovma@ipgg.sbras.ru

Сергей Александрович Соловьев

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт нефтегазовой геологии и геофизики Сибирского отделения РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга 3, к.ф.-м.н., ведущий инженер, e-mail: solovevsa@ipgg.sbras.ru

В настоящей работе для численного моделирования сейсмических волновых полей в упругих неоднородных средах используется подход, основанный на применении интегрального преобразования Лагерра с последующей декомпозицией области. Благодаря тому, что преобразование Лагерра приводит к системе с отрицательно определённым эллиптическим оператором, независимым от параметра разделения, параллельные вычисления можно организовать с помощью аддитивного метода Шварца, а решение систем линейных алгебраических уравнений в каждой подобласти с помощью LU-разложения. В работе исследуются возможности применения данного подхода в трёхмерном случае.

Ключевые слова: преобразование Лагерра, аддитивный метод Шварца, волновые поля, параллельные вычисления.

NUMERICAL SIMULATION OF WAVE PROPAGATION IN 3D ELASTIC MEDIUM WITH LAGUERRE TRANSFORM

Mikhail A. Belonosov

A.A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Akademika Koptuyuga Prosp., engineer, e-mail: belonosovma@ipgg.sbras.ru

Sergey A. Solovev

A.A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Akademika Koptuyuga Prosp., PhD in physics and mathematics, senior engineer, e-mail: solovevsa@ipgg.sbras.ru

In this paper, we apply an approach for numerical simulation of elastic waves in heterogeneous medium, based on the implementation of integral Laguerre transform with subsequent domain decomposition. Following the Laguerre transform, we obtain a system with strictly negative definite elliptic operator, which doesn't depend on separation parameter. Therefore parallel calculations can be organized by means of the additive Schwarz method and systems of linear algebraic equations in each subdomain can be solved by means of LU factorization. In the paper we study this approach in 3D case.

Key words: Laguerre transform, additive Schwarz method, wavefield, parallel calculations.

Введение

Проведение полномасштабного численного моделирования сейсмических волн в реалистичных трёхмернеоднородных средах невозможно без использования кластерных систем с распределённой памятью. В настоящее время наиболее распространённым направлением для этого является использование явных конечно-разностных схем. Однако этот подход имеет ряд существенных недостатков, среди которых наиболее существенным является обмен данными между соседними процессорными элементами на каждом шаге по времени. Поэтому значительные усилия применяются для развития методов численного моделирования, основанных на отделении времени. Основное внимание здесь сосредоточено на отделении времени путём применения преобразования Фурье [1]. Однако при этом возникают существенные трудности при решении задач в реалистичных постановках и связаны они в основном со законнеопределённостью пространственного оператора. Именно из-за этого скорость итерационных процессов решения систем линейных алгебраических уравнений (СЛАУ) неприемлемо низка.

В настоящей работе отделение времени проделывается путем применения интегрального преобразования Лагерра. Оно приводит к знакоопределённому эллиптическому оператору [2], что создаёт основу для возможного применения метода декомпозиции области и альтернирования по Шварцу [3] для решения полученной СЛАУ [4]. На этой базе разработан параллельный алгоритм численного моделирования сейсмических волновых полей и их свойства исследованы в двумерном случае [5,6]. Здесь же этот алгоритм применяется для трёхмерной системы уравнений динамической теории упругости.

Постановка задачи и алгоритм её решения

В некотором прямоугольном параллелепипеде рассмотрим систему уравнений динамической теории упругости для источника типа центр объёмного расширения с нулевыми начальными данными:

$$\rho \frac{\partial^2 u_i}{\partial t^2} = \frac{\partial}{\partial x_j} \left(C_{ijkl} \frac{\partial u_k}{\partial x_l} \right) + \delta(\bar{x} - \bar{x}_0) f(t), \quad (1)$$

где ρ – плотность, C_{ijkl} – тензор жёсткости, $\bar{x}_0$ – координаты источника, $f(t)$ – излучаемый им импульс. Для того, чтобы избежать отражений от границы расчётной области она окаймляется идеально подходящим поглощающим слоем [7] или PML (аббревиатура от английского Perfectly Matched Layer).

Применение интегрального преобразования Лагерра по времени к системе (1) трансформирует её в систему

$$Lu^n = g^n, \quad (2)$$

с оператором L , обладающим следующими свойствами:

- строго отрицательно определённый;

- не зависит от параметра деления n .

Для дальнейшего решения задачи расчётная область разбивается на несколько перекрывающихся подобластей Рис. 1а и применяется аддитивный метод Шварца. Его сходимость гарантируется знакоопределённостью оператора. Основная идея этого метода состоит в том, что решение вычисляется не во всей расчётной области, а в каждой отдельной элементарной подобласти её пространственной декомпозиции с последующей организацией обменов между соседями. В частности, для отыскания решения в области D , вводится разбиение последней на перекрывающиеся подобласти D_1 и D_2 (см. Рис. 1б). На первой итерации метода Шварца решение ищется в этих подобластях с произвольными граничными условиями Дирихле на границах S_1 и S_2 . На каждой последующей итерации на каждой из этих границ ставится условие, равное значению уже найденного решения задачи на предыдущей итерации из соседней подобласти.

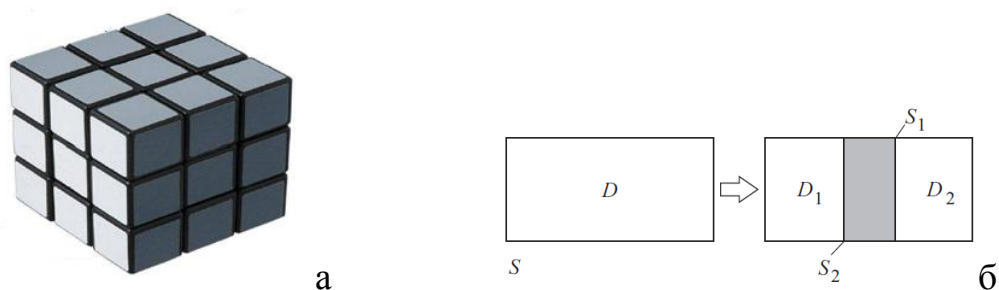


Рис. 1. а. Декомпозиция трёхмерной расчётной области;
б. Декомпозиция расчётной области с перекрытием для организации
альтернирований по Шварцу

Организация параллельных вычислений

Второе свойство системы (2) открывает возможность использования прямых методов решения СЛАУ, возникающих после её конечно-разностной аппроксимации. Таким образом мы имеем два вычислительных процесса:

- 1) решение СЛАУ прямыми методами на многоядерных кластерных узлах, используя OpenMP;
- 2) организация обменов между подобластями при выполнении альтернирований по Шварцу с использованием библиотеки MPI.

Для решения СЛАУ на каждом кластерном узле используется компонента PARDISO из математической библиотеки Intel®MKL. Процесс факторизации в данной компоненте распараллелен и оптимизирован для работы с многоядерными вычислительными системами с общей памятью (OpenMP).

В результате использования формата CSR (compress sparse row), предназначенного для эффективного хранения разреженных матриц, оказалось, что основной объём оперативной памяти требуется для хранения LU-разложения матрицы. Так в двумерном случае для решения задачи в области 1600×1600 точек нужно около 8 ГБ оперативной памяти. В трёхмерном же случае, для об-

ластей совсем небольших размеров требуется огромный объём оперативной памяти. Так для 8 Гб мы можем использовать подобласти размера лишь $70 \times 70 \times 70$ точек.

Процесс LU-разложения матриц, получаемых в результате аппроксимации трехмерных задач представляет собой отдельный вопрос, т.к. заполняемость LU-факторов ненулевыми элементами не может быть значительно уменьшена, даже с помощью известных пакетов как METIS либо SCOTCH. Данные пакеты используют наиболее эффективный алгоритм переупорядочивания строки столбцов исходной матрицы Nested Dissection (ND) [8], однако для трехмерных задач необходимо применять дополнительные подходы. Один из них основан на использовании свойств малого ранга, которыми обладают внедиагональные блоки LU-факторов, а также внедиагональные блоки дополнения Шура [9], что позволяет существенно сократить затраты на вычислительные ресурсы [10]. Оценка числа арифметических операций для факторизации системы, а также оценка затрат по памяти представлена в табл. 1.

Таблица 1

Затраты на вычисление LU-разложения матрицы при решении трехмерной задачи в области $N \times N \times N$ точек

	LU-разложение	с ND-алгоритмом	с использованием свойств малого ранга
Число арифметических операций	$O(N^8)$	$O(N^6)$	$O(N^4)$
Необходимый объем оперативной памяти	$O(N^5)$	$O(N^4)$	$O(N^3)$

Численные эксперименты

Для того, чтобы оценить скорость сходимости аддитивного метода Шварца была проделана серия численных экспериментов. Рассматривалась однородная среда, которая разбивалась на различное число подобластей как показано на Рис. 2. Для каждой такой декомпозиции решалась система (1) и замерялось число итераций в методе Шварца. В Табл. 2 представлен результат этих расчётов.



Рис. 2. Одномерная декомпозиция расчётной области

Скорость сходимости метода Шварца

Число подобластей	2	3	4	5	6	7	8
Число итераций	3	4	5	6	7	8	9

Для слоистой среды $800 \times 800 \times 800$ м, представленной на Рис. 3а (в верхнем слое $V_p = 3600$ м/с, в нижнем слое $V_p = 5000$ м/с; $V_s = \frac{V_p}{\sqrt{3}}$, $\rho = 1500$ кг/м³) были рассчитаны волновые поля. Область покрывалась равномерной сеткой с шагом 5 м. Источник типа центр объемного расширения, излучающий импульс Рикера с доминирующей частотой 30 Гц, расположен в центре этой области. Она разбивается на 27 перекрывающихся подобластей ($3 \times 3 \times 3$) (см. Рис. 1а). Каждая подобласть загружается на свой вычислительный узел, имеющий 8 Гб оперативной памяти. Результат моделирования в виде моментального снимка волнового поля в двух проекциях приведен на Рис. 3б.

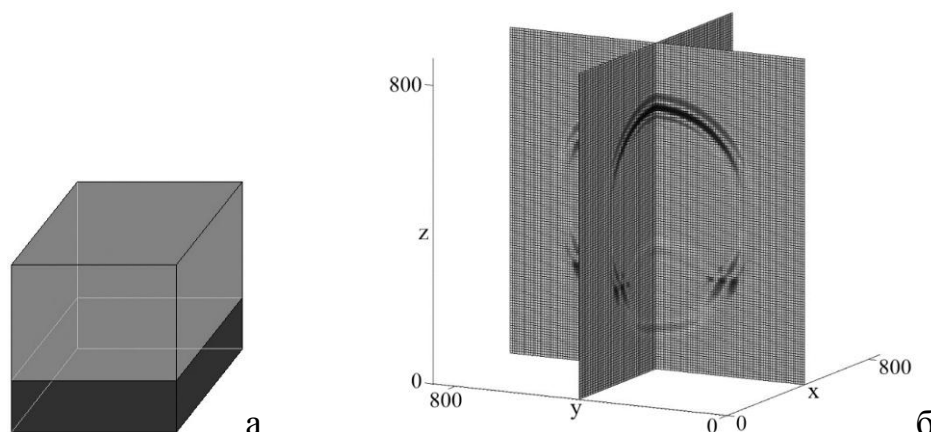


Рис. 3. а. Вертикально-неоднородная слоистая среда; б. Результаты численного моделирования: моментальный снимок волнового поля

Численные эксперименты выполнялись на вычислительных системах Московского государственного университета и Межведомственного суперкомпьютерного центра.

Благодарности

Данная работа выполнена при поддержке грантов РФФИ 11-05-00947, 12-05-31008, 13-05-00076 и интеграционных проектов СО РАН № 127 и 130.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Plessix R.-E. A Helmholtz iterative solver for 3D seismic-imaging problems // Geophysics, 72. – 2007. – P. 185-194.
2. Mikhailenko B.G., Mikhailov A.A., Reshetova G.V. Numerical viscoelastic modeling by the spectral Laguerre method // Geophysical Prospecting. – 2003. – V. 51. – P. 37-48.

3. Мацокин А.М., Непомнящих С.В. Метод альтернирования Шварца в подпространствах // Изв. высших учебных заведений. – 1985. – Т. 29. – № 10. – С. 61–66.
4. Chan T., Mathew T.P. Domain decomposition // Acta Numerica. – 1994. – V. 3. – P. 61-143.
5. Белоносов М.А., Костов К., Решетова Г.В., Соловьёв С.А., Чеверда В.А. Организация параллельных вычислений для моделирования сейсмических волн с использованием аддитивного метода Шварца // Вычислительные методы и программирование. – 2012. – Т. 13. – С. 525-535.
6. Belonosov M.A., Kostov C., Reshetova G.V., Soloviev S.A., Tcheverda V.A. Parallel numerical simulation of seismic waves propagation with Intel Math Kernel Library // Lecture Notes in Computer Science. Applied Parallel and Scientific Computing. – 2013. – V. 7782. – P. 153-167.
7. Решетова Г.В., Чеверда В.А. Использование преобразования Лагерра для построения идеально подходящих поглощающих слоев без расщепления // Математическое моделирование. – 2006. – Т. 18. – №10. – С. 91 – 101.
8. J. A. George, Nested dissection of a regular finite element mesh, SIAM J. Numer. Anal., 10 (1973), pp. 345–363.
9. Chandrasekaran, S., Dewilde, P., Gu, M., Somasunderam, N.: On the numerical rank of the off-diagonal blocks of Schur complements of discretized elliptic PDEs. SIAM J. Matrix Anal. Appl. 31, 2261–2290 (2010)
10. J. Xia, Robust and efficient multifrontal solver for large discretized PDEs, High-Perform. Sci. Comput., M. W. Berry et al. (eds.), Springer (2012), pp. 199-217.

© М.А. Белоносов, С.А. Соловьёв, 2013

МОНИТОРИНГ ВЕРТИКАЛЬНЫХ ДВИЖЕНИЙ ЗЕМНОЙ ПОВЕРХНОСТИ НА ПУНКТАХ БАЙКАЛЬСКОГО ГЕОДИНАМИЧЕСКОГО ПОЛИГОНА ПО ДАННЫМ ГРАВИМЕТРИЧЕСКИХ И GPS-НАБЛЮДЕНИЙ

Геннадий Петрович Арнаутков

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт автоматики и электрометрии Сибирского отделения Российской академии наук, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Ак. Коптюга, 1, ведущий научный сотрудник, к.т.н., тел. (383)330-79-31, e-mail: arnautov@iae.nsk.su

Евгений Николаевич Калиш

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт автоматики и электрометрии Сибирского отделения Российской академии наук, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Ак. Коптюга, 1, старший научный сотрудник, к.ф.-м.н., тел. (383)333-25-96, e-mail: kalish@iae.nsk.su

Андрей Викторович Лухнев

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт земной коры Сибирского отделения Российской академии наук, 664033, Россия, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 128, старший научный сотрудник, к.г.-м.н., тел. (3952)42-95-34, e-mail: loukhnev@crust.irk.ru

Андрей Иванович Мирошниченко

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт земной коры Сибирского отделения Российской академии наук, 664033, Россия, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 128, старший научный сотрудник, к.г.-м.н., тел. (3952)42-79-03, e-mail: mai@crust.irk.ru

Дмитрий Алексеевич Носов

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт автоматики и электрометрии Сибирского отделения Российской академии наук, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Ак. Коптюга, 1, инженер-программист, тел. (383)333-25-96, e-mail: danossov@ngs.ru

Владимир Анатольевич Саньков

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт земной коры Сибирского отделения Российской академии наук, 664033, Россия, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 128, заведующий лабораторией, к.г.-м.н., тел. (3952)42-79-03, e-mail: sankov@crust.irk.ru

Игорь Сергеевич Сизиков

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт автоматики и электрометрии Сибирского отделения Российской академии наук, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Ак. Коптюга, 1, инженер-конструктор, тел. (383)333-25-96, e-mail: sizikov.i.s@gmail.com

Михаил Георгиевич Смирнов

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт автоматики и электрометрии Сибирского отделения Российской академии наук, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Ак. Коптюга, 1, ведущий инженер-конструктор, тел. (383)333-25-96, e-mail: smirnov.m.g@iae.nsk.su

Юрий Фёдорович Стусь

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт автоматики и электрометрии Сибирского отделения Российской академии наук, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Ак. Коптюга, 1, старший научный сотрудник, к.т.н., тел. (383)333-25-96, e-mail: stus@iae.nsk.su

Приведены результаты измерений неприливных вариаций ускорения силы тяжести Δg , проведенных в 1992-2012 гг. на сеймостанции «Талая» в Слюдянском районе Иркутской области и в г. Иркутске, а также данные GPS-наблюдений вертикальных движений земной поверхности Δh в районе этих пунктов. Выявлена связь во времени между резкими изменениями тренда Δh , вычисленных по результатам гравиметрических измерений, и изменениями Δh , полученными по результатам GPS-наблюдений. Показано, что эта связь наиболее сильно проявляется после Култукского землетрясения (27.08.2008, $M_w = 6,3$).

Ключевые слова: абсолютный лазерный баллистический гравиметр, мониторинг вариации ускорений силы тяжести, рифтовая зона, GPS-наблюдения, вертикальные движения земной поверхности.

MONITORING OF VERTICAL MOVEMENTS OF EARTH'S SURFACE ON POINT BAIKAL GEODYNAMIC POLYGON BY GRAVITY AND GPS-MEASUREMENTS

Gennadii P. Arnautov

Institute of Automation and Electrometry of Siberian Branch Russian Academy of Sciences (IAE SB RAS), Akademika Koptuyuga Prsp., 1, Novosibirsk, 630090, Russian Federation, senior scientific worker, Ph. Dr., tel. (383) 330-79-31, e-mail: arnautov@iae.nsk.su

Eugenii N. Kalish

Institute of Automation and Electrometry of Siberian Branch Russian Academy of Sciences (IAE SB RAS), Akademika Koptuyuga Prsp., 1, Novosibirsk, 630090, Russian Federation, senior scientific worker, Dr., tel. (383) 333-25-96, e-mail: kalish@iae.nsk.su

Andrey V. Lukhnev

Institute of the Earth's Crust of Siberian Branch Russian Academy of Sciences (IEC SB RAS), st. Lermontova, 128, Irkutsk, 664033, Russian Federation, senior scientific worker, Ph. Dr., tel. (3952) 42-95-34, e-mail: loukhnev@crust.irk.ru

Andrey I. Miroshnichenko

Institute of the Earth's Crust of Siberian Branch Russian Academy of Sciences (IEC SB RAS), st. Lermontova, 128, Irkutsk, 664033, Russian Federation, senior scientific worker, Ph. Dr., tel. (3952) 42-79-03, e-mail: mai@crust.irk.ru

Dmitrii A. Nosov

Institute of Automation and Electrometry of Siberian Branch Russian Academy of Sciences (IAE SB RAS), Akademika Koptuyuga Prsp., 1, Novosibirsk, 630090, Russian Federation, senior engineer, tel. (383) 333-25-96, e-mail: danossov@ngs.ru

Vladimir A. Sankov

Institute of the Earth's Crust of Siberian Branch Russian Academy of Sciences (IEC SB RAS), st. Lermontova, 128, Irkutsk, 664033, Russian Federation, head of laboratory, Ph. Dr., tel. (3952) 42-79-03, e-mail: sankov@crust.irk.ru

Igor S. Sizikov

Institute of Automation and Electrometry of Siberian Branch Russian Academy of Sciences (IAE SB RAS), Akademika Koptuyuga Prsp., 1, Novosibirsk, 630090, Russian Federation, senior engineer, tel. (383) 333-25-96, e-mail: sizikov.i.s@gmail.com

Mikhail G. Smirnov

Institute of Automation and Electrometry of Siberian Branch Russian Academy of Sciences (IAE SB RAS), Akademika Koptuyuga Prsp., 1, Novosibirsk, 630090, Russian Federation, senior engineer, тел. (383) 333-25-96, e-mail: smirnov.m.g@iae.nsk.su

Yurii F. Stus

Institute of Automation and Electrometry of Siberian Branch Russian Academy of Sciences (IAE SB RAS), Akademika Koptuyuga Prsp., 1, Novosibirsk, 630090, Russian Federation, senior scientific worker, Ph.D., тел. (383) 333-25-96, e-mail: stus@iae.nsk.su

The results of measurements of non-tidal gravity variations Δg , developed in 1992-2012 years on seismic station "Talaya" in Slyudyanka district of Irkutsk region and on city Irkutsk, as well the data GPS-observations of vertical movements of the earth surface Δh in the same points are presented. The connection in time between of sharp changes in trend Δh , calculated from the results of gravimetric measurements, and changes in Δh , obtained by results GPS-observations are find out. It is shown that this relationship is most pronounced after earthquake in point Kultuk (27.08.2008, $M_w = 6.3$).

Key words: absolute laser ballistic gravimeter, monitoring variations of acceleration due to gravity, the rift zone, GPS-observations, the vertical movement of the earth surface.

С помощью разработанных и созданных авторами статьи лазерных баллистических гравиметров [1,2] (по точности и надежности измерений находящихся на высшем мировом уровне [3]) проводится прецизионный мониторинг гравитационного поля Земли в Байкальской рифтовой зоне (БРЗ): на сейсмостанции «Талая» в Слюдянском районе Иркутской области. Одновременно с этими гравиметрическими измерениями проводятся аналогичные контрольные измерения в платформенной области: на гравиметрических пунктах Новосибирской области и в г. Иркутске. Погрешность измерения вариаций силы тяжести на этих пунктах составляет около $1 \div 2$ мкГал ($1 \text{ мкГал} = 1 \cdot 10^{-8} \text{ м/с}^2$).

Результаты гравиметрического мониторинга на сейсмостанции «Талая» и в г. Иркутске показаны на рис. 1. В эти результаты внесены поправки (согласно рекомендациям Международной гравиметрической комиссии), учитывающие приливные воздействия Луны и Солнца, а также влияние смещения полюса Земли и притяжения изменяющихся атмосферных масс [4]. Вертикальными штриховыми линиями на рис. 1 обозначены моменты близлежащих к пункту наблюдений землетрясений.

На основании результатов гравиметрических наблюдений в Новосибирской области и в г. Иркутске можно заключить, что наблюдаемые на пункте «Талая» вариации Δg являются региональными и связаны с сейсмическими процессами в БРЗ. При этом основными причинами изменений Δg могут быть две: изменения плотности земной коры в районе наблюдений и вариации высоты пункта наблюдений.

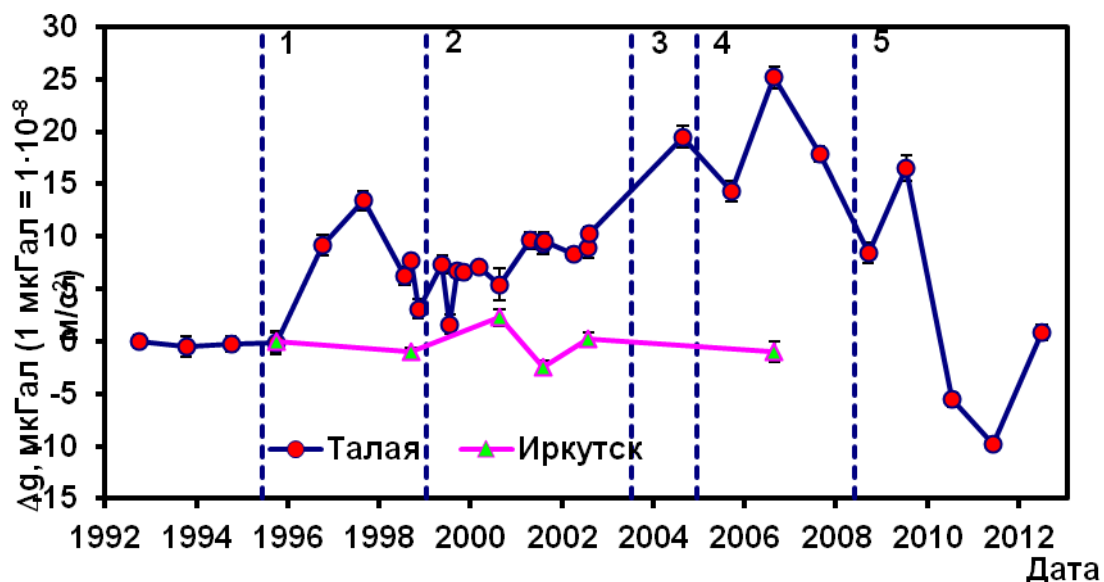


Рис. 1. Вариации ускорения силы тяжести: на сейсмостанции «Талая» и в Иркутске (здесь вертикальными штрихами указаны моменты землетрясений: 29.06.1995 (M=5,5; L=50 км); 25.02.1999 (M=5,9; L=90 км); 17.09.2003 (M=5,3; L=155 км); 23.02.2005 (M=5,3; L=160 км); 27.08.2008 (M=6,3; L=30 км); L – удаление эпицентра от пункта «Талая»)

В результате анализа этих результатов были оценены возможные изменения плотности земной коры (ЗК) и её вертикальных движений в районе гравиметрических наблюдений. При выводе оценки возможной зависимости вариаций Δg от изменений $\Delta \rho$ плотности ЗК в первом приближении была использована формула притяжения плоскопараллельного слоя [5]:

$$\Delta g = 2\pi G \Delta \rho d \quad (1)$$

где $G = 6,67 \cdot 10^{-8} \text{ см}^3/\text{гс}^2$ – гравитационная постоянная, d – толщина деформированного слоя земной коры, $\rho = 2,67 \text{ г/см}^3$ – средняя плотность ЗК,

$\Delta \rho$ – изменение ρ из-за объёмной деформации ЗК. Как следует из (1), при значении $d = 5 \text{ км}$ (одном из минимально возможных значений деформируемой толщи ЗК) вариации Δg , достигающие $1 \text{ мкГал} = 10^{-8} \text{ м/с}^2$, могут быть обусловлены изменением плотности $\Delta \rho = 5,4 \cdot 10^{-6} \text{ г/см}^3$. По данным деформографических наблюдений Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН им. А.А. Трофимука на сейсмостанции «Талая» наблюдались изменения объёмной деформации ЗК, достигающие $2 \cdot 10^{-6}$ в год [6], т.е. при средней плотности ЗК, равной $2,67 \text{ г/см}^3$, изменения $\Delta \rho$ могли достигать значений, полученных по результатам приведённых выше оценок.

На основании этой оценки взаимосвязи вариаций Δg и изменений $\Delta \rho$ ($\Delta \rho = 5,4 \cdot 10^{-6} \text{ г/см}^3$ вызывает $\Delta g = 1 \text{ мкГал}$), построен график, показанный на рис. 2.

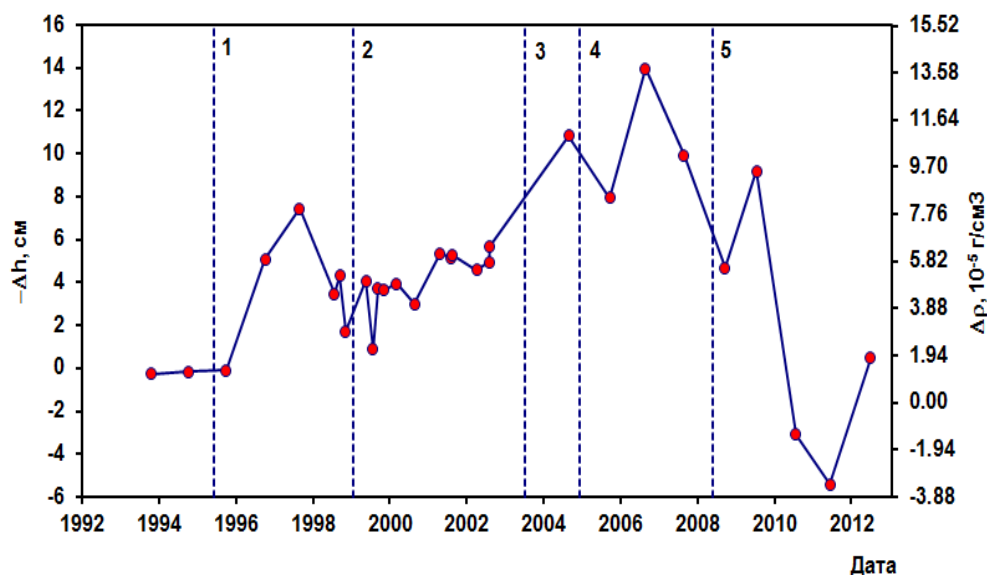


Рис. 2. Изменения плотности $\Delta\rho$ и вертикальных движений Δh земной коры в районе пункта «Талая» по данным гравиметрических наблюдений

Оценка возможной зависимости зарегистрированных вариаций Δg от изменений высоты пункта наблюдений, обусловленных вертикальными движениями Δh земной коры производилась, учитывая наличие вертикального градиента силы тяжести γ :

$$\Delta g = -\gamma \Delta h \quad (2)$$

Для пункта «Талая» измеренное значение $\gamma = 1,8$ мкГал/см, т.е. понижение уровня точки наблюдения на 1 см приводит к увеличению значения g на 2 мкГал. Из оценки (2) и рис. 2 следует, что максимальные изменения h , достигающие 10 см, произошли в промежутке времени перед и после землетрясения 27.08.2008 года.

Результаты GPS-мониторинга, проведенного сотрудниками ИЗК СО РАН на ближайших к сеймостанции «Талая» пунктах Слюдянка (5,3 км), Култук (11,7 км), а также на пункте Иркутск приведены на рис. 3.

Как видно из этих данных, на пунктах, находящихся в БРЗ, в течение более 10 лет наблюдалось поднятие земной поверхности со средней скоростью около 0,4 см в год. На пункте «Слюдянка», находящемся приблизительно на расстоянии 5,3 км от пункта «Талая», по данным гравиметрических наблюдений, наоборот, до момента Култукского землетрясения, могло происходить опускание земной поверхности (см. рис. 2). При этом средняя скорость этого движения достигала 1,4 см в год. После землетрясения направление этих трендов резко изменилось.

Одной из возможных причин таких расхождений может быть преобладающее влияние на изменения Δg изменений плотности $\Delta\rho$ из-за деформацион-

ных процессов в земной коре в районе гравиметрического пункта. Этот вопрос подлежит дальнейшему исследованию.

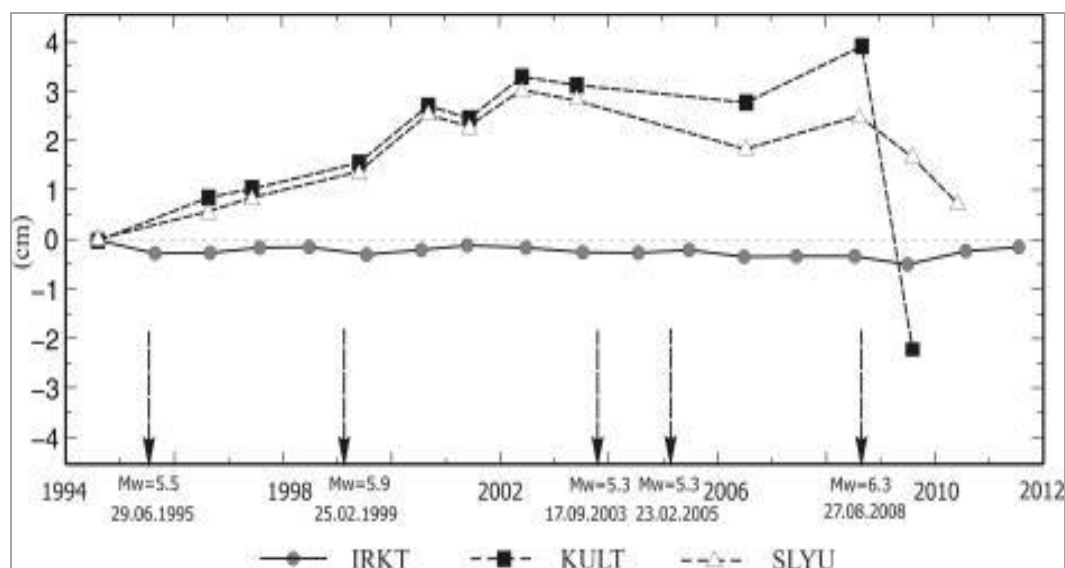


Рис. 3. Временные серии абсолютных вертикальных движений пунктов за период с 1994 по 2011 гг., расположенных на стабильной Сибирской платформе (IRKT, г. Иркутск) и вблизи эпицентра Култукского землетрясения (27.08.2008г., $M_w=6.3$) (KULT, п. Култук и SLYU, г. Слюдянка)

Работа выполнена при финансовой поддержке проекта программы Президиума РАН № 4.1 и РФФИ (№12-05-98035-р_Сибирь_a).

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Арнаутов Г.П., Калиш Е.Н., Смирнов М.Г. и др. Лазерный баллистический гравиметр ГАБЛ-М и результаты наблюдений силы тяжести // Автометрия. - 1994. - № 3. - С 3-11.
2. Бунин И.А., Калиш Е.Н., Носов Д.А. и др. Полевой абсолютный лазерный баллистический гравиметр // Автометрия. - 2010. - Т. 46, № 5. - С. 94-102.
3. Арнаутов Г.П. Результаты международных метрологических сравнений абсолютных лазерных баллистических гравиметров // Автометрия. - 2005. - Т. 41, № 1. - С 126-136.
4. Resolutions international gravity commission. International absolute gravity base station network // Bull. Inform. BGI. Toulouse, France, - 1984. - N 58.
5. Цубои Т. Гравитационное поле земли. М. // Мир. - 1982. - С 286.
6. Тимофеев В.Ю. Приливные и медленные деформации земной коры по экспериментальным данным: Автореф. дис. ... д-ра физ.-мат. наук. — Новосибирск: ОИГТМ СО РАН. 2004. - 32 с.

© Г.П. Арнаутов, Е.Н. Калиш, А.В. Лухнев, А.И. Мирошниченко, Д.А. Носов, В.А. Саньков, И.Г. Сизиков, М.Г. Смирнов, Ю.Ф. Стусь, 2013

КОМПЕНСАЦИЯ АНИЗОТРОПИИ ВЧР ПРИ ОБРАБОТКЕ ТРЕХКОМПОНЕНТНЫХ ПРОФИЛЬНЫХ ДАННЫХ В ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

Евгения Владимировна Афонина

ИНГГ СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, младший научный сотрудник лаборатории многоволновой сейсморазведки, тел. 8(383)333-39-08, e-mail: AfoninaEV@ipgg.sbras.ru

Сергей Борисович Горшкалёв

ИНГГ СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, к.т.н., заведующий лабораторией многоволновой сейсморазведки, тел. 8(383)333-39-08, e-mail: GorshkalevSB@ipgg.sbras.ru

Владимир Викторович Карстен

ИНГГ СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, научный сотрудник лаборатории многоволновой сейсморазведки, тел. 8(383)333-39-08, e-mail: KarstenVV@ipgg.sbras.ru

В работе представлены результаты проведения процедуры компенсации анизотропии ВЧР по двум пересекающимся сейсмическим профилям, расположенным в пределах южного склона Байкитской антеклизы. Параметры компенсации определялись по суммарным разрезам ОПП. Компенсация влияния анизотропии позволила подавить искажающее влияние ВЧР и привела к существенному увеличению когерентности отражений обменных волн. Совпадение результатов анализа анизотропии ВЧР на пересечении профилей подтверждает корректность применяемых процедур обработки и убеждает в достоверности получаемых результатов.

Ключевые слова: многокомпонентные сейсмические наблюдения, анизотропия, расщепление квазипоперечных волн, Восточная Сибирь.

NEAR SURFACE ANISOTROPY COMPENSATION FOR PROCESSING 3C-2D SEISMIC DATA IN THE EASTERN SIBERIA

Evgeniya V. Afonina

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Acad. Koptuyuga prosp., Novosibirsk, 630090, Russia, junior scientist, Laboratory of multi-wave Seismic survey, 8(383)333-39-08, AfoninaEV@ipgg.sbras.ru.

Sergei B. Gorshkalev

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Acad. Koptuyuga prosp., Novosibirsk, 630090, Russia, PhD in techn., Head of multi-wave Seismic survey laboratory, 8(383)333-39-08, GorshkalevSB@ipgg.sbras.ru.

Wladimir V. Karsten

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Acad. Koptuyuga prosp., Novosibirsk, 630090, Russia, scientist, Laboratory of multi-wave Seismic survey, 8(383)333-39-08, KarstenVV@ipgg.sbras.ru.

The results of testing the layer-stripping technology for near surface anisotropy compensation on two intersecting 2D-3C profiles, located on the southern slope of Baikitskaya anticline, are pre-

sented in this paper. The compensation parameters were resolved from common receiver point section analysis. Compensation of anisotropy influence allowed to remove the distorting action of near surface and resulted in increased coherence of the PS-wave reflections. Agreement of near-surface anisotropy analysis results on the intersection of the two profiles confirms reasonableness of used seismic processing procedures and is convincing of results reliability.

Ключевые слова: multicomponent seismic, anisotropy, S-wave splitting, Eastern Siberia.

Обработка данных 3С, полученных на Сибирской платформе, а также специальные исследования азимутальной зависимости скоростей продольных головных волн по работам 3D, выполненные в пределах ЮТЗ, неоднократно показали, что отличительной особенностью геологического разреза Сибирской платформы является сильная азимутальная анизотропия верхней части разреза [1]. Она связана с резко негидростатичным напряженным состоянием, вызванным ярко выраженным рельефом местности, и быстро меняется по латерали как по величине, так и по направлению симметрии. В таких условиях проведение суммирования обменных волн по общей точке обмена без компенсации влияния анизотропии ВЧР становится некорректным, так как форма сигнала оказывается нестабильной и может существенно меняться в зависимости от координаты точки приема.

В докладе представлены результаты обработки сейсмических данных с применением процедуры компенсации анизотропии ВЧР [2] по двум пересекающимся профилям №101 и №112, отработанным в 2007г. ОАО «Тюменнефтегеофизика» в пределах южного склона Байкитской антеклизы. Регистрация сейсмических импульсов производилась 3-х компонентными датчиками DSU-3, ориентированными X-компонентой по направлению профиля. Возбуждение колебаний на ПВ выполнялось подрывом заряда весом 2 кг в одиночной скважине средней глубиной 10м. Использовалась центральная система наблюдения с шагом между ПВ 45м, между ПП – 15м, максимальное удаление источник-приемник 3150 м.

Анализ качества установки и ориентации регистрирующих приборов

При сейсмической обработке исходные данные должны удовлетворять специальным требованиям: необходима строгая ориентация компонент, амплитудная и фазовая идентичность каналов, и установка приборов должна обеспечивать надежный контакт с грунтом.

В первой части доклада рассмотрены способы контроля установки приборов. Показаны результаты определения ориентации сейсмических датчиков на трёхкомпонентном профиле ОГТ №101, которые позволили выявить методические и аппаратные недостатки полевых наблюдений. Определение ориентации сейсмоприемников производилось путём анализа поляризации головных продольных волн в первых вступлениях. Для этого была построена симметричная матрица ковариаций компонент в окне головных продольных волн, составляющем 35 мс. Вектор поляризации был получен как собственный вектор этой

матрицы, соответствующий максимальному собственному числу λ . Для всего профиля были посчитаны углы φ между X-компонентой и направлением проекции вектора смещения головной продольной волны на горизонтальную плоскость. Было установлено, что углы сильно отличаются на разных ветках расстановки, то есть, ориентация приборов менялась при прохождении ПВ по профилю. Итоговое значение угла ориентации было вычислено по сейсмограммам общего пункта приёма, причём был выбран диапазон удалений 500-1500м, где головные продольные волны хорошо прослеживались в первых вступлениях. Углы разворота считались для каждой ветки независимо путём осреднения значений, полученных в каждой точке. После разворота на найденные таким образом углы регистрирующие приборы были сориентированы по направлению профиля.

Также были выявлены случаи некорректной работы регистрирующей аппаратуры, которые заключались в недопустимых взаимных влияниях между регистрирующими каналами и в потере слова (отсчёта) при передаче сигнала, что приводило к смене местами компонент. Сейсмические трассы, соответствующие таким случаям, были отбракованы.

Применение технологии компенсации влияния анизотропии ВЧР

В ИНГГ СО РАН была разработана новая технология компенсации влияния анизотропии ВЧР при профильных трехкомпонентных наблюдениях [2], которая была применена при обработке данных МОВ по профилям №101 и №112. Никаких процедур, искажающих соотношение амплитуд между X и Y-компонентами, или форму сигнала, при предварительной обработке сейсмических данных не применялось.

Для компенсации влияния анизотропии ВЧР её параметры, то есть направление поляризации быстрой волны θ и временная задержка между квазипоперечными волнами δ , были определены по анализу отражённых обменных волн для верхних горизонтов ($t_0 = 600 - 800$ мс) в каждом пункте приёма. Надежнее всего определение параметров компенсации производится по суммарным трассам сейсмограмм ОПП. Поляризационный анализ производился с помощью алгоритма Гаррисона [3], реализованного в системе VSPLab. Согласно этому алгоритму для каждой пары значений θ и δ вычисляется ожидаемый вид ФВК между двумя горизонтальными компонентами, в зависимости от угла и сдвига, и мера её подобия $\sigma(\theta, \delta)$ с ФВК, рассчитанной по экспериментальным данным. Пара значений θ и δ , обеспечивающая максимум $\sigma(\theta, \delta)$, и определяет искомые параметры. Данная реализация алгоритма позволяет пользователю в интерактивном режиме выбирать оптимальное значение из множества локальных максимумов целевой функции $\sigma(\theta, \delta)$. Основным критерием выбора максимума являлась стабильность формы импульса анализируемой отражённой волны в соседних точках анализа. Кроме того, по возможности исключались резкие изменения параметров между соседними точками.

Далее, производился разворот исходных компонент на найденное значение угла θ , что приводит к разделению поперечных волн и дает возможность провести более корректный скоростной анализ отдельно для быстрой и медленной волны, который необходим для получения разрезов ОПП при оптимальном суммировании и более точного определения параметров компенсации. Компенсация анизотропии позволяет избавиться от интерференционной формы импульса на разрезах. Вследствие этого улучшается прослеживаемость горизонтов, что дает возможность определить и ввести дополнительную статику за пункт приема.

На рис. 1 приведен пример компенсации по разрезам ОПП. На графике показано направление смещения быстрой волны (сплошной линией) и задержка между быстрой и медленной волной (пунктиром). О корректности проведения компенсации свидетельствует уменьшение интенсивности сигнала на верхних горизонтах на Y-компоненте.

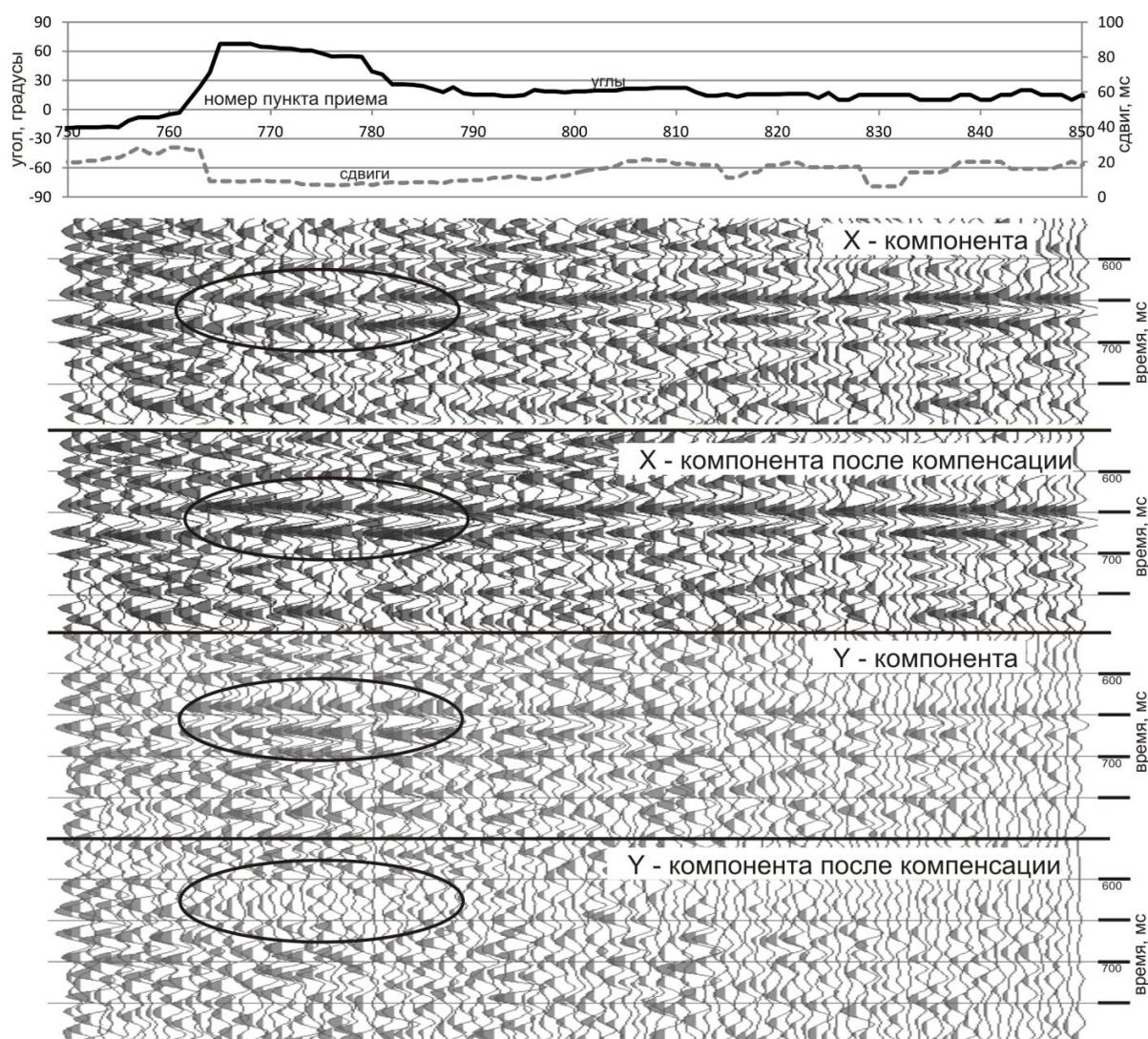


Рис. 1. Пример компенсации влияния анизотропии ВЧР по разрезам ОПП по профилю №112

На завершающем этапе были получены разрезы общей точки обмена.

В точке пересечения профилей азимуты векторов смещения быстрой волны практически совпадают: 91° - на 112 профиле и 92° - на 101, а временные задержки составляют 30 и 33 мс, что является хорошим результатом, если учесть качество исходных данных.

Сопоставление временных разрезов общей точки обмена до и после процедуры компенсации демонстрируется на рис. 2. Азимут 101 профиля отличается от направления поляризации быстрой волны на 20 градусов, поэтому на X-компоненте этого профиля быстрая волна будет преобладать. Поскольку профили пересекаются практически под прямым углом, то на 112 профиле будет преобладать медленная поперечная волна. Таким образом, так как анизотропный слой находится выше всех отражающих горизонтов, в точке пересечения профилей до проведения компенсации можно видеть временные невязки для всех горизонтов на разрезе (рис. 2, слева). После проведения процедуры компенсации времена на обоих разрезах соответствуют времени прихода быстрой поперечной волны, что позволяет избавиться от невязки в точке пересечения профилей (рис. 2, справа).

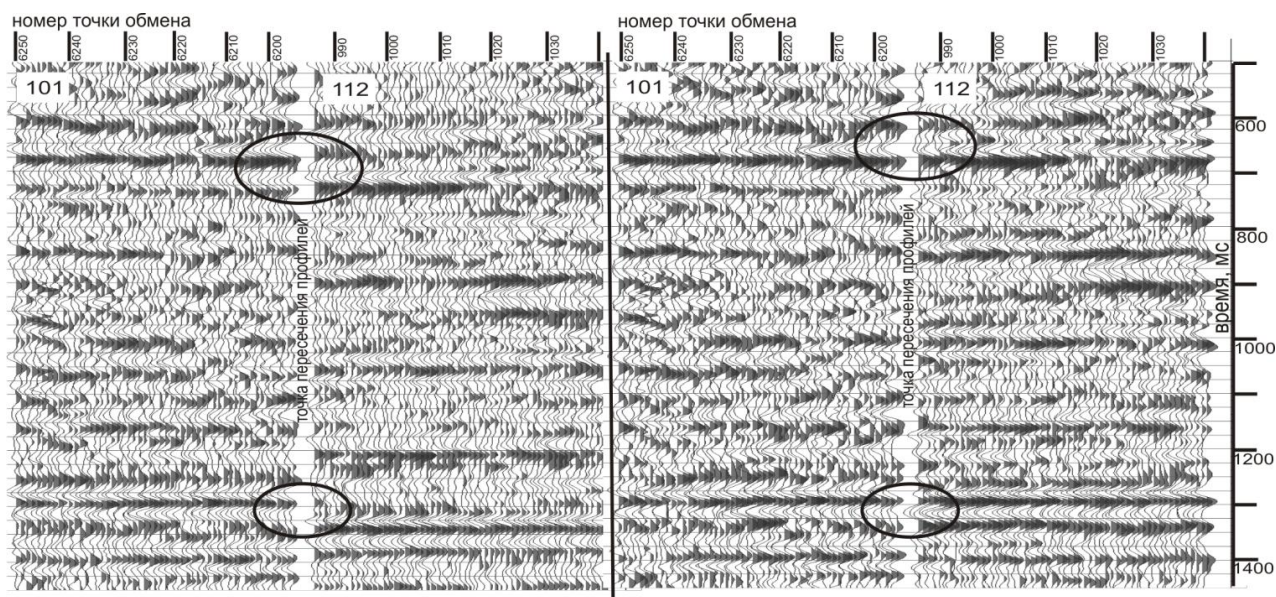


Рис. 2. Сопоставление временных разрезов общей точки обмена по профилю 112 и 101 до компенсации (слева) и после компенсации (справа)

Заключение

В процессе обработки реальных профильных данных была успешно применена методика определения ориентации трёхкомпонентных регистрирующих приборов. Применение процедуры компенсации позволило избавиться от искажающего влияния анизотропии ВЧР, что привело к увеличению регулярности отражений обменных волн на X-компоненте и улучшило прослеживаемость всех горизонтов. Совпадение результатов анализа

анизотропии ВЧР на пересечении профилей подтверждает корректность применяемых процедур обработки и убеждает в достоверности получаемых результатов.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Gorshkalev S.B., Karsten W.V., Lebedev K.A., Korsunov I.V. Evidence for Rapid Variations of Azimuthal Anisotropy in the Near Surface: An Example from Eastern Siberia, Russia // J. Seismic Expl. 2007. V. 16. P. 319—330.
2. С. Б. Горшкалёв, Е. В. Афонина, В. В. Карстен, И. В. Корсунов. Технология обработки многокомпонентных данных на Сибирской платформе с применением процедуры компенсации анизотропии верхней части разреза: Технологии сейсморазведки, 2011, **2**, с. 70 — 78.
3. Harrison M.P. Processing of P-SV Surface-Seismic data: Anisotropy Analysis, Dip Moveout and Migration. A dissertation submitted to the faculty of graduate studies in partial fulfillment of the requirements for the degree of doctor of philosophy. Calgary, 1992. P. 24—48.

© Е.В. Афонина, С.Б. Горшкалёв, В.В. Карстен, 2013

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЭНЕРГИИ КАРЬЕРНЫХ ВЗРЫВОВ ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ СТРУКТУРЫ ПОВЕРХНОСТИ ЗЕМЛИ

Сергей Александрович Ефимов

Институт вычислительной математики и математической геофизики, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Лаврентьева, 6, научный сотрудник лаборатории геофизической информатики, тел. (383)330-70-69, e-mail: serg@opg.sccc.ru

В статье рассмотрена возможность использования карьерных взрывов для формирования качественных сейсмограмм. Высокое качество сейсмограмм достигается за счет использования ядра преобразования, формируемого на основе экспериментальной записи карьерного взрыва в ближней зоне.

Ключевые слова: карьерный взрыв, сейсмический сигнал в ближней зоне, ядро преобразования, качественная сейсмограмма.

USE OF ENERGY QUARRY BLASTS TO STUDY THE STRUCTURE GROUND

Sergey A. Efimov

Institute computing mathematicians and mathematical geophysics (ICMMG SB RAS), 630090, Russia, Novosibirsk, Pr. Lavrenteva, the house 6, geophysical research laboratory informatics, tel. (383) 330-70-69, e-mail: serg@opg.sccc.ru

The article describes the use of quarry blasts for forming quality seismograms. High quality seismograms is achieved through the use of nuclear transformation, formed on the basis of experimental recording career blast at close range.

Key words: quarry blasts, seismic signal in the near field, the core of the transformation, quality seismograms.

Постановка задачи. Вопрос использования энергии промышленных взрывов в качестве зондирующих сигналов при проведении сейсмических исследований является актуальным. Технология проведения сейсмических экспериментов включает в себя процедуру построения сейсмограмм. Качество сейсмограмм в виде непосредственной регистрации колебаний поверхности земли не всегда дает удовлетворительные результаты. Для повышения качества используется согласованный или оптимальный приемник, осуществляющий обработку данных регистрации по следующему алгоритму:

$$q(t) = \int_0^t s(\tau) \cdot R(t - \tau) \cdot d\tau \quad (1)$$

где $s(t)$ – сигнал на входе приемника; $R(t)$ – ядро преобразования; $q(t)$ – сигнал на выходе приемника.

При этом ядро преобразования для оптимального фильтра должно удовлетворять условию [1]:

$$R(t - \tau) = s_0(t - \tau). \quad (2)$$

где $s_0(t)$ – функция зондирующего сигнала, формируемого распределенным карьерным взрывом в однородной среде в волновой зоне.

Распределенный карьерный взрыв как физическое явление представляет собой сложный процесс формирования сейсмической волны. По аналогии с атомным взрывом пространство формирования ударной и сейсмической волны разделяется на две области: области нелинейных и линейных деформаций. Для получения сейсмограммы от карьерного взрыва в дальней зоне по формуле (1) необходимо иметь ядро преобразования $R(t)$. Построение математической модели этого ядра является задачей нетривиальной. Поэтому более конструктивным подходом для решения этой задачи, по мнению автора, является экспериментальное измерение сейсмического сигнала в ближней волновой зоне с дальнейшим использованием его в качестве функции ядра.

Исследование сейсмического сигнала. На рис.1 представлена запись карьерного распределенного взрыва в волновой зоне в районе Бачатского угольного разреза Кемеровской области. Для регистрации использована сеймостанция «РОСА» и трехкомпонентный сейсмометр СК1-П. Время регистрации – 10 августа 2001 г. Взрыв формируется из 220 скважин по 180 кг взрывчатого вещества в каждой скважине. Одновременно взрываются 10 скважин. Время между взрывами – 25-30 мс. Значение общего времени взрыва находится в диапазоне 550 – 660 мс. Среда взрыва – угольный блок.

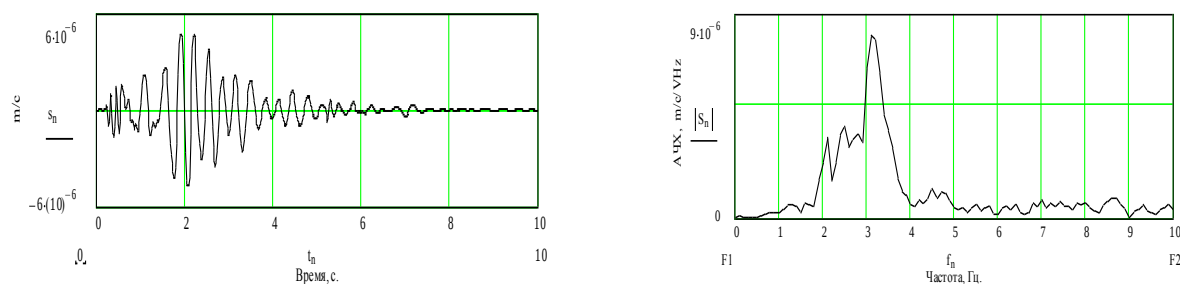


Рис. 1. Сейсмический сигнал от карьерного взрыва в волновой зоне, сейсмометр СК1-П №1, Z компонента (рис. слева); спектральная характеристика сейсмического сигнала (рис. справа)

На рис. 2 представлена запись карьерного распределенного взрыва в дальней зоне в районе Быстровского полигона Новосибирской области. Сеймостанция – ВИРС-М. Количество сейсмометров СК-1П – 5, Z компонента, расстояние между сейсмометрами 200 м. На рис.3 представлены результаты обработки по формуле (1) сейсмических сигналов в дальней зоне. При этом в каче-

стве ядра преобразования использована экспериментальная запись карьерного взрыва в ближней зоне.

Сравнение сейсмических сигналов от карьерного взрыва в дальней зоне, представляющих собой непосредственную регистрацию сейсмического сигнала (рис.2), с результатами обработки этих сигналов в соответствии с формулой (1) и представленных на рис.3, показывает повышение отношения сигнал/шум в сейсмограммах после обработки. Таким образом, использование данного способа обработки обладает фильтрующим свойством, и как следствие этого может быть использовано для повышения точности времени вступления сейсмических волн.

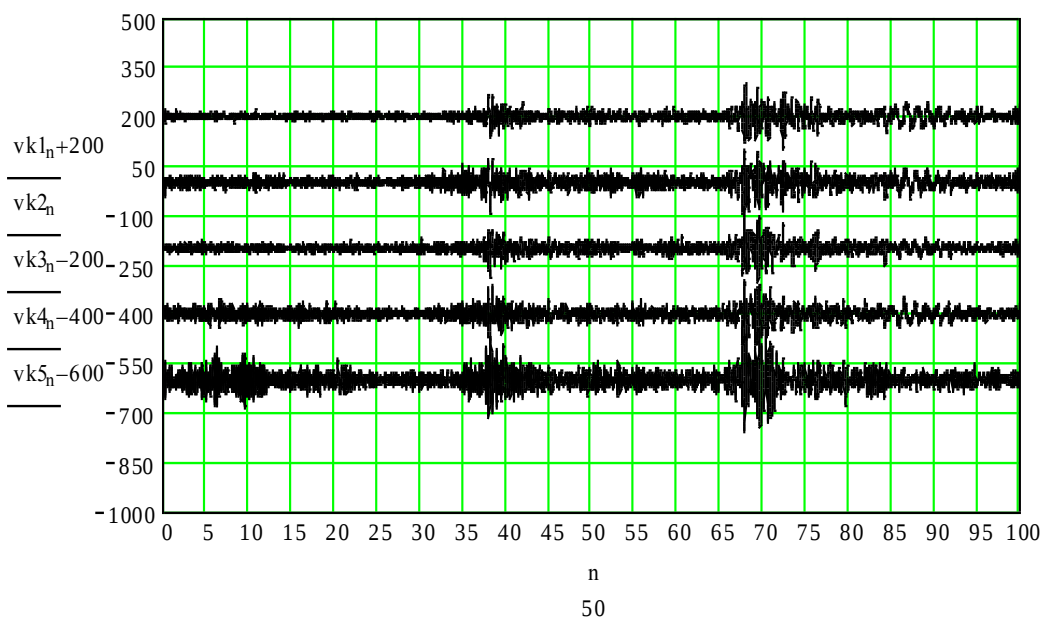


Рис. 2. Сейсмический сигнал от карьерного взрыва в дальней зоне.

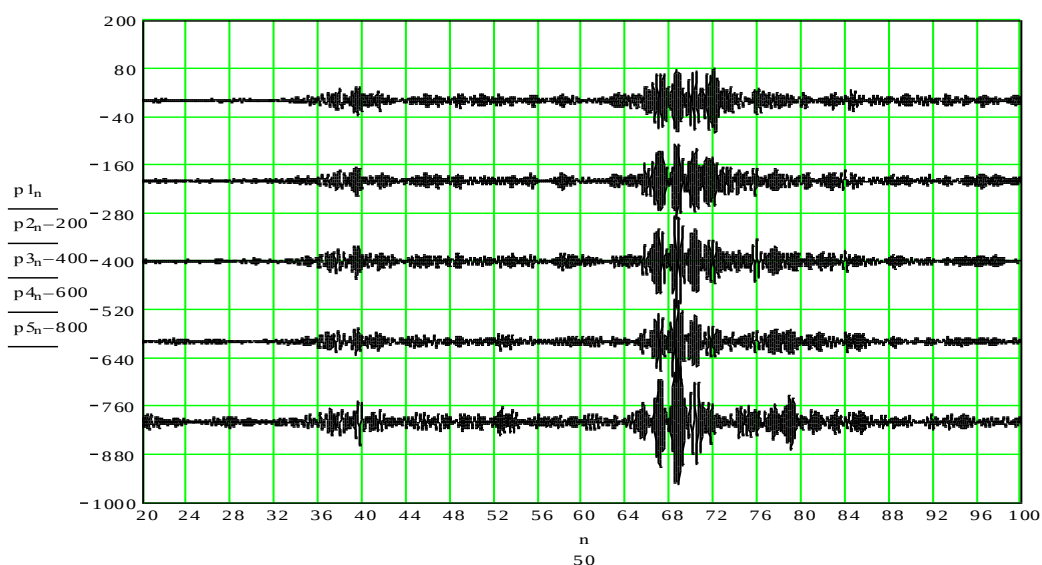


Рис. 3. Результаты обработки сейсмического сигнала в дальней зоне

Для успешного использования записей взрыва в ближней зоне при формировании сейсмограммы необходимо провести регистрацию взрыва в волновой зоне. Граница раздела нелинейных и линейных деформаций находится на определенном расстоянии от точки или области взрыва. Исследователь расставляет сейсмометры для регистрации взрыва в ближней зоне, учитывая мощность, геометрию взрывных скважин и характеристику среды. При этом всегда существует неопределенность, которая может привести к ситуации, когда часть сейсмометров регистрируют сигнал в нелинейной зоне, а часть сейсмометров – в линейной (волновой) зоне. Для анализа данных регистрации с целью определения: относится сигнал к волновой зоне или зоне деформации, - можно использовать следующую функцию:

$$G(\omega, \tau) = [\operatorname{Re} \{ S(\omega) \cdot e^{j\omega\tau} \}]^2. \quad (3)$$

Использование этой функции для анализа записей взрыва позволяет формировать своеобразную «голограмму», вид которой достаточно точно идентифицирует область регистрации – волновая или область деформации. В качестве примера рассмотрим «голограммы» записи карьерного взрыва двух сейсмометров, полученных в соответствии с формулой (3). При этом один сейсмометр располагался ближе к точке взрыва. На рис.4 показаны «голограммы» карьерных распределенных взрывов и соответствующие им временные сигналы в волновой зоне (слева) и на границе нелинейная - линейная область (справа). Место регистрации: район Бачатского угольного разреза Кемеровской области, сейсмостанция «РОССА», трехкомпонентный сейсмометр СК1-П, Z компонента, дата регистрации – 10.08.2001. Ось ординат рис.4 соответствует аргументу ω и имеет масштаб 0,1*Гц. Ось абсцисс рис.5 соответствует аргументу τ и имеет масштаб 0,02*с.

Особенностью «голограммы» распределенного карьерного взрыва в точке регистрации, соответствующей волновой зоне, является наличие определенной структурности рисунка - единства структурного рисунка, - и концентрация энергии сигнала в небольшом частотном диапазоне, в данном случае в диапазоне от 2 до 4 Гц. На «голограмме» распределенного карьерного взрыва на границе нелинейная - линейная область видно нарушение единства рисунка структуры и расширение частотного диапазона. В качестве примера «голограммы» записи карьерного взрыва в зоне деформации (нелинейная область), рассмотрим запись карьерного взрыва в районе поселка Таштагол Кемеровской области, дата регистрации – 26.06.2004. На рис.5 показаны «голограммы» карьерного распределенного взрыва, соответствующие точке регистрации в зоне деформации (нелинейная область).

Представленные на рис.5 «голограммы» карьерного взрыва объективно характеризуют место расположения сейсмометров как нелинейную область – зону деформации. На всех «голограммах» распределенного карьерного взрыва, зарегистрированного в нелинейной зоне деформаций, видны нарушения единства рисунка структуры и существенное расширение частотного диапазона.

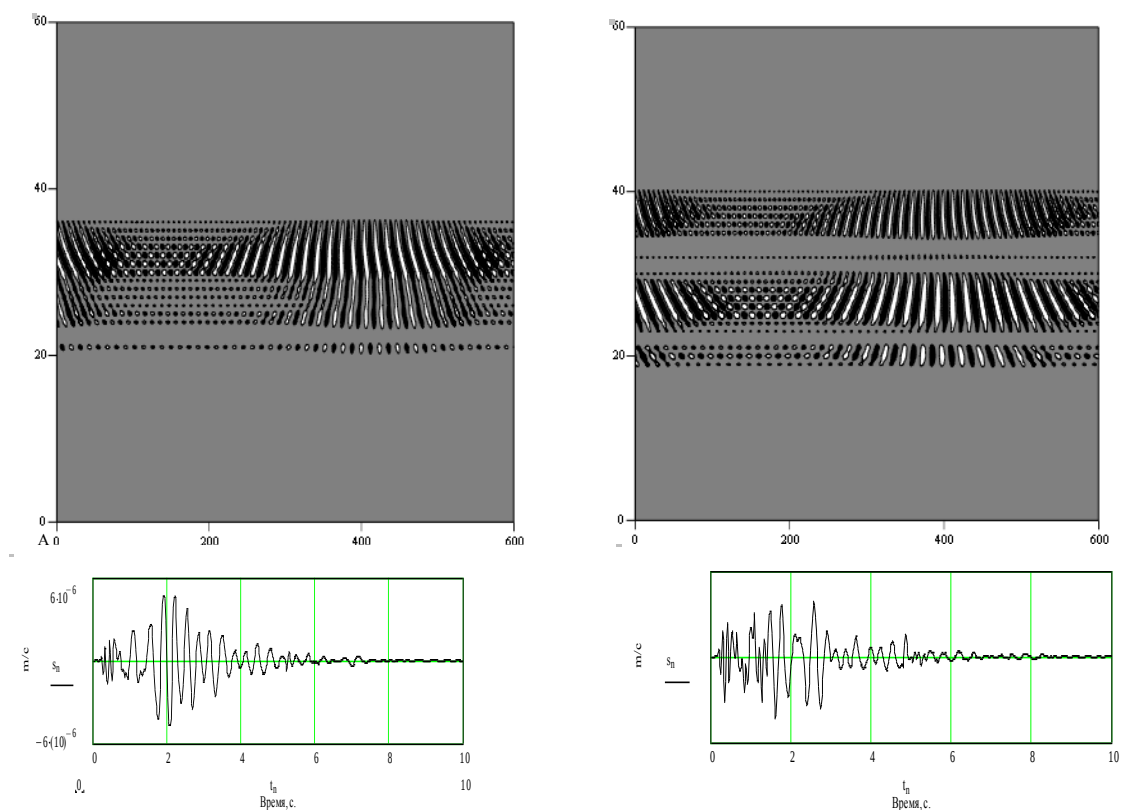


Рис. 4. «Голограммы» карьерного распределенного взрыва и соответствующие им временные сигналы в волновой зоне (слева) и на границе нелинейная - линейная область

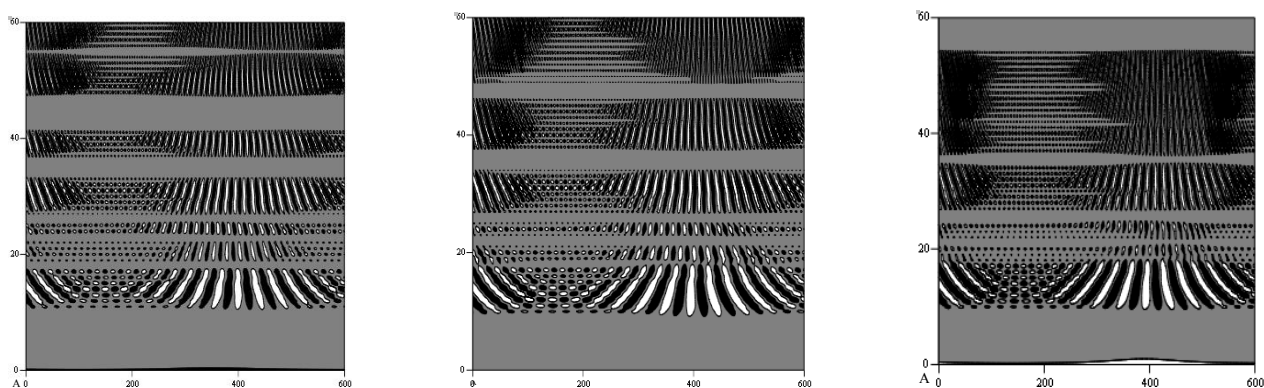


Рис. 5. «Голограммы» карьерного распределенного взрыва

Выводы. Предложенный способ обработки позволяет формировать более качественные «взрывные» сейсмограммы с использованием функции ядра преобразования, полученной на основе экспериментальных данных. Увеличение качества сейсмограмм для точек регистрации в дальней зоне обусловлено дополнительной фильтрацией за счет использования процедуры свертки. «Голограммы» карьерных взрывов, полученные с использованием функции (4), пред-

ставляют для исследователя полезный и оперативный инструмент анализа качества сейсмических данных. Представленный в данной работе способ обработки позволяет более эффективно использовать энергию промышленных взрывов для проведения исследовательских геофизических работ, связанных с изучением литосферы земли.

Благодарности. Автор выражает благодарность всем участникам научных семинаров лаборатории геофизической информатики ИВМиМГ СО РАН, в атмосфере которых формировалась постановка задач и проблем обработки сигналов в геофизике.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Тихонов В.И. Оптимальный прием сигналов. – М.: Радио и связь, 1983. – 320 с.
2. Трахтман А.М. Введение в обобщенную спектральную теорию сигналов. М. Изд-во «Советское радио», 1972, 352 с.
3. Сильвия М.Т. Робинсон Э.А. Обратная фильтрация геофизических временных рядов при разведке на нефть и газ. – Пер. с англ. М.: Недра, 1983, 1983, - 447 с.

© С.А. Ефимов, 2013

УЧЕТ ВЛИЯНИЯ СКВАЖИНЫ ПРИ ОБРАБОТКЕ ДАННЫХ БОКОВОГО КАРОТАЖНОГО ЗОНДИРОВАНИЯ В ДВУМЕРНОЙ СРЕДЕ

Светлана Сергеевна Баранова

ИНГГ СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга 3, инженер, тел. 8-913-382-42-19, e-mail: clairdusoleil7@gmail.com

Андрей Юрьевич Соболев

ИНГГ СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга 3, кандидат технических наук, старший научный сотрудник, e-mail: SobolevAY@ipgg.sbras.ru

В статье представлены исследования влияния параметров скважины на показания прибора бокового каротажного зондирования в двумерной среде. На основе этих исследований предложен алгоритм учета влияния скважины.

Ключевые слова: боковое каротажное зондирование, скважина.

CORRECTION FOR THE BOREHOLE EFFECT OF THE RUSSIAN LATERAL LOGGING DATA IN 2D MEDIUM

Svetlana S. Baranova

A.A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptuga, engineer, tel. 8-913-382-42-19, e-mail: clairdusoleil7@gmail.com

Andrey Y. Sobolev

A.A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptuga, Senior Research Fellow, Candidate of Technical Sciences, e-mail: SobolevAY@ipgg.sbras.ru

Study of borehole parameters effects on the Russian lateral logging data in 2D structure is presented. The borehole correction algorithm based on the study is proposed.

Key words: lateral logging sounding, borehole.

Боковое каротажное зондирование

Боковое каротажное зондирование (БКЗ) – один из методов электрического каротажа, основанный на измерении кажущихся удельных электрических сопротивлений гальваническими зондами различной длины.

Ранее в лаборатории электромагнитных полей ИНГГ СО РАН разработаны эффективные алгоритмы решения прямых и обратных одномерных задач. Но их область применения ограничена однородными пластами большой мощности. Решение двумерной обратной задачи ресурсоемкое и не подходит для решения в промышленной среде. Работа направлена на сведение решения обратной двумерной задачи к решению ряда одномерных путем использования заранее насчитанных данных.

На показания прибора БКЗ влияют геоэлектрические параметры двумерной модели среды: мощность пласта; сопротивление вмещающих пород; сопротивление и радиус скважины; сопротивление и радиус зоны проникновения.

Учет мощности и сопротивления вмещающих пород, описанный в [1], производится путем создания трехмерной таблицы снятых отсчетов (палетки) в зависимости от мощности и сопротивления пласта и сопротивления вмещающих пород. Границы предложенной палетки: сопротивления пласта и вмещающих пород от 1 до 1000 Ом·м, мощность пласта от 0.5 до 100 м с логарифмическим шагом.

Настоящая работа посвящена исследованию влияния параметров скважины на показания прибора БКЗ в двумерной среде и определению алгоритма учета этого влияния для конкретных зондов.

Одномерный случай (пласт неограниченной мощности)

В случае пласта неограниченной мощности влияние скважины можно полностью учесть независимо от других параметров среды с помощью так называемой процедуры «поправки за скважину», которая заключается в расчете кажущегося сопротивления по двуслойной среде «скважина - пласт».

Влияние сопротивления скважины в двумерной среде

Для двумерной среды вышеописанный алгоритм приводит к существенным погрешностям. Проиллюстрируем на примере влияния сопротивления скважины.

Рассмотрим две похожие модели без зоны проникновения, различающиеся только сопротивлением скважины:

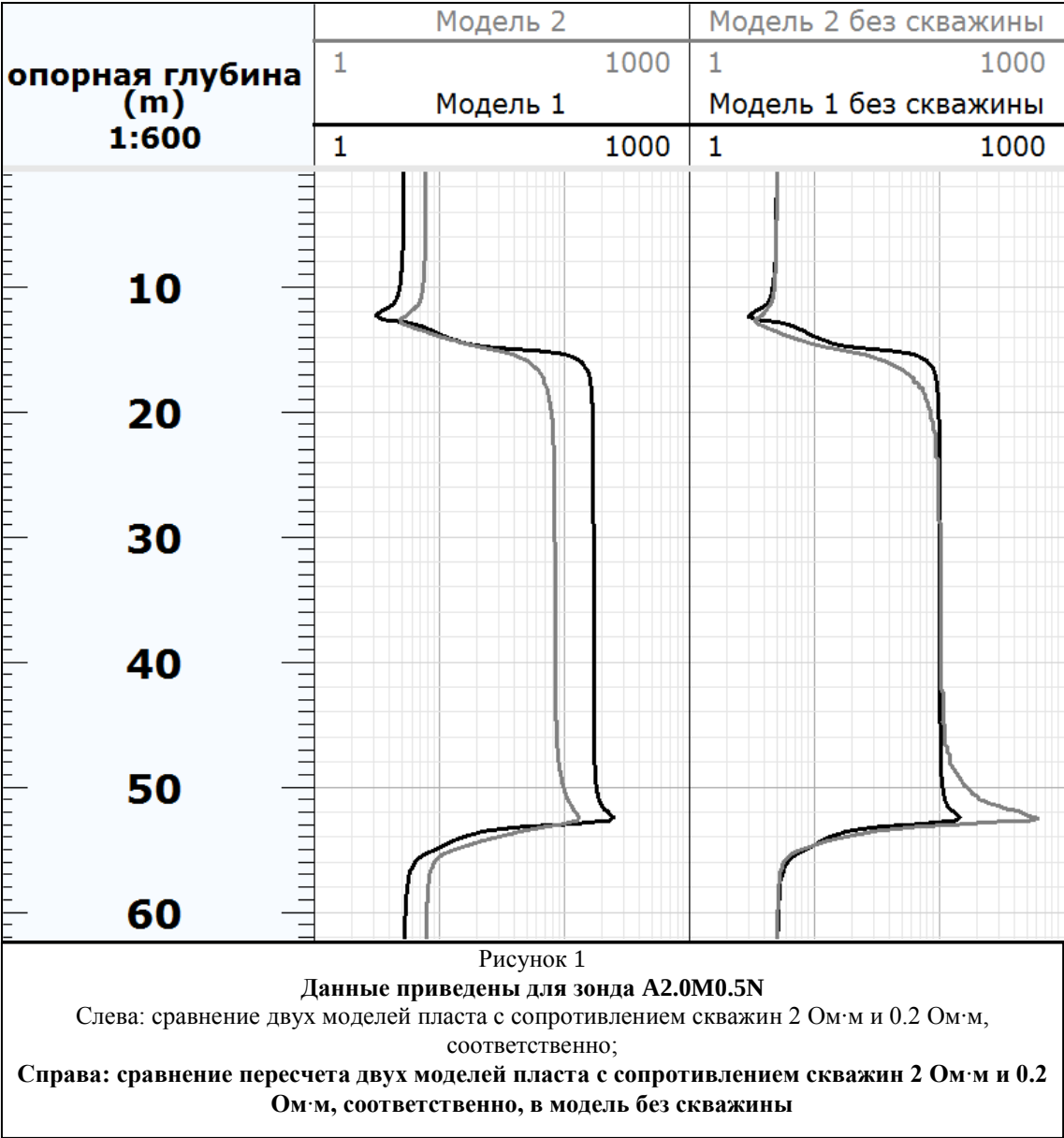
	Модель 1	Модель 2
Сопротивление пласта, Ом·м	100	100
Мощность пласта, м	40	40
Сопротивление вмещающих пород, Ом·м	5	5
Диаметр скважины, м	0.216	0.216
Сопротивление скважины, Ом·м	2	0.2

На рис. 1 приведены показания зонда А2.0М0.5N для этих двух моделей. Решение прямой задачи в работе проводились программой [2].

При различных соотношениях сопротивлений в участках среды токи распределяются по-разному. Поэтому и возникает разница в сигналах, что и демонстрирует рис. 1 (график слева). Из-за этой разницы использование процедуры «поправки за скважину», где модель со скважиной приводятся к модели без скважины, приводит к большим погрешностям при снятии отсчетов. На рис. 1 (график справа) показаны поправленные за скважину сигналы для указанных моделей. Вдали от границ (при глубинах меньше 10 м, больше 55 м) и в центре пласта (от 25 до 40 м) сигналы сходятся по построению, но вблизи границ они различаются до 300%, а снятые отсчеты различаются на 20%.

Если умножить сопротивление каждого участка среды на один и тот же коэффициент, то распределение токов не изменится. На этом основан традиционный подход, который заключается в том, что все полученные снятые отсчеты нормируются на сопротивление скважины.

Разрабатываемые процедуры должны правильно учитывать влияние скважин с буровым раствором сопротивлением от 0.02 до 10 Ом·м. Поэтому теперь в палетке используется расширенный диапазон нормированных сопротивлений пласта и вмещающих пород: от 0.1 до 50000.



Влияние радиуса скважины в двумерной среде

Подобные рассуждения, которые мы использовали при исследовании сопротивления скважины, применимы и к диаметру.

Рассмотрим две схожие модели без зоны проникновения, различающиеся только диаметром скважины:

	Модель 3	Модель 4
Сопротивление пласта, Ом·м	100	100
Мощность пласта, м	5.3	5.3
Сопротивление вмещающих пород, Ом·м	5	5
Диаметр скважины, м	0.15	0.5
Сопротивление скважины, Ом·м	2	2

При различных соотношениях размеров в среде токи распределяются по-разному, возникает разница в сигналах. Из-за этой разницы процедура «поправки за скважину» для учета диаметра скважины приводит к погрешностям. В случае указанных моделей пересчитанные сигналы расходились до 55% (рис. 2), а средние отсчеты различались в 2 раза.

Традиционный подход состоит в том, что все геометрические величины в модели, включая размеры зонда, нормируются на диаметр скважины. В работе используются прямая двумерная задача, рассчитывающая данные для зондов конкретных длин. Поэтому решено увеличить размерность палетки. Выбранный диапазон диаметра скважины: от 0.07 до 0.6 м.

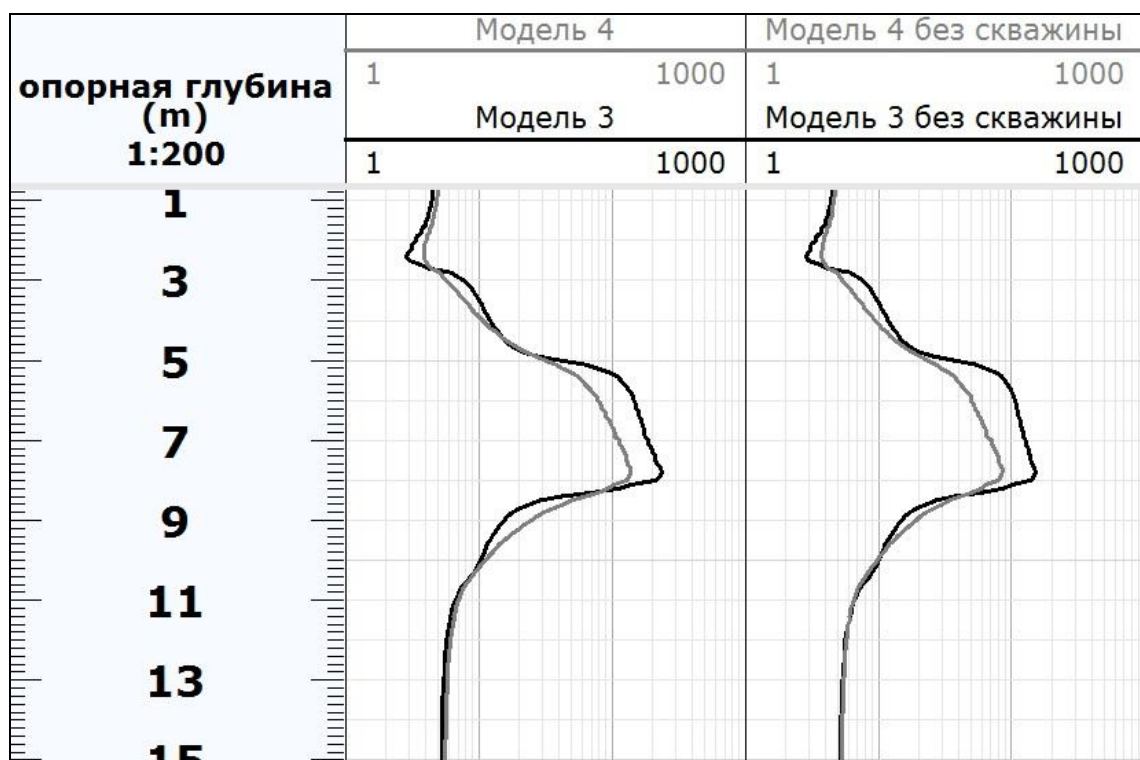


Рисунок 2

Данные приведены для зонда A2.0M0.5N

Слева: сравнение двух моделей пласта с диаметром скважин 0.15 м и 0.5 м, соответственно;
Справа: сравнение пересчета двух моделей пласта с диаметром скважин 0.15 м и 0.5 м, соответственно, в модель без скважины

Результат

Рассчитаны сигналы зондов БКЗ для двумерных моделей в широком диапазоне параметров. Ранее представленный алгоритм поправки вмещающих пород дополнен учетом параметров скважины, что расширяет область его применения. Дополненный алгоритм вошел в библиотеку для обработки данных БКЗ. Библиотека интегрирована в программный комплекс Techlog [3] и находится на стадии тестирования. Иллюстрации (рис. 1–2) получены в среде Techlog.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Баранова С.С., Соболев А.Ю. Предварительная обработка данных бокового каротажного зондирования на основе решения прямых задач // “ИНТЕРЭКСПО ГЕО-Сибирь-2012”. VIII Междунар. Науч. Конф. «Недроплдобзование. Горное дело. Новые направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых», Т.2 – Новосибирск, 2012 – С. 85-89.
2. Дашевский Ю.А., Суродина И.В., Эпов М.И. Квазитрехмерное математическое моделирование диаграмм неосесимметричных зондов постоянного тока в анизотропных разрезах // Сибирский журнал индустриальной математики. Т5, № 3(11), 2002.С.76-91
3. Геология, геофизика и петрофизика, Techlog: сайт компании Schlumberger – 2009 [Электронный ресурс]. URL: <http://sis.slb.ru/sis/techlog/> (Дата обращения: 11.03.2013)

© С.С. Баранова, А.Ю. Соболев, 2013

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ ИСТОЛКОВАНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ МАГНИТОТЕЛЛУРИЧЕСКОГО ЗОНДИРОВАНИЯ В ЧУЙСКОЙ ВПАДИНЕ (ГОРНЫЙ АЛТАЙ)

Елена Валентиновна Поспеева

Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН им. А.А. Трофимука, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Коптюга, д.3, тел. +7(383)-330-78-32, старший научный сотрудник, кандидат геолого-минералогических наук, e-mail: pospееvaev@ipgg.sbras.ru

Владимир Владимирович Потанов

Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН им. А.А. Трофимука, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Коптюга, д.3, тел.+7(383)-330-41-22, научный сотрудник, кандидат технических наук, e-mail: potapovvv@ipgg.sbras.ru

В результате многолетних исследований МТЗ, проведенных в пределах Чуйской впадины и ее ближайшего горного обрамления получены новые данные о распределении глубинной электропроводности, изученной территории. Их анализ свидетельствует об очень сложном тектоническом строении изученной территории, которая выражается в блоковом строении земной коры как всей территории в целом, так и собственно Чуйской впадины.

Ключевые слова: магнитотеллурические исследования, тектоническая впадина, глубинный разлом, земная кора, геоэлектрический разрез.

GEOLOGICAL INTERPRETATION OF RESULTS OF MAGNETOTELLURIC SOUNDING IN THE CHUYA BASIN (ALTAY)

Elena V. Pospееva

Trofimuk institute of petroleum geology and geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Akademika Koptuyuga Prosp., phone: +7(383)-330-78-32, senior research scientist, Ph.D. in Geology and Mineralogy, e-mail: pospееvaev@ipgg.sbras.ru

Vladimir V. Potapov

Trofimuk institute of petroleum geology and geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Akademika Koptuyuga Prosp., phone: +7(383)-330-41-22, research scientist, Ph.D., e-mail: potapovvv@ipgg.sbras.ru

Years of research MTS conducted within the Chuya basin and its immediate surrounding mountains, new data on the distribution of deep conductivity, the study area. Their analysis indicates a very complex tectonic structure of the study area, which is expressed in the block structure of the crust as a whole territory and actually the Chuya basin.

Key words: Magnetotelluric investigation, tectonic cavity, deep-seated fault, earth's crust, geoelectrical section.

Введение. Магнитотеллурические исследования проведены с целью изучения процессов кайнозойской активизации, в пределах наиболее сложно построенных впадин Горного Алтая - Чуйской и Курайской и частично в пределах их горного обрамления [Неведрова и др., 2011]. К настоящему времени в пределах исследуемой площади выполнены профильные и площадные работы методом МТЗ в количестве 130 физнаблюдений (рис. 1). Работы выполнялись ап-

паратурой, произведенной канадской фирмой «Phoenix Geophysics Ltd» в диапазоне периодов 0.003-1000 с. Для обработки полевых данных использовалось программное обеспечение «Phoenix Geophysics», интерпретация выполнена в программном комплексе «LineInterMT».

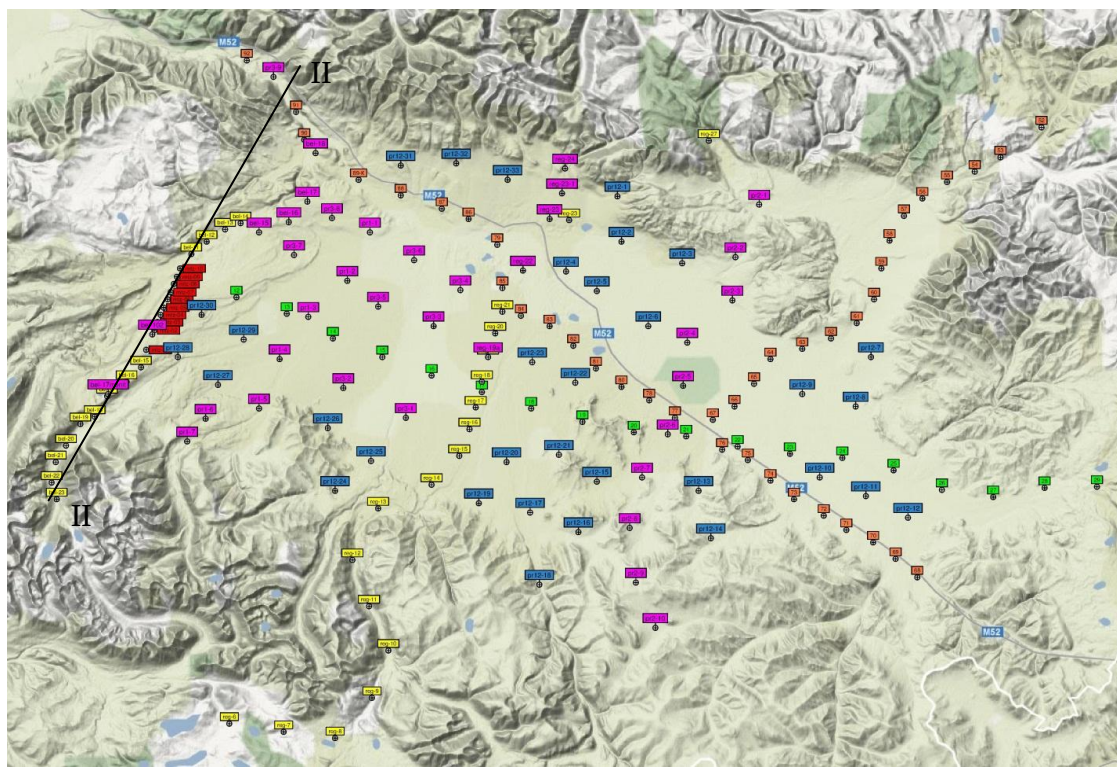


Рис. 1. Схема расположения пунктов магнитотеллурических зондирований

Основные результаты. В результате проведенных исследований в разрезе земной коры изученной территории выделено три крупных блока, различающихся по типам геоэлектрического разреза (рис. 2). Юго-западный и северо-восточный блоки характеризуют особенности геоэлектрического разреза земной коры Южно-Чуйского и Курайского хребтов и Чаган-Узунского горста, центральный - Чуйской впадины.

Южно-Чуйский хребет ограничивает Чуйскую впадину с юга. Эта структура создана активным проявлением тектонических движений, выразившихся формированием самых высоких горсто-блоковых поднятий на палеозойском складчатом основании. Это - высокогорные, интенсивно расчлененные альпийские горные массивы с абсолютными отметками 3000 - 4000 м. Процессы тектоно-магматической активизации, связанные с эпохами внутриконтинентального орогенеза и широкого развития гранитоидного магматизма в пределах Южно-Чуйской фациальной зоны привели к формированию тектоно-магматических комплексов с высокими значениями удельного электрического сопротивления и исключительно интенсивным развитием глубинных разрывных нарушений. К ним относятся: глубинные разломы, зоны дробления и рас-

текания коровых масс, взбросовых (надвиговых) разрывных нарушений по глубинным разломам и другим структурам тектонической активизации. По данным проведенных исследований, в пределах Южно-Чуйского хребта сопротивление пород до глубин 10-15 км составляет более 5000 Ом.м (рис. 2). На глубинах 18-20 км выделяется проводящий слой с сопротивлением менее 100 Ом.м.

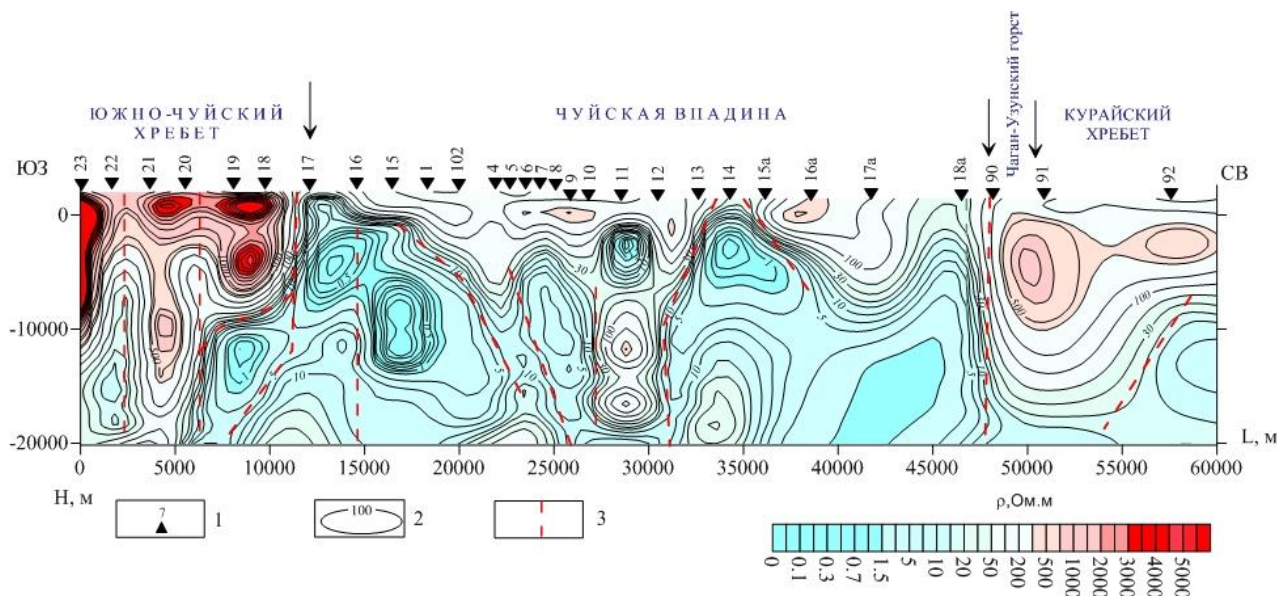


Рис. 2. Глубинный геоэлектрический разрез по профилю II-II
1-пункты магнитотеллурических зондирований; 2 - изолинии
удельного электрического сопротивления в Ом.м; 3 - глубинные разломы

Центральный блок соответствует Чуйской впадине, которая является самой большой по площади впадиной всей горной системы (рис. 2). Она вытянута в субширотном направлении более чем на 70 км, а ширина ее уменьшается с 30 км на западе до 12 км на востоке. Чуйская межгорная впадина представляет собой относительно опущенный блок, обрамленный блоками, испытавшими воздымание. Территория опущенного блока является бассейном седиментации кайнозойских осадков, которые залегают на сильно размытой поверхности дислоцированных пород палеозоя и остатках мел-палеогеновой коры выветривания. Максимальной мощности (до 1000 м) по данным проведенных исследований, они достигают в западной части Чуйской впадины, уменьшаясь до 300 м в ее центральной части. Граница Чуйской впадины с горными сооружениями (Южно-Чуйским и Курайским хребтами) фиксируется не только сменой уплощенного днища крутыми склонами хребтов, но и сменой рыхлых кайнозойских осадков, выполняющих впадину, скальными докайнозойскими породами, представленными метаморфизованными образованиями и гранитоидными интрузиями в пределах которых удельное сопротивление составляет 300-500 и более 7000 Ом.м соответственно. Процессы внутриконтинентального орогенеза затронули и Чуйскую впадину, обусловив дробление ее основания и формирова-

ние линейно вытянутых новейших прогибов, тесно связанных в своем развитии с ростом прилегающих поднятий. Эти же процессы обусловили перемещение глыб и формирование мелкосопочного рельефа - выступов фундамента в пределах впадины [Новиков, 2004]. Выступы фундамента с повышенными значениями удельного сопротивления (200-400 Ом.м) разделяют впадину на два блока (рис. 3).

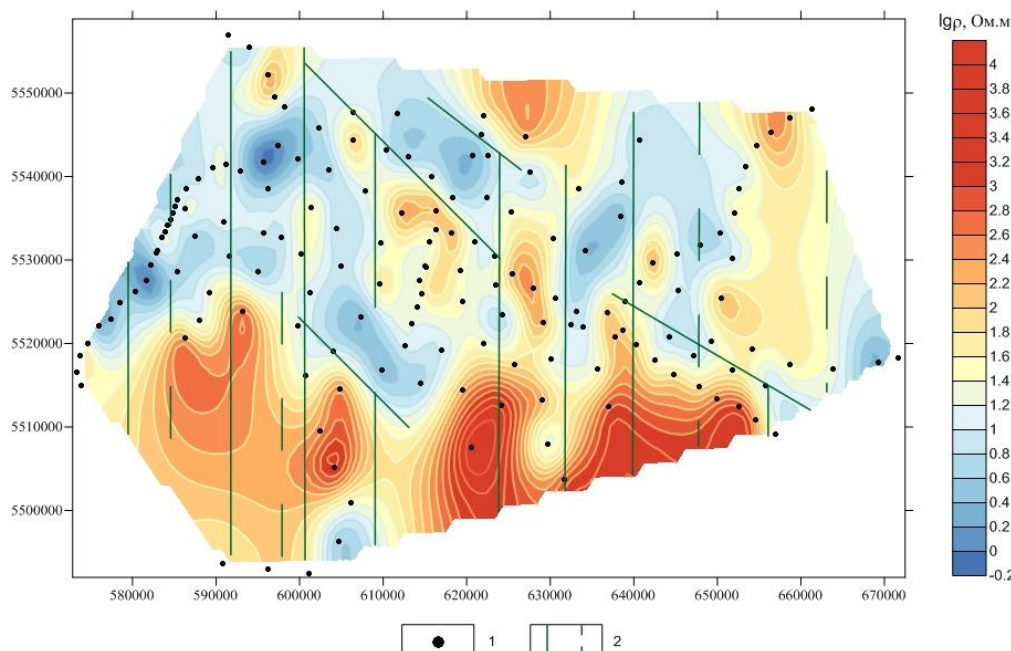


Рис. 3. Схема распределения удельного сопротивления на глубине 15 км
1 - пункты магнитотеллурических зондирований; 2 - глубинные разломы

От ближайшего горного обрамления - Южно-Чуйского и Курайского хребтов, Чуйская впадина отделяется субвертикальными зонами пониженного сопротивления, соответствующим зонам тектонических контактов - глубинным разломам (рис. 2). Она располагается в области пониженных значений удельного сопротивления, характеризующих верхний и средний уровни земной коры (менее 300 Ом.м). В западной части впадины, в эпицентральной зоне Чуйского землетрясения, сопротивление уменьшается до 50 Ом.м (рис. 4). Здесь наблюдается подъем корового проводящего слоя до глубин 8-10 км, и понижение сопротивления до значений меньших 5 Ом.м.

К этой области приурочено основное количество эпицентров землетрясений, что позволяет сделать вывод о том, что приподнятая кровля проводящего слоя может отделять верхний жесткий блок от более пластичной флюидонасыщенной нижней части, на границе которых и происходит основной объем разгрузки накапливающихся напряжений. Исследования [Киссин, 2009] показали, что флюиды оказывают сильное влияние на главные условия развития деформационного процесса – характер действующих напряжений и прочностные свойства среды. Установлено, что очаги землетрясений концентрируются преимущественно над субгоризонтальными флюидонасыщенными телами или в

верхних их частях, поэтому параметры корового проводящего слоя можно отнести к факторам, определяющим сейсмическую активность регионов.

Северное обрамление Чуйской впадины относится к Восточно-Алтайской структурно-фациальной зоне каледонского возраста главной складчатости. Ее слагают ранне-среднепалеозойские отложения, метаморфизованные до зеленосланцевой и эпидот-амфиболитовой фации. Верхний структурный этаж Восточно-Алтайской структурной зоны представлен прогибами, выполненными терригенно-осадочными породами, в том числе терригенными девонскими отложениями. Метаморфические выступы, считавшиеся ранее породами фундамента, по современным представлениям являются метаморфизованными породами нижне-среднепалеозойского возраста со сложным чешуйчато-покровным тектоническим строением [Новиков, 2004]. Сопротивление пород верхней части разреза земной коры достигает здесь значений больше 1500 Ом.м, постепенно уменьшаясь до 200 Ом.м в интервале глубин 15-20 км (рис. 2, 3). Установлено, что интенсивный рост Курайского хребта относится к концу плиоцена. Одновременно Курайский хребет надвигался на осадки Чуйской впадины с накоплением грубообломочных пород. На глубине 5 км эта часть характеризуется преимущественно высокими значениями удельного сопротивления (УЭС), отвечающими перемещению материала с высокими значениями УЭС во впадину со стороны Курайского хребта (рис. 4).

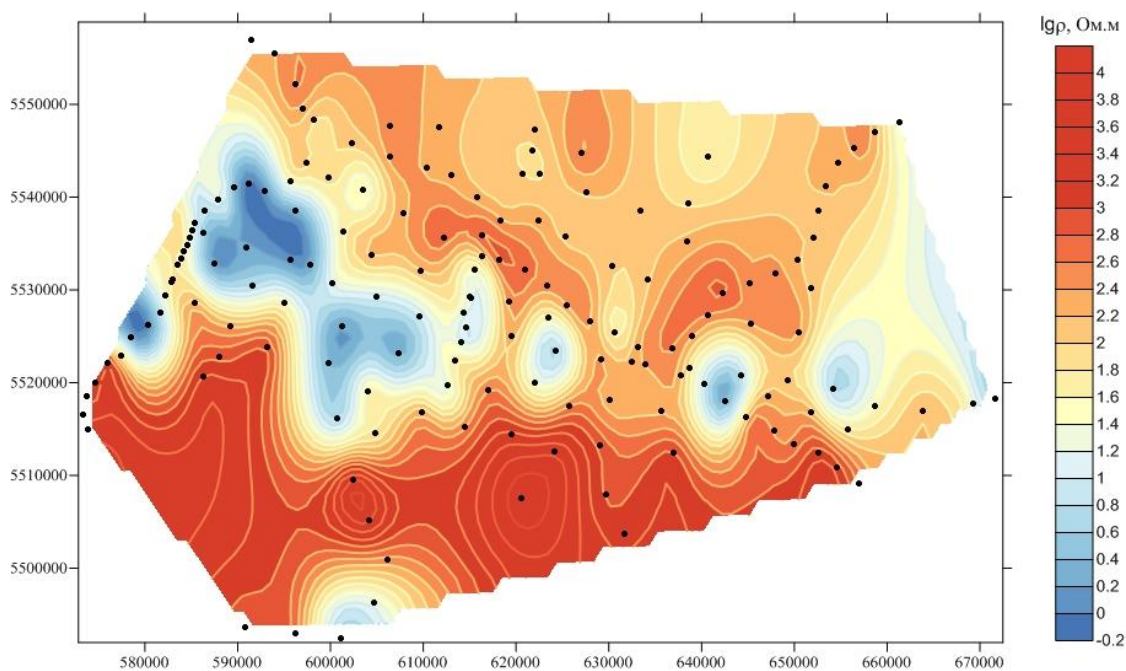


Рис. 4. Схема распределения удельного сопротивления на глубине 5 км

Заключение. Полученные данные свидетельствуют об очень сложном тектоническом строении изученной территории, которая выражается в блоковом строении земной коры как всей территории в целом, так и собственно Чуйской впадины. В пределах последней выделяются блоки с различным типом геоэлек-

трического разреза осадочного чехла и консолидированной части земной коры. Изменение параметров корового проводящего слоя (глубины залегания и сопротивления), а также наличие субвертикальных неоднородностей с очень низкими значениями удельного сопротивления (менее 0.5 Ом.м), приуроченных к областям пересечения разнонаправленных систем глубинных разломов, является следствием процессов современной активизации Горного Алтая. Выявленные аномальные особенности геоэлектрического разреза требуют глубокой геологической проработки полученного материала, и подчеркивают необходимость продолжения работ за пределами Чуйской впадины с целью изучения «нормального» геоэлектрического разреза.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Неведрова Н.Н., Поспеева Е.В., Санчаа А.М. Интерпретация данных комплекса электромагнитных методов в сейсмоактивных районах (на примере Чуйской впадины Горного Алтая) /Физика земли. 2011, № 1, С. 63-75
2. Киссин И.Г. Флюиды в земной коре. Геофизические и тектонические аспекты. М. Наука. 2009. 327 с.
3. Новиков И.С. Морфотектоника Алтая. Новосибирск. 2004. 311 с.

© Е.В. Поспеева, В.В. Потапов, 2013

СОДЕРЖАНИЕ

1. <i>Е.К. Нуржумин, Т.Т. Ипалаков, Ж.З. Толеубекова, М.Б. Игем-берлина, А.К. Асылбекова.</i> Зависимость между параметрами прикон- тактных зон рудных тел.....	3
2. <i>С.Х. Лифшиц, О.Н. Чалая, Ю.С. Глязнецова, И.Н. Зуева.</i> Ди- намика восстановления нефтезагрязненных почвогрунтов в условиях криолитозоны.....	11
3. <i>Ю.С. Глязнецова, Л.А. Ерофеевская, И.Н. Зуев, С.Х. Лифшиц, О.Н. Чалая.</i> Экологическое сопровождение и мониторинг объектов нефтегазового комплекса Якутии и проблемы рекультивации нару- шенных земель.....	15
4. <i>А.В. Леонтьев.</i> Физические и методологические аспекты аку- стоэмиссионного контроля напряженно-деформированного состояния массива горных пород.....	21
5. <i>Т.В. Шилова, А.В. Патутин, С.В. Сердюков.</i> Способ управле- ния направленным гидроразрывом массива горных пород.....	26
6. <i>А.В. Патутин, Т.В. Шилова, С.В. Сердюков.</i> Повышение каче- ства герметизации дегазационных скважин.....	30
7. <i>С.Б. Стажевский, А.А. Крамаджян, Е.П. Русин.</i> О нетрадици- онном подходе к повышению несущей способности грунтовых анке- ров с гибкой тягой.....	35
8. <i>В.Д. Барышников, В.Г. Качальский, Д.В. Барышников.</i> Экспе- риментальная оценка действующих напряжений в бетонной плотине.....	41
9. <i>В.Н. Опарин, Т.А. Киряева.</i> Релаксационная способность ме- таноносности угольного пласта.....	47
10. <i>Д.А. Поляков, В.М. Серяков.</i> Влияние механических свойств закладки на процесс перераспределения напряжений во вмещающих породах.....	53
11. <i>А.М. Петреев, А.Ю. Примычкин.</i> Особенность работы кольце- вого упругого клапана прямоугольного сечения в системе воздухорас- пределения пневмоударных машин.....	58
12. <i>А.М. Петреев, А.С. Смоленцев.</i> Сравнительная оценка потерь энергии при передаче удара длинной трубе через адаптеры разных типов.....	64
13. <i>Д.В. Барышников.</i> Определение погрешностей скважинного инклинометрического комплекса в лабораторных испытаниях.....	70
14. <i>Н.А. Мирошниченко, Е.В. Васильева.</i> Анализ сейсмичности и эволюции геомеханических полей с учетом структуры разломных на- рушений породного массива.....	75
15. <i>Л.Н. Гахова.</i> Температурные напряжения в кусочно-однород- ном массиве.....	81

16. <i>А.А. Крамаджян, Е.П. Русин, С.Б. Стажевский, Г.Н. Хан.</i> Об устойчивости формируемого автосамосвалом и отвалообразователем борта отвала	87
17. <i>Б.Н. Смоляницкий, Б.Б. Данилов, Е.В. Рубцова.</i> К расчету потерь давления во вращающемся шламопроводе буровой установки при проходке протяженных горизонтальных скважин в грунте	93
18. <i>Д.С. Евстигнеев, Б.Ф. Симонов, А.В. Савченко, В.И. Пеньковский.</i> Численное решение задачи нестационарной фильтрации несмешивающихся жидкостей в трещиновато-блочной структуре.....	98
19. <i>Г.И. Кулаков.</i> Аварии, связанные с газодинамическими проявлениями на шахтах, и уровень квалификации ИТР угольных шахт Кузбасса.....	104
20. <i>А.В. Савченко, Б.Ф. Симонов, Ю.В. Погарский.</i> Исследование динамических нагрузок на привод скважинного гидроударного генератора	110
21. <i>А.В. Савченко, Б.Ф. Симонов, Е.Н. Чередников.</i> Результаты испытаний скважинного сейсмоисточника	113
22. <i>А.А. Нургалиев, Л.Т. Хабибуллин.</i> Решение проблемы утилизации газа, скапливающегося в затрубном пространстве добывающих скважин эксплуатирующейся ШГН	117
23. <i>А.А. Нургалиев, Л.Т. Хабибуллин.</i> Эксплуатация высокообводненных участков нефтяных месторождений с использованием технологии гравитационной сепарации продукции в стволе скважины.....	122
24. <i>Г.М. Подыминогин.</i> Оценка максимально допустимой глубины карьера с учетом веса техники на нем и геометрии борта.....	127
25. <i>А.И. Чанышев, М.Н. Петров.</i> Об одном алгоритме решения динамических задач с «переопределенными» условиями на границе.....	131
26. <i>А.И. Чанышев, И.М. Абдулин.</i> Определение напряженно-деформированного состояния выработки произвольного сечения по данным измерений смещений на ее поверхности.....	137
27. <i>А.И. Чанышев, О.Е. Белоусова, Л.Л. Ефименко.</i> Влияние неоднородностей на деформируемость среды в среднем	141
28. <i>А.Ю. Девятова.</i> Газо-аэрозольные выбросы при горении угольных отвалов	147
29. <i>А.Д. Дучков, Л.С. Соколова, Д.Е. Аюнов.</i> Электронный геотермический атлас Сибири и Дальнего Востока	153
30. <i>А.А. Горбатенко, К.В. Сухорукова.</i> Высокочастотный электромагнитный каротаж в наклонных и горизонтальных скважинах: сигналы и методические особенности численной интерпретации данных 158	
31. <i>З.Н. Гнибиденко, Н.К. Лебедева, Б.Н. Шурыгин.</i> Магнитостратиграфия верхнемеловых отложений юга Омской впадины (юг Западно-Сибирской плиты).....	163

32. М.Н. Глущенко, А.Ю. Соболев, О.В. Нечаев. Моделирование сигналов зондов бокового каротажа СКЛ.....	168
33. С.Б. Горшكالёв, В.В. Карстен, Л.Г. Полухин. Ускорение работы алгоритма гаррисона для поляризационного анализа квазипоперечных волн в анизотропной среде путём аналитического вычисления интегралов	174
34. В.А. Бердов, А.А. Власов, В.В. Лапковский. Метод автоматической корреляции разрезов скважин по геофизическим данным в программном комплексе Petrel.....	179
35. С.П. Бортникова, И.Н. Ельцов. Структура подводящих каналов термальных источников вулкана Мутновский по геофизическим, геохимическим и петрофизическим данным.....	185
36. А.Ю. Белоносов, А.Р. Курчиков, О.С. Мартынов, А.Е. Кудрявцев, С.А. Шешуков. Количественный анализ и дешифрирование цифровых космических изображений при решении задач нефтегазописковой геологии.....	191
37. М.А. Белоносов, С.А. Соловьев. Численное моделирование волновых процессов в трёхмерных упругих средах с использованием преобразования Лагерра	197
38. Г.П. Арнаутков, Е.Н. Калиш, А.В. Лухнев, А.И. Мирошниченко, Д.А. Носов, В.А. Саньков, И.С. Сизиков, М.Г. Смирнов, Ю.Ф. Стусь. Мониторинг вертикальных движений земной поверхности на пунктах Байкальского геодинамического полигона по данным гравиметрических и GPS-наблюдений	203
39. Е.В. Афонина, С.Б. Горшكالёв, В.В. Карстен. Компенсация анизотропии ВЧР при обработке трехкомпонентных профильных данных в Восточной Сибири.....	209
40. С.А. Ефимов. Использование энергии карьерных взрывов для исследования структуры поверхности Земли.....	215
41. С.С. Баранова, А.Ю. Соболев. Учет влияния скважины при обработке данных бокового каротажного зондирования в двумерной среде.....	221
42. Е.В. Поспеева, В.В. Потапов. Геологическое истолкование результатов магнитотеллурического зондирования в Чуйской впадине (Горный Алтай).....	226

CONTENTS

1. <i>E.K. Nurzhumin, T.T. Ipalacov, J.Z. Toleubekova, M.B. Igemberlina, A.K. Assylbekova.</i> Dependence between the parameters of the contact zone of ore body.....	3
2. <i>S.Kh. Lifshits, O.N. Chalaya, Yu.S. Glyaznetsova, I.N. Zueva.</i> Dynamics of remediation of permafrost soils with oil pollutions.....	11
3. <i>Yu.S. Glyaznetsova, L.A. Erofeevskaya, I.N. Zueva, S.Kh. Lifshits, O.N. Chalaya.</i> Environmental monitoring oil and gas complex Yakutia and problems reclamation of disturbed lands	15
4. <i>A.V. Leontyev.</i> Physical and methodological aspects of acoustic emission control of the stress-strain state in a rock mass.....	21
5. <i>T.V. Shilova, A.V. Patutin, S.V. Serdyukov.</i> Methods to control rock mass directional hydraulic fracturing.....	26
6. <i>A.V. Patutin, T.V. Shilova, S.V. Serdyukov.</i> Improving the sealing quality of degassing wells	30
7. <i>S.B. Stazhevsky, A.A. Kramadjian, E.P. Rusin.</i> On the bearing capacity enhancement of a ground anchor with flexible tendon: non-traditional approach.....	35
8. <i>V.Dm. Baryshnikov, V.G. Kachalsky, D.V. Baryshnikov.</i> Experimental estimate of effective stresses in a concrete dam.....	41
9. <i>V.N. Oparin, T.A. Kiryaeva.</i> Relaxation ability of coal methane content	47
10. <i>D.A. Polyakov, V.M. Seryakov.</i> Effect of mechanical properties of laying on the process stress redistribution in the host rock.....	53
11. <i>A.M. Petreev, A.Yu. Primychkin.</i> Rectangular cross-section elastic ring valve operation in air supply system of air percussion machines.....	58
12. <i>A.M. Petreev, A.S. Smolencev.</i> Comparative assessment of energy loss in blow transmission to a long pipe by different adapters	64
13. <i>D.V. Baryshnikov.</i> Directional survey system error estimation in laboratory tests.....	70
14. <i>N.A. Miroshnichenko, E.V. Vasileva.</i> Analysis of seismicity and geomechanical field evolution considering faulting structure of rock mass.....	75
15. <i>L.N. Gakhova.</i> Thermal stresses in a piecewise-homogeneous mass	81
16. <i>A.A. Kramadjian, E.P. Rusin, S.B. Stazhevsky, G.N. Khan.</i> On the stability of a waste pile slope formed with a dump truck and a spreader	87
17. <i>B.N. Smolyanitsky, B.B. Danilov, E.V. Rubtsova.</i> Calculation of pressure loss in rotary slurry pipe of drilling facilities in making long horizontal holes in soil	93

18. <i>D.S. Evstigneev, B.F. Simonov, A.V. Savchenko, V.I. Penkovsky.</i> Numerical solution to the problem of unsteady filtration of immiscible fluids in a jointed block structure	98
19. <i>G.I. Kulakov.</i> Mine accidents related to gas-dynamic manifestations and the engineering personnel skill level at Kuzbass coal mines	104
20. <i>A.V. Savchenko, B.F. Simonov, Yu.V. Pogarsky.</i> Investigation into dynamic loads on downhole hydropercussion generator drive	110
21. <i>A.V. Savchenko, B.F. Simonov, E.N. Cherednikov.</i> Tests of a downhole seismic pulse source	113
22. <i>A.A. Nurgaliev, L.T. Khabibulin.</i> Utilization of gas accumulated in annular space in oil-producing wells with the use of a rod well pump	117
23. <i>A.A. Nurgaliev, L.T. Khabibulin.</i> Exploitation of high-watered oil reservoir areas by using the in-well gravity separation of products	122
24. <i>G.M. Podyminogin.</i> Maximum allowable open pit depth estimation taking into account weight of machinery situated on it and pit slope geometry	127
25. <i>A.I. Chanyshhev, M.N. Petrov.</i> An algorithm for solving dynamic problems with «overriding» conditions on the border	131
26. <i>A.I. Chanyshhev, I.M. Abdulin.</i> Determination of the stress-strain state of development of any section according to measurements of displacements on its surface	137
27. <i>A.I. Chanyshhev, O.E. Belousova, L.L. Efimenko.</i> The influence of inhomogeneities on the deformability of the medium on average	141
28. <i>A.Yu. Devyatova.</i> Gas-aerosol transport elements by burning coal-waste heaps	147
29. <i>A.D. Duchkov, L.S. Sokolova, D.E. Ayunov.</i> Electronic geothermal atlas of Siberia and Far East	153
30. <i>A.A. Gorbatenko, K.V. Suhorukova.</i> High-frequency electromagnetic logging in deviated and horizontal wells: signals and methodological features of numerical interpretation	158
31. <i>Z.N. Gnibidenko, N.K. Lebedeva, B.N. Shurygin.</i> Magnetostratigraphy of upper cretaceous sediments of south Om' basin (West Siberian plate)	163
32. <i>M.N. Glushchenko, A.Yu. Sobolev, O.V. Nechaev.</i> Signals modeling of SKL laterolog array	168
33. <i>S.B. Gorshkalev, W.V. Karsten, L.G. Polukhin.</i> Acceleration of the harrison's algorithm for quasishear waves polarisation analysis in anisotropic media by analytical integral calculation	174
34. <i>V.A. Berdov, A.A. Vlasov, V.V. Lapkovsky.</i> Method of automatic well log correlation in Petrel	179
35. <i>S.P. Bortnikova, I.N. Eltsov.</i> Thermal springs structure at Mutnovsky volcano according to geophysical, geochemical and petrophysical data	185

36. <i>A.Yu. Belonosov, A.R. Kurchikov, O.S. Martynov, A.E. Kudryavtsev, S.A. Sheshukov.</i> Quantitative analysis and interpretation of digital space images at the decision problems of geology oil and gas exploration.....	191
37. <i>M.A. Belonosov, S.A. Solovev.</i> Numerical simulation of wave propagation in 3D elastic medium with Laguerre transform	197
38. <i>G.P. Arnautov, Eu.N. Kalish, A.V. Lukhnev, A.I. Miroshnichenko, D.A. Nosov, V.A. Sankov, I.S. Sizikov, M.G. Smirnov, Yu.F. Stus.</i> Monitoring of vertical movements of earth's surface on point Baikal geodynamic polygon by gravity and GPS-measurements	203
39. <i>E.V. Afonina, S.B. Gorshkalev, W.V. Karsten.</i> Near surface anisotropy compensation for processing 3c-2d seismic data in the Eastern Siberia	209
40. <i>S.A. Efimov.</i> Use of energy quarry blasts to study the structure ground	215
41. <i>S.S. Baranova, A.Y. Sobolev.</i> Correction for the borehole effect of the russian lateral logging data in 2D medium.....	221
42. <i>E.V. Pospeeva, V.V. Potapov.</i> Geological interpretation of results of magnetotelluric sounding in the Chuya basin (Altay)	226

Научное издание

IX Международные научный конгресс и выставка

ИНТЕРЭКСПО ГЕО-СИБИРЬ-2013

Международная научная конференция

НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ. ГОРНОЕ ДЕЛО. НОВЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ И ТЕХНОЛОГИИ ПОИСКА, РАЗВЕДКИ И РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ. ГЕОЭКОЛОГИЯ

Т. 3

Сборник материалов

Материалы публикуются в авторской редакции

Компьютерная верстка *Н.Ю. Леоновой*

Изд. лиц. ЛР № 020461 от 04.03.1997.

Подписано в печать 10.04.2013. Формат 60 × 84 1/16

Печать цифровая.

Усл. печ. л. 13,83. Тираж 100 экз. Заказ

Редакционно-издательский отдел СГГА
630108, Новосибирск, 108, ул. Плеханова, 10.

Отпечатано в картопечатной лаборатории СГГА
630108, Новосибирск, 108, ул. Плеханова, 8.