

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«СИБИРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ГЕОСИСТЕМ И ТЕХНОЛОГИЙ»
(СГУГиТ)

XII Международные научный конгресс и выставка

ИНТЕРЭКСПО ГЕО-СИБИРЬ-2016

Международная научная конференция

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

Т. 4

Сборник материалов

Новосибирск
СГУГиТ
2016

Ответственные за выпуск:

Доктор технических наук, академик РАН,
директор Института нефтегазовой геологии и геофизики
им. А. А. Трофимука СО РАН, Новосибирск
М. И. Энов

Доктор геолого-минералогических наук, академик РАН, председатель Президиума
Кемеровского научного центра СО РАН, Кемерово; научный руководитель Института
нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, Новосибирск
А. Э. Конторович

Академик РАН, главный научный сотрудник, Институт горного дела
им. Н. А. Чинакала СО РАН, Новосибирск
М. В. Курленя

Кандидат геолого-минералогических наук,
генеральный директор АО «СНИИГГиМС», Новосибирск
А. С. Ефимов

Начальник департамента по недропользованию по Сибирскому федеральному
округу Федерального агентства по недропользованию «Роснедра», Новосибирск
А. И. Неволько

Профессор, проректор по научной и инновационной
деятельности СГУГиТ, Новосибирск
В. А. Середович

С26 Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2016. XII Междунар. науч. конгр., 18–22 апреля
2016 г., Новосибирск : Междунар. науч. конф. «Недропользование. Горное
дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки
месторождений полезных ископаемых. Геоэкология» : сб. материалов в 4 т.
Т. 4. – Новосибирск : СГУГиТ, 2016. – 283 с.

ISBN 978-5-87693-917-3 (т. 4)

ISBN 978-5-87693-902-9

ISBN 978-5-87693-901-2

В сборнике опубликованы материалы XII Международного научного конгресса
«Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2016», представленные на Международной научной
конференции «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска,
разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Геоэкология».

Печатается по решению редакционно-издательского совета СГУГиТ
Материалы публикуются в авторской редакции

УДК 622

ISBN 978-5-87693-917-3 (т. 4)

ISBN 978-5-87693-902-9

ISBN 978-5-87693-901-2

© СГУГиТ, 2016

Научное издание

XII Международные научный конгресс и выставка

ИНТЕРЭКСПО ГЕО-СИБИРЬ-2016

Международная научная конференция

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

Т. 4

Сборник материалов

Материалы публикуются в авторской редакции

Компьютерная верстка *Н. Ю. Леоновой*

Изд. лиц. ЛР № 020461 от 04.03.1997.

Подписано в печать 18.04.2016. Формат 60 × 84 1/16

Печать цифровая.

Усл. печ. л. 16,45. Тираж 100 экз. Заказ

Редакционно-издательский отдел СГУГиТ
630108, Новосибирск, 108, ул. Плеханова, 10.

Отпечатано в картопечатной лаборатории СГУГиТ
630108, Новосибирск, 108, ул. Плеханова, 8.

РАЗРАБОТКА СКВАЖИННЫХ ДЕБАЛАНСНЫХ ВИБРОИСТОЧНИКОВ И СТЕНДОВ ДЛЯ ИХ ИССЛЕДОВАНИЯ

Андрей Владимирович Савченко

Институт горного дела им. Н. А. Чинакала СО РАН, 630091, Россия, г. Новосибирск, Красный проспект, 54, кандидат технических наук, зав. НИЦ, тел. (383)217-01-26, e-mail: sav@eml.ru

Вячеслав Петрович Ступин

Новосибирский государственный архитектурно-строительный университет (Сибстрин), 630008, Россия, г. Новосибирск, ул. Ленинградская, 113, кандидат технических наук, доцент, тел. (383)266-38-63, e-mail: smae@sibstrin.ru

Роман Александрович Тюгаев

Новосибирский государственный архитектурно-строительный университет (Сибстрин), 630008, Россия, г. Новосибирск, ул. Ленинградская, 113, студент-магистрант (1-й курс), тел. (999)450-91-29, e-mail: tyugaevroman@gmail.com

Андрей Александрович Сергеев

Новосибирский государственный архитектурно-строительный университет (Сибстрин), 630008, Россия, г. Новосибирск, ул. Ленинградская, 113, студент-магистрант (1-й курс), тел. (923)125-12-28, e-mail: inox-93@mail.ru

Рассмотрены различные способы создания погружных виброисточников и показаны области их применения. Предложен скважинный дебалансный виброисточник, способный работать в жидкости, содержащей механические примеси. Разработан стенд для исследования его параметров в условиях, приближенных к реальным.

Ключевые слова: скважина, виброисточник, дебаланс, стенд.

DOWNHOLE UNBALANCE VIBRATION EXCITERS AND RELATED TEST BENCHES

Andrei V. Savchenko

Chinakal Institute of Mining, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, 630091, Russia, Novosibirsk, 54 Krasny prospect, Candidate of Engineering Sciences, Head of R&D Center, tel. (383)217-01-26, e-mail: sav@eml.ru

Vyacheslav P. Stupin

Novosibirsk State Architecture and Construction University, 630008, Russia, Novosibirsk, 113 Leningradskaya Str., Candidate of Engineering Sciences, Associate Professor, tel. (383)266-38-63, e-mail: smae@sibstrin.ru

Roman A. Tyugaev

Novosibirsk State Architecture and Construction University, 630008, Russia, Novosibirsk, 113 Leningradskaya Str., Student–Candidate for a Master’s Degree, tel. (999)450-91-29, e-mail: tyugaevroman@gmail.com

Andrei A. Sergeev

Novosibirsk State Architecture and Construction University, 630008, Russia, Novosibirsk, 113 Leningradskaya Str., Student–Candidate for a Master’s Degree, tel. (923)125-12-28, e-mail: inox-93@mail.ru

In focus of the paper are the methods to engineer downhole vibration exciters and their application areas. The authors propose a borehole unbalanced vibration exciter capable of operation in liquid with mechanical impurities. The bench for testing the exciter parameters under close-to-reality conditions is developed.

Key words: borehole, vibration exciter, eccentric mass, test bench.

В процессе эксплуатации нефтяного месторождения происходит постепенное снижение дебитов добывающих скважин, одной из причин этого является снижение проницаемости призабойной зоны скважины вследствие ее колматации. Для очистки призабойной зоны скважины применяются различные методы и устройства [1], такие как химическая обработка пласта, акустическое и гидродинамическое воздействия. Применение всех этих методов является дорогостоящим и требует выведения скважины из эксплуатации.

Скважинные гидроударные генераторы, разработанные в ИГД СО РАН [2], оказывают волновое воздействие на призабойную зоны пласта с целью ее очистки и продолжают непрерывно откачивать нефть. Генераторы успешно применяются на нефтяных месторождениях России показали свою высокую надежность, на данный момент срок службы этого оборудования превышает два с половиной года с сохранением стабильной подачи встроенного насоса.

Применение такого типа генераторов возможно в скважинах, эксплуатируемых штанговыми глубинными насосами, доля которых в Российской Федерации составляет 60 % всех добывающих скважин.

Для обработки призабойной зоны скважин, эксплуатируемых погружными винтовыми или центробежными электронасосами, доля которых составляет более 27 % [3] добывающих скважин, в Институте горного дела им. Н.А. Чинакала СО РАН разработан скважинный дебалансный виброисточник, отличительной особенностью которого является возможность его работы в водонефтяной смеси с содержанием механических примесей. Разработанный тип вибратора может использоваться на месторождениях добычи углеводородов, разрабатываемых скважинным способом с дневной поверхности.

В ходе проектирования был проведен анализ основных схем построения погружных дебалансных виброисточников (рис. 1), произведены расчеты основных параметров, рассмотрены особенности их работы в различных средах.

Виброисточник дебалансного типа (рис. 1.а) создает гармонические колебания за счет вращения груза со смещенным центром тяжести, передача создаваемого усилия происходит через подшипниковые узлы, в результате чего

подшипники и вал испытывают повышенную нагрузку, что ведет к увеличению габаритных размеров такого источника.

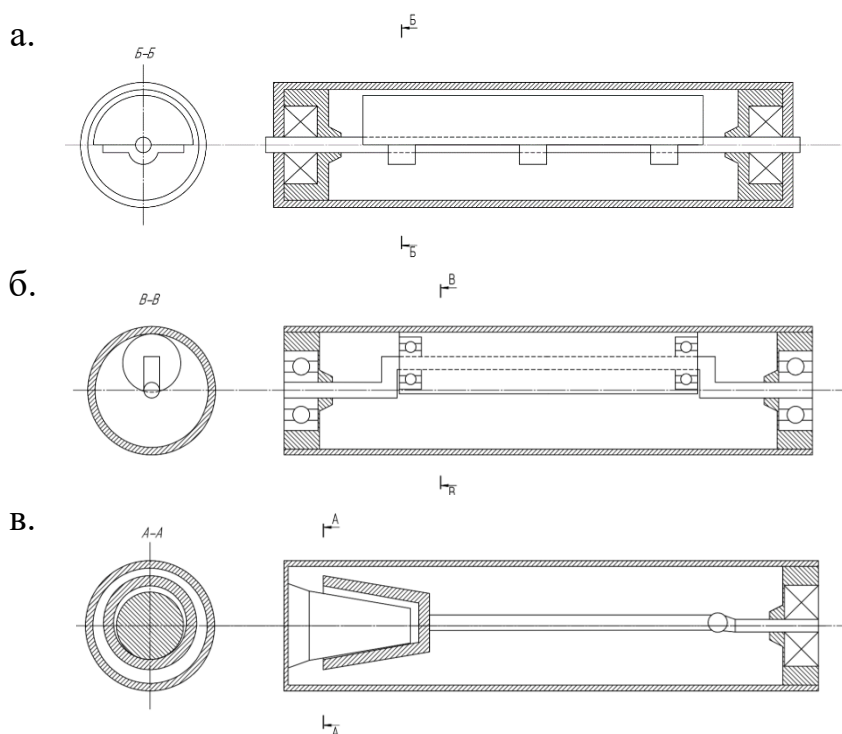


Рис. 1. Схемы погружных виброисточников:

а — дебалансного типа; б — дебаланс с обкаткой по корпусу;
в — дебаланс со свободным концом

Дебалансный источник с обкаткой по корпусу (рис. 1.б), создает гармонические колебания за счет обкатки роликом, закрепленным на валу, по внутренней стенке корпуса, передача импульса происходит через корпус установки. Данный источник обладает высокими энергетическими показателями. Однако, наличие дополнительных подшипников, расположенных на ролике и работающих на повышенной частоте, также снижает надежность системы и увеличивает ее габариты. При попадании жидкости в генератор исчезает контакт ролика с корпусом, что приводит к резкому падению создаваемой силы или полному ее отсутствию.

Дебалансный виброисточник со свободным концом (рис. 1.в), создает гармонические колебания за счет обкатки ступени внутренней частью полого конуса, закрепленного на валу через податливое шарнирное соединение. Данная конструкция обладает наименьшими габаритными размерами корпуса и позволяет получить высокочастотные излучения при значительно меньшей скорости вращения двигателя, при работе в жидкости также исчезает контакт ступени с конусом, что приводит к полному отсутствию создаваемой силы.

В Институте горного дела им. Н. А. Чинакала СО РАН разработан стенд (рис. 2, 3) для исследования параметров скважинного дебалансного генератора в условиях приближенным к натурным, а именно повышенным пластовым давлением и температуре, наличию в жидкости механических примесей.



Рис. 2. Внешний вид стенда

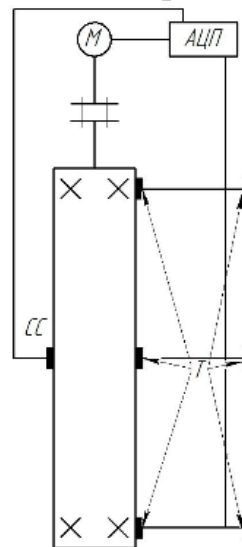


Рис. 3. Измерительная схема стенда

С точки зрения безопасности проведения эксперимента испытательный стенд располагается в отдельной комнате, по периметру которой установлен металлический каркас, который используется в качестве надежного крепления виброисточника. На испытательном стенде вертикально устанавливается генератор и присоединяется к электродвигателю. На корпус источника крепится трехкомпонентный датчик вибрации, регистрирующий горизонтальные и вертикальные колебания.

На внешней стороне корпуса источника установлены три датчика температуры (рис. 3), по два в верхней и нижней части генератора для измерения температуры на уровне подшипников, и два по центру источника для измерения температуры корпуса генератора, что также позволяет отслеживать изменение температуры при заполнении внутренней поверхности корпуса генератора жидкостью. На корпусе генератора установлены нагревательные элементы с терморегулятором позволяющие моделировать температурные условия расположения генератора в пластовых условиях.

Увеличение нагрузки на вал источника в следствии заполнения внутреннего объема генератора жидкостью отслеживается по изменению потребляемого тока двигателя привода генератора.

Показания со всех датчиков вводятся на аналого-цифровой преобразователь и передаются для дальнейшей записи и обработки в компьютер. При превышении предельных значений вибрации на корпусе генератора или нагрузки на привод происходит аварийное отключение

электроэнергии для предотвращения разрушения частей генератора и лабораторного стенда.

Для определения ресурса установки и времени наработки на отказ отдельных ее узлов, на валу двигателя устанавливается счетчик числа оборотов, который после остановки и отключения питания стенда сохраняет свое значение.

Созданный стенд позволяет исследовать основные режимы работы погружных дебалансных генераторов, не прибегая к дорогостоящим измерительным операциям на скважинах, что позволяет избежать возникновения аварийных режимов на нефтепромысле.

Работа выполнена при финансовой поддержке Российского фонда фундаментальных исследований № 15-05-08824а.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. В. И. Клишин, Л. В. Зворыгин, А. В. Лебедев, А. В. Савченко. Проблемы безопасности и новые технологии подземной разработки угольных месторождений // Рос. акад. наук, Сиб. отд-ние, Ин-т горного дела. – Новосибирск: Издательский дом «Новосибирский писатель», 2011. – 524 с., илл.
2. Пат. №2490422 РФ, МПК E21B28/00 E21B43/25 Установка для импульсного воздействия на продуктивный пласт / Опарин В. Н., Симонов Б. Ф., Савченко А. В. - Оpubл. 20.08.2013. - Бюл. №2
3. Сайт НГФР [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.ngfr.ru/ngd.html?neft14>

© А. В. Савченко, В. П. Ступин, Р. А. Тюгаев, А. А. Сергеев, 2016

УДК 622.234.573+622.276.652

ПРИМЕНЕНИЕ ЛОКАЛЬНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ДЛЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ТЕРМОГРАВИТАЦИОННОГО ДРЕНИРОВАНИЯ ПЛАСТА

Сергей Владимирович Сердюков

Институт горного дела им. Н. А. Чинакала СО РАН, 630091, Россия, г. Новосибирск, Красный проспект, 54, доктор технических наук, зав. лабораторией, тел. (913)745-30-03, e-mail: ss3032@yandex.ru

Михаил Владимирович Курленя

Институт горного дела им. Н. А. Чинакала СО РАН, 630091, Россия, г. Новосибирск, Красный проспект, 54, доктор технических наук, академик РАН, главный научный сотрудник, тел. (383)217-01-95, e-mail: kurlenya@misd.ru

Разработаны методические и технические решения по множественному направленному гидроразрыву парораспределительных скважин для интенсификации добычи тяжелых нефтей при термогравитационном дренировании пласта.

Ключевые слова: тяжелые нефти, термогравитационное дренирование пласта, гидравлический разрыв, способ направленного гидроразрыва, скважинное устройство.

APPLICATION OF LOCAL HYDROFRAC FOR THE INTENSIFICATION OF STEAM ASSISTED GRAVITY RESERVOIR DRAINAGE

Sergey V. Serdyukov

Chinakal Institute of Mining, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, 630091, Russia, Novosibirsk, 54 Krasny prospect, Doctor of Technical Sciences, Head of Laboratory, tel. (913)745-30-03, e-mail: ss3032@yandex.ru

Mikhail V. Kurlenya

Chinakal Institute of Mining, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, 630091, Russia, Novosibirsk, 54 Krasny prospect, Doctor of Technical Sciences, Academician, Chief Researcher, tel. (383)217-01-95, e-mail: kurlenya@misd.ru

Methodical and technical solutions for multiple hydraulic fracturing across horizontal steam distribution well for the enhanced heavy oil recovery by the steam assisted gravity reservoir drainage.

Key words: heavy oil, steam assisted gravity drainage of the reservoir, hydraulic fracturing, method of directional fracturing, downhole tool.

Термогравитационное дренирование пласта (steam-assisted gravity drainage - SAGD) является перспективным тепловым методом добычи тяжелых нефтей и

природных битумов, превосходящим по эффективности традиционные технологии паротеплового воздействия. В классическом варианте эта технология предусматривает бурение двух горизонтальных скважин, расположенных параллельно одна над другой вблизи нижней границы нефтенасыщенной толщины пласта. Верхняя горизонтальная скважина используется для нагнетания пара в пласт и создания высокотемпературной паровой камеры [1]. На границе этой камеры пар конденсируется и вместе с нагретой нефтью под действием сил гравитации стекает в забойную зону нижней скважины, из которой и добывается нефть (рис. 1).

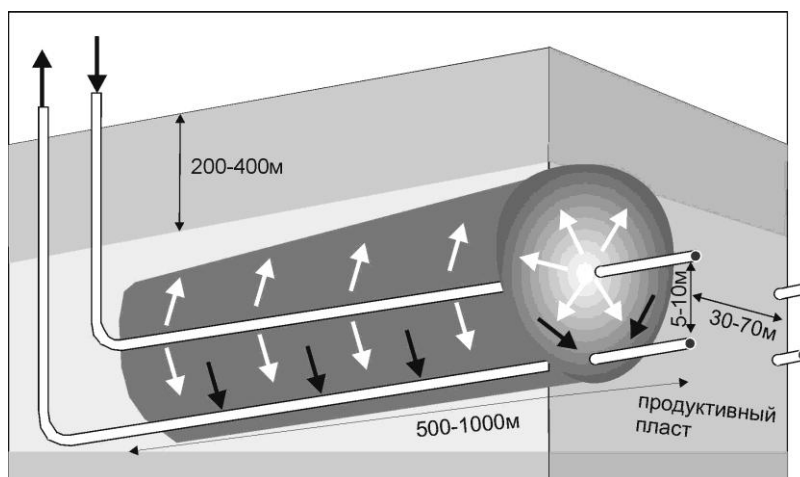


Рис. 1. Схема термогравитационного дренирования пластовой залежи тяжелой нефти

В России первые работы по технологии SAGD начаты в 2012 году на опытном участке ОПУ-5 Лыаельской площади Ярегского месторождения в Республике Коми. Пробурено 5 пар скважин с длиной горизонтальной части ствола около 1000 м. Расстояние между скважинами в паре составляет 5-10 м, между парами скважин – 70 м.

Нефтяная залежь Ярегского месторождения приурочена к слабо и среднесцементированным песчаникам среднедевонских отложений, залегающим на глубине 165-200 м. Средняя нефтенасыщенная толщина пласта составляет 26 м, пористость 26%, начальное пластовое давление 1.3 МПа, нефтенасыщенность 87%, плотность нефти 0.945 т/м³, начальный газовый фактор 10-13 м³/т, температура пласта 6°C, вязкость нефти при пластовой температуре 15.3 Па·с, средняя проницаемость 2.6 мкм².

Область применения технологии ограничена однородными продуктивными пластами сравнительно большой мощности. Значительная часть себестоимости добычи нефти при термогравитационном дренировании пласта связана со стоимостью генерации пара. Требуется источник большого объема воды, а также производительное оборудование по ее подготовке.

Преимуществом технологии SAGD является высокое значение коэффициента извлечения нефти (КИН), который может достигать 75%.

Одна из проблем термогравитационного дренирования заключается в сложности запуска процесса добычи нефти. Из-за высокой вязкости холодная нефть практически неподвижна и поэтому для создания термогидравлической связи между скважинами требуется начальный разогрев пласта. Оптимизация этого процесса направлена на минимизацию времени, за которое скважины могут быть переведены в режим добычи, а также на снижение количества требуемого пара.

Для решения этой задачи нами предлагается использовать множественный направленный гидроразрыв продуктивного пласта с закачкой малых объемов рабочей жидкости без проппанта. Разработаны две основные схемы интенсификации формирования термогидравлической связи между нагнетательной и добывающей скважинами SAGD.

Первая схема предназначена для применения в обсаженных скважинах со щелевой перфорацией обсадных колонн. Реализация этой схемы предусматривает одновременное выполнение гидроразрывов продольного типа в нагнетательной и добывающей скважинах. Для этого в скважинах с помощью специальных устройств изолируют два интервала небольшой длины, расположенные друг против друга, и подают в них рабочий состав под давлением вплоть до формирования трещины между скважинами (рис. 2а). В качестве рабочего состава предлагается использовать растворитель, например бутан, который значительно снижает вязкость нефти.

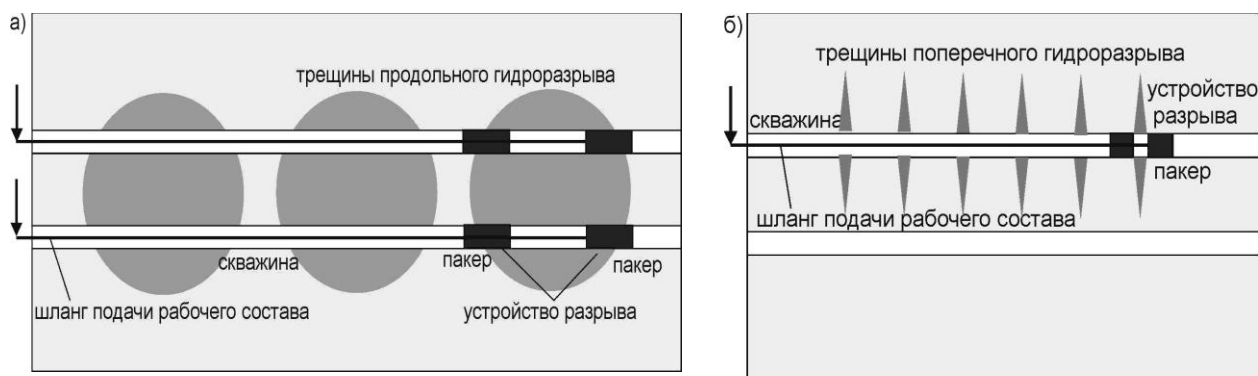


Рис. 2. Схемы интенсификации формирования термогидравлической связи между нагнетательной и добывающей скважинами SAGD

Создание вдоль скважин ряда проницаемых каналов (перемычек) увеличивает поверхность теплоотдачи, что способствует более быстрому и равномерному прогреву продуктивного пласта, интенсифицирует добычу нефти по технологии SAGD.

Синхронный гидроразрыв двух близкорасположенных одна над другой горизонтальных скважин способствует формированию трещины в вертикальной плоскости. Это направление разрыва является наиболее энергетически выгодным. Покажем это.

Оценка коэффициента интенсивности напряжений для трещин отрыва в среднесцементированных песчаниках продуктивного пласта Ярегского месторождения составляет $K_{IC}=0.8 \text{ МПа} \cdot \text{м}^{1/2}$, вертикального горного давления - $\sigma_{11} \approx -3 \text{ МПа}$, что по модулю немного выше бокового сжатия ($\sigma_{22} \approx -2.5 \text{ МПа}$).

В соответствии с [2, 3] давление продольного синхронного разрыва скважин в вертикальном ($P_C^{(V)}$) и горизонтальном ($P_C^{(H)}$) направлениях с достаточной для практических приложений точностью определяется по формулам:

$$P_C^{(V)} = \frac{K_{IC}}{\sqrt{r_w} C \cdot \Phi_p^* \cdot B} - \sigma_{11} \frac{\Psi_f^*}{\Phi_p^*} - \sigma_{22} \frac{\Psi_t^*}{\Phi_p^*},$$

$$P_C^{(H)} = \frac{K_{IC}}{\sqrt{r_w} C \cdot \Phi_p^*} - \sigma_{11} \frac{\Psi_t^*}{\Phi_p^*} - \sigma_{22} \frac{\Psi_f^*}{\Phi_p^*},$$

где $C(L, r_w) \approx 1 + 0,253 \left(1 + \frac{L}{r_w}\right)^{-4,1}$; $B = \sqrt{\frac{2b}{\pi L} \operatorname{tg}\left(\frac{\pi L}{2b}\right)}$; L – глубина трещины (длина крыла); $2b$ – расстояние между скважинами; r_w – радиус скважин;

$$\Phi_p^*(L, r_w) = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \left(1 + \frac{L}{r_w}\right)^{1/2} \left[\frac{\pi}{2} - \arcsin \left(1 + \frac{L}{r_w}\right)^{-1} \right],$$

$$\Psi_f^*(L, r_w) = -\frac{2}{\sqrt{\pi}} \left(1 + \frac{L}{r_w}\right)^{-7/2} \sqrt{\left(1 + \frac{L}{r_w}\right)^2 - 1},$$

$$\Psi_t^*(L, r_w) = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \left(1 + \frac{L}{r_w}\right)^{1/2} \left\{ \frac{\pi}{2} - \arcsin \left(1 + \frac{L}{r_w}\right)^{-1} + \left[\left(1 + \frac{L}{r_w}\right)^{-2} + \left(1 + \frac{L}{r_w}\right)^{-4} \right] \sqrt{\left(1 + \frac{L}{r_w}\right)^2 - 1} \right\}.$$

На рис. 3 приведены графики давлений разрыва, рассчитанные по приведенным формулам, в зависимости от отношения L/r_w , начиная с $L/r_w=0.2$ (соответствует глубине техногенных трещин на стенках скважины, образующихся в процессе ее бурения).

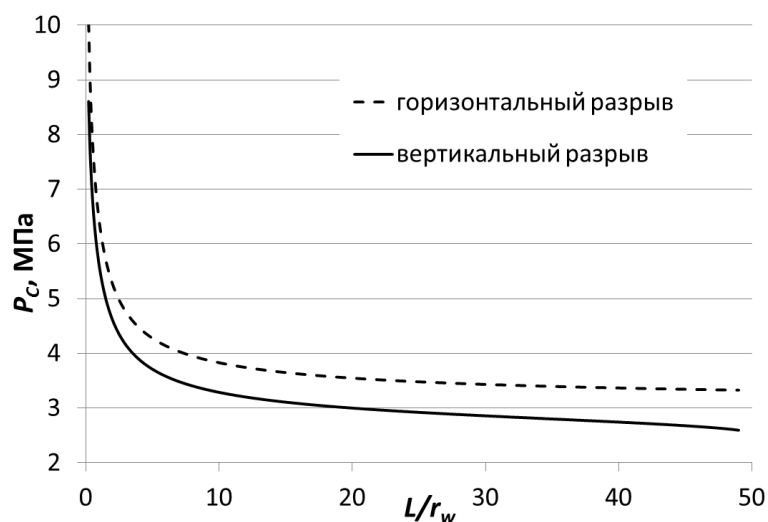


Рис. 3. Графики давлений разрыва скважин SAGD в вертикальной и горизонтальной плоскостях

Видно, что давление вертикального разрыва ниже для всех значений L/r_w . При $L/r_w=0.2$ эти давления составляют, соответственно, 8.6 МПа и 10.0 МПа.

Отметим, что скважины SAGD бурят, как правило, в крест доминирующей системы вертикальной трещиноватости продуктивного пласта, что способствует лучшему его охвату термическим воздействием. Трещины разрыва секут своей плоскостью эту систему трещиноватости, что является дополнительным преимуществом предлагаемой схемы.

Вторая схема формирования термогидравлической связи между скважинами SAGD предназначена, в основном, для необсаженного горизонтального участка нагнетательной скважины, а также для скважин термошахтной системы разработки. Реализация этой схемы предусматривает последовательное выполнение множества малообъемных гидроразрывов поперечного типа вдоль нагнетательной скважины (рис. 2б).

Для формирования поперечных трещин целесообразно использовать способы гидроразрыва по схеме с якорями [4, 5] или по схеме с инденторами [6] или их комбинацию. Преимущество таких способов перед распространенной схемой со щелевым инициатором состоит в проведении направленного гидроразрыва без дополнительного механического резания горных пород специальными устройствами.

Технология SAGD, как и другие методы добычи тяжелых нефтей, имеет невысокую рентабельность, что ведет к нецелесообразности применения дорогостоящих технологий нефтепромыслового гидроразрыва с закачкой больших объемов рабочей жидкости и проппанта.

В связи с этим для реализации предложенных схем разработана технология локального гидроразрыва с созданием коротких трещин между скважинами. Для реализации этой технологии в промысловых условиях разработано роботизированное устройство разрыва, позволяющее снизить стоимость формирования термогидравлической связи между скважинами SAGD до экономически приемлемых значений.

Заключение. Разработаны технологические схемы множественного направленного гидроразрыва для формирования термогидравлической связи между скважинами при термогравитационном дренировании пластовых залежей тяжелой нефти.

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда (проект № 15-17-00008).

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Герасимов И.В., Коноплев Ю.П., Гуляев В.Э. Комплексное развитие Ярегского нефтетитанового месторождения // ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ. -№ 11.-2011. – С. 26-31.
2. Курленя М.В., Зворыгин Л.В., Сердюков С.В. Управление продольным гидроразрывом скважин // ФТПРПИ. – 1999. - №5. – С. 3-12.
3. Павлов В.А., Янкайте А.В., Сердюков С.В. Развитие метода гидроразрыва применительно к оценке напряженного состояния проницаемых горных пород // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2009. - №12. – С. 249-255.
4. Шилова Т.В., Сердюков С.В. Защита действующих дегазационных скважин от поступления воздуха из горных выработок через вмещающие породы //ФТПРПИ. — 2015. — № 5. – С. 179–186.
5. Азаров А.В., Курленя М.В., Патутин А.В., Сердюков С.В. Математическое моделирование напряженного состояния пород при касательной и нормальной нагрузках стенок скважины в интервале гидроразрыва //ФТПРПИ. — 2015. — № 6. – С. 3–10.
6. Патутин А.В. Формирование поперечной трещины гидроразрыва в необсаженных скважинах с помощью инденторов // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XX Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых; Томский политехнический университет. – Томск: Издательство Томского политехнического университета. – 2016. – в печати.

© С. В. Сердюков, М. В. Курленя, 2016

УДК 622.831

МОДЕЛИРОВАНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ МЕХАНИЧЕСКОГО ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ КРЕПИ С МАССИВОМ ГОРНЫХ ПОРОД ПРИ ПРОХОДКЕ ВЫРАБОТОК БОЛЬШИХ СЕЧЕНИЙ

Виктор Михайлович Серяков

Институт горного дела им. Н. А. Чинакала СО РАН, 630091, Россия, г. Новосибирск, Красный проспект, 54, зав. лабораторией, доктор технических наук, профессор, тел. (383) 217-01-52, e-mail: vser@misd.nsc.ru

Выполнен анализ особенностей деформирования породного массива при возведении в выработанном пространстве элементов крепи. Обсуждены постановки краевых задач механики горных пород, наиболее точно учитывающих технологию проходки выработки и последовательность сооружения крепи. Предложены алгоритмы определения напряженно-деформированного состояния горных пород, основанные на использовании матрицы жесткости расчетной системы, формируемой для исходного массива.

Ключевые слова: породный массив, выработки, напряжения, деформации, крепь, механика горных пород, краевые задачи, алгоритмы расчета, матрица жесткости.

MODELING MECHANICAL ROCK–SUPPORT INTERACTION IN LARGE CROSS-SECTION DRIVAGE

Victor M. Seryakov

Chinakal Institute of Mining, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, 630091, Russia, Novosibirsk, 54 Krasny prospect, Head of laboratory, Doctor of Engineering Sciences, Professor, tel. (383)217-01-52, e-mail: vser@misd.nsc.ru

The author analyzes features of rock deformation during support installation in mined-out stope. The scope of the discussion encompasses formulations of boundary value problems of rock mechanics, most accurately accounting for drivage technology and support installation sequence. Algorithms for stress–strain state determination in rocks using stiffness matrix of computation system formed for original rock mass are proposed.

Key words: rock mass, stopes, stresses, strains, support, rock mechanics, boundary value problems, computational algorithms, stiffness matrix.

Единственным силовым фактором, определяющим характер деформирования и разрушения горных пород в окрестности создаваемых выработок, являются снимаемые с их контуров напряжения [1,2]. Уровень силового воздействия определяется глубиной заложения выработки, тектоникой рассматриваемого региона и, в конечном счете, величинами исходных напряжений, сформированных на месте проходки выработки. В зависимости от предполагаемых смещений контуров выработок применяются различные способы возведения крепи для ограничения смещений и поддержания пород контура выработки в неразрушенном состоянии. При использовании щитовой или комбайновой проходки выработок крепь возводится сразу после продвижения забоя. Этим предотвращается полное освобождение границ создаваемой выработки от усилий, определяемых исходными напряжениями на ее контуре. Оставшаяся часть усилий вызывает деформирование уже другой, отличной от исходной, механической системы, состоящей из окружающего выработку массива и элементов возведенной крепи. В случае полного освобождения границ выработки от усилий происходит упругая разгрузка окружающих горных пород. На элементы возводимой крепи уже не действуют нагрузки, возникающие при проходке выработки. В крепких горных породах нагружение крепи происходит лишь при дальнейшем развитии горных работ. Если же породы проявляют реологические свойства, то нагрузка воспринимаемая крепью будет изменяться во времени и при отсутствии горных работ[3,4].

Моделирование напряженно-деформированного состояния крепи и окружающих горных пород с учетом отмеченных особенностей взаимодействия системы «породный массив – элементы крепи» должно производиться с учетом последовательности образования выработок и взведения в них элементов крепи. Это предполагает разработку новых постановок и методов решения краевых задач механики горных пород, определяющих дополнительные поля перемещений, деформаций и напряжений, соответствующих каждому этапу деформирования конструктивно нелинейной системы «породный массив – элементы крепи».

Ряд таких постановок предложен в работах [5,6], где рассматривалось механическое состояние элементов крепи и окружающих пород при поэтапной разработке поперечных сечений выработок больших размеров. При упругом деформировании горных пород и элементов крепи задача сводится к решению последовательности упругих задач определения дополнительных полей напряжений в области с изменяемой конфигурацией крепи по мере поэтапного раскрытия выработки большого сечения. Граничные условия на контурах выработок малых сечений, образуемых на каждом этапе раскрытия сечения больших размеров, формулируются следующим образом.

Образованию первой части выработки в исходном массиве будет соответствовать следующие изменения напряжений на ее контуре

$$\sigma_{ij}^1 n_j = -\sigma_{ij}^0 n_j.$$

Здесь индекс «1» относится к дополнительному полю перемещений σ_{ij}^1 , вызванному проведением первой части выработки; σ_{ij}^0 — начальное напряженное состояние.

Суммируя $\{\sigma_{ij}^1\}$ с начальным напряженным состоянием, получаем полные напряжения массива

$$\{\sigma_{ij}\} = \{\sigma_{ij}^0\} + \{\sigma_{ij}^1\}.$$

Следующая задача механики горных пород состоит в определении дополнительного поля напряжений $\{\sigma_{ij}^2\}$, вызванного формированием второй части выработки, с граничными условиями на ее контуре

$$\sigma_{ij}^2 n_j = -\sigma_{ij} n_j$$

После этого этапа решения в массиве горных пород

$$\{\sigma_{ij}\} = \{\sigma_{ij}^0\} + \{\sigma_{ij}^1\} + \{\sigma_{ij}^2\}$$

в элементах крепи, возведенных в первой части выработки,

$$\{\sigma_{ij}\} = \{\sigma_{ij}^2\}.$$

В результате проходки третьей части выработки в массиве горных пород будут действовать напряжения

$$\{\sigma_{ij}\} = \{\sigma_{ij}^0\} + \{\sigma_{ij}^1\} + \{\sigma_{ij}^2\} + \{\sigma_{ij}^3\}$$

в крепи, возведенной в первой части выработки,

$$\{\sigma_{ij}\} = \{\sigma_{ij}^2\} + \{\sigma_{ij}^3\}$$

а в элементах крепи, сформированных во второй части выработки,

$$\{\sigma_{ij}\} = \{\sigma_{ij}^3\}.$$

При решении каждой из краевых задач о нахождении дополнительных полей напряжений граничных условия на внешнем контуре расчетной области задаются в виде нулевых значений компонент вектора перемещений. Метод решения краевых задач, алгоритмы и программный комплекс полностью соответствуют ранее выполненным разработкам, сделанным применительно к задачам исследования напряженно-деформированного состояния вмещающего и закладочного массивов при использовании технологии с закладкой выработанного пространства твердеющими смесями [7]. Определение напряженно-

деформированного состояния на каждом итерационном шаге нахождения решения проводилось методом конечных элементов [8,9].

Для установления основных особенностей характера напряженно-деформированного состояния элементов крепи и приконтурных пород рассмотрены два варианта раскрытия поперечного сечения выработки: с первичной отработкой подсводовой части сечения; с первичным возведением крепи в бортах выработки. Расчеты выполнены для условий плоской деформации, справедливых в случае значительных размеров выработки и крепи в направлении, перпендикулярном рассматриваемому сечению массива. На боковых границах расчетной области были заданы нулевые значения горизонтальной компоненты вектора смещений u и касательной компоненты тензора напряжений τ_{xy} . Эти условия отвечают исходному напряженному состоянию массива с компонентами тензора напряжений: $\sigma_y^0 = \rho H$; $\sigma_x^0 = \nu \rho H / (1 - \nu)$; $\tau_{xy}^0 = 0$, и реализуются в регионах, где отсутствует тектоника [8]. Здесь σ_x^0 , σ_y^0 , τ_{xy}^0 - нормальные и касательная компоненты тензора напряжений; ρ - объемный вес пород; H - расстояние до земной поверхности. Ось Ox направлена по горизонтали, Oy — по вертикали. Верхняя граница расчетной области свободна от действия внешней нагрузки. На нижней границе полагались нулевыми вертикальная компонента вектора смещений v и касательная компонента тензора напряжений τ_{xy} . Механические свойства вмещающих пород приняты следующими: модуль Юнга $E = 25000$ МПа; $\nu = 0.25$. Для материала крепи $E = 30000$ МПа; $\nu = 0.35$. Объемный вес пород равен 0.03 МН/м^3 .

После полного раскрытия поперечного сечения выработки большого сечения конфигурация крепи будет одна и та же для обоих вариантов. Для этих вариантов на рис. 1, 2 приведены изолинии первого и второго главных напряжений в крепи и окружающем выработку массиве.

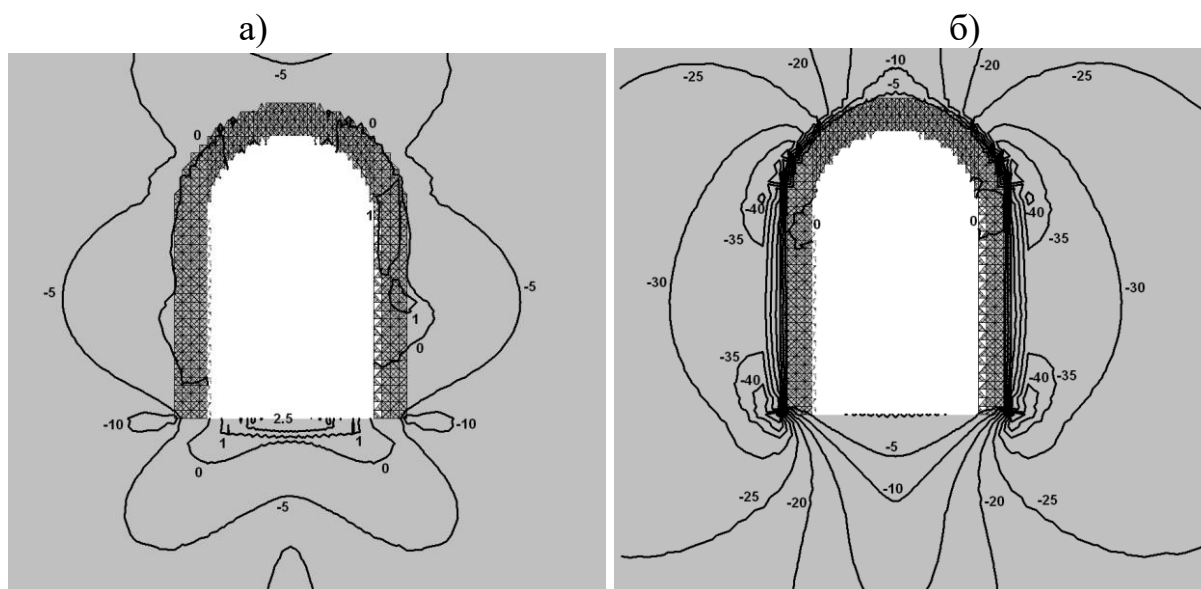


Рис. 1. Распределение напряжений в крепи [МПа] после завершения работ по раскрытию поперечного сечения выработки для варианта с первичной отработкой подсводовой части сечения: $\sigma_1(a)$, $\sigma_2(b)$

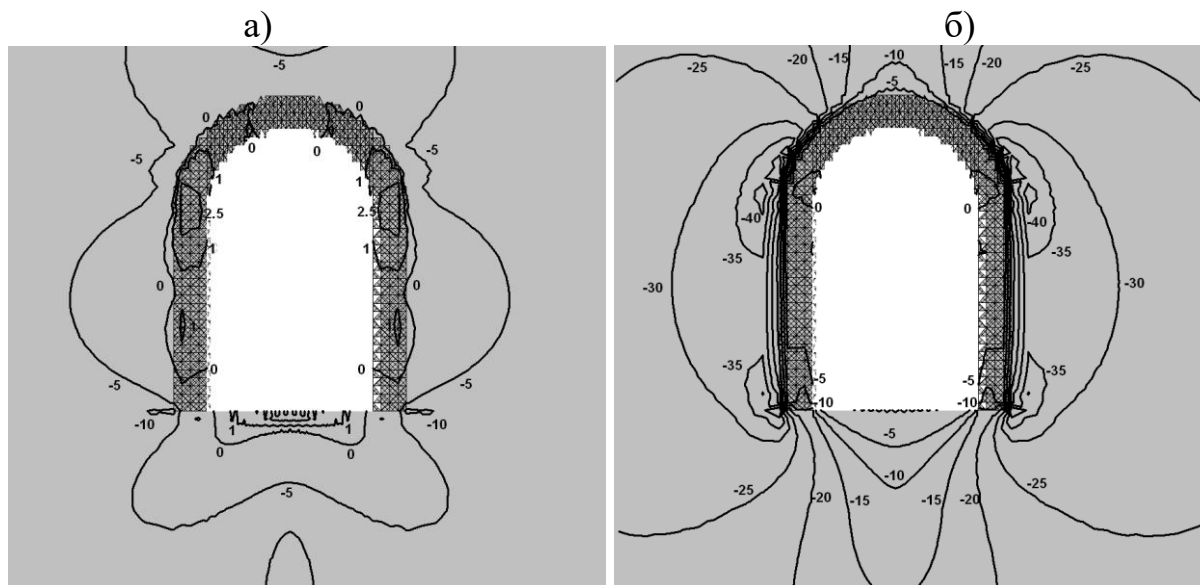


Рис. 2. Распределение напряжений в крепи [МПа] после завершения работ по раскрытию поперечного сечения выработки для варианта с первичным возведением крепи в бортах выработки: $\sigma_1(a)$, $\sigma_2(b)$

Анализируя особенности распределения полей напряжений можно сделать вывод, что вариант ведения горных работ с начальным формированием вертикальных элементов крепи приводит к большим величинам напряжений растяжения в крепи по сравнению с вариантом первичной отработки подсводового пространства. При рассмотренной глубине заложения выработки 750 м для варианта с начальным формированием вертикальных элементов крепи напряжения растяжения достигают 10 МПа, в то время как при реализации варианта с первичной отработкой подсводовой части сечения они не превышают 3 МПа.

Применение разработанных алгоритмов к определению напряженно-деформированного состояния крепи и приконтурных пород при возведении крепи сразу после продвижения забоя возможно после уточнения постановки задачи, которая отражала бы наиболее точно основные особенности взаимодействия крепи с массивом горных пород. Один из вариантов постановки задачи может быть следующим.

1. В конечных элементах, находящихся в объеме создаваемой выработки, применяется процедура метода начальных напряжений, в результате чего происходит уменьшение величин исходных напряжений до уровня, при котором дополнительные смещения точек контура выработки достигают некоторого предельного значения. Величины этих предельных значений определяются из конкретных условий проходки выработки.

2. Формируется расчетная система «породный массив – элементы крепи», дополнительные напряжения в которой возникают вследствие уменьшения величин исходных напряжений в объеме создаваемой выработки до нуля, т.е. моделируется еще один дополнительный этап отработки.

3. После выполнения первого и второго пунктов предлагаемой постановки рассматриваются дальнейшие этапы разработки поперечных сечений следующих выработок.

В настоящее время разработанный комплекс программ адаптируется для реализации предлагаемой постановки задачи расчета напряженно-деформированного состояния крепи и окружающего массива в условиях технологии возведения крепи сразу после продвижения забоя.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Родин И.В. Снимаемая нагрузка и горное давление. В кн. "Исследования горного давления". М., Изд-во литературы по горному делу. 1960. С. 343-374.
2. Курленя М. В., Серяков В. М., Еременко А. А. Техногенные геомеханические поля напряжений. — Новосибирск: Наука, 2005. 264 с.
3. Булычёв Н.С. Механика подземных сооружений в примерах и задачах. — М.: Недра, 1989. — 273 с.
4. Булычёв Н.С. Механика подземных сооружений.- М.: Недра, 1994.- 278 с.
5. Серяков В.М. О расчете напряженного состояния крепи и приконтурных пород при поэтапной разработке поперечного сечения протяженной выработки. // ФТПРПИ, 2015, № 4. С. 43-49.
6. Серяков В.М. Напряженное состояние элементов крепи при различных способах раскрытия поперечного сечения выработки в скальных массивах. // Фундаментальные и прикладные вопросы горных наук, Т.2, 2015. С. 149-152.
7. Серяков В.М. Математическое моделирование напряженно-деформированного состояния массива горных пород при применении технологии с закладкой выработанного пространства // ФТПРПИ. - № 5. – 2014. – С. 51-60.
8. Зенкевич О. Метод конечных элементов в технике. М.: Мир. 1975, 589 с.
9. Фадеев А.Б. Метод конечных элементов в геомеханике. М.: Недра, 1987, 246 с.

© В. М. Серяков, 2016

УДК 622.279 + 622.831.325.3

**ПРИЧИНЫ, В РЕЗУЛЬТАТЕ КОТОРЫХ В ШАХТАХ,
ОТРАБАТЫВАЮЩИХ ПОЛОГИЕ УГОЛЬНЫЕ ПЛАСТЫ,
СТАЛИ ПРОИСХОДИТЬ ВЗРЫВЫ МЕТАНА**

Владимир Аркадьевич Скрицкий

Институт горного дела им. Н. А. Чинакала СО РАН, 630091, Россия, г. Новосибирск, Красный проспект, 54, доктор технических наук, ведущий научный сотрудник, тел. (383)217-09-43, (913)766-24-53, e-mail: scritsky@mail.ru

Взрывы метана, зачастую протекающие с катастрофическими последствиями, в последние годы стали регулярно происходить в угольных шахтах при высокопроизводительной отработке пологих и наклонных пластов. Причина подобных аварий обусловлена переходом с возвратноточного способа проветривания высокопроизводительных выемочных участков на комбинированный способ проветривания.

Ключевые слова: угольный пласт, выемочный столб, технологические схемы отработки, проветривание, опорное горное давление, выработанное пространство, механодеструкция, самонагревание, самовозгорание, взрыв метана.

**CAUSES OF METHANE EXPLOSIONS
IN GENTLY DIPPING COAL BED MINING**

Vladimir A. Skritsky

Chinakal Institute of Mining, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, 630091, Russia, Novosibirsk, 54 Krasny prospect, Doctor of Engineering Sciences, Leading Researcher, tel. (383)217-09-43, (913)766-24-53, e-mail: scritsky@mail.ru

High-rate mining operations in gently dipping and inclined coal beds regularly result in methane explosions frequently entailing disastrous after-effect in recent years. The cause of these accidents is the transition from the return air vent in high-productive headings to a combination ventilation circuit.

Key words: coal bed, extraction panel, mining process flow diagrams, ventilation, abutment pressure, mined-out void, mechanical destruction, spontaneous heating, spontaneous firing, methane explosion.

В 70-80^{тые} годы прошедшего столетия в шахтах Кузбасса взрывы и воспламенения метана происходили преимущественно при отработке крутых пластов. Источником огня, инициировавшим воспламенение метана, как правило, являлись очаги самовозгорания угля, возникающие в выработанном пространстве. Из-за особенностей технологических схем отработки крутых угольных пластов очаги самовозгорания угля в выработанном пространстве зачастую выявлялось не на стадии возникновения очагов самонагревания, а проявлялись вспышками метана в выработанном пространстве, либо выделяющимся дымом. Локальные объемы метана взрывоопасной концентрации в зоне ведения горных работ образовывались в вышерасположенном выработанном пространстве на контакте с очистным забоем. Когда в эти локальные скопления метана, примыкающие к очистным забоям, из выработанного пространства перепускался горящий уголь, то происходила вспышка, либо взрывы метана, которые обычно не распространялись за пределы очистного забоя.

В те же годы пологие и наклонные угольные пласты отрабатывались преимущественно системой ДСО (длинными столбами по простиранию с обрушением пород кровли). Ещё со времен, когда добычу угля стали производить подземным способом, выемочные столбы для последующей их отработки лавами, нарезаются не строго по простиранию пластов, а с наклоном под углом в 3-5°. Это делается, чтобы вода не поступала в очистной забой и в действующие горные выработки выемочного участка из выработанного пространства. Поэтому разрезную печь лавы (монтажную камеру), как правило, размещают на нижней геодезической отметке выемочного столба, как это представлено на рис. 1.

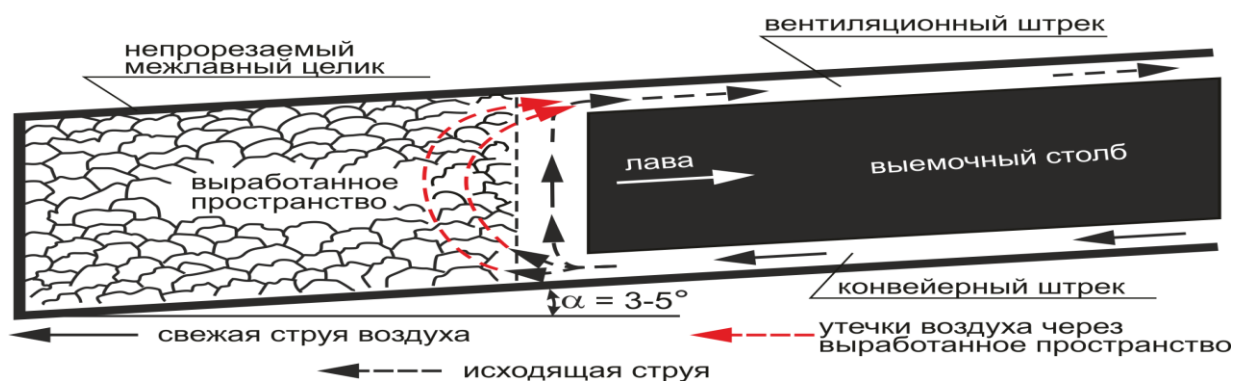


Рис. 1. Схема отработки выемочных участков системой ДСО с возвратноточным способом проветривания очистного забоя

По мере отработки выемочного столба системой ДСО очистной забой (лава) всегда находится на большей высотной отметке, нежели остающееся за ним выработанное пространство. Межлавные целики, отделяющие отрабатываемый выемочный столб от выработанного пространства ранее отработанных выемочных участков сбоями не прорезались. По сути, отработка каждого выемочного столба производилась обособленно от ранее отработанных выемочных столбов. Поэтому отсутствовала аэродинамическая связь между выработанными пространствами отрабатываемого выемочного участка и ранее отработанными.

Так как метан в 2 раза легче воздуха, то метан, выделяющийся в выработанном пространстве, мигрирует в направлении максимальной высотной отметки – к сопряжению лавы с вентиляционным штреком (вентштрек), откуда он вместе с утечками воздуха, проходящими через выработанное пространство, поступает на вентштрек в исходящую из лавы струю воздуха.

В этом же сопряжении вентштрека с выработанным пространством, помимо замеров концентрации метана, осуществляется анализ проб газов, поступающих из выработанного пространства на предмет обнаружения в них оксида углерода (СО), наличие которого свидетельствует о возникновении в выработанном пространстве очага самонагревания угля. Благодаря такому контролю, осуществляемому за составом газов в утечках воздуха, проходящих через выработанное пространство, очаги самонагревания угля в выработанном пространстве выявлялись в начальной стадии их возникновения. В случае выявления в утечках воздуха превышения концентрации СО и иных индикаторных газов, оперативно принимались меры по локализации и подавлению возникающих в выработанном пространстве очагов самонагревания угля. Благодаря контролю составов газов выделяющихся из выработанного пространства выемочных участков, проветриваемых возвратноточным способом, взрывы метана не происходили. Именно поэтому при отработке пологих пластов, уголь которых склонен к самовозгоранию, проветривание очистных забоев производилось только возвратноточным

способом. До тех пор пока производительность очистных забоев, проветриваемых возвратноточным способом, не превышала 1 тыс. т угля в сутки проблем с проветриванием выемочных участков не возникало. При повышении же производительности очистных забоев, достигающей 3-5 тысяч т. угля в сутки и более, возвратноточным способом проветривания выемочного участка соблюдения нормативные требования, предъявляемые Правилами безопасности (ПБ), к скорости воздуха в горных выработках и к предельной концентрации метана (1%) в исходящей из выемочного участка струе воздуха, не представлялось возможным.

Поэтому, чтобы обеспечить высокую производительность выемочных участков, и при этом соблюдения требования ПБ, предъявляемые к вентиляционным параметрам, классическая технологическая система отработки ДСО, представленная на рис. 1, была существенно трансформирована. После чего она приняла вид, представленный на рис. 2.

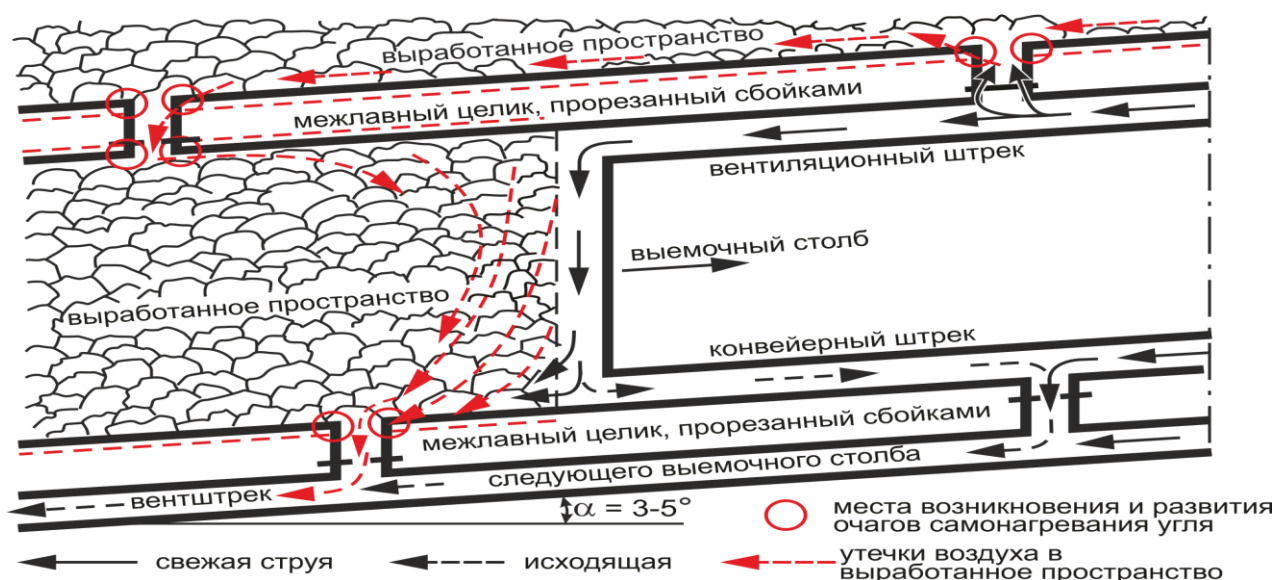


Рис. 2. Трансформированная система отработки ДСО, обеспечивающая производительность лавы до 5-10 тыс. т. угля в сутки

Как и ранее монтажная камера лавы размещается на нижней геодезической отметке подготовленного к отработке выемочного столба. Также и метан из выемочного участка удаляется воздухом, подаваемым для проветривания выемочного участка. Однако внесены существенные изменения в подготовку выемочных столбов и в схему проветривания выемочных участков.

Подготовка выемочных столбов стала производиться парными выемочными штреками с оставлением между ними межлавных угольных целиков, которые, по мере подвигания проходческих забоев, прорезаются 4-5^{тью} и более вентиляционными сбойками, в зависимости от длины выемочного столба. В результате возникла аэродинамическая связь между выработанными пространствами отработываемого выемочного столба и ранее отработанными.

Изменено направление движения воздуха по лаве с восстающего на нисходящее. Проветривание выемочного участка изменено с возвратноточного способа на комбинированный способ. Воздух для проветривания выемочного участка подается не по одной выработке как ранее, а одновременно по трем: - по вентиляционному отработываемого столба; - по конвейерному штреку отработываемого столба; - по вентиляционному, подготавливаемому к отработке следующего выемочного столба.

Метан, выделяющийся в выработанном пространстве, перепускается через сбойку в межлавному целике, минуя очистной забой, на вентиляционный отработываемого к отработке следующего выемочного столба, потоком утечек воздуха. Для этого до 30%, а порой и более от всего количества воздуха (на шахте «Распадская» до 40%), поступающего по вентиляционному отработываемого столба, напрямую пропускается через выработанное пространство для выноса из него выделяющегося там метана.

Опорным горным давлением, действующим на пласт, совершается механическая работа по деформации и разрушению его краевой части. В процессе этой работы, совершаемой опорным горным давлением, температура угля внутри краевой части пласта на глубине 4-5м, возрастает на 35-45°C и более, в зависимости от величины опорного горного давления [1]. Через раздавленный и перемятый уголь краевой части пласта воздух беспрепятственно может поступать к нагретому в процессе механодеструкции углю. В не окисленном, но нагретом горным давлением угле, при поступлении к нему воздуха, процесс самонагрева ускоряется. В результате в межлавному целике на сопряжениях сбоек с выработанным пространством, через которые потоком утечек воздуха перепускается метан из выработанного пространства, возникают и развиваются очаги самонагрева угля. На рис. 2 возникающие очаги самонагрева угля помечены красными кружками.

В начальный период возникновения внутри раздавленной краевой части угольного пласта (целика) очага самонагрева и даже очага самовозгорания его размеры не превышают 0,2÷0,3 м, в диаметре [2]. Поэтому количество выделяющихся продуктов окисления – индикаторных газов (СО и Н₂) незначительно. В большом потоке утечек воздуха, пропускаемого через сбойки для выноса метана из выработанного пространства лавы, концентрация выделяющихся из очагов самонагрева угля индикаторных газов снижается настолько, что в пробах газа, отбираемых из сбоек, они не обнаруживаются. Именно поэтому при высокопроизводительной отработке выемочных участков, проветриваемых комбинированным способом, очаги самонагрева угля, возникшие внутри краевой части целиков, но еще не развившиеся до стадии пламенного горения, как правило, остаются не обнаруженными.

После перехода к отработке очередного, ниже расположенного, выемочного столба, в возникшие и развившиеся ранее, еще при отработке предыдущего выемочного столба, очаги самонагрева начинают поступать утечки воздуха из вентиляционного, по которому подается свежая струя для

проветривания очистного забоя (лавы). В результате поступления воздуха в эти сохранившиеся очаги самонагрева с нагретым углем процесс окисления в них активизируются. В случае если во время отработки выемочного столба, в каком либо из очагов самонагрева угля, находящемся в межлавленном целике, процесс окисления угля разовьется до стадии пламенного горения, то огонь выходит из целика, распространяется по раздавленной сбойке и в выработанном пространстве действующего очистного забоя поджигает метан.

В выработанном пространстве происходит взрыв метана. Под действием взрывной волны в лаве и в примыкающих к ней горных выработках отложения угольной пыли переводятся во взвешенное состояние. Одновременно туда же взрывной волной из выработанного пространства с огнем выносятся и метан. От горящего метана детонирует взвесь угольной пыли. Происходит взрыв метана и угольной пыли, который распространяется по сети горных выработок, в которых под действием взрывной волны образовалась взвесь со взрывоопасной концентрацией угольной пыли.

Из выше изложенного следует, что при отработке пологих угольных пластов высокопроизводительными механизированными очистными комплексами взрывы метана, также как и при обработке крутых угольных пластов, обусловлены возникновением в выработанном пространстве очагов самовозгорания угля. Чтобы предотвратить взрывы метана в высокопроизводительных угольных шахтах, отрабатывающих пологие угольные пласты, необходимо: - отказаться от комбинированного способа проветривания выемочных участков; - в пределах выемочных столбов изменить направление подвигания очистных забоев с восстающего на нисходящее. Добычу угля при этом совместить с добычей угольного метана [3].

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Скрицкий В. А. Роль горного давления в возникновении эндогенных пожаров в угольных шахтах / В.А. Скрицкий // Материалы научн. конгресса (15÷17.10.2009 г.): "Совершенствование системы управления, предотвращения и демпфирования последствий чрезвычайных ситуаций регионов и проблемы безопасности жизнедеятельности населения". – Новосибирск. – СГГА. – 2009. – С. 162-164.
2. Попов В.Б. Опыт активного тушения эндогенного пожара в выработанном пространстве действующей лавы / В.Б. Попов, В.А. Скрицкий // Вестник МАНЭБ. - № 11 (35). - СПб. 2001. – С. 41-43.
3. Патент на изобретение № 2360128 (Россия), МПК E21F 7/00. Способ дегазации выработанного пространства / В.А. Скрицкий, Г.И. Кулаков / Заявлено 29.01.2008. – Опубл. – 27.06.2009. – Б.И. – № 18.

© В. А. Скрицкий, 2016

УДК 622.273

**РЕЗЕРВЫ ЭФФЕКТИВНОЙ ОТРАБОТКИ
ЗАПАДНОГО ФЛАНГА РУДНИКА «ОКТЯБРЬСКИЙ»**

Александр Петрович Тапсиев

Институт горного дела им. Н. А. Чинакала СО РАН, 630091, Россия, г. Новосибирск, Красный проспект, 54, доктор технических наук, зав. лабораторией подземной разработки рудных месторождений, тел. (383)217-08-21, e-mail: atapsiev@misd.nsc.ru

Владимир Александрович Усков

Институт горного дела им. Н. А. Чинакала СО РАН, 630091, Россия, г. Новосибирск, Красный проспект, 54, доктор технических наук, ведущий научный сотрудник лаборатории подземной разработки рудных месторождений тел. (383)217-01-42, e-mail: labprtm@list.ru

Рассмотрены перспективы отработки залежей медистых руд на Западном фланге рудника Октябрьский камерной системой разработки дистанционно управляемым самоходным оборудованием. Рекомендованы условия поддержания одиночных камер без закладки.

Ключевые слова: камерная система разработки, производительность оборудования, породный массив, деформация, закладка, технологические параметры.

PROVISIONS EFFECTIVE DRIVING WEST WING OF THE OKTYABRSKY MINE

Alexander P. Tapsiev

Chinakal Institute of Mining SB RAS, 630091, Russia, Novosibirsk, 54 Krasny prospect, Dr Eng, Head of Underground Ore Mining Laboratory, tel. (383)217-08-21, e-mail: atapsiev@nsc.ru

Vladimir A. Uskov

Chinakal Institute of Mining SB RAS, 630091, Russia, Novosibirsk, 54 Krasny prospect, Dr Eng, Principal Researcher, Underground Ore Mining Laboratory, tel. (383)217-01-42, e-mail: labprmm@list.ru

The prospects of mining deposits of copper ore in the West wing of the mine Oktyabrsky of room mining system remotely controlled development of self-propelled equipment. Recommended conditions for the maintenance of single rooms without backfill.

Key words: room mining, productivity of the equipment, rock mass, strain, backfill, technological parameters.

Октябрьское месторождение медно-никелевых руд имеет весьма разнообразные горнотехнические условия в интервале глубин разработки 400-2000 м и является удароопасным. На больших глубинах обычно применяют слоевую систему разработки с закладкой выработанного пространства и сплошным порядком выемки запасов без оставления целиков. Плановое извлечение запасов без образования острых углов и выступов фронта очистных работ и использование опережающей отработки защитных слоев в почве или кровле рудного тела позволяет обеспечить разгрузку разрабатываемого массива от повышенных напряжений [1]. В то же время на руднике «Октябрьский» успешно испытаны варианты камерно-целикового порядка отработки с применением горизонтальных слоев с закладкой, а в зонах повышенной удароопасности массива применяются методы локальной разгрузки бурением разгрузочных скважин при проходке выработок под основанием будущих целиков. При достаточной устойчивости пород при разработке медистых руд по производительности фланга панели наиболее эффективна камерная система разработки с плоским днищем [2]. Потери руды составляют около 5%, а разубоживание – 10-12%.

На западном фланге рудника «Октябрьский» в интервале лент 170-222 медистые руды имеют мощность менее 25 м [3]. Они залегают обособленно на глубине менее 700 м, причем почва медистых руд удалена от кровли

вкрапленных руд на 15÷40 м. Около 50% пород рудного массива имеют среднюю нарушенность и II категорию устойчивости, 20% являются слабо нарушенными

(I категория устойчивости) и 30% – сильно нарушенными (III категория устойчивости) [3]. Медистые руды рудника с абсолютной глубиной залегания менее 700 м отнесены Комиссией по горным ударам ЗФ ОАО «ГМК «Норильский никель» (протокол № ЗФ-95/27-пр от 06.12.2013 г) к склонным по горным ударам. Поэтому проведение на западном фланге рудника опытно-промышленных испытаний высокопроизводительных геотехнологий наиболее целесообразно.

Благоприятные условия залегания пластообразных рудных залежей позволяют наиболее эффективно отработать их самоходной техникой с дистанционным управлением камерной системой разработки с плоским дном.

Техническую производительность самоходной буровой установки (СБУ) при этом следует определять по функциональной зависимости [4]:

$$A_m^{BY} = f(N_{бм}, k_{бм}, v_б, k_{гл}, \sum t_i^б), \quad (1)$$

где $N_{бм}$ – количество бурильных машин (стрел), ед.; $k_{бм}$ – коэффициент совмещения работы бурильных машин; $v_б$ – техническая скорость бурения, м/мин; $k_{гл}$ – коэффициент изменения скорости с глубиной бурения; $\sum t_i^б$ – суммарное время вспомогательных операций в смену, мин.

Техническую производительность самоходной погрузо-доставочной машины (ПДМ) следует определять по функциональной зависимости [4]:

$$A_m^{ПД} = f(\omega_{ков}, \varphi_k, L, v_{ср}, t_з, t_p, t_в^{ПД}, k_{раз}), \quad (2)$$

где $\omega_{ков}$ – вместимость ковша, м³; φ_k – коэффициент заполнения ковша; L – среднее расстояние доставки горной массы, м; $v_{ср}$ – средняя скорость груженой и порожней ПДМ, км/час; $t_з$ – норма времени на загрузку ковша, мин; t_p – норма времени на разгрузку ковша, мин; $t_в^{ПД}$ – норма времени на вспомогательные операции за один рейс, мин; $k_{раз}$ – коэффициент разрыхления горной массы.

На руднике «Октябрьский» достигнута сменная производительность ПДМ TORO 1400 в режиме дистанционного управления при расстоянии доставки 200-250 м – 90 м³/смену, а эксплуатационная производительность СБУ Simba H254 – 123 шп.-м/смену.

Реализация концепции «интеллектуального рудника» [1] предполагает применение комплекса высокопроизводительных и безопасных геотехнологий, геоинформационного обеспечения, технологического оборудования и персонала в соответствии с особенностями газодинамических, геомеханических и геодинамических процессов в массиве горных пород для достижения максимального извлечения полезных компонентов при

последующей переработке сырья. Важнейшим преимуществом камерной системы разработки с плоским днищем при использовании самоходной техники с дистанционным управлением является вывод людей из очистного пространства, что существенно повышает безопасность горных работ в условиях проявления динамических форм горного давления.

Дополнительным резервом для повышения эффективности отработки западного фланга месторождения является возможность поддержания на этой глубине разработки незаложенных одиночных камер на безопасном расстоянии L от фронта очистной выемки (рис. 1).

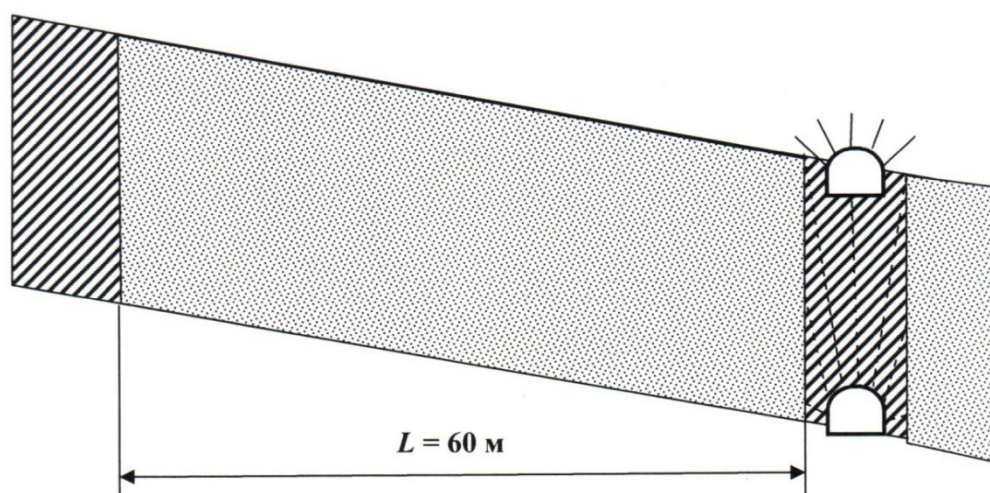


Рис. 1. Рекомендованные условия поддержания одиночных камер без закладки на западном фланге медистых руд.

Обозначения:  - руда;  - закладочный массив

Для этого при отработке медистых руд оставляется рудный целик шириной в одну камеру, который отрабатывается по мере достижения безопасного расстояния L от оставляемой без закладки камеры до фронта очистных работ (рис. 1).

Экономический эффект достигается отсутствием затрат рабочего времени (8 рабочих смен [5]) на подготовку к закладке и установку в такой камере закладочной перемычки (одной или двух), затрат на производство закладочной смеси и производство закладочных работ. Сменная производительность закладки составляет порядка $500 \text{ м}^3/\text{смену}$. Для камеры шириной 10 м, высотой 20 м и длиной 40 м экономится рабочее время порядка 16 рабочих смен. Камеры можно также использовать для складирования пород с проходки полевых выработок. Рекомендуется выбирать расстояние L от оставляемой без закладки камеры до фронта очистных работ (рис. 1) из условия стабилизации деформаций расслоения налегающих пород и полного набора прочности закладочным массивом.

Активное нарушение контура продолжается в зоне максимальных изгибов подработанной толщи. При удалении очистного фронта на 60 и более метров интенсивность деформационных процессов в кровле затухает (рис. 2).

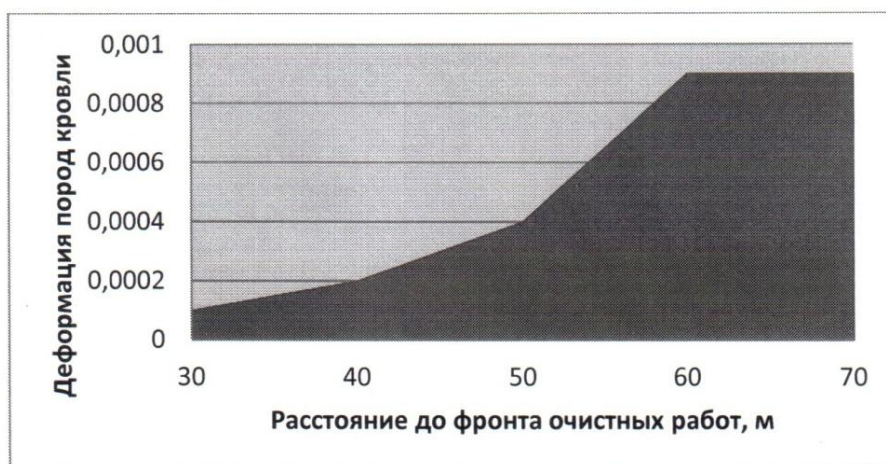


Рис. 2. Характер изменения деформации пород кровли от расстояния до фронта очистных работ

Выводы:

Медистые руды западного фланга рудника «Октябрьский» с абсолютной глубиной залегания менее 700 м наиболее эффективно отработать самоходной техникой с дистанционным управлением камерной системой разработки с плоским днищем. Дополнительным резервом повышения эффективности горных работ является поддержание на этой глубине разработки одиночных камер без закладки на безопасном расстоянии $L = 60$ м от очистного фронта.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Айнбиндер И.И. Основные принципы формирования техногенной геосреды при разработке месторождений стратегических видов минерального сырья на больших глубинах // Фундаментальные проблемы формирования техногенной геосреды. Т. II. Геотехнология. — Новосибирск: Изд. ИГД СО РАН, 2010. — с. 13-18.
2. Анохин А.Г., Шляпцев В.Ф., Плиев Б.З., Богайчук А.В. Совершенствование камерной системы разработки медистых руд на руднике «Октябрьский» // Горный журнал, №6, 2010. — с. 66-68.
3. Тапсиев А. П., Усков В.А., Уфатова З.Г. Обоснование параметров камер при отработке рудных залежей на руднике «Октябрьский» с частичной закладкой и обрушением // Фундаментальные и прикладные вопросы горных наук, №2, 2015. — с. 279-283.
4. Смирнов А.А., Чернецов В.А., Чернецов Д.В. Методика расчета производительности самоходного горного оборудования (на примере Норильских рудников) // Горный журнал, №6, 2010. — с. 88-90.
5. РТПП-051-2013. Регламент технологических производственных процессов по применению камерной системы разработки с закладкой выработанного пространства и использованием дистанционно управляемого самоходного оборудования при выемке

сульфидных руд на Талнахских рудниках ЗФ ОАО «ГМК «Норильский никель». — Норильск, 2013.

© *А. П. Татсиев, В. А. Усков, 2016*

УДК 622.023

**КОЛИЧЕСТВЕННЫЙ АНАЛИЗ МИКРОСТРУКТУРЫ ГОРНЫХ ПОРОД
ОБОБЩЕННЫМ БЕЗРАЗМЕРНЫМ ПОКАЗАТЕЛЕМ И ЕГО СВЯЗЬ
С МЕХАНИЧЕСКИМИ СВОЙСТВАМИ**

Александр Савельевич Танайно

Институт горного дела им. Н. А. Чинакала СО РАН, 630091, Россия, г. Новосибирск, Красный проспект, 54, кандидат технических наук, ведущий научный сотрудник, тел. (383)334-88-80, e-mail: tanaino@misdnsc.ru

Акцентируется необходимость совершенствования методологии исследования механических свойств горных пород. Представлена методика оценки компонент их микроструктуры инструментальными средствами и метод представления их совокупности безразмерным показателем. На примере терригенных пород установлен характер связи этого показателя с прочностью на одноосное сжатие.

Ключевые слова: микроструктура горных пород, безразмерный показатель микроструктуры, механические свойства горных пород.

QUANTITATIVE ANALYSIS OF ROCK MICROSTRUCTURE USING GENERALIZED DIMENSIONLESS INDEX AND CONNECTION OF THE INDEX WITH THE MECHANICAL PROPERTIES OF ROCKS

Alexander S. Tanaino

Chinakal Institute of Mining, SB RAS, 630091, Russia, Novosibirsk, 54 Krasny prospect, Candidate of Engineering Sciences, The leading research assistant, tel. (383)334-88-80, e-mail: tanaino@misdnsc.ru

The author emphasizes urgency of the improvement in methodology of research into mechanical properties of rocks. The paper presents a procedure to instrumental estimation of rock microstructure components and a method to represent a set of such components by a dimensionless index. The nature of the connection between the index and uniaxial compression strength is defined in terms of terrigenous rock.

Key words: rock microstructure, dimensionless index of microstructure, mechanical properties of rocks.

Приводимые ниже положения относятся к исследованию свойств горных пород в лабораторных условиях с соблюдением существующих стандартов. Рассматриваемая проблема сводится к следующим аспектам.

1. Известно, что прочностные свойства горных пород наряду с генезисом, зависят от их структуры. Однако, исследования выполняются без предварительной количественной оценки структуры образцов, подвергаемых испытаниям. В литературных источниках (справочниках, статьях), в которых приводятся результаты экспериментальных исследований, приводятся лишь наименования породы и места взятия пробы [1-5]. Не прибавляют информативности иногда приводимые вербальные характеристики типа: мелко- средне- и крупнозернистый зернистые; трещиноватые; слоистые и пр. [3].

2. Согласно ГоСтам, лабораторные испытания для сопоставимости необходимо выполнять на образцах в воздушно-сухом состоянии. Однако во многих горнотехнологических процессах свойства пород важны в состоянии естественной влажности в массиве. Согласно [6, стр.22], в системе вода-горные породы «... *разный водообмен в пределах даже одной климатической зоны и*

одного типа горных пород приводит к формированию различных гидрогенно-минеральных комплексов» и, как следствие, существенно к отличающимся свойствам горных пород.

Ниже предлагаются методические положения, позволяющие исключить отмеченные некорректности при выполнении экспериментальных исследований.

По пункту 1. Определимся с компонентами структуры. Понятие «структура горных пород», предложенное в своё время А.Н. Заварицким [7] используется и в настоящее время: «Под структурой подразумеваются те особенности строения горных пород, которые обусловлены размерами, формой и взаимными отношениями составных частей породы (минералов, а также стекла)». Несмотря на то, что в определении структуры входят размерные компоненты, в действительности же структуры горных пород характеризуются вербально (типа: аплитовая, венцовая, бостонитовая и пр.). Этим и обусловлена актуальность задачи представления микроструктуры горных пород количественным показателем, решение которой сведём к получению зависимости типа:

$$G_S = \sum \varphi(x_i), \quad (1)$$

где G_S – безразмерный количественный показатель структуры образца породы; x_i – i -тая её компонента структуры, представленная количественно.

К количественным компонентам, определяющим структуру согласно понятию, относим следующие: зернистость (размеры зёрен), фактор формы зёрен, минеральный состав, свойства цемента. В дополнение к этим компонентам, следует отнести пористость, как один из важных показателей, влияющих на прочностные свойства.

Компоненты структуры горных пород в разной степени оказывают влияние на их прочностные свойства. С увеличением некоторых проявляется тенденция к снижению прочности породы. Это характерно для зернистости, влажности, пористости. В качестве примера на рис. 1 показан характер проявления связи между пористостью и пределом прочности на одноосное сжатие, откуда следует, что в целом проявляется тенденция в виде логарифмической связи между показателями пористости и пределами прочности пород на одноосное сжатие. Аналогичный характер связи установлен между зернистостью и влажностью породы [8].

На качественном уровне известно, что такие компоненты структуры как прочность цемента в осадочных породах и прочность породообразующих минералов, напротив, с увеличением численных значений этих показателей обуславливают возрастание прочности породы.

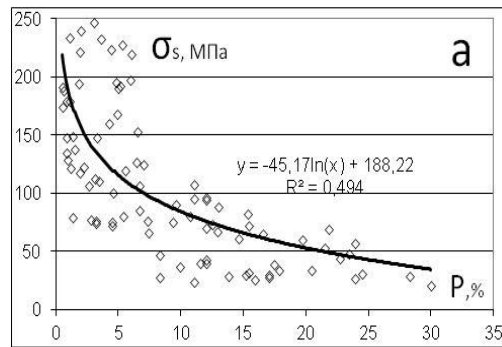


Рис. 1. Характер проявления связи между показателями пористости (Р) и прочностью на одноосное сжатие: а) осадочные породы (известняки, доломиты, песчаники); Выполнено по данным [2, стр. 241-270]

Таким образом, с увеличением численных значений показателей структуры прочностные свойства горных пород либо увеличиваются, либо снижаются. Используя положения [10] запишем выражения, отражающие эти закономерности:

$$A_{k,i} = 1 - C \cdot m_k \cdot \ln(a_i/a_{\max}) \quad (2)$$

$$B_{n,j} = C \cdot m_n \cdot \ln(b_j/b_{\min}) + 1 \quad (3)$$

Здесь (2) используется для представления в безразмерном виде уровней влияния тех компонент структуры, с увеличением численного значения которых прочность горных пород снижается (рис. 2 а), а (3) для оценки обратной закономерности (рис. 2 б). a_i , b_j – численные значения компонент структуры в принятых единицах измерения; $a_{\max}$, $b_{\min}$ – базовые значения компонент структуры; C – константа канонической шкалы ($C=1.4427$, по [10]); A , B – безразмерные показатели определяющие степень прочности в зависимости от значений показателей структуры; m – показатель, определяющий характер зависимости степени прочности в зависимости от значений компонент структуры (на рис. 2 $m=3$ и $m=5$, соответственно кривые 1 и 2).

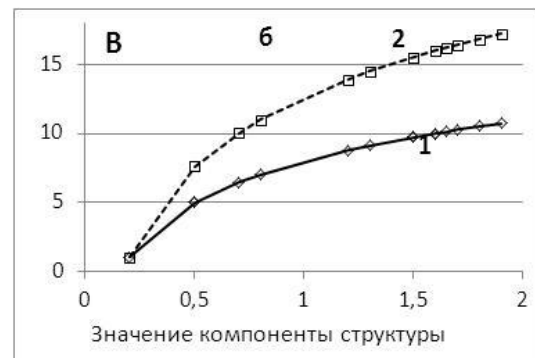
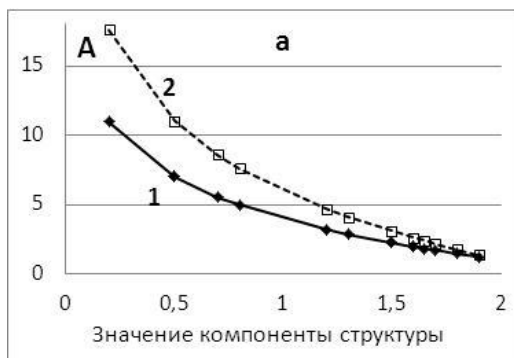


Рис. 2. Характер зависимости (2) – а; и (3) – б при разных значениях m:
1-m=3; 2-m=5

Применительно к терригенным породам обоснованы и приняты соответствующие значения параметров в (2) и (3), представленные в таблице.

Компонента структуры	Значения показателей			Формула
	m	a _{max}	b _{min}	
Зернистость	8	2	-	(2)
Пористость	3	20	-	(2)
Влажность	5	25	-	(2)
Фактор формы зёрен	6	1		(2)
Связь между зёрнами	4	-	1	(3)
Минеральный состав	3	-	1	(3)

Подставив данные этой таблицы в формулы (2) и (3), после преобразований получим выражения для представления компонент структуры в безразмерном виде и оценки значимости каждой компоненты на прочность горной породы при одноосном сжатии.

1) Зернистость: **$J_z = 9 - 11.54 \ln(z)$** , **z** – средневзвешенный размер зерна, мм;
2) Пористость: **$J_p = 14.93 - 4.33 \ln(p)$** , **p** – пористость, %. 3) Влажность: **$J_w = 22.6 - 7.22 \ln(w)$** , **w** – естественная влажность, %. 4) Фактор формы зерна (**r**) определяется в пределах 0.1-1 (чем меньше **r** тем более форма зерна отклоняется от округлённой и более оказывает влияние на прочность породы): **$J_r = 1 - 8.656 \ln(r)$** . 5) Связь между зёрнами определяется типом цемента (**s**) со следующими значениями твёрдости по Моосу: глинистый 1-2; сульфатный 2-3; карбонатный 3-4; кремнистый 5-6: **$J_s = 5.77 \ln(s) + 1$** . 6) Влияние минерального состава на прочность горных пород оценим процентным содержанием минералов в образце породы в соответствии с их твёрдостью по Моосу **$t = 0.01 \sum \mu_i(t_i)$** , где **μ_i** – процентное содержание **i**-го минерала и его твёрдость (**t_i**): **$J_t = 4.33 \ln(t) + 1$** .

При этих значениях компонент обобщённый безразмерный показатель структуры образца породы, согласно (1), представим в виде суммы:

$$G_s = [9 - 11.54 \ln(z)] + [14.93 - 4.33 \ln(p)] + [22.6 - 7.22 \ln(w)] + [1 - 8.65 \ln(r)] + \\ + [5.77 \ln(s) + 1] + [4.33 \ln(t) + 1]. \quad (4)$$

После преобразования получим выражение для вычисления обобщённого безразмерного показателя структуры горной породы при условии, что все компоненты структуры известны:

$$G_s = 49.53 - 11.54 \ln(z) - 4.33 \ln(p) - 7.22 \ln(w) - 8.65 \ln(r) + 5.77 \ln(s) + 4.33 \ln(s) \quad (5)$$

Для примеров воспользуемся справочными данными [3], в которых представлены лишь некоторые компоненты структуры (зернистость, пористость, естественная влажность) и пределы прочности пород на одноосное сжатие (σ_s).

В виду отсутствия других компонент, для вычисления G_s используем первые (в квадратных скобках) три слагаемых из (4). Результаты представлены на рис. 3.

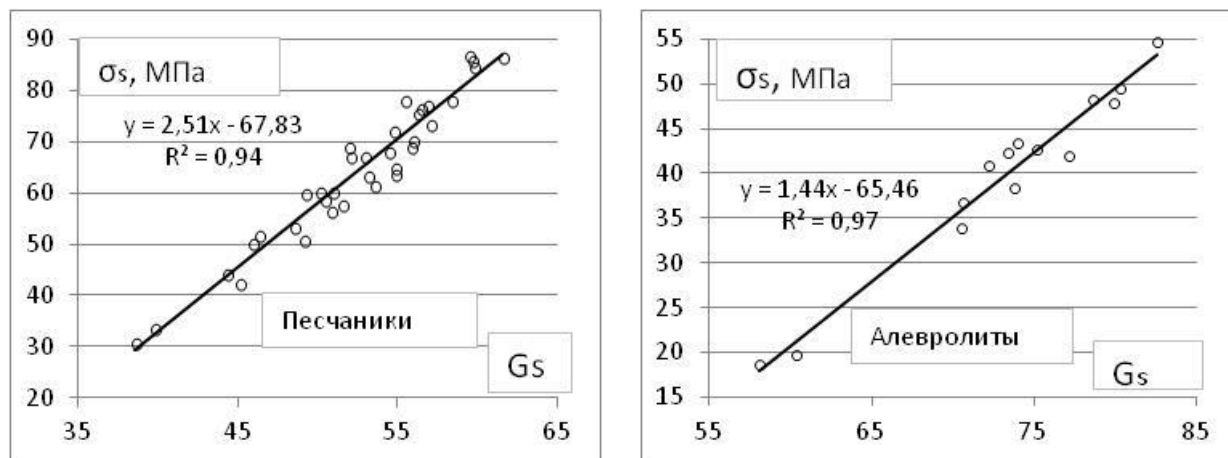


Рис. 3. Характер связи между прочностью пород и обобщённым показателем их структуры

Ввиду высокой степени корреляции между показателями G_s и σ_s приходим к выводу: предложенный метод представления обобщённого показателя структуры терригенных горных пород в достаточной мере приемлем для определения прочности образцов, и исключает необходимость выполнения экспериментов по их разрушению на прессах.

По пункту 2. Вопросы зависимости прочности горных пород от их влажности рассмотрены в [8, стр.194-212] для 13 наименований горных пород (всего 80 разновидностей). Установлена неоднозначность влияния влажности на прочность не только по разновидностям горных пород, но и в пределах однотипных, ввиду взятия образцов из разных гидрогенно-минеральных комплексов. В результате установлен характер связи между прочностью пород в воздушно-сухом и влажном состоянии, которая представляется зависимостью:

$$\sigma_s = \sigma_w / \exp(-W/P \cdot \lambda) \quad (6)$$

где σ_w , σ_s – прочность на одноосное сжатие (МПа) породы во влажном и воздушно-сухом состоянии соответственно; W – естественная влажность, %; P – пористость, %; λ – эмпирический коэффициент.

Значения λ в (6) характерно для типов пород и изменяются в пределах: песчаники 0.6-1; алевролиты 0.8-1; известняки 0.7-1; туфы 1-1.3; доломиты 0.3-0.6. Такие пределы изменений λ получены по причине результатов испытанных образцов из различных гидрогенно-минеральных комплексов. Но при этом отметим, что разброс в значениях прочности образцов находится в пределах 10-15%, что вполне приемлемо.

Заключение.

1. Предложен метод количественной оценки структуры образцов горных пород безразмерным показателем, что само по себе важно, поскольку позволяет перейти от вербальных наименований структуры горных пород к количественному представлению.

2. Установлена связь между обобщённым показателем структуры и прочность терригенных пород на одноосное сжатие.

3. Полученные результаты позволят перейти к исследованию прочностных свойств горных пород без использования испытаний на прессах.

Работа выполнена на оборудовании ЦКП ГГГИ СО РАН.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Науки о Земле. Т.21. Справочник физических констант горных пород. – М.: Мир, 1969. 543 с.
2. Справочник (кадастр) физических свойств горных пород. Под ред. Н.В. Мельникова, В.В. Ржевского, М.М. Протодяконова. – М.: «Недра», 1975. 279 с.
3. Штумпф Г.Г., Рыжков Ю.А., Шаламанов В.А., Петров А.И. Физико-технические свойства горных пород и углей Кузнецкого бассейна: Справочник. – М.: Недра, 1994. 447 с.
4. Физические свойства горных пород и полезных ископаемых (петрофизика). Справочник геофизика. М., «Недра», 1976. 527 с.
5. Протодяконов М.М., Тедер Р.И., Ильинская Е.И и др. Распределение и корреляция показателей физических свойств горных пород. – М.: Недра, 1981. 247 с.
6. Шварцев С.Л. Фундаментальные механизмы взаимодействия в системе вода-горная порода и её внутренняя геологическая эволюция // Литосфера, 2008, № 6, С. 3-24.
7. Заварицкий А.Н. Изверженные горные породы. М.: Из-во АН СССР, 1955. 479 с.
8. Опарин В.Н., Танайно А.С. Каноническая шкала иерархических представлений в горном породоведении. Новосибирск, Наука, 2011. 259с.

© А. С. Танайно, 2016

УДК 550.34.016

ОСОБЕННОСТИ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ КОМПРЕССИОННО-ВАКУУМНЫХ МАШИН УДАРНОГО ДЕЙСТВИЯ

Андрей Константинович Ткачук

Институт горного дела им. Н. А. Чинакала СО РАН, 630091, Россия, г. Новосибирск, Красный проспект, 54, кандидат технических наук, старший научный сотрудник, тел. (383)217-08-80, e-mail: tkachuk.184@yandex.ru

Владимир Николаевич Карпов

Институт горного дела им. Н. А. Чинакала СО РАН, 630091, Россия, г. Новосибирск, Красный проспект, 54, научный сотрудник, тел. (383)217-09-63, e-mail: kvn184@yandex.ru

Проанализирован и обобщен опыт создания машин ударного действия с использованием компрессионно-вакуумных энергоисточников. Предложены пути их дальнейшего совершенствования и применения.

Ключевые слова: малоглубинная сейсморазведка, компрессионно-вакуумная ударная машина, элементы управления, эластичный ресивер, полимерная смазка, мобильность, автономность, испытательный стенд.

FEATURES AND PROSPECTS OF IMPROVEMENT IN COMPRESSION–VACUUM ACTION PERCUSSIVE MACHINES

Andrei K. Tkachuk

Chinakal Institute of Mining, SB RAS, 630091, Russia, Novosibirsk, 54 Krasny prospect, Candidate of Engineering Sciences, Senior Researcher, tel. (383)217-08-80, e-mail: tkachuk.184@yandex.ru

Vladimir N. Karpov

Chinakal Institute of Mining, SB RAS, 630091, Russia, Novosibirsk, 54 Krasny prospect, Researcher, tel. (383)217-09-63, e-mail: kvn184@yandex.ru

The authors analyze and generalize the experience gained in engineering of percussive machines with compression–vacuum action energy sources. Ways of further improvement and potential areas of application of the machines are suggested.

Key words: shallow seismic exploration, compression–vacuum action percussive machine, control elements, elastic receiver, polymeric lubricant, mobility, independence, test bench.

В лаборатории бурения и технологических импульсных машин ИГД СО РАН успешно развивается направление по созданию автономных

малогабаритных компрессионно-вакуумных ударных машин (КВУМ). Разработка и внедрение машин данного класса с учетом результатов лабораторных и натурных исследований ведется с целью технического обеспечения малоглубинной сейсморазведки невзрывными источниками упругих волн при решении геологических задач в широких диапазонах исследуемых глубин представленных в табл. 1. Актуальной технической задачей, при этом, является разработка невзрывного универсального мобильного комплекта оборудования для генерации ударных импульсов, обеспечивающих проведение малоглубинной сейсморазведки. Для решения поставленной задачи на основании изученных проблем, связанных с эксплуатацией невзрывных сейсмоисточников, сформированы общие требования к универсальному комплекту для проведения малоглубинной сейсморазведки (УКМС): работа источника не должна быть основана на человеческой силе (кувалда, гравитационный копер – источник типа «трипод»); максимальная масса комплекта источника для исследования глубин IV диапазона не более 60 кг, а максимальная масса отдельных комплектующих не должна превышать 30 кг [1]; максимальная энергия единичного удара при исследовании глубин до 500 м должна составлять 1–1,2 кДж включительно; обеспечение нанесения ударов с постоянными энергетическими характеристиками – «калиброванный удар»; диаметр контактной поверхности источника при энергии единичного удара более 300 Дж не должен превышать 150 – 200 мм [2]; отсутствие повторного удара в следствие эффекта «отскока»; время ударного цикла 1,4 – 8 с; возможность нанесения удара под любым углом 0– 360°; режимы работы ударного механизма полуавтоматический и автоматический; время разворачивания комплекта с расчисткой профиля под источник не более 5 мин; низкие шумовые характеристики позволяющие выполнять работы в агломерациях города; ремонтпригодность; надежность работы; простота в обслуживании не требующая специальных знаний; безопасность проведения работ; низкая стоимость.

Таблица 1

Диапазоны глубин при проведении малоглубинной сейсморазведки

	Глубина, м	Сферы проведения разведки
I	от 0 до 10-30	поиск археологических артефактов; массовое строительство; капитальный ремонт, реконструкция зданий и сооружений; мелиорация; малоглубинное геологическое картирование и др.
II	от 10-30 до 50-100	поиск строительных материалов; поиск подземных водоносных горизонтов; строительство сложных инженерных сооружений; изучение карстово-суффизных процессов; изучение причин деформации гидротехнических сооружений и др.

III	150-200	поиск рассыпных месторождений; поиск бурых углей; залегание водоносных горизонтов; строительство горнотехнических сооружений и др.
IV	от 150-200 до 500	поиск и изучение рудных тел, артезианских водных горизонтов, месторождений нефти и газа и др.

С учетом вышеприведённых требований речь идет о создании УКМС на базе редкоударных машин нового поколения, обладающих высокими энергетическими характеристиками при сравнительно небольшой массе. Потенциалом создания перспективного комплекта может служить опыт разработки и исследования компрессионно-вакуумных машин ударного действия [3-5].

К общим особенностями разработанных в ИГД СО РАН источников упругих волн на базе КВУМ, следует отнести использование машин, оснащенных компрессионно-вакуумными агрегатами (КВА), служащих энергоисточниками рабочей среды (воздуха), обеспечивающих работу ударной системы, а также изготовление корпусов машин из полимерных материалов, обладающих более высокой технологичностью при изготовлении и ремонте, а также меньшей массой по сравнению со стальными конструкциями. В табл. 2 предложены сравнительные технические характеристики источников упругих волн, представленных на рисунке.

Обобщенный анализ разработки, исследований и эксплуатации КВУМ, при решении геологических задач, обозначил подходы к созданию УКМС. Важными составляющими перспективного комплекта будут являться: универсальный быстросъемный силовой привод оригинальной конструкции с массой не более 4 кг, оснащенный КВА с мощностью до 2,6 кВт, с встроенной полуавтоматической системой управления, позволяющий обеспечивать работу ударного узла машины в вакуумном (гравитационный полуавтоматический или автоматический копер), компрессионно-вакуумном и компрессионном режиме; корпус машины облегченной конструкции, выполненный в модульно-секционном исполнении для решения геологических задач во всех диапазонах исследуемых глубин; использование полимерных смазок обеспечивающих надежную работу ударной системы в диапазоне $+40 \div -30^{\circ}\text{C}$; универсальный быстросъемный магнитный фиксатор регулирующий усилие отрыва (разгона) ударника, при постоянном давлении воздуха в камере рабочего хода в зависимости от диапазона исследуемых глубин; съемный эластичный ресивер, соединенный с камерой рабочего хода, позволяющий снизить габаритные размеры комплекта (по высоте) и увеличить энергию единичного удара [6]; комплект быстросъемных ударников (установка и съем через дульную часть корпуса), используемый в зависимости от решаемых геологических задач; оборудование для проведения автономных работ: 12В АКБ с инвертором 12 – 220В – 3кВт (массой не более 5 кг); и др.

Немаловажно отметить, что одним из важных звеньев в создании УКМС будет являться адаптация комплекта к использованию альтернативных силовых приводов, оснащенных КВА, к примеру, на базе ДВС обеспечивающих более длительную продолжительность работы в автономном режиме.

Первыми шагами создания УКМС, по сути, стала разработка опытного образца КВУМ-3, сочетающая в себе ряд новых технических решений [7]. В настоящее время испытания машины продолжаются, результаты лабораторных и натурных исследований будут опубликованы в дальнейших работах коллектива разработчиков.

Таблица 2

Сравнительные характеристики КВУМ

Технические характеристики	Показатели		
Название машины:	КВУМ-1	КВУМ-2	КВУМ-3
Силовой привод (СП):	электрический	ДВС	электрический
- на базе	DelvirBlaster 2/62	Oleo-MacBV162	оригинальный
- мощность, кВт	2,6	3,5	1,8
- масса	23	9,4	4
Количество рабочих камер КВУМ	1	2	1
Использование воздушных линий КВА при работе ударной системы	вакуумная	компрессионная	компрессионно-вакуумная
Номинальное давление, (МПа):			
- подъем ударника	-0,035	0,01	-0,02
- разгон ударника	сила тяжести	0,01	0,033
Материал корпуса	полиэтилен	полиэтилен	полипропилен
Наличие модульного магнитного фиксатора в камере рабочего хода	-	-	+
Наличие эластичного ресивера	-	-	+
Длина рабочего хода ударника, мм	1300	880	714
Внутренний диаметр корпуса, мм	135	135	130
Масса ударника, кг	20	9,4	12
Легкосъемный ударник	+	-	+
Способы управления КВУМ:			
- ручное	-		+
- полуавтоматическое	+	+	
- автоматическое	+		
Элементы управления КВУМ	воздушный	золотниковый	электрический

	клапан с механическим управлением	распределитель	пульт управления КВА
Угол ударного воздействия, град	-90°	-90°	0 - 360°
Масса источника с СП / трансп. устройство, кг	56/-	26/44,5	24/-
Диапазон исследуемых глубин	I,II	I,II	I,II,III



Рис. Компрессионно-вакуумные ударные машины:
а – КВУМ-1; б – КВУМ-2; в – КВУМ-3

Одним из перспективных направлений использования источников продольных волн на базе КВУМ, обеспечивающих возможность генерации ударных импульсов под любым углом, является сейсморазведка в горных выработках (подземная сейсморазведка), применяемая для выявления и изучения пустот, обводненных зон, карстово-суффизных процессов, изучения геологического строения и оценки физико-механических и прочностных свойств горных пород вокруг выработок, а также горного давления. Важность проведения сейсморазведочных исследований в системе безопасности подземной разработки месторождений полезных ископаемых раскрыта в[8,9].

Помимо проведения сейсморазведочных работ образцы КВУМ двойного действия целесообразно использовать в качестве ударного источника испытательных стендов для физического моделирования процесса разрушения породного массива при динамическом внедрении бурового инструмента, оснащенного твердосплавными инденторами, для ударно-вращательного бурения скважин с целью обоснования параметров буровых долот для пневматических и гидравлических ударных машин. Малая масса, габариты, достаточно высокая энергия единичного удара, сопоставимая с действующими

образцами горных машин, позволяют существенно повысить эффективность проводимых исследований и стать альтернативой замены гравитационному копру и стационарным компрессорным установкам, широко используемым в такого рода исследованиях [10].

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Ивашин В.В., Иванников Н.А., Узбеков К.Х. К вопросу создания переносных импульсных невзрывных сейсмоисточников с индукционно-динамическим приводом // Известия научного центра Российской академии наук, 2013, №4 – 1, Т.15, С.75-81.
2. Санфилов И.А., Ярославцев А.Г. Опыт применения сейсморазведки ОПГ для решения инженерно-геологических задач // Геофизика.2004. №3 С. 27-30.
3. Белобородов В.Н., Ткачук А.К. Некоторые способы борьбы с отскоком в ударных импульсных источниках при малоглубинной сейсморазведке// Всероссийская конференция «Фундаментальные проблемы формирования техногенной геосреды»: сб. трудов конф. – Новосибирск: ИГД СО РАН, 2012, Т.2, С. 70 – 73
4. Белобородов В.Н., Ткачук А.К. Анализ эффективности конструктивных решений уплотнений ударных машин с полимерными корпусами, позволяющих снизить трение и утечки воздуха // Фундаментальные и прикладные вопросы горных наук. – 2014. – №1, Т2 – С. 54 – 61
5. Перспективы создания длинноходовых автономных ударных механизмов двойного действия для строительства, ЖКХ, сейсморазведки и горного дела / В. Н. Белобородов, А. А. Репин, А. К. Ткачук, В. Н. Карпов // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2014. X Междунар. науч. конгр. : Междунар. науч. конф. «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Геоэкология» : сб. материалов в 4 т. (Новосибирск, 8–18 апреля 2014 г.). – Новосибирск : СГГА, 2014. Т. 2.
6. Репин А.А., Ткачук А.А., Карпов В.Н., Белобородов В.Н., Ярославцев А.Г., Жикин А.А. Разработка и исследование автономного мобильного компрессионно-вакуумного ударного источника продольных волн для сейсморазведки // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. – 2016. – №1. – С. 144-151.
7. Пат. на ПМ №156306 Компрессионно-вакуумная ударная машина двойного действия Репин А.А., Тимонин В.В., Белобородов В.Н., Ткачук А.К., Карпов В.Н., Васильев Г.Г., Заболоцкая Н.Н. Оpubл. в БИ. № 31 – 2015
8. Санфилов И.А., Бабкин А.И. Сейсморазведка МОВ в горных выработках соляных рудников // Геофизика. – 2006. – №3. – С.23-26
9. Ярославцев А.Г., Жикин А.А., Байбакова Т.В., Никифорова А.И. Место и роль инженерных сейсморазведочных исследований в системе обеспечения безопасности подземной разработки месторождения водорастворимого полезного ископаемого // Материалы научно-практической конференции «Проблемы безопасности и эффективности освоения георесурсов в современных условиях»: сб.тр. конф. – Пермь: Горный институт УрО РАН, 2014, С.101-104
10. Тимонин В.В. Обоснование параметров породоразрушающего инструмента и гидравлической ударной машины для бурения /Автореферат кандидатской диссертации. Специальность 05.05.06 «Горные машины» - Новосибирск: ИГД СО РАН, 2009. – с.22

© А. К. Ткачук, В. Н. Карпов, 2016

УДК 622.831

ЗАКОНОМЕРНОСТИ ИЗМЕНЕНИЯ ДЕФОРМАЦИОННО-ПРОЧНОСТНЫХ И АКУСТИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ГЕОМАТЕРИАЛОВ И ГОРНЫХ ПОРОД В ЗАВИСИМОСТИ ОТ СТРУКТУРЫ ПРИ ОДНООСНОМ СЖАТИИ

Ольга Михайловна Усольцева

Институт горного дела им. Н. А. Чинакала СО РАН, 630091, Россия, г. Новосибирск, Красный проспект, 54, кандидат физико-математических наук, заведующий ЦКП ГГГИ СО РАН, тел. (383)330-96-41, e-mail: usoltseva57@mail.ru

Павел Александрович Цой

Институт горного дела им. Н. А. Чинакала» СО РАН, 630091, Россия, г. Новосибирск, Красный проспект, 54; Новосибирский государственный технический университет, 630073, Россия, г. Новосибирск, пр. К. Маркса, 20, кандидат физико-математических наук, научный сотрудник, тел. (383)330-96-41, e-mail: paveltsky@mail.ru

Владимир Николаевич Семенов

Институт горного дела им. Н. А. Чинакала СО РАН, 630091, Россия, г. Новосибирск, Красный проспект, 54, главный специалист, тел. (383)330-96-41, e-mail: centre@misd.nsc.ru

Борис Борисович Сиволан

Институт горного дела им. Н. А. Чинакала СО РАН, 630091, Россия, г. Новосибирск, Красный проспект, 54, ведущий инженер, тел. (383)334-88-80, e-mail: bor.nsk.ru@mail.ru

На основе лабораторных экспериментов при одноосном сжатии на образцах горных пород со слоистой структурой (метаалевролита, сланца и эквивалентного искусственного геоматериала) получены новые закономерности изменения деформационно-прочностных и акустических характеристик в зависимости от угла напластования.

Ключевые слова: лабораторный эксперимент, одноосное сжатие, горная порода, структура, угол напластования, деформационно-прочностные характеристики.

MECHANISMS OF CHANGE IN STRENGTH, DEFORMATION AND ACOUSTIC CHARACTERISTICS OF ROCKS AND GEOMATERIALS UNDER UNIAXIAL COMPRESSION DEPENDING ON THEIR STRUCTURE

Olga M. Usol'tseva

Chinakal Institute of Mining, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, 630091, Russia, Novosibirsk, 54 Krasny prospect, Candidate of Physico-Mathematical Sciences, Director

of the Geomechanical, Geophysical and Geodynamic Measurement Center for Shared Use, tel. (383)330-96-41, e-mail: usoltseva57@mail.ru

Pavel A. Tsoy

Chinakal Institute of Mining, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, 630091, Russia, Novosibirsk, 54 Krasny prospect; Novosibirsk State Technical University, 630073, Russia, Novosibirsk, 20 Karl Marx prospect, Candidate of Physico-Mathematical Sciences, Researcher, tel. (383)330-96-41, e-mail: paveltsoy@mail.ru

Vladimir N. Semenov

Chinakal Institute of Mining, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, 630091, Russia, Novosibirsk, 54 Krasny prospect, Main Specialist, tel. (383)330-96-41, e-mail: centre@misd.nsc.ru

Boris B. Sivolap

Chinakal Institute of Mining, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, 630091, Russia, Novosibirsk, 54 Krasny prospect, Principal Engineer, tel. (383)334-88-80, e-mail: bor.nsk.ru@mail.ru

Based on laboratory uniaxial compression of layered rock specimens (metasiltstone, schist and an equivalent artificial geomaterial), the authors define new mechanisms of change in strength, deformation and acoustic characteristics of such rocks depending on bedding angle.

Key words: laboratory experiment, uniaxial compression, rock, structure, bedding angle, strength and deformation characteristics.

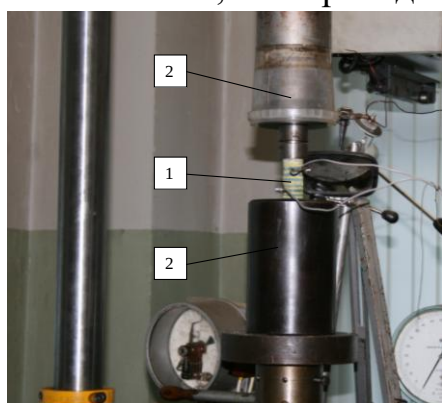
Геологическая среда является существенно неоднородной, состоит из блоков, пластов, слоев, линз и др. разной формы и размера, залегающих в земной коре горизонтально, наклонно или в виде сложных складок. Слоистые осадочные породы, состоящие из налегающих последовательно друг на друга слоев, характеризуется существенной анизотропией физико-механических свойств в зависимости от структуры и текстуры: угла напластования, толщины и прочности слоев, их геометрии и т.п. В литературе имеется ряд работ, посвященных таким исследованиям [1-4], в которых отмечено влияние угла напластования на значения деформационно-прочностных свойств, однако в связи с огромным разнообразием видов горных пород, эти исследования являются по-прежнему актуальными.

Основная задача данной работы состояла в том, чтобы определить закономерности изменения деформационно-прочностных и акустических свойств образцов искусственных геоматериалов и горных пород со слоистой структурой в зависимости от угла напластования при одноосном сжатии. Эксперименты были проведены на трех видах образцов: искусственный геоматериал, имитирующий горную породу, метаалевролит и сланец.

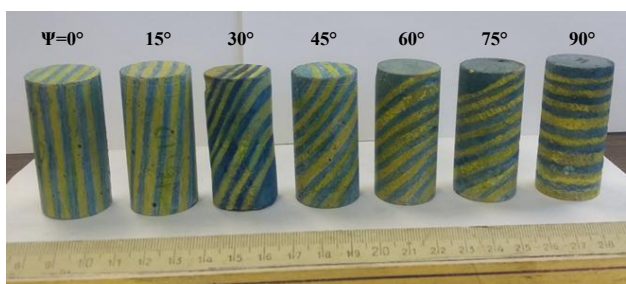
Испытания образцов проводились на сервогидравлическом прессе INSTRON 8802, программа нагружения задавалась по перемещению траверсы прессы, проводилось непрерывное измерение и запись результатов эксперимента в компьютерный файл: осевой нагрузки, продольных и поперечных деформаций. Общий вид испытательного комплекса приведен на рис. 1а.

Были отработаны методики изготовлены образцы из искусственного геоматериала, состоящего из двух чередующихся слоев различного состава: 1-й слой: песок – 30 г, цемент – 10 г, клей Neolit – 4 г, вода – 2,5 г; 2-й слой: песок – 30 г, цемент – 5 г, клей Neolit – 3,5 г, вода – 2,5 г. Размеры цилиндрических образцов – длина 60 мм, диаметр 30 мм. Угол напластования (угол между осью цилиндра и нормалью к плоскости слоев (изотропии)) составлял $\Psi=0^\circ, 15^\circ, 30^\circ, 45^\circ, 60^\circ, 75^\circ, 90^\circ$. На рис. 1б приведены фотографии образцов до испытания.

На данных образцах была проведена серия экспериментов на одноосное сжатие, (не менее 3-х образцов для каждого вида испытаний). Скорость деформирования составляла 0,1 мм/мин. Для каждого типа материала построены зависимости предела прочности (σ^B), модуля деформации ($E_{ст}$) и коэффициента поперечной деформации (ν) в зависимости от угла напластования Ψ , они приведены на рис. 2.



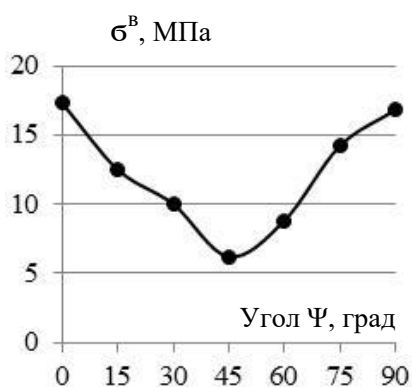
а



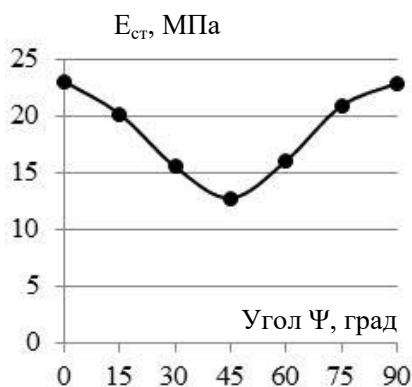
б

Рис. 1. а общий вид испытательного комплекса с образцом искусственного слоистого материала (1), установленного в захватах прессы Instron 8802 (2);

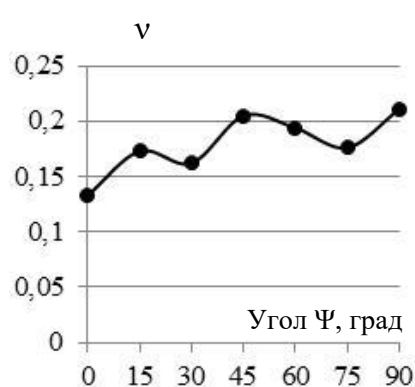
б – фотографии образцов искусственного геоматериала до испытаний, угол напластования $\Psi= 0^\circ, 15^\circ, 30^\circ, 45^\circ, 60^\circ, 75^\circ, 90^\circ$



а



б



в

Рис. 2. Зависимости пределов прочности (а), модулей деформации (б) и коэффициентов поперечной деформации (в) образцов искусственного геоматериала от угла напластования Ψ при одноосном сжатии

Аналогичные исследования были выполнены на природных образцах металевролита и сланца со слоистой структурой. Зависимости предела прочности, модуля деформации и коэффициента поперечной деформации от угла напластования при одноосном сжатии приведены на рис. 3, 4.

Анализ экспериментальных данных показал, что степень анизотропии существенно влияет на деформационно-прочностные свойства образцов горной породы и искусственного геоматериала со слоистой структурой при их нагружении одноосным сжатием.

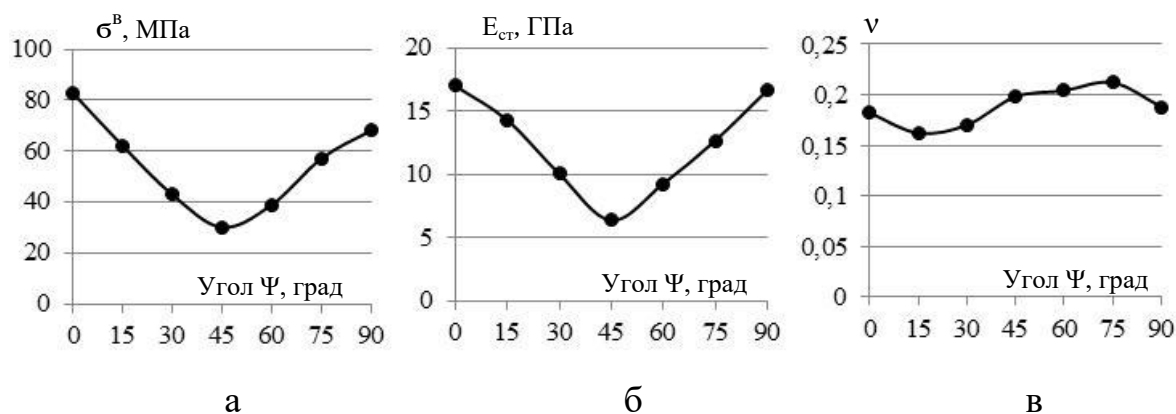


Рис. 3. Зависимости пределов прочности (а), модулей деформации (б) и коэффициентов поперечной деформации (в) образцов металевролита от угла напластования Ψ при одноосном сжатии

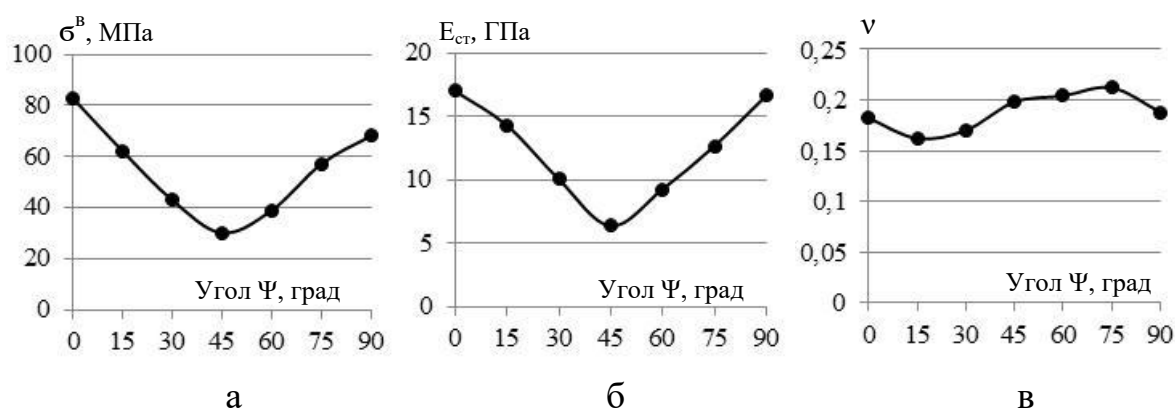


Рис. 4. Зависимости пределов прочности (а), модулей деформации (б) и коэффициентов поперечной деформации (в) образцов сланца от угла напластования Ψ при одноосном сжатии

Для образцов искусственного геоматериала, метаалевролита и сланца были проведены измерения скоростей пробега упругих продольных и поперечных волн, рассчитаны динамические модули Юнга ($E_{\text{дин}}$) и коэффициенты Пуассона [5]. На рис. 5. приведены зависимости статического модуля деформации $E_{\text{ст}}$ и динамического модуля Юнга ($E_{\text{дин}}$) от угла напластования Ψ .

- При значениях угла напластования $\Psi = 0^\circ, 90^\circ$ пределы прочности отличаются не более 18% , причем при $\Psi = 0^\circ$ предел прочности выше. Наименьшее значение предел прочности принимает при $\Psi = 45^\circ$; в интервале изменения угла анизотропии $\Psi = 0^\circ \div 45^\circ$ наблюдается плавное уменьшение предела прочности на 50-65% (относительно предела прочности при $\Psi = 0^\circ$).

- Зависимость модулей деформации от угла Ψ имеет вид, аналогичный поведению пределов прочности. При значениях угла напластования $\Psi = 0^\circ, 90^\circ$ модули деформации отличаются не более 15%. Наименьшее значение модуль деформации принимает при $\Psi = 45^\circ$. В интервале изменения угла напластования $\Psi = 0^\circ \div 45^\circ$ наблюдается плавное уменьшение модуля деформации на 45-63% (относительно модуля деформации при $\Psi = 0^\circ$).

- Наблюдается удовлетворительная корреляция статического модуля деформации и динамического модуля Юнга. Динамические модули Юнга имеют наибольшие значения при величине угла напластования $\Psi = 0^\circ$, наименьшие – при $\Psi = 45^\circ$. При $\Psi = 90^\circ$ динамический модуль Юнга имеет значения на 7-20%, меньше чем $E_{\text{дин}}$ при $\Psi = 0^\circ$.

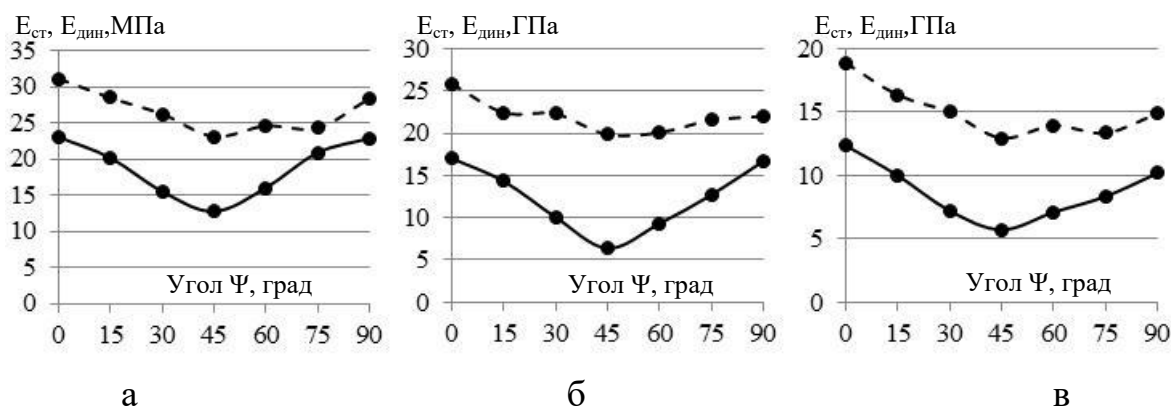


Рис. 5. Зависимости статического модуля деформации $E_{\text{ст}}$ (сплошная линия) и динамического модуля Юнга $E_{\text{дин}}$ (пунктирная линия) от угла напластования Ψ для образцов из искусственного материала (а), метаалевролита (б) и сланца (в)

Работа выполнена на оборудовании ЦКП ГТТИ СО РАН.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Vervoort A., Min K., Konietzky H., Cho J.W., Debecker B., Dinh Q., Frühwirth T., Tavallali A.. Failure of transversely isotropic rock under Brazilian test conditions // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, 701, 2014.
2. Li W., Petrovich C., Pyrak-Nolte L. The effect of fabric-controlled layering on compressional and shear wave propagation in carbonate rock // International Journal of JCRM, Volume 4, Number 2, November 2009.
3. Hakala M., Kuula H., Hudson J.A.. Estimating the transversely isotropic elastic intact rock properties for insitu stress measurement data reduction: A case study of the Olkiluotomica gneiss, Finland // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, 44, 2007.
4. Ghazvinian A., Geranmayeh R., Vaneghi M., Hadei R., Azinfar M.J.. Shear behavior of inherently anisotropic rocks // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, 61, 2013.

© О. М. Усольцева, П. А. Цой, В. Н. Семенов, Б. Б. Сиволан, 2016

УДК 622.831

ВЛИЯНИЕ СТРУКТУРЫ СЛОИСТЫХ ГОРНЫХ ПОРОД И ГЕОМАТЕРИАЛОВ НА ДЕФОРМАЦИОННО-ПРОЧНОСТНЫЕ СВОЙСТВА ПРИ РАСТЯЖЕНИИ И ОБЪЕМНОМ СЖАТИИ

Ольга Михайловна Усольцева

Институт горного дела им. Н. А. Чинакала СО РАН, 630091, Россия, г. Новосибирск, Красный проспект, 54, кандидат физико-математических наук, зав. ЦКП ГГГИ СО РАН, тел. (383)330-96-41, e-mail: usoltseva57@mail.ru

Павел Александрович Цой

Институт горного дела им. Н. А. Чинакала СО РАН, 630091, Россия, г. Новосибирск, Красный проспект, 54; Новосибирский государственный технический университет, 630073, Россия, г. Новосибирск, пр. К. Маркса, 20, кандидат физико-математических наук, научный сотрудник, тел. (383)330-96-41, e-mail: paveltsky@mail.ru

Владимир Николаевич Семенов

Институт горного дела им. Н. А. Чинакала СО РАН, 630091, Россия, г. Новосибирск, Красный проспект, 54, главный специалист, тел. (383)330-96-41, e-mail: centre@nisd.nsc.ru

Приводятся результаты экспериментального исследования деформационно-прочностных свойств образцов со слоистой структурой: метаалевролита, сланца и эквивалентного искусственного геоматериала при испытаниях на объемное сжатие, растяжение, одноосное сжатие. Дан анализ полученных закономерностей изменения данных характеристик в зависимости от угла напластования и вида нагружения.

Ключевые слова: лабораторный эксперимент, объемное сжатие, одноосное сжатие, растяжение, горная порода, угол напластования, деформационно-прочностные характеристики.

EFFECT OF STRUCTURE OF LAYERED ROCKS AND GEOMATERIALS ON STRENGTH AND DEFORMATION CHARACTERISTICS UNDER TRIAXIAL COMPRESSION AND TENSION

Olga M. Usol'tseva

Chinakal Institute of Mining, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, 630091, Russia, Novosibirsk, 54 Krasny prospect, Candidate of Physico-Mathematical Sciences, Director of the Geomechanical, Geophysical and Geodynamic Measurement Center for Shared Use, tel. (383)330-96-41, e-mail: usoltseva57@mail.ru

Pavel A. Tsoy

Chinakal Institute of Mining, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, 630091, Russia, Novosibirsk 54 Krasny prospect; Novosibirsk State Technical University, 630073, Russia, Novosibirsk, 20 Karl Marx prospect, Candidate of Physico-Mathematical Sciences, Researcher, tel. (383)330-96-41, e-mail: paveltsoy@mail.ru

Vladimir N. Semenov

Chinakal Institute of Mining, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, 630091, Russia, Novosibirsk, 54 Krasny prospect, Main Specialist, tel. (383)330-96-41, e-mail: centre@misd.nsc.ru

The paper reports testing data on strength and deformation characteristics of layered specimens of metasiltstone, schist and equivalent artificial geomaterials under triaxial compression, uniaxial compression and tension. The determined mechanisms of change in the listed characteristics depending on bedding angle and loading type are analyzed.

Key words: laboratory experiment, triaxial compression, uniaxial compression, tension, rock, bedding angle, strength and deformation characteristics.

Для прогноза устойчивости породных массивов при ведении горных работ, в том числе на больших глубинах, оценки несущей способности грунтов и горных пород при проектировании и возведении зданий и сооружений, а также создания качественных моделей поведения горных пород под действием различного видов нагрузок, необходимо учитывать, что горная порода является сложноорганизованной неоднородной средой, во многих случаях проявляющей существенно анизотропные свойства. Обзор литературы за последнее время показывает, что большое внимание исследователей уделяется изучению влияния структуры и текстуры горных пород, в частности слоистых сред, на развитие в них деформационных процессов [1-4].

Данная работа посвящена изучению закономерностей изменения деформационно-прочностных свойств образцов искусственного геоматериала и горных пород (метаалевролита, сланца), имеющих слоистую структуру, при трех видах нагружения – растяжении, одноосном сжатии, объемном сжатии.

Испытания образцов проводились на сервогидравлическом прессе INSTRON 8802, при нагружении образцов непрерывно фиксировались: осевая нагрузка, продольная и поперечная деформация, при испытаниях на объемное сжатие проводилась дополнительная запись бокового давления, подаваемого на образец, помещенный в компрессионную камеру.

На образцах из искусственного геоматериала, метаалевролита и сланца, имеющих слоистую структуру, были проведены серии экспериментов: на растяжение (бразильская проба), одноосное сжатие, объемное сжатие при двух различных значениях бокового давления 3 МПа, 6 МПа для искусственного геоматериала и – 6 МПа, 12 МПа для метаалевролита и сланца. Скорость деформирования составляла 0,1 мм/мин. Для каждого типа материала построены зависимости предела прочности (σ^B), модуля деформации ($E_{ст}$) и коэффициента поперечной деформации (ν) от угла напластования Ψ . Образцы из искусственного геоматериала, состояли из слоев двух типов следующего состава: 1-й слой: песок – 30 г, цемент – 10 г, клей Neolit – 4 г, вода – 2,5 г; 2-й слой: песок – 30 г, цемент – 5 г, клей Neolit – 3,5 г, вода – 2,5 г. Размеры цилиндрических образцов – длина 60 мм, диаметр 30 мм. Угол напластования (угол между осью цилиндра и нормалью к плоскости слоев (изотропии)) составлял $\Psi = 0^\circ, 15^\circ, 30^\circ, 45^\circ, 60^\circ, 75^\circ, 90^\circ$.

Для образцов искусственного геоматериала зависимости предела прочности, модуля деформации и коэффициента поперечной деформации от угла напластования $\Psi = 0^\circ, 15^\circ, 30^\circ, 45^\circ, 60^\circ, 75^\circ, 90^\circ$ при одноосном сжатии и объемном сжатии при двух различных значениях бокового давления приведены на рис. 1, для образцов метаалевролита и сланца – на рис. 2, 3.

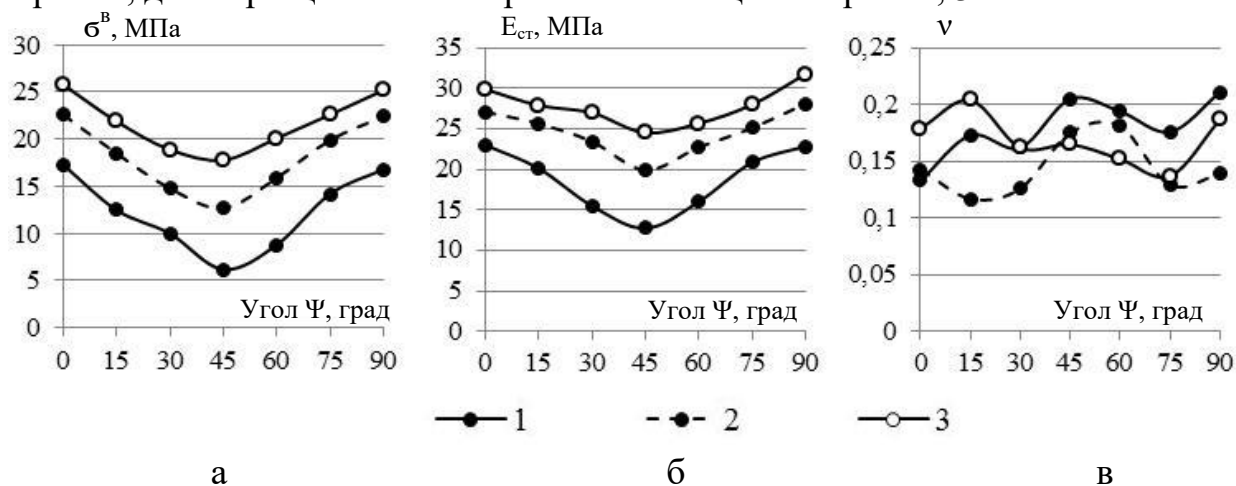


Рис. 1. Зависимости пределов прочности (а), модулей деформации (б) и коэффициентов поперечной деформации (в) образцов искусственного геоматериала от угла напластования Ψ при одноосном сжатии (1); объемном сжатии при боковом давлении 3 МПа (2); объемном сжатии при боковом давлении 6 МПа (3)

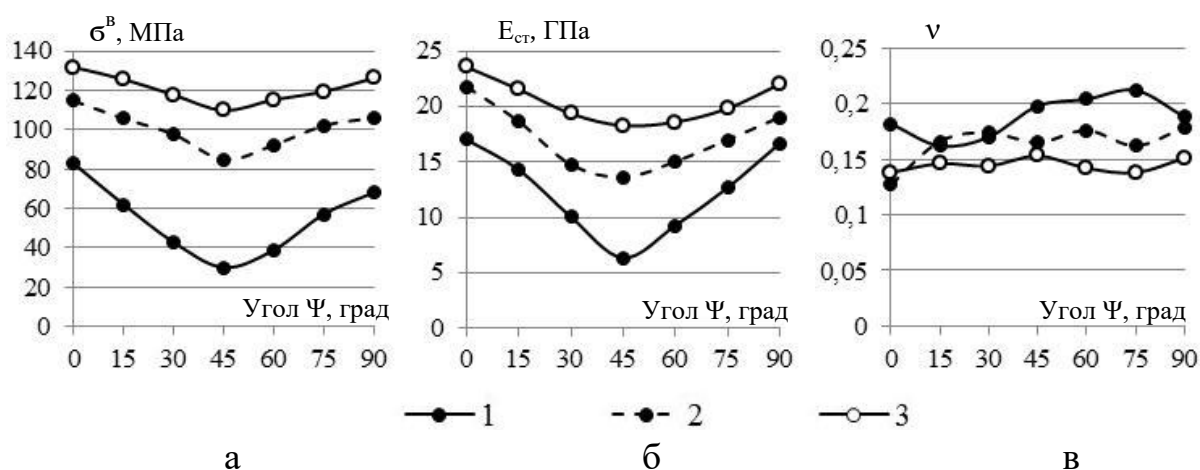


Рис. 2. Зависимости пределов прочности (а), модулей деформации (б) и коэффициентов поперечной деформации (в) образцов метаалевролита от угла напластования Ψ при одноосном сжатии (1); объемном сжатии при боковом давлении 6 МПа (2); объемном сжатии при боковом давлении 12 МПа (3)

Для образцов искусственного геоматериала, метаалевролита и сланца и были проведены испытания на растяжение (бразильская проба) по ГОСТ 21153.3–85, определены пределы прочности. Как показал анализ данных испытаний, при растяжении наиболее существенное значение имеет угол ориентации слоев относительно направления нагрузки–угол Θ (рис. 4). Зависимость пределов прочности образцов искусственного геоматериала, метаалевролита и сланца от угла Θ представлены на рис. 5.

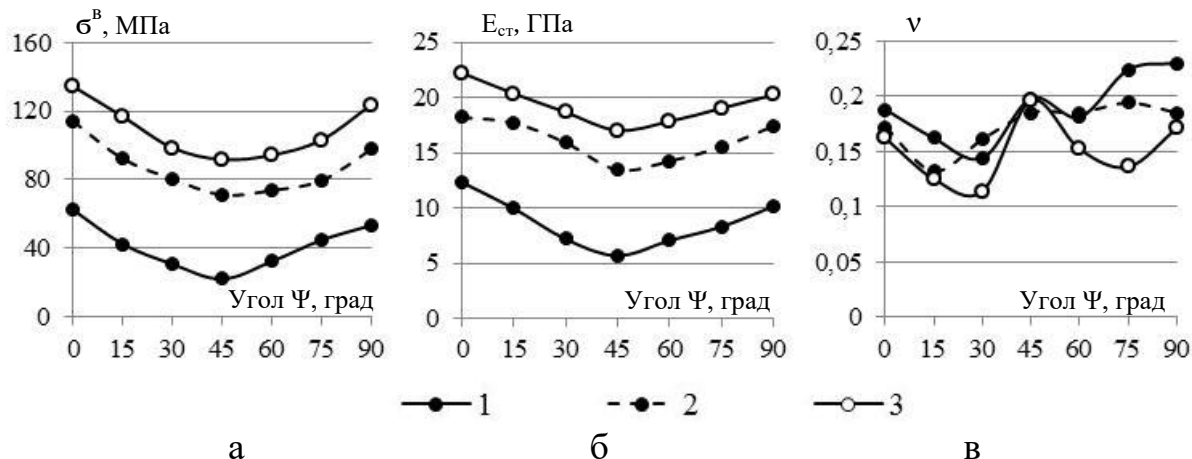


Рис. 3. Зависимости пределов прочности (а), модулей деформации (б) и коэффициентов поперечной деформации (в) образцов сланца от угла напластования Ψ при одноосном сжатии (1); объемном сжатии при боковом давлении 6 МПа (2); объемном сжатии при боковом давлении 12 МПа (3)

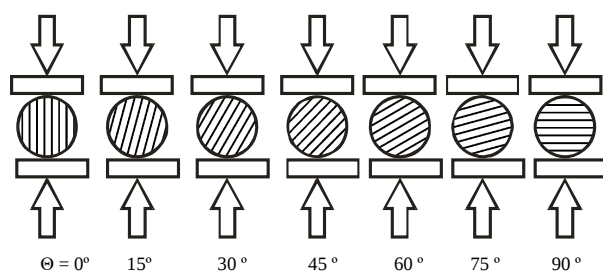


Рис. 4. Угол Θ ориентации слоев геоматериала относительно направления нагрузки при испытаниях “бразильская проба”

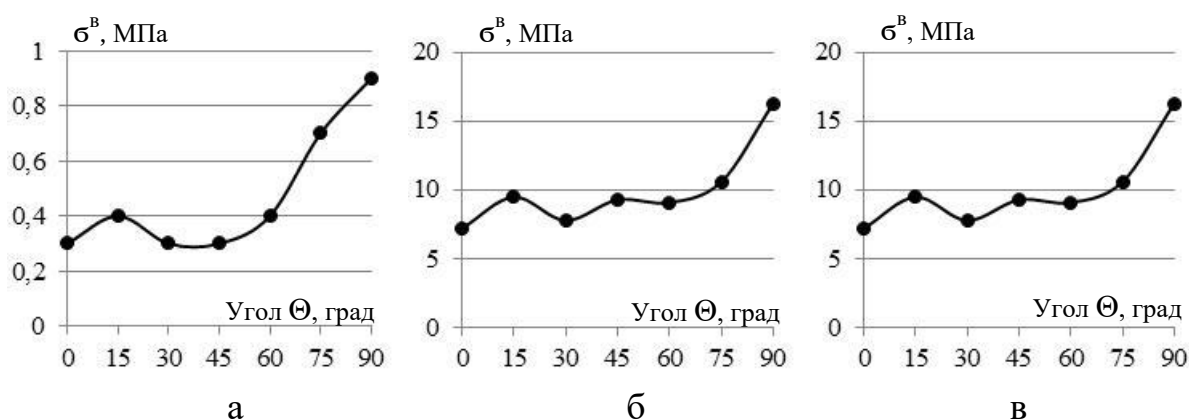


Рис. 5. Зависимости пределов прочности образцов искусственного геоматериала (а), метаалевролита (б) и сланца (в) образцов метаалевролита от угла Θ ориентации слоев относительно направления нагружающей силы при растяжении

В результате проведенного исследования получены закономерности изменения деформационно-прочностных свойств от структуры (ориентации слоев) для искусственного геоматериала, имитирующего горную породу, природных образцов метаалевролита и сланца.

При объемном сжатии:

- Пределы прочности и модули деформации образцов аргиллита, метаалевролита и искусственного геоматериала зависят от угла напластования качественно таким же образом, как при одноосном сжатии, но значительно в меньшей степени. Кроме того, с увеличением бокового давления эта зависимость от Ψ уменьшается. При значениях угла напластования $\Psi = 0^\circ, 90^\circ$ пределы прочности отличаются не более 14%, причем при $\Psi = 0^\circ$ предел прочности несколько выше. Наименьшее значение предел прочности принимает при $\Psi = 45^\circ$; в интервале изменения угла анизотропии $\Psi = 0^\circ \div 45^\circ$ наблюдается плавное уменьшение предела прочности на 25-36%. Зависимость модулей деформации от угла анизотропии Ψ имеет вид, аналогичный поведению пределов прочности. При значениях угла напластования $\Psi = 0^\circ, 90^\circ$ модули деформации отличаются не более 13%. Наименьшее значение модуль

деформации принимает при $\Psi = 45^\circ$. В интервале изменения угла анизотропии $\Psi = 0^\circ \div 45^\circ$ наблюдается плавное уменьшение модуля деформации на 18-37%.

При растяжении (бразильская проба):

- Наиболее существенное значение имеет угол ориентации слоев относительно направления нагрузки–угол Θ . Наибольшее значение предел прочности принимает при значениях $\Theta = 90^\circ$, наименьшее при $\Theta = 0^\circ$.

Таким образом, проведенное экспериментальное исследование подтверждает, что как искусственные геоматериалы, так и природные образцы, имеющие слоистую структуру, имеют качественно похожие закономерности изменения деформационно-прочностных характеристик в зависимости от угла напластования и угла ориентации слоев относительно нагрузки, причем различие пределов прочности и модулей деформации является существенным, может достигать ~60%. Отмеченную анизотропию свойств горных пород необходимо принимать во внимание, чтобы избежать значительных ошибок при проведении расчетов НДС массива горных пород.

Работа выполнена на оборудовании ЦКП ГТТИ СО РАН.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Строкова Л.А., Шагоруна Е.Г.. Взаимосвязь структурно-текстурных особенностей горных пород и их прочности // Технология и техника геологоразведочных работ. Томский политехнический университет. 2010.
2. Трчкова И., Живор Р.. Сравнение физических и механических свойств образцов пород из разреза Кольской сверхглубокой скважины и их гомологов с поверхности // Вестник МГТУ, том 10, №2, 2007 г.
3. Бабиюк Г.В., Курман С.А.. Влияние слоистости пород на их прочностные свойства // Электронный архив Донецкого национального технического университета (г.Донецк). 2006. <http://dropdoc.ru/doc/835915/vliyanie-sloistosti-porod-na-ih-prochnostnye-svojstva>
4. Ghazvinian A., Geranmayeh R., Vaneghi M., Hadei R., Azinfar M.J.. Shear behavior of inherently anisotropic rocks // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, 61, 2013.

© О. М. Усольцева, П. А. Цой, В. Н. Семенов, 2016

ТЕХНОЛОГИИ И КОМПЛЕКТЫ ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ БЕСТРАНШЕЙНОЙ ЗАМЕНЫ ПОДЗЕМНЫХ КОММУНИКАЦИЙ

Владимир Александрович Григорашенко

Институт горного дела им. Н. А. Чинакала СО РАН, 630091, Россия, г. Новосибирск, Красный проспект, 54, доктор технических наук, ведущий научный сотрудник научно-инженерного центра горных машин и геотехнологий ИГД СО РАН, технический директор ООО фирма «Комбест», тел. (383)209-25-04, e-mail: natagri@mail.ru

Наталья Владимировна Ланкевич

Институт горного дела им. Н. А. Чинакала СО РАН, 630091, Россия, г. Новосибирск, Красный проспект, 54, младший научный сотрудник научно-инженерного центра горных машин и геотехнологий ИГД СО РАН, генеральный директор ООО фирма «Комбест», тел. (383)209-25-04, e-mail: natagri@mail.ru

Роман Викторович Кравченко

Институт горного дела им. Н. А. Чинакала СО РАН, 630091, Россия, г. Новосибирск, Красный проспект, 54, младший научный сотрудник научно-инженерного центра горных машин и геотехнологий ИГД СО РАН, начальник ПТО ООО фирма «Комбест», тел. (383)209-25-04, e-mail: romch21@mail.ru

Предложено оборудование для замены полиэтиленовых и полипропиленовых гофрированных водоотводящих труб. Показана эффективность данной технологии при устранении аварийных ситуаций на объектах г. Новосибирска.

Ключевые слова: полипропиленовая гофрированная труба, деформация трубы, аварийные ситуации, бестраншейная замена.

TECHNOLOGIES AND SETS OF EQUIPMENT FOR NO-DIG REPLACING THE UNDERGROUND SERVICES

Vladimir A. Grigorashchenko

Federal State Budget Institution of Science, the Chinakal Institute of Mining, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, 630091, Russia, Novosibirsk, 54 Krasny Prospect, Dr. Tech. Sc., Leading Research Worker of the Scientific and Engineering Center for Mining Machines and Geotechnologies, tel. (383)209-25-04, e-mail: natagri@mail.ru

Natalia V. Lankevich

Federal State Budget Institution of Science, the Chinakal Institute of Mining, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, 630091, Russia, Novosibirsk, 54 Krasny Prospect, Junior Research Worker of the Scientific and Engineering Center for Mining Machines and Geotechnologies, tel. (383)209-25-04, e-mail: natagri@mail.ru

Roman V. Kravchenko

Federal State Budget Institution of Science, the Chinakal Institute of Mining, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, 630091, Russia, Novosibirsk, 54 Krasny Prospect, Junior Research Worker of the Scientific and Engineering Center for Mining Machines and Geotechnologies, tel. (383)209-25-04, e-mail: romch21@mail.ru

Equipment is proposed for replacing the polyethylene and polypropylene corrugated water-draining pipes. The efficiency of this technology in eliminating the emergency situations in the sites in Novosibirsk is shown.

Key words: polypropylene corrugated pipe, pipe strain, emergency situations, no-dig replacement.

Высокие темпы роста строительства и ввода в эксплуатацию нового жилья в крупных российских городах требуют обеспечения в кратчайшие сроки строительных объектов подземными коммуникациями. Для этих целей нашли широкое применение гофрированные полиэтиленовые или полипропиленовые трубы.

Согласно строительным требованиям самотечные водоотводящие трубопроводы в России прокладываются ниже глубины промерзания грунта, для средней полосы 1,40 м, для Сибири 2.20 м. по сравнению с европейскими стандартами 0,80 м. Соответственно давление грунта на трубопроводы значительно возрастает. Поэтому при прокладке трубы в российских условиях надо учитывать материал, прочность (класс) трубы, влияние на нее веса вышерасположенного грунта и применять особые технические и технологические приемы для того, чтобы трубы не теряли точные геометрические формы. К сожалению, эти требования при прокладке гофрированных полиэтиленовых или полипропиленовых труб не всегда выполняется. В процессе эксплуатации происходит деформация (рис. 1), что приводит к возникновению аварийных ситуаций на трубопроводах.



Рис. 1. Деформация гофрированного полиэтиленового трубопровода.
а – канализационного трубопровода диаметром 315мм;
б – в ливневой канализации; в – трубы Корсис

Для бестраншейной замены аварийных участков из гофрированной ПП и ПЭ трубы предложена и разработана конструкторами научно-инженерного центра ИГД СО РАН совместно с сотрудниками компании "Комбест" новая конструкция разрушителя с расширителем с режущими ножами на ребрах. При разработке расширителя с режущими ножами учитывалось состояние

аварийного трубопровода и была назначена длина конусной части расширителя и калибрующая (цилиндрическая) часть. Его геометрия подобрана с таким расчетом, что гофрированная труба прижимается расширителем к стенкам скважины, что препятствует его перемещению в горизонтальном направлении. Так как секции гофрированной полиэтиленовой трубы имеют раструбные соединения, в комплекте оборудования предусмотрена задняя подтяжка.

В основу замены гофрированных ПЭ и ПП труб легла технология бестраншейной замены водоотводящих трубопроводов из хрупких материалов [1, 2]. Сущность технологии заключается в следующем (рис. 2).

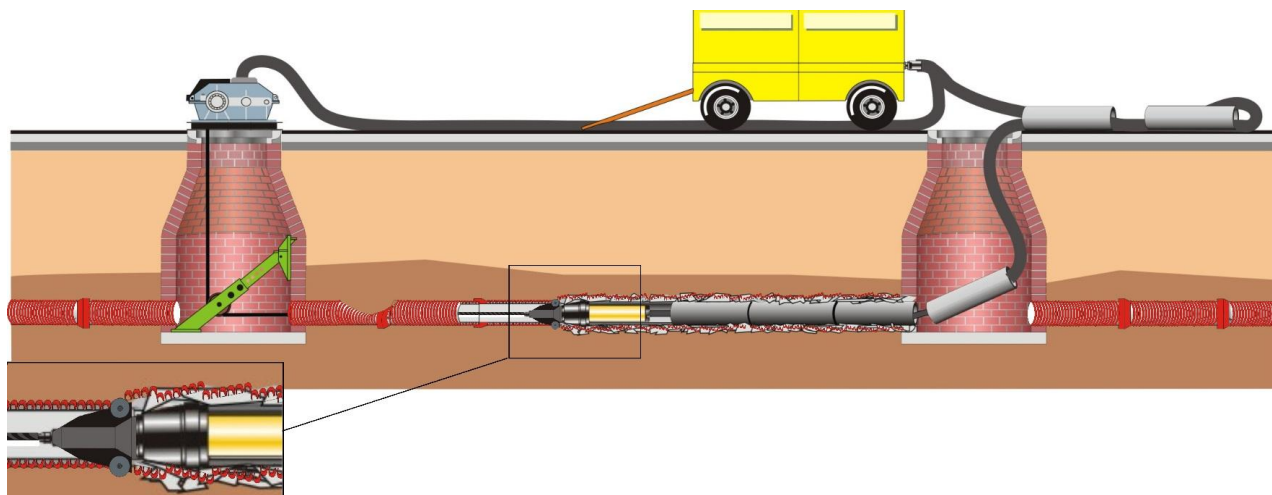


Рис. 2. Технология для бестраншейной замены подземных коммуникаций

В аварийном трубопроводе от входного колодца к выходному прокладывается тяговый трос, одним концом присоединяемый к лебедке, установленной на выходном колодце, а другим - к рабочему органу, размещенному во входном колодце. Основу рабочего органа составляет специальная пневматическая машина ударного действия (пневмомолот). На передней части пневмомолота размещается конусный расширитель с приспособлением для крепления к нему нового полиэтиленового трубопровода. К передней части пневмомолота присоединяется тяговый трос, а к задней – страховочно-возвратный трос. Тяговая лебедка приводится в движение от пневматического двигателя. Применение пневматического двигателя позволяет использовать один источник энергии – компрессор. С точки зрения безопасности ведения работ пневмодвигатель является явно предпочтительнее электрического. Характеристика двигателя позволяет менять тяговое усилие на тросе в зависимости от давления сжатого воздуха, подаваемого к двигателю, в диапазоне от 10 до 150 кН. Крутящий момент пневматического двигателя остается постоянным или даже возрастает при снижении скорости вращения вплоть до полной остановки. Указанная выше механическая характеристика является весьма важной, так как постоянное натяжение троса обеспечивает

устойчивую работу пневмомолота и максимальную передачу ударной нагрузки расширителю. Натяжение троса лебедки компенсирует отдачу ударника пневмомолота и обеспечивает работу в установившемся режиме. Кроме того, исключается передача знакопеременной нагрузки на стенки образуемой скважины, что повышает ее устойчивость, и появляется возможность доступа к пневмомолоту в случае его отказа. Для этого необходимо отключить тормоз лебедки и при помощи страховочно-возвратного троса извлечь пневмомолот, произвести его ремонт или замену.

При подаче сжатого воздуха сначала к лебедке, а затем к пневмомолоту, рабочий орган начинает передавать ударную нагрузку на заменяемый трубопровод и разрушает его в массиве грунта. Для уменьшения степени дробления при разрушении трубопровода на его стенках нарезают опережающие продольные борозды, являющиеся концентраторами напряжения. В образуемую рабочим органом скважину затягивается присоединенный к нему пластмассовый трубопровод. Замена производится при рабочем давлении 5,5 атм, что обеспечивает энергию ударного механизма 450 Дж и скорость замены 18 м/час.

На основании результатов теоретических и экспериментальных исследований разработан ряд механизмов, входящих в комплекты оборудования, определены их рациональные технические характеристики и конструктивные особенности, обеспечивающие реализацию технологических схем.

Технология и комплекты оборудования прошли испытания на объекте в г. Новосибирске при устранении аварийной ситуации (рис. 3).



Рис. 3. Испытания г. Новосибирск:

а – расширитель; б – испытания на объекте

Глубина залегания полиэтиленовой трубы диаметром 315мм на объекте составляла 6 метров под межквартальной дорогой. Длина заменяемого участка трубопровода – 24.9 м. По предварительным исследованиям и данным с видеокамеры деформация трубы составляла 20 % от диаметра сверху. Работы были осложнены наличием обводненного насыпного песчаного грунта.

В ходе проведения испытаний доказана эффективность данной технологии при устранении аварийных ситуаций на объектах г. Новосибирска. Скорость замены трубопровода бестраншейным способом составила до 18 м/час.

Проведенные испытания позволили определить направления дальнейших исследований и сформулировать технические требования для разработки нескольких типоразмеров диаметром от 160 до 450мм для замены аварийных гофрированных труб.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Патент на изобретение №2562331 РФ, МПК F16L/00 Способ и устройство для замены действующих аварийных трубопроводов / Григоращенко В.А., Харькин В.А., - Оpubл. 10.09.2015 - Бюл. №25
2. Патент на полезную модель №130598 РФ, МПК B66D1/08 Канатоведущий механизм / Тупицин С.К., Савельев А.С., Соколов П.А., Ланкевич Н.В., Григоращенко В.А. – Оpubл. 27.07.2013 – Бюл. №21

© В. А. Григоращенко, Н. В. Ланкевич, Р. В. Кравченко, 2016

УДК 624.191.94

К РЕШЕНИЮ СЕТЕВОЙ ЗАДАЧИ ОПТИМАЛЬНОГО ВОЗДУХОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ В ПОДЗЕМНЫХ ГОРНЫХ ВЫРАБОТКАХ

Станислав Александрович Павлов

Институт горного дела им. Н. А. Чинакала СО РАН, 630091, Россия, г. Новосибирск, Красный проспект, 54, кандидат технических наук, тел. (383)217-03-51, e-mail: pavlov_s_a@inbox.ru

Для вентиляционной сети разработан алгоритм определения диапазона аэродинамических параметров стационарных регулирующих устройств и требования к вентиляционному оборудованию при частичном или полном завале действующих вентиляционных выработок.

Ключевые слова: вентиляция, воздухораспределение, вентиляционная сеть, подземные выработки, рудник, шахта.

SOLUTION OF NETWORK PROBLEM ON OPTIMAL AIR DISTRIBUTION IN UNDERGROUND EXCAVATIONS

Stanislav A. Pavlov

Chinakal Institute of Mining, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, 630091, Russia, Novosibirsk, 54 Krasny prospect, Candidate of Engineering Sciences, tel. (383)217-03-51, e-mail: pavlov_s_a@inbox.ru

The author has developed an algorithm to define the range of aerodynamic parameters of stationary governor devices within ventilation network and worked out standards for ventilation equipment in case of partial or complete fall of roof in air courses.

Key words: ventilation, airdistribution, ventilation network, underground excavations, mine, coal mine.

Увеличение протяженности подземных выработок, объемов добычи полезного ископаемого и вызванное им увеличение потребности рабочих зон в свежем воздухе делают управление воздушными потоками в вентиляционных сетях крупных горнодобывающих предприятий исключительно сложной задачей. Эффективному решению задач вентиляции в современных подземных горнодобывающих предприятиях способствует развитие и применение средств промышленной автоматизации, вычислительной техники и методов математического моделирования аэрогазодинамических процессов, происходящих в сети подземных выработок [1].

Обеспечение безопасности ведения горных работ является наиглавнейшим требованием и включает в себя быструю реакцию системы управления на изменение параметров проветривания (при повышении концентрации токсичных и горючих газов, снижении количества свежего воздуха на участках

вентиляционной сети и др.) и автоматический перевод ее в режим, позволяющий привести параметры системы вентиляции к допустимым нормам.

Для оптимального управления проветриванием и решения обратной задачи необходимо разработать матмодель нестационарного воздушораспределения в вентиляционных сетях, учитывающую модели средств отрицательного регулирования. Вентиляционные сети подземных горных предприятий являются индивидуальными, и разработка оптимальной системы автоматического управления проветриванием требует решения целого комплекса задач, связанных с оптимальным выбором мест установки и типов регуляторов расходов воздуха, заданием способа регулирования производительности главных и вспомогательных вентагрегатов, определением динамических параметров вентиляционной сети, моделированием поведения системы в аварийных ситуациях и др. Нестационарная математическая модель воздушораспределения необходима и при решении обратной задачи, когда по известному (или заданному) расходу воздуха в одной выработке определяются аэродинамические параметры завала (или регулирующего устройства) в другой.

В настоящей статье будет рассмотрена матмодель нестационарного воздушораспределения, при помощи которой определяются аэродинамические параметры перекрытия проходного сечения выработки завалом или средств отрицательного регулирования в упрощенной вентиляционной сети.

В работах [2-4] предложены способы моделирования переходных процессов в вентиляционных выработках, учитывая их акустические параметры (1). На основании указанной системы уравнений в среде Matlab был разработан решающий блок (рис. 1) из которых собирается вся исследуемая вентиляционная сеть.

$$\begin{cases} Q_{\text{вх}} = \frac{1}{L} \int (P_{\text{вх}} - P_{\text{вых}} - R Q_{\text{вых}} |Q_{\text{вых}}|) dt \\ P_{\text{вых}} = \frac{1}{C} \int (Q_{\text{вых}} - Q_{\text{вх}}) dt \end{cases} \quad (1)$$

$$L = \frac{\rho l}{S}; C = \frac{l S}{\rho a^2};$$

где R – аэродинамическое сопротивление выработки; $Q_{\text{вх}}$ и $Q_{\text{вых}}$ – расход воздуха на входе и на выходе решающего блока; $P_{\text{вх}}$ и $P_{\text{вых}}$ – давление на входе и выходе решающего блока; L и C описывают инерционные параметры воздушного потока и являются его акустической массой и акустической гибкостью, соответственно; ρ – плотность воздуха; l – длина исследуемого участка; S – площадь поперечного сечения; a – скорость звука в воздушной среде.

Рассмотрим вариант алгоритма регулирования расхода воздуха в выработке 2 (рис. 2). В выработке 3 установлено устройство отрицательного регулирования (автоматическая вентиляционная дверь). На входе в сеть установлен «идеальный» вентилятор, создающий постоянное давление 500 Па.

Аэродинамические сопротивления взяты для протяженных вентиляционных штреков, длиной 1000 метров каждый. Критерий регулирования настроен таким образом, чтобы пропускать через выработку 2 расход воздуха равный или больше $6 \text{ м}^3/\text{с}$.

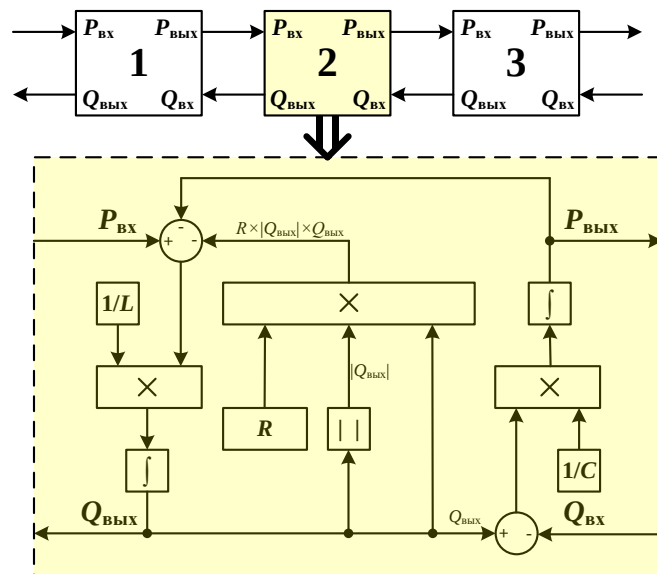


Рис. 1. Схема решающего блока в среде Matlab

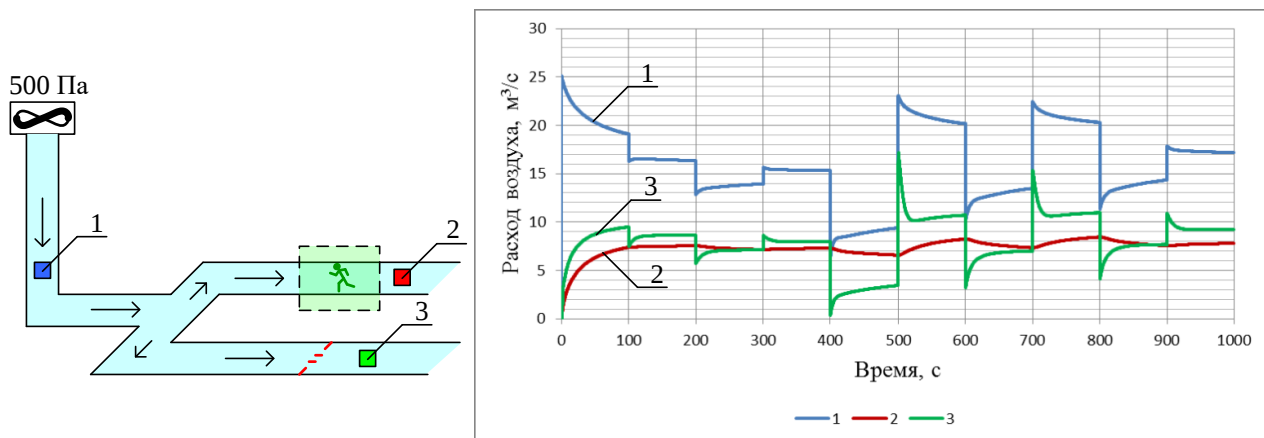


Рис. 2. Схема исследуемой вентиляционной сети и график расхода воздуха в ней:

1 – в воздухоподающей выработке; 2 – в исследуемой параллельной выработке; 3 – в выработке, с установленным регулятором

Для решения в систему уравнений (1) добавляется еще одно, следующего вида:

$$R_3 = \frac{R_2}{\left(\frac{Q_1}{Q_2} - 1\right)^2}.$$

Полученная система уравнений позволяет рассчитать в вентиляционной сети диапазон аэродинамических параметров регулятора R_3 в зависимости от заданного расхода воздуха Q_2 . Чтобы проверить работу системы регулирования совместно с «идеальным» вентилятором установлен генератор случайных чисел, через каждые 100 с вносящий хаотичные возмущения в воздухоподающей выработке 1.

Параметры автоматических вентиляционных дверей и угол раскрытия створок определяются в зависимости от площади проходного сечения S_i :

$$S_i = \sqrt{\frac{0.0612 \cdot \xi_i}{R_i}}, \quad (2)$$

где ξ_i – коэффициент местного гидравлического сопротивления определяется по справочнику [5].

Для решения обратной задачи, при частичном завале выработки 3, зная расход воздуха через нее Q_3 , можно определить проходное сечение S_i и оценить масштабы аварии.

Алгоритм позволяет системе либо поддерживать равномерный баланс между параллельными выработками, либо поддерживать требуемый расход воздуха не ниже $6 \text{ м}^3/\text{с}$ в исследуемой выработке 2. Колебания расхода воздуха в выработке с регулятором 3 связаны с тем, что один из датчиков регулятора (фиксирующий значения расхода воздуха Q_1) получает данные из воздухоподающей выработки 1, где возникают хаотичные возмущения.

Рассмотрим вариант, когда в вентиляционной сети регулирование осуществляется по двум взаимосвязанным контурам. На входе в исследуемую сеть установлен «идеальный» вентилятор, создающий постоянное давление 300 Па. Аэродинамические сопротивления взяты для вентиляционных штреков, длина 1 и 2 выработки (рис. 3) составляет 1000 метров, выработки 3, 4 и 5 – по 500 метров каждый. В выработках 2 и 3 установлены устройства отрицательного регулирования. Критерий регулирования настроен таким образом, чтобы пропускать через выработку 4 расход воздуха равный или больше $6 \text{ м}^3/\text{с}$.

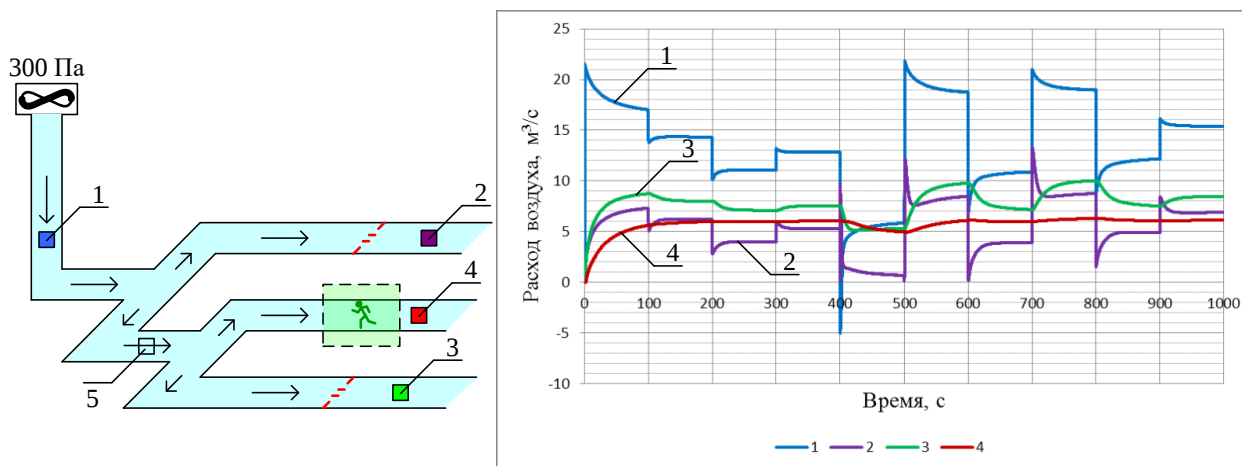


Рис. 3. Схема исследуемой вентиляционной сети
и график расхода воздуха в ней:

1 – в воздухоподающей выработке; 2, 3 – в выработке, с установленным регулятором; 4 – в исследуемой параллельной выработке; 5 – в воздухоподающей выработке второго контура

Для решения в систему уравнений (1) добавляется еще два, следующего вида

$$R_3 = \frac{R_4}{\left(\frac{Q_5}{Q_4} - 1\right)^2}; R_2 = \frac{R_{345}}{\left(\frac{Q_1}{Q_4 + 0.1 Q_4} - 1\right)^2}.$$

Полученная система уравнений позволяет рассчитать в вентиляционной сети диапазоны аэродинамических параметров регуляторов R_2 и R_3 в зависимости от заданного расхода воздуха Q_4 .

Алгоритм так же, как и описанные выше, обеспечивает баланс между параллельными выработками и не позволяет в исследуемой выработке 4 снизиться требуемому расходу воздуха ниже $6 \text{ м}^3/\text{с}$. Исключение составляет случай выключения вентилятора или включения его в реверсивный режим. Подобное иллюстрируется на графике (рис. 3), когда на 400-ой секунде генератор случайных числе провоцирует кратковременный реверс «идеального» вентилятора.

Дополнительный контур регулирования накладывает определенные условия на работу алгоритма. В него добавляется требование, что в выработке 5 должно проходить на 10% больше количества требуемого воздуха в исследуемой выработке 4. Эти 10% воздуха направляются в выработку с регулятором 3, для предотвращения застойных зон.

Решение обратной задачи происходит таким же способом, описанным в предыдущем примере. Зная расход воздуха в выработке 4, можно оценить степень перекрытия сечений в случае завала выработок 2 и 3.

Заключение

Разработана матмодель нестационарного воздухораспределения в вентиляционных сетях, учитывающая модели средств отрицательного регулирования. На ее основе предложен алгоритм определения аэродинамических параметров автоматических вентиляционных дверей. При аварийной ситуации предложенный алгоритм позволяет оценить уровень завалов рассматриваемых выработок и связанное с ними изменение расходов воздуха по всем выработкам горного предприятия в зависимости от времени.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Круглов Ю.В. Разработка системы автоматического управления проветриванием рудника на основе алгоритма оптимизации воздухораспределения / Круглов Ю.В., Казаков

Б.П., Шалимов А.В. // Фундаментальные проблемы формирования техногенной геосреды: тр. конф. / ИГД СО РАН. – Новосибирск, 2007. – Т. II. – С. 247 – 252.

2. Петров Н.Н. Электронная модель системы автоматического управления проветривания шахт / Н.Н. Петров, П.Н. Ермолаев, П.Т. Пономарев // Автоматическое управление в горном деле. – Новосибирск: Б.И., 1971, с.89 – 93

3. Петров Н.Н. Методы синтеза систем автоматического регулирования вентиляторов главного проветривания шахт / Н.Н. Петров, П.Н. Ермолаев // Автоматическое управление в горном деле. – Новосибирск: Б.И., 1971, с.23 – 49

4. Лапко В.В. Математическая модель переходных аэродинамических процессов в вентиляционных сетях с сосредоточенными и распределенными параметрами / В.В. Лапко, О.Ю. Чередникова // Наукові праці Донецького національного технічного університету. Серія "Проблеми моделювання та автоматизації проектування" (МАП-2008). Випуск 7(150): – Донецьк: ДонНТУ. – 2008. – 290 с.

5. Идельчик И. Е. Справочник по гидравлическим сопротивлениям / Под ред. М. О. Штейнберга. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Машиностроение, 1992. – 672 с.: ил.

© С. А. Павлов, 2016

УДК 550.361+550.362

ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕМПЕРАТУРНОГО ОТКЛИКА ГЕОТЕРМИЧЕСКОГО ЗОНДА НА ВНЕДРЕНИЕ В ДОННЫЕ ОСАДКИ

Ирина Игоревна Фадеева

Институт горного дела им. Н. А. Чинакала СО РАН, 630091, Россия, г. Новосибирск, Красный проспект, 54, научный сотрудник, тел. (953)763-95-28, e-mail: fadeevaiine@gmail.com

В работе описано численное моделирование разогрева трёхмерной конструкции геотермического зонда, внедряющейся в донные осадки. Работа направлена на создание теории, которая учитывает конструктивные особенности геотермического зонда, его тепловые свойства и позволяет эффективно определять тепловой поток в исследуемых донных осадках.

Ключевые слова: геотермический зонд, численное моделирование, геотермические исследования осадков, тепловой поток, теплопроводность.

STUDY OF THE TEMPERATURE RESPONSE ON INSERTION GEOTHERMAL PROBE IN BOTTOM SEDIMENTS

Irina I. Fadeeva

Chinakal Institute of Mining, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, 630091, Russia, Novosibirsk, 54 Krasny prospect, research associate, tel. (953)763-95-28, e-mail: fadeevaiine@gmail.com

The paper describes the numerical three-dimensional modeling of heating of geothermal probe design which insertion into bottom sediments. The aim of this work is to create a theory which takes into account the structural features and the thermal properties of the geothermal probe and can effectively determine the heat flow in the bottom sediments.

Key words: geothermal probe, numerical modeling, geothermal study, heat flux, thermal conductivity.

Температурные измерения составляют основу метода теплового потока в разведке месторождений с аномальным, превышающим средние значения, потоком тепла. В морских исследованиях приборы для проведения температурных измерений представляют собой свободно падающие в воде зонды (рис. 1), снабженные мощными металлическими несущими штангами или трубами, к которым крепятся тонкие металлические трубки с датчиками температуры

и нагревательными элементами для измерения теплопроводности. При внедрении зонда в осадки происходит разогрев его температурных датчиков, близких к зонду слоев осадков. Вероятно, есть осадки, в которых зонд практически не прогревается, в этом случае теплопроводность измеряется, например, по методу линейного нагревателя [1]. В осадках, где зонд достаточно сильно прогревается, после остановки зонда температурные датчики начинают остывать и теплопроводность можно определить либо по измеренным кривым остывания датчиков либо по методу линейного нагрева [1] после того как тепло рассеется.

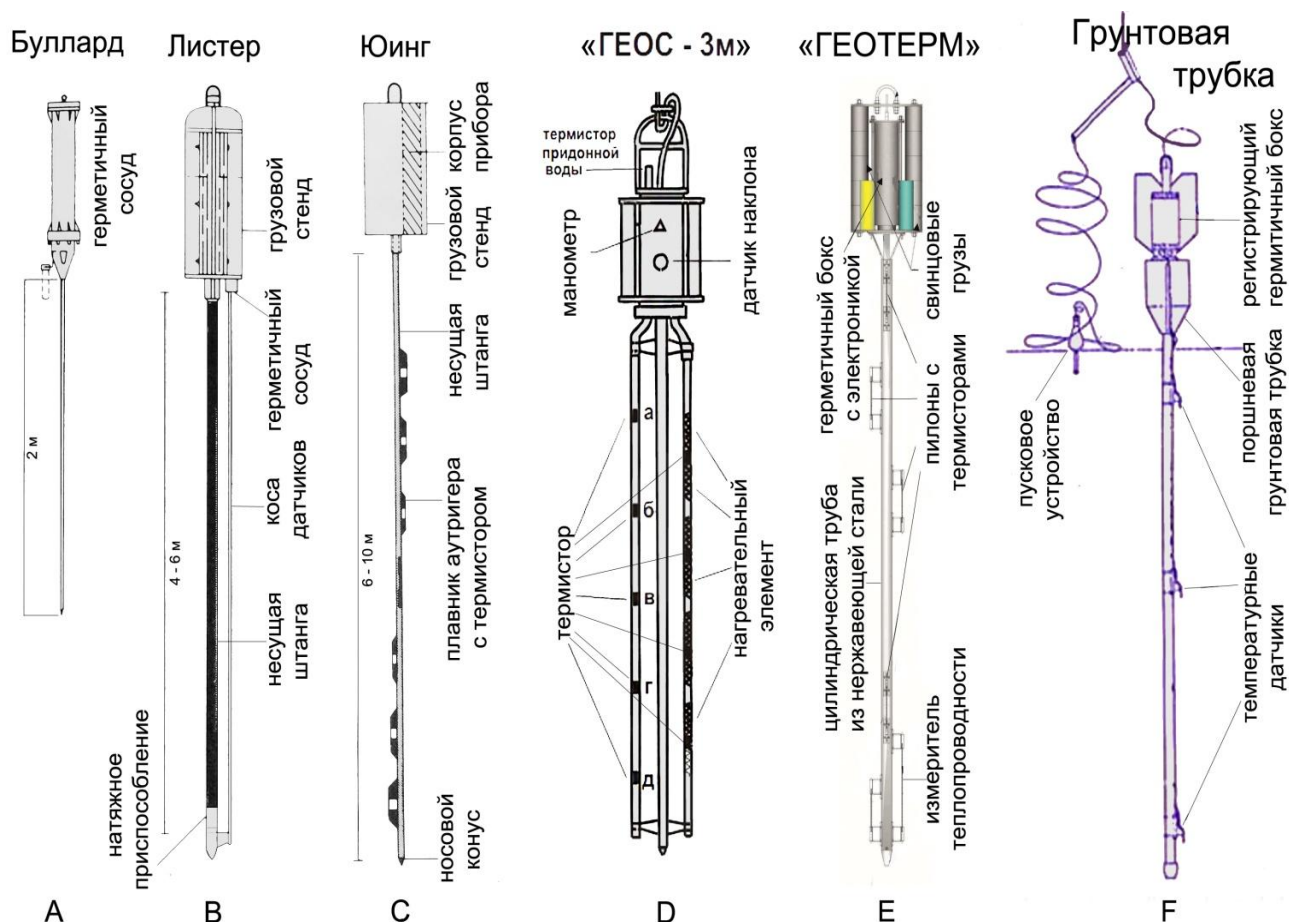


Рис. 1. Схема механических конструкций геотермических зондов для измерений теплового потока в донных осадках водоемов

При определении теплопроводности по кривым остывания требуется оценить мощность тепла, выделенную в процессе внедрения зонда в осадок. В данной работе предложено оценить эту мощность с помощью измеренной скорости падения зонда в воде (его кинетической энергии), глубины погружения зонда в осадок и подбора коэффициента определяемого свойствами среды.

Численно моделировалась прямая задача со следующими условиями: падающий в воде с постоянной скоростью $v_0 = 4$ м/с зонд, массой $m_{pr} = 250$ кг, проникает в осадки на глубину $h_{pr} = 3$ м, при этом часть кинетической энергии

зонда переходит в тепло: $E_h = w \cdot \frac{m v_0^2}{2}$, где $0 \leq w \leq 1$ - коэффициент

определяемый свойствами среды в которую проникает зонд. В тех случаях, когда осадки мягкие, основная часть этой энергии рассеивается при ударе о дно трубы контейнера, зонд прогревается незначительно. Если осадки твердые, величина энергии трения может составлять 100% от механической (примем

$w=1$). Сила сопротивления $F_{fric} = \frac{m_{pr} v_0^2}{2h_{pr}} = m_{pr} a$, откуда $a = v_0^2 / 2h_{pr} = 8/3$ м/с² -

ускорение зонда при внедрении в осадки, время внедрения зонда $t_{ins} = v_0 / a = 3/2$ с. Мощность теплового источника на границе зонда со средой рассчитывается по формуле: $P_{fric} = -m_{pr} v(t) a(t)$, где $v(t)$ - скорость погружения зонда в осадки от времени, $a(t)$ - ускорение зонда при внедрении.

Распределения температуры в зонде и осадках и его изменение во времени находится с помощью уравнения теплопроводности:

$$\rho_{pr} C_{p,pr} \frac{\partial T_{pr}}{\partial t} + \rho_{pr} C_{p,pr} \mathbf{u} \cdot \nabla T_{pr} = \nabla(\lambda_{pr} \cdot \nabla T_{pr}) \quad (1)$$

$$\rho_s C_{p,s} \frac{\partial T_s}{\partial t} = \nabla(\lambda_s \cdot \nabla T_s) \quad (2)$$

где t - время, с; T_{pr} (T_s) - абсолютная температура зонда (осадков), К; ρ_{pr} (ρ_s) - плотность зонда (осадков), кг/м³; $C_{p,pr}$ ($C_{p,s}$) - удельная теплоемкость зонда (осадков) при постоянном давлении, Дж/кг/К; $\mathbf{u}$ - вектор скорости зонда, м/с; λ_{pr} (λ_s) - теплопроводность зонда (осадков), Вт/м/К.

Начальные условия. В донных осадках задается вертикальный градиент температуры (ось z направлена вертикально вверх): $T_{init,s}(z) = T_w - H \cdot z / \lambda_s$, где $T_w = 3.4^\circ\text{C}$ - температуре воды вблизи дна, $H = 0.07$ Вт/м² - тепловой поток в осадках, $\lambda_s = 1$ Вт/м/К. Температура зонда перед моментом внедрения равняется температуре воды вблизи дна: $T_{init,pr} = T_w$.

Граничные условия. Тепловые потоки на границе зонда со средой зависят от разности температур на этих поверхностях согласно уравнениям:

$$-\mathbf{n}_s \cdot (-\lambda_s \nabla T_s) = -h(T_{pr} - T_s) + r Q_{fric} \quad (3)$$

$$-\mathbf{n}_{pr} \cdot (-\lambda_{pr} \nabla T_{pr}) = -h(T_s - T_{pr}) + (1-r) Q_{fric} \quad (4)$$

где $\mathbf{n}$ – нормаль к поверхности, $Q_{fric} = P_{fric}/S$ – тепло, выделяющееся при трении, Вт/м²; S – площадь поверхности трения, м²; на контактирующей поверхности тепло разделяется на два потока: rQ_{fric} и $(1-r)Q_{fric}$, где $r = 1 / \left(1 + \sqrt{\frac{\rho_{pr} C_{p,pr} \lambda_{pr}}{\rho_s C_{p,s} \lambda_s}} \right)$, соотношение Чарона [2], зависит от теплофизических свойств контактирующих зонда и осадков $\rho_s = 1400$ кг/м³ и $C_{p,s} = 2095$ Дж/кг/К; $h = 500000$ Вт/м²/К – коэффициент теплообмена (контактное сопротивление, определено опытным путем).

Моделирование проводилось для трёх зондов (D, E, F рис. 1), применяемых в морских геотермических работах, с учётом известных конструктивных особенностей взаимного расположения датчиков и несущей штанги, а также рассматривался прогрев и остывание зонда типа Булларда из стеклопластика (А, рис. 2), предложенного сотрудниками ТОИ ДВО РАН [3].

Результаты моделирования разогрева зондов в осадках представлены на рис. 2 и 3.

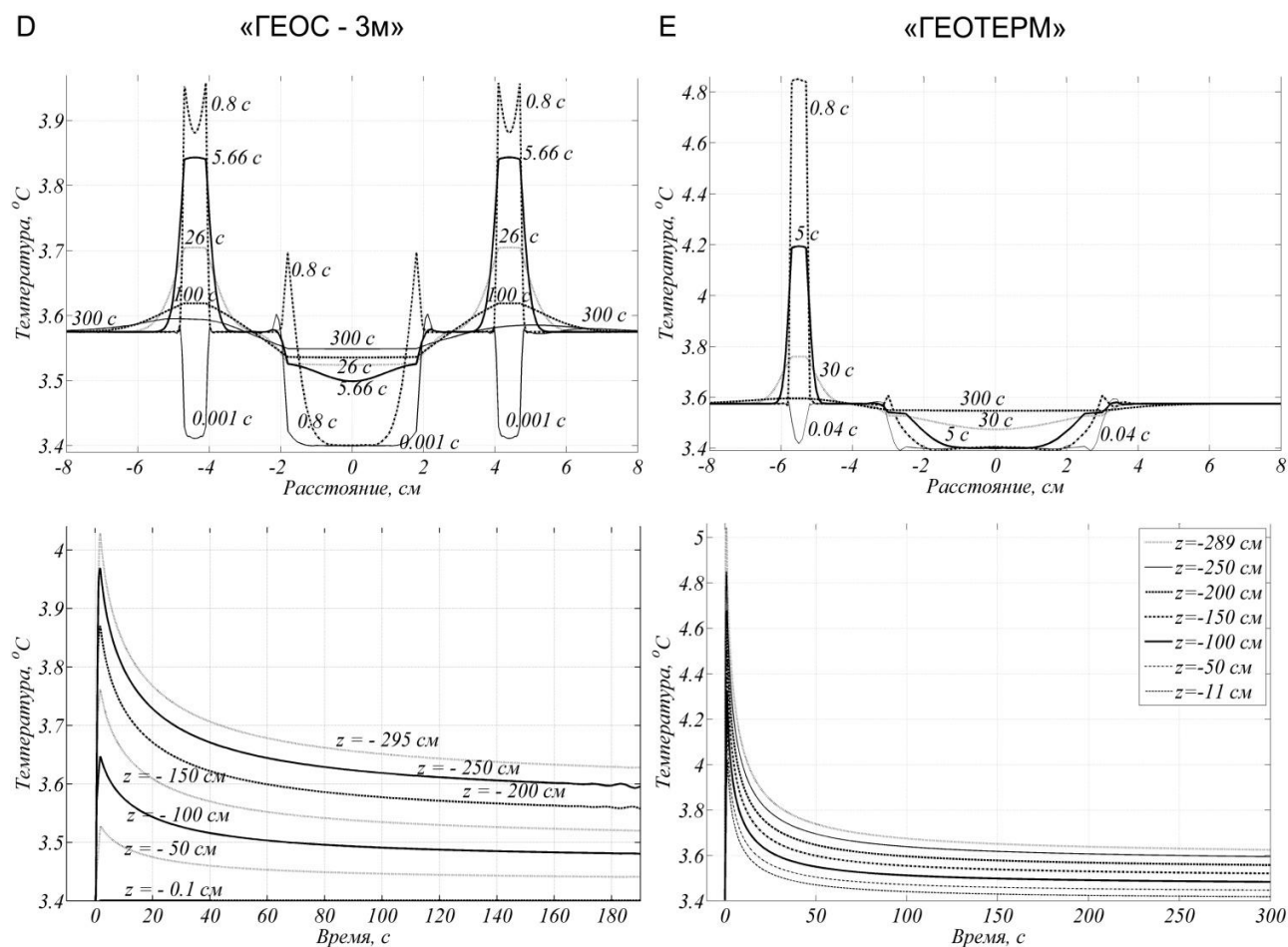


Рис. 2. В первой строке представлено одномерное распределение температуры вдоль горизонтального профиля, лежащего на глубине 250 см

и пересекающего ось несущего стержня и оси цилиндрических трубок с температурными датчиками, в разные моменты времени; во второй строке изменение во времени температуры датчиков при внедрении, расположенных на разных глубинах (z – вертикальная ось, направленная вверх), для зондов ГЕОС и ГЕОТЕРМ (D и E, соответственно)

Результаты моделирования показывают, что несущая стальная штанга зонда ГЕОС диаметром 3,6 см в течение 5 мин не влияет на стальные измерительные косы диаметром 6 мм с температурными датчиками и нагревателями, расположенные на расстоянии 3 см от несущей штанги (см. рис. 1). Время определения фактической температуры осадков такой косой составляет 3 – 5 мин (выход на асимптоту, температура датчиков обратно пропорциональна времени их остывания [4]). Для зонда ГЕОТЕРМ с несущей стальной трубой внешним и внутренним диаметром 6 и 5 см соответственно. Труба начинает влиять на датчики, закреплённые в стальных цилиндрических трубках на расстоянии 3 см, спустя 2,5 мин, время выхода температуры датчиков на асимптоту составляет 2,5 – 4 мин. Грунтовая труба внешним и внутренним диаметром 160 и 146 см соответственно, в силу своей большой инертности в течение 4 мин не влияет на датчики, закреплённые на расстоянии 6 см от нее, а время определения фактической температуры осадков этими датчиками составляет 2,5 – 4 мин.

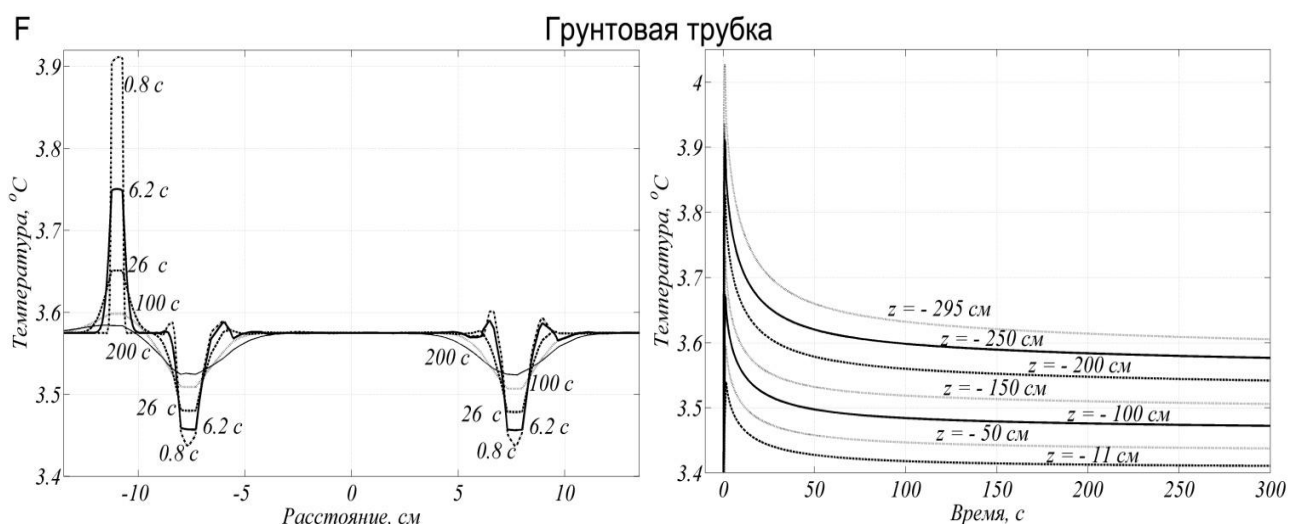


Рис. 3. Графики распределения температуры вдоль профиля, описанного в подписи к рис. 2, для грунтовой трубы в разные моменты времени (слева) и изменение во времени температуры закрепленных на грунтовой трубе датчиков, расположенных на разных глубинах при внедрении зонда (справа)

Аппаратура, представленная на рис. 1, в целом не приспособлена для оперативных многократных измерений градиента температуры в силу того, что зонд (грунтовую трубку) требуется поднимать на поверхность для проверки состояния зонда (извлечения осадков). Важное достоинство зонда из стеклопластика – возможность проведения многократных измерений без подъема прибора на поверхность, его механические свойства могут избавить прибор от повреждения при извлечении его из осадков. Однако, как и все конструкции типа зонда Булларда, зонд из стеклопластика диаметром 4 см создает большое тепловое возмущение и требует много времени для наступления равновесия. Для определения теплопроводности осадков и их фактической температуры необходимо создание теории, подобной теории [5], учитывающей при этом тепловые свойства зонда из стеклопластика.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Von Herzen, R. and Maxwell A.E. The measurement of thermal conductivity of deep sea sediments by a needle probe method // Journal of Geophysical Research – 1959. V. 64, No.10. – P. 1557–1563.
2. F. Charron, Partage de la chaleur entre deux corps frottants, Publication Scientifique et Technique du Ministère de l'Air, no. 182, 1943.
3. <http://poleznayamodel.ru/model/7/78578.html>
4. Wright J. A., Loudon K. E.. CRC Handbook of Seafloor Heat Flow. Boca Raton, Fla: CRC Press, 1989.
5. Tien-Chang Lee, A. D. Duchkov, S. G. Morozov, Determination of thermal conductivity and formation temperature from cooling history of friction-heated probes, Geophysical Journal International, Volume 152, Issue 2, pp. 433-442, 2003.

© И. И. Фадеева, 2016

УДК 622.235

РАЗРАБОТКА СТЕНДА ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ СПОСОБОВ ДЕГАЗАЦИИ УГОЛЬНОГО ПЛАСТА

Михаил Николаевич Цупов

Институт горного дела им. Н. А. Чинакала СО РАН, 630091, Россия, г. Новосибирск, Красный проспект, 54, ведущий инженер НИЦ, тел. (383)217-05-22, e-mail: lion_ltd@ngs.ru

Андрей Владимирович Савченко

Институт горного дела им. Н. А. Чинакала СО РАН, 630091, Россия, г. Новосибирск, Красный проспект, 54, кандидат технических наук, зав. НИЦ, тел. (383)217-01-26, e-mail: sav@eml.ru

Рассмотрены различные способы дегазации угольного пласта. Разработан стенд для определения оптимальных параметров физических воздействий на угольный керн с целью его дегазации.

Ключевые слова: способы дегазации, стенд, фильтрация, физические воздействия.

TEST BENCH FOR COALBED METHANE DRAINAGE TECHNIQUES

Mikhail N. Tsupov

Chinakal Institute of Mining, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, 630091, Russia, Novosibirsk, 54 Krasny prospect, Principal Engineer, R&D Center, tel. (383)217-05-22, e-mail: lion_ltd@ngs.ru

Andrei V. Savchenko

Chinakal Institute of Mining, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, 630091, Russia, Novosibirsk, 54 Krasny prospect, Candidate of Engineering Sciences, Head of R&D Center, tel. (383)217-01-26, e-mail: sav@eml.ru

The paper discusses techniques used in coalbed methane drainage. The authors have developed a test bench to determine optimal parameters of physical effect on coal core to remove methane from it.

Key words: methanedrainage techniques, test bench, filtration, physical effects.

В настоящее время во всем мире растет интерес к нетрадиционным источникам энергии, таким, как угольный метан и сланцевый газ. 20-25 назад метан угольных пластов являлся лишь одним из осложняющих факторов при добыче угля. К 2010 практически все государства мира имеют собственные программы освоения и развития технологий по добыче газа угольных пластов, и многие уже добились значительного успеха. Например, Китай в 2006 г добыл 1,4 млн м³ метана, США в 2007 году добыли около 61 млн м³, а Австралия добыла в 2008 году – 4млн м³.

В России с ноября 2011 года метан угольных пластов был внесен в Общероссийский классификатор полезных ископаемых и подземных вод и признан самостоятельным полезным ископаемым. В Кемеровской области на Талдинском месторождении добычей метана с 2003 года занимается ООО «Газпром добыча Кузнецк» - дочерняя компания ОАО «Газпром», и уже в 2014 году было добыто 2,8 млн м³ газа [1].

Мировой опыт показывает, что метан из угольных пластов можно и нужно добывать, так как это энергетический ресурс, который используется для получения более дешевой электроэнергии и тепла. Например, в Австралии в штате NewSouthWales работают 94 газовых двигателя мощностью 1 МВт каждый, использующие в качестве топлива метан с трех шахт. Использование небольших установок обеспечивает высокий КПД, при этом большое их количество дает возможность легко регулировать и оптимизировать нагрузки, а также при необходимости легко их перемещать. В США в штате Вайоминг налажено производство микротурбин, использующихся для получения электроэнергии на местах, установка также возможно транспортировать, однако установки данного типа требуют частых регламентных работ по обслуживанию. В ФРГ государство стимулирует использование газа из угольных пластов и выступает в роли потребителя полученной энергии. Государство покупает электроэнергию по цене 7 евро за 1 кВт/ч [2,3].

Для успешной реализации проектов по добыче метана необходимы большие запасы, высокая газоносность, а также проницаемость пластов, наличие инфраструктуры и близкое расположение потребителей. Однако на практике все получается намного сложнее: проницаемость пластов недостаточна, что влечет за собой дорогостоящие работы по разупрочнению угольного пласта, концентрация метана в соседних скважинах может значительно отличаться, это влечет работы по бурению дополнительных скважин, что ведет к увеличению затрат. Также практическое освоение месторождений метана выявило достаточно быстрое падение дебита газа,

независимо от расположения скважин в целиковом поле пластов или в отработанных шахтах.

Решением вопросов улучшения проницаемости пластов и увеличением дебита газа занимаются во всем мире. Предлагается множество решений, экспериментально опробованных на практике [4,5,6,7], таких как:

- гидроразрыв- нагнетание в скважину воды под давлением с целью разрушения призабойной зоны (улучшает проницаемость пласта, но временно смачивает его, блокируя выход газа, так же эффективность значительно уменьшается с ростом глубины);

- пневмогидродинамическое воздействие- нагнетание в скважину воды под давлением с целью разрушения призабойной зоны и продувки для ускорения начала выхода газа (позволяет сократить время от начала гидроразрыва до эксплуатации скважины);

- гидроразрыв с закачиванием совместно с рабочей жидкостью в образованные трещины пропанта- инородных частиц, которые не дают смыкаться трещинам (более дорогостоящий способ гидроразрыва, позволяет дольше не смыкаться образованным трещинам);

- каскадный- гидроразрыв с нескольких соседних скважин с целью образования трещиноватости между ними (дорогостоящий, требует остановки нескольких скважин);

- гидроразрыв с добавлением химикатов- в пласт закачивают пену, затем закачивают воздух или азот и резко снимают давление (метод эффективен, но дорог в применении и загрязняет окружающую среду);

- кавитация- повышают давление в скважине, а потом сбрасывают до минимального- процедура повторяется неоднократно (позволяет не прерывать промышленную эксплуатацию скважины, но возможны выбросы метана);

- с добавлением микроорганизмов- после гидроразрыва закачивают биомассу с микроорганизмами, периодически продувают воздухом для поддержания их жизнедеятельности, что способствует разрушению угля (сложен и дорог в применении);

- гидрорасчленение- закачка рабочей жидкости в пласт под давлением с целью раскрытия ранее образованных, но закрывшихся трещин (профилактика скважины на время работ, скважина не пригодна для добычи газа);

- акустический- воздействие с частотой 22-44 кГц способствует выходу метана (сложен в применении);

- вибровоздействие- способствует выходу метана (сложен в применении).

При этом промышленно применяются лишь некоторые способы гидроразрыва, остальные способы не нашли широкого использования из-за малой эффективности или сложности технологии.

Таким образом актуально стоит вопрос об увеличении выхода метана как для промышленной добычи газа, так и с точки зрения обеспечения безопасности ведения работ в шахтах по добыче угля.

На данный момент до конца не исследовано взаимодействие между углем и метаном и свойства данной системы, а также способы эффективного воздействия для разрушения данного объединения.

Для оценки эффективности методов воздействия на угольный пласт с целью его дегазации в Институте горного дела им. Н.А. Чинакала СО РАН разработан стенд, позволяет исследовать влияние на угольный образец различных физических полей. Стенд позволяет моделировать условия естественного залегания угольного образца (горное и поровое давление, температура).

Конструкция стенда включает в себя испытательную камеру высокого давления (рис. 1), гидравлическую и электрическую измерительные схемы (рис. 2), которые образуют функциональную систему моделирования пластовых условий, воздействия волновыми полями и измерения физических величин.

После помещения керна в герметичную оболочку он обжимается по диаметру и поджимается поршнями с обоих торцов, при этом давление обжима и давление воздействия на торцы в отдельности мы можем регулировать независимо друг от друга. Это позволяет моделировать различные напряженные состояния в массиве. Планируется проводить комплексное исследование керна на данном стенде с возможностью визуального контроля и автоматической записи физических процессов, с ручным или автоматическим управлением процессами.

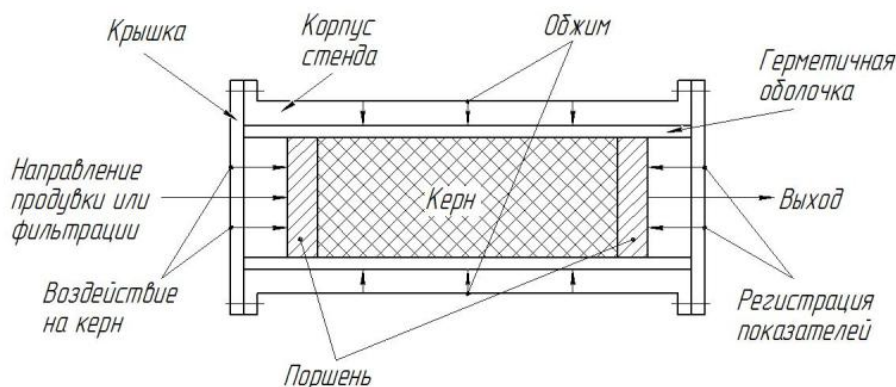


Рис. 1. Схема камеры

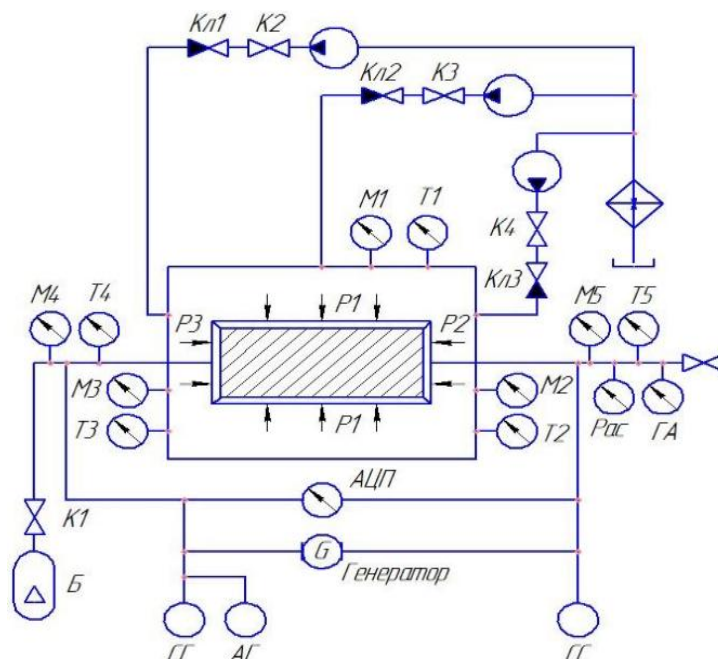


Рис. 2. Гидравлическая схема стенда:

Условные обозначения: $P1 \downarrow$ - воздействие давлением, направление давления; $\square$ - емкость; $\diamond$ - нагревательный элемент; $\bigcirc$ - сс сейсмостанция, сг сейсмогенератор, аг акустический генератор; $\bigcirc$ - Г баллон с газом; $\bigcirc$ - частотный генератор; $\bigcirc$ - М1 манометр, Т1 термометр, порядковый номер; АЦП аналого-цифровой преобразователь; га газоанализатор; Рас расходомер; $\bigcirc$ - Н1 насос, номер насоса; $\times$ - К1 кран, номер крана; $\blacktriangleleft$ - К1 обратный клапан, номер клапана.

Данная лабораторная установка позволит проводить исследования для геологоразведочных и добывающих предприятий по определению газоносности, пористости и проницаемости угольных образцов.

Для доставки образца угля от месторождения до лаборатории в условиях, приближенных к условиям пластовой среды разработан и изготовлен герметизированный контейнер (рис. 3). В контейнере имеется возможность контроля давления и температуры образца. Кернаприемное устройство не содержит электрических частей и может использоваться в условиях, опасных по взрыву газа и пыли.



Рис. 3. Контейнер для транспортировки керна.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Сайт Газпрома [Электронный ресурс]-режим доступа <http://www.gazprom.ru>
2. С.А. Астахов Утилизация шахтного газа // Уголь.- 2006.- № 08. – С.9 – 13.
3. В.А. Безпflug Опыт утилизации шахтного метана в ФРГ и возможности его утилизации в России // Уголь.-2006.- № 08. – С.31 – 38.
4. В. И. Клишин, Л. В. Зворыгин, А. В. Лебедев, А. В. Савченко. Проблемы безопасности и новые технологии подземной разработки угольных месторождений // Рос. акад. наук, Сиб. отд-ние, Ин-т горного дела. – Новосибирск: Издательский дом «Новосибирский писатель», 2011. – 524 с., илл.
5. Ш.А. Ахметбеков Интенсификация газовыделения из угольных пластов через скважины с поверхности // Горн. инф.-анал. бюл. / Моск. гос. горн. ун-т. – 1997. - №6. – С. 149-151.
6. Пат. 5474129 США, МКИ6 Е 21 В 43/25. Образование трещиноватости, вызываемой стимулированием скважинной дегазации угля с применением пены. Cavity induced stimulation of coal degasification wells using foam /WengXiaowei, Montgomery Carl T., Perkins Thomas K., Atlantic Richfield Co. - № 334908; Заявл. 07.11.94; Опубл.12.12.95; НКИ 166/308. – РЖ Горное дело. – 1998. - №3. – 3 В131П.
7. СПОСОБ ПЕРЕРАБОТКИ УГЛЯ, 6 E21B43/295, Дата подачи заявки: 1998.01.23, Автор(ы): Шумков С.И.; Малышев Ю.Н.; Терехова С.Е.; Лауринавичюс К.С., Патентообладатель(и): Научно-техническая горная ассоциация, Адрес для переписки: 117910, Москва, Ленинский пр-т 29, НТГА.

© М. Н. Цупов, А. В. Савченко, 2016

УДК 622.235

**ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ДЛЯ СОЗДАНИЯ
НАПРАВЛЕННЫХ КОЛЕБАНИЙ В МАССИВЕ ГОРНЫХ ПОРОД**

Михаил Николаевич Цупов

Институт горного дела им. Н. А. Чинакала СО РАН, 630091, Россия, г. Новосибирск, Красный проспект, 54, ведущий инженер НИЦ, тел. (383)217-05-22, e-mail: lion_ltd@ngs.ru

Роман Александрович Тюгаев

Новосибирский государственный архитектурно-строительный университет (Сибстрин), 630008, Россия, г. Новосибирск, ул. Ленинградская, 113, студент-магистрант (1-й курс), тел. (999)450-91-29, e-mail: tyugaevroman@gmail.com

Андрей Александрович Сергеев

Новосибирский государственный архитектурно-строительный университет (Сибстрин), 630008, Россия, г. Новосибирск, ул. Ленинградская, 113, студент-магистрант (1-й курс), тел. (923)125-12-28, e-mail: inox-93@mail.ru

Арсений Валерьевич Козлов

Новосибирский государственный архитектурно-строительный университет (Сибстрин), 630008, Россия, г. Новосибирск, ул. Ленинградская, 113, студент-бакалавр, тел. (953)875-97-95, e-mail: voou@list.ru

Рассмотрены различные способы создания виброисточников направленных колебаний и их конструктивные особенности. Показаны перспективные области их применения для горной промышленности из подземных выработок.

Ключевые слова: виброисточник, направленные колебания, выработка, дегазация.

DEVICE FOR PRODUCING DIRECTIONAL VIBRATION IN ROCK MASS

Mikhail N. Tsupov

Chinakal Institute of Mining, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, 630091, Russia, Novosibirsk, 54 Krasny prospect, Principal Engineer, R&D Center, tel. (383)217-05-22, e-mail: lion_ltd@ngs.ru

Roman A. Tyugaev

Novosibirsk State Architecture and Construction University, 630008, Russia, Novosibirsk, 113 Leningradskaya Str., Student–Candidate for a Master’s Degree, tel. (999)450-91-29, e-mail: tyugaevroman@gmail.com

Andrei A. Sergeev

Novosibirsk State Architecture and Construction University, 630008, Russia, Novosibirsk, 113 Leningradskaya Str., Student–Candidate for a Master’s Degree, tel. (923)125-1228, e-mail: inox-93@mail.ru

Arseny V. Kozlov

Novosibirsk State Architecture and Construction University, 630008, Russia, Novosibirsk, 113 Leningradskaya Str., Student–Holder of a Bachelor’s Degree, tel. (953)875-97-95, e-mail: voou@list.ru

The paper gives a review of engineering methods for directional vibration sources and their design features. The authors identify promising fields of use of the devices in underground mining.

Key words: vibration source, directional vibration, underground excavation, degassing.

Волновое воздействие на массив горных пород построено на большом многообразии методов генерации колебаний, практическое распространение из которых получили [1]:

- центробежные системы, основанные на вращении массы со смещённым центром тяжести;
- за счёт периодического нагнетания жидкости в камеру и смещения поршня относительно цилиндра;
- механический удар;
- резонансные колебания жидкости и газового объёма;
- прерывание потока жидкости.

Применяемые источники различаются по физическому принципу генерации волнового поля, по параметрам воздействия, в том числе по частотному диапазону, режиму, интенсивности и длительности воздействия. Рассмотрим наиболее распространённые источники и конкретные примеры реализации волновых технологий.

1. Дебалансные виброисточники, в которых колебания возникают вследствие вращения массы со смещённым центром тяжести. В качестве привода дебаланса используется электродвигатель. В этих источниках сила воздействия изменяется в зависимости от квадрата частоты. Институтом горного дела им. Н.А. Чинакала СО РАН разработаны источники, применяемые для вибровоздействия с дневной поверхности, имеющие силу воздействия до 600 кН, рабочие частоты от 7 до 16 Гц.

2. Гидравлические виброисточники, генерирующие колебания за счёт периодического нагнетания жидкости в камеру и смещения поршня относительно цилиндра, которое частично происходит за счёт упругих деформаций грунта, что и приводит к возбуждению сейсмических волн. Преимущество данных источников состоит в том, что сила воздействия не зависит от частоты. Примером являются разведочные геофизические вибраторы и стационарные виброисточники СВ-100/20, созданные лабораторией “Резон”, способные развивать силу воздействия до 1 МН в диапазоне частот от 0 до 20 Гц. Работы таким источником проведены ООО “Новая геология” в 2003 г. на Долговском месторождении в ОАО “Оренбургнефть” НК ТНК-БП, где дополнительно добыто около 2 тыс. т нефти.

3. Механические (ударные) источники, использующие многократное поднятие груза с последующим нанесением ударов. Энергия воздействия, как и в гидравлических источниках, не зависит от частоты.

Поскольку затухание сейсмических волн в земной коре растёт с увеличением частоты, низкочастотный генератор оказывает воздействие на большие расстояния, чем высокочастотный источник той же мощности.

В Институте горного дела им. Н.А. Чинакала СО РАН велись разработки катково-маятникового виброисточника [2], который имел широкие перспективы применения в горной отрасли, а именно использование его для создания сейсмических колебаний из подземных выработок.

- Источник удобен в транспортировке, быстро монтируется и демонтируется, что является необходимым условием для доставки его по подземным выработкам.

- В отличие от центробежных виброисточников не требует пригрузки, поскольку вертикальная составляющая возмущающей силы всегда направлена вниз (рис. 3).

- Инерционная масса виброисточника может набираться из подручных материалов (песок, горная порода, вода) путем заполнения ими грузовой емкости.

- Имеет возможность плавной и дискретной регулировки частоты.

- Источник обладает высокой надежностью, т.к. не содержит подшипниковых узлов (рис. 2).

- Источник может создавать горизонтальную возбуждающую силу от 0 до 100% от вертикальной, что особенно актуально для воздействия на забой угольного массива (рис. 3, 4).

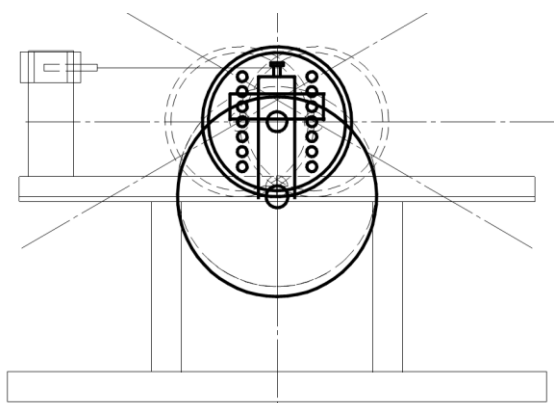


Рис. 1. Схема источника

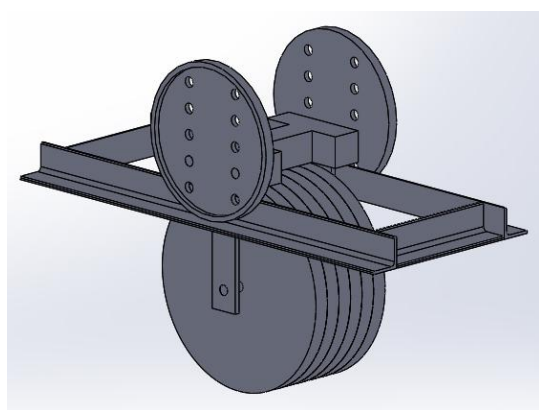


Рис. 2. Внешний вид источника

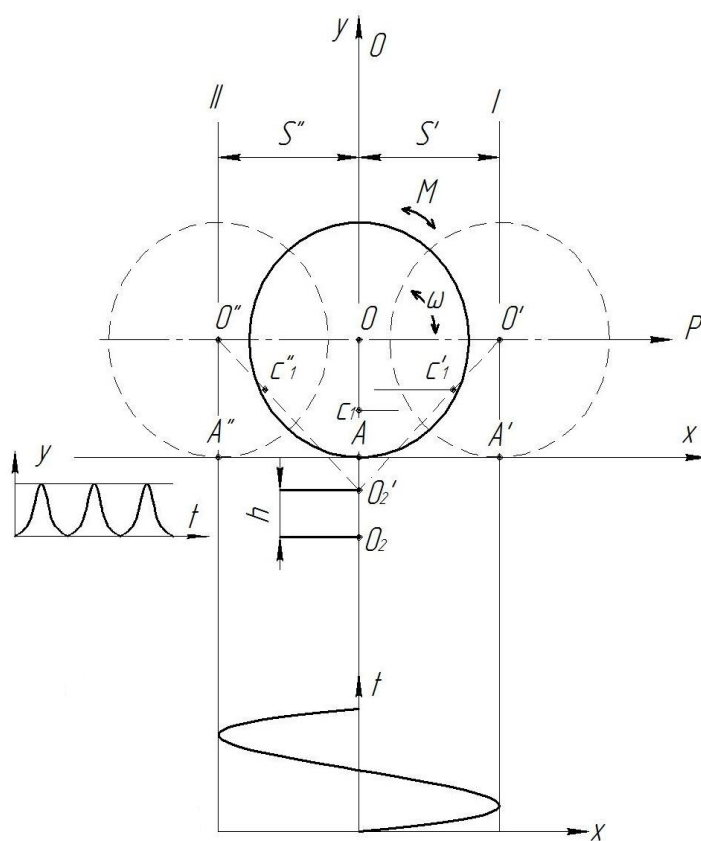


Рис. 3. Динамика работы источника

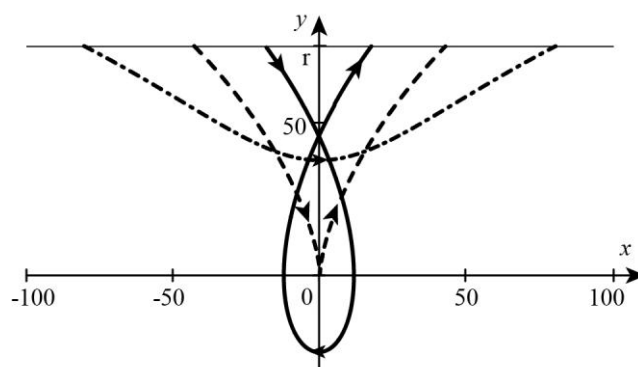


Рис. 4. Перемещение центра масс источника

В зависимости от соотношения радиуса опоры качения и радиуса центра масс источник может работать в различных режимах, создавать преимущественно горизонтальные или вертикальные колебания, что особенно актуально для воздействия на забой угольного массива.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. А. В. Савченко Сравнительный анализ волновых методов увеличения нефтеотдачи // ФТПРПИ. - 2006. - №3
2. В. И. Клишин, Л. В. Зворыгин, А. В. Лебедев, А. В. Савченко Проблемы безопасности и новые технологии подземной разработки угольных месторождений // Рос. акад. наук, Сиб. отд-ние, Ин-т горного дела. – Новосибирск: Издательский дом «Новосибирский писатель», 2011. – 524 с., илл.

© М. Н. Цупов, Р. А. Тюгаев, А. А. Сергеев, А. В. Козлов, 2016

ОБ ОДНОЙ ОСОБЕННОСТИ ЗНАЧЕНИЙ РАБОТЫ ВЕКТОРА НАПРЯЖЕНИЙ НА ОТНОСИТЕЛЬНЫХ СМЕЩЕНИЯХ ПЛОЩАДКИ С ПРОИЗВОЛЬНО ВЫБРАННОЙ НОРМАЛЬЮ

Анвар Исмагилович Чанышев

Институт горного дела им. Н. А. Чинакала СО РАН, 630091, Россия, г. Новосибирск, Красный проспект, 54, доктор физико-математических наук, зам. директора по науке, тел. (383)335-97-50, e-mail: a.i.chanyshev@gmail.com

Лариса Леонидовна Ефименко

Новосибирский государственный университет экономики и управления, 630099, Россия, г. Новосибирск, ул. Каменская, 52, кандидат физико-математических наук, доцент кафедры высшей математики, тел. (383)224-27-31, e-mail: efimenko.larisa@gmail.com

Ольга Анваровна Лукьяшко

Институт горного дела им. Н. А. Чинакала СО РАН, 630091, Россия, г. Новосибирск, Красный проспект, 54, инженер, тел. (383)335-97-50, e-mail: lykola@yandex.ru

Рассматривается скалярное произведение вектора напряжений Коши и вектора приращений деформаций Коши на одной и той же площадке. Показано, что производимая работа этих усилий на относительных смещениях на всех площадках за исключением равнонаклонных к главным осям тензора напряжений площадок зависит от пути нагружения даже в случае упругости.

Ключевые слова: вектор напряжений Коши, вектор деформаций Коши, работа на площадке, история нагружений, равнонаклонные площадки.

A FEATURE OF WORK DONE BY STRESS VECTOR ON RELATIVE DISPLACEMENTS IN AREA WITH ARBITRARILY CHOSEN NORMAL

Anvar I. Chanyshev

Chinakal Institute of Mining, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, 630091, Russia, Novosibirsk, 54 Krasny prospect, Doctor of Physico-Mathematical Sciences, Deputy Director for Science, tel. (383)335-97-50, e-mail: a.i.chanyshev@gmail.com

Larisa L. Efimenko

Novosibirsk State University of Economics and Management, 630099, Russia, Novosibirsk, 52 Kamenskaya Str., Candidate of Physico-Mathematical Sciences, Associate Professors at the Department of Higher Mathematics, tel. (383)224-27-31, e-mail: efimenko.larisa@gmail.com

Olga A. Luk'yashko

Chinakal Institute of Mining, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, 630091, Russia, Novosibirsk, 54 Krasny prospect, Engineer, tel. (383)335-97-50, e-mail: lykola@yandex.ru

Under analysis is the dot product of the vector of Cauchy's stresses and the vector of increments in Cauchy's strains in the same area. It is shown that work done by these forces on relative displacements in all areas except for the areas equally inclined towards principal axes of the stress tensor depends on the loading path, even in elasticity.

Key words: vector of Cauchy's stresses, vector of Cauchy's strains, work done in area, history of loading, equally inclined areas.

Рассматривается прямоугольная декартова система координат x, y, z и в ней два тензора T_σ и T_ε (T_σ – тензор напряжений, T_ε – тензор деформаций). Предполагается, что они связаны законом Гука в виде

$$T_\varepsilon = D \cdot T_\sigma,$$

где D – тензор четвертого ранга упругих податливостей. Из этих тензоров можно составить скалярное произведение

$$(T_\sigma, dT_\varepsilon),$$

где dT_ε – дифференциал тензора T_ε . При этом можно вычислить интеграл при изменении напряжений σ_{ij} от какого-то состояния (M) до состояния (N) . Как результат получается внутренняя энергия деформирования тела в виде произведения

$$\frac{1}{2} \sigma_{ij} \varepsilon_{ij} = \frac{1}{2} \left(\lambda_1 S_1^2 + \lambda_2 S_2^2 + \dots + \lambda_6 S_6^2 \right) \Big|_{(M)}^{(N)}, \quad (1)$$

где $\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_6$ – собственные числа тензора упругих податливостей;

$S_1, S_2, \dots, S_6$ – координаты T_σ в собственном тензорном базисе [1, 2].

Как следует из (1), эта энергия не зависит от пути изменения напряжений при переходе из состояния (M) в (N) , зависит только от начальных и конечных значений напряжений, что определяется известной симметрией тензора D . Представляет интерес вопрос: а что при этом происходит на площадках с нормалью $\vec{n}$? Оказывается, что работа вектора напряжений $\vec{p}_n$ на площадке на изменениях вектора деформаций $\vec{q}_n$ не является в общем случае потенциальной, зависит от пути изменения напряжений σ_{ij} при переходе из состояния (M) в состояние (N) . Покажем это.

Рассмотрим произвольную площадку с нормалью $\vec{n}$ и на ней два вектора: вектор напряжений $\vec{p}_n$ и вектор деформаций $\vec{q}_n$, при этом

$$\vec{p}_n = \sigma_{ij} n_j \vec{e}_i, \quad \vec{q}_n = \varepsilon_{ij} n_j \vec{e}_i,$$

где $\vec{e}_i$ – орты системы координат, n_j – направляющие косинусы $\vec{n}$. Далее пойдем по упрощенной ситуации. Будем считать, что оси тензоров T_σ и T_ε совпадают, дальнейшее рассмотрение будем вести в системе координат, связанной с главными осями этих тензоров. Пусть x_1, x_2, x_3 – главные оси и $\vec{e}_1, \vec{e}_2, \vec{e}_3$ – их орты. Кроме $\vec{n}$ на площадках введем в рассмотрение базис, связанный с произвольной площадкой с нормалью $\vec{n}$. Кроме $\vec{n}$ введем еще два единичных вектора $\vec{t}_1$ и $\vec{t}_2$ на этой площадке, ортогональных между собой и с $\vec{n}$:

$$\rho_{t_1} = \frac{(1-n_1^2)\rho_1 - n_1n_2\rho_2 - n_1n_3\rho_3}{\sqrt{1-n_1^2}}, \quad \rho_{t_2} = \frac{n_3\rho_2 - n_2\rho_3}{\sqrt{1-n_1^2}}. \quad (2)$$

Легко проверить, что в последовательности t_1, t_2, n данные векторы образуют правую тройку векторов (в этом случае смешанное произведение равно +1). Находим проекции вектора напряжений p_n на эти орты. Обозначая их собственно как τ_1, τ_2 , получаем

$$\tau_1 = \frac{(\sigma_1 - \sigma_2)n_2^2 + (\sigma_1 - \sigma_3)n_3^2}{\sqrt{1-n_1^2}} n_1, \quad \tau_2 = \frac{(\sigma_2 - \sigma_3)n_2n_3}{\sqrt{1-n_1^2}}. \quad (3)$$

Далее используем закон Гука, который в главных осях тензоров T_σ и T_ε имеет вид:

$$\varepsilon_1 = \frac{1}{E}[\sigma_1 - \nu(\sigma_2 + \sigma_3)], \quad \varepsilon_2 = \frac{1}{E}[\sigma_2 - \nu(\sigma_1 + \sigma_3)], \quad \varepsilon_3 = \frac{1}{E}[\sigma_3 - \nu(\sigma_1 + \sigma_2)], \quad (4)$$

где E - модуль Юнга материала, ν - коэффициент Пуассона. Если вектор напряжений p_n в базисе t_1, t_2, n имел координаты τ_1, τ_2, σ_n , определяемые (3) и выражением

$$\sigma_n = \sigma_1 n_1^2 + \sigma_2 n_2^2 + \sigma_3 n_3^2, \quad (5)$$

то для вектора q_n аналогичные координаты обозначим как $\gamma_1, \gamma_2, \varepsilon_n$. С учетом (4) легко видеть, что

$$\gamma_1 = \frac{(\varepsilon_1 - \varepsilon_2)n_2^2 + (\varepsilon_1 - \varepsilon_3)n_3^2}{\sqrt{1-n_1^2}} n_1 = \frac{\tau_1}{2\mu}, \quad \gamma_2 = \frac{(\varepsilon_2 - \varepsilon_3)n_2n_3}{\sqrt{1-n_1^2}} = \frac{\tau_2}{2\mu}, \quad (5)$$

где $2\mu = E/(1+\nu)$.

Для выражения координаты $\varepsilon_n = \varepsilon_1 n_1^2 + \varepsilon_2 n_2^2 + \varepsilon_3 n_3^2$ через координаты вектора p_n необходимы связи $\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3$ через τ_1, τ_2, σ_n . На основе (3), (5) получаем

$$\begin{cases} \sigma_1 = \frac{\sqrt{1-n_1^2}}{n_1} \tau_1 + \sigma_n, \\ \sigma_2 = -\frac{n_1}{\sqrt{1-n_1^2}} \tau_1 + \frac{n_3}{n_2 \sqrt{1-n_1^2}} \tau_2 + \sigma_n, \\ \sigma_3 = -\frac{n_1}{\sqrt{1-n_1^2}} \tau_1 - \frac{n_2}{n_3 \sqrt{1-n_1^2}} \tau_2 + \sigma_n. \end{cases} \quad (6)$$

Подстановка (6) в (4) и далее в определение ε_n дает:

$$\varepsilon_n = \frac{\nu}{E} \frac{(3n_1^2 - 1)}{n_1 \sqrt{1 - n_1^2}} \tau_1 + \frac{\nu}{E} \frac{(n_2^2 - n_3^2)}{n_2 n_3 \sqrt{1 - n_1^2}} \tau_2 + \frac{1 - 2\nu}{E} \sigma_n. \quad (7)$$

Вычисляя указанную работу, имеем

$$A = \int_{(M)}^{(N)} \vec{p}_n \cdot d\vec{q}_n = \int_{(M)}^{(N)} (\tau_1 d\gamma_1 + \tau_2 d\gamma_2 + \sigma_n d\varepsilon_n). \quad (8)$$

Отметим, что при получении (8) неявно предполагается, что в процессе нагружения площадки с нормалью $\vec{h}$ главные оси тензоров T_σ , T_ε остаются совпадающими и неподвижными. Однако этот факт не оказывает существенного влияния на конечный результат потому, что в общем случае кроме имеющейся правой части в (8) появится еще дополнительное слагаемое, связанное с поворотом самой площадки. Про работу (8) следует еще сказать то, что площадка с нормалью $\vec{h}$ может смещаться по нормали и по касательной, что определяется вектором $\vec{q}_n$. Здесь A характеризует работу усилий $\vec{p}_n$ на относительных перемещениях самой площадки в предположении, что все ее точки за счет $\vec{p}_n$ смещаются одинаково.

Анализируя (8), находим, что

$$\int_{(M)}^{(N)} \tau_1 d\gamma_1 = \int_{(M)}^{(N)} \tau_1 \frac{d\tau_1}{2\mu} = \frac{1}{4\mu} \tau_1^2 \Big|_{(M)}^{(N)}, \quad \int_{(M)}^{(N)} \tau_2 d\gamma_2 = \frac{1}{4\mu} \tau_2^2 \Big|_{(M)}^{(N)}.$$

Вычисляем третий интеграл в (8), с учетом (7) он равняется следующему выражению:

$$I_3 = \frac{\nu}{E} \frac{(3n_1^2 - 1)}{n_1 \sqrt{1 - n_1^2}} \int_{(M)}^{(N)} \sigma_n d\tau_1 + \frac{\nu}{E} \frac{(n_2^2 - n_3^2)}{n_2 n_3 \sqrt{1 - n_1^2}} \int_{(M)}^{(N)} \sigma_n d\tau_2 + \frac{1 - 2\nu}{E} \frac{\sigma_n^2}{2} \Big|_{(M)}^{(N)}. \quad (9)$$

Основная его особенность состоит в том, что для вычисления первого и второго интегралов необходимо задавать в плоскостях (τ_1, σ_n) , (τ_2, σ_n) пути интегрирования или пути нагружения (они не известны, о них можно только догадываться). В зависимости от путей интегралы могут быть и положительными, и отрицательными, могут по модулю неограниченно возрастать для петлеобразных траекторий (рисунок).

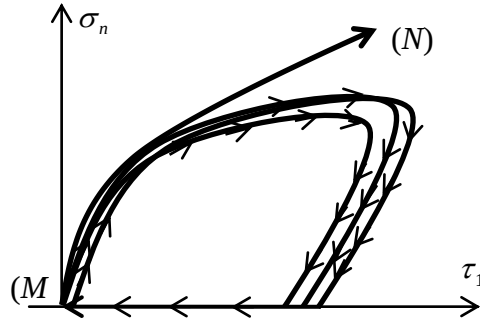


Рис. Один из возможных путей нагружения площадки с нормалью $\vec{h}$ в плоскости (τ_1, σ_n) , ведущий к бесконечному значению работы

Придавать особое значение этим и подобным площадкам с заданием траектории нагружения нет смысла потому, что существуют такие площадки как равнонаклонные к осям x_1, x_2, x_3 , на которых зануляются коэффициенты при этих интегралах:

$$3n_1^2 - 1 = 0, \quad n_2^2 - n_3^2 = 0.$$

При этом нет необходимости задавать и следить за путями интегрирования. Тогда работа A представляется здесь суммой

$$A = \frac{1}{2} \left(\frac{|\vec{p}_n|^2}{2\mu} + \frac{\sigma_n^2}{K} \right) \Bigg|_{(M)}^{(N)},$$

не зависящей от пути интегрирования или нагружения, при этом $K = E/(1 - 2\nu)$ (сравни с (1)). Эти площадки определяются законом Гука, на этих площадках формулируются основные законы неупругого деформирования первоначально изотропных сред [3], не противоречащие экспериментальным данным [4].

Еще одно замечание, касающееся (9). Здесь $n_1 \neq 0, n_2 \neq 0, n_3 \neq 0$. В случае, если $n_2 = n_3 = 0$, то имеем главную площадку, нормальную орту $\vec{e}_1$. В этом случае работа A на основании (4) равняется

$$A = \int_{(M)}^{(N)} \sigma_1 d\varepsilon_1 = \frac{1}{2E} \sigma_1^2 \Big|_{(M)}^{(N)} - \frac{\nu}{E} \int_{(M)}^{(N)} \sigma_1 d\sigma_2 - \frac{\nu}{E} \int_{(M)}^{(N)} \sigma_1 d\sigma_3,$$

т.е. имеем опять ситуацию, связанную с заданием и слежением за путем интегрирования или нагружения уже в плоскостях $(\sigma_2, \sigma_1), (\sigma_3, \sigma_1)$.

В случае $n_1 = 0$ получаем $\mathbf{t}_1^0 = \mathbf{e}_1^0$, $\mathbf{t}_2^0 = n_3 \mathbf{e}_2^0 - n_2 \mathbf{e}_3^0$ и тогда $\tau_1 = 0$, $\tau_2 = (\sigma_2 - \sigma_3)n_2 n_3$.

Для компонент γ_1, γ_2 вектора $\mathbf{q}_n^0$ имеем $\gamma_1 = 0$, $\gamma_2 = \tau_2 / 2\mu$. Далее находим

$$\sigma_2 = \sigma_n + \tau_2 \frac{n_3}{n_2}, \quad \sigma_3 = \sigma_n - \tau_2 \frac{n_2}{n_3}.$$

Отсюда

$$\varepsilon_n = -\frac{\nu}{E} \sigma_1 + \frac{1-\nu}{E} \sigma_n + \frac{\nu}{E} \frac{(n_2^2 - n_3^2)}{n_2 n_3} \tau_2.$$

Составляя работу A , получаем

$$A = \int_{(M)}^{(N)} \mathbf{p}_n \cdot d\mathbf{q}_n = \frac{1}{4\mu} \tau_2^2 \Big|_{(M)}^{(N)} - \frac{\nu}{E} \int_{(M)}^{(N)} \sigma_n d\sigma_1 + \frac{\nu}{E} \frac{(n_2^2 - n_3^2)}{n_2 n_3} \int_{(M)}^{(N)} \sigma_n d\tau_2 + \frac{1-\nu}{E} \frac{\sigma_n^2}{2} \Big|_{(M)}^{(N)}.$$

Здесь опять имеем интегралы, требующие задания и слежения за путем интегрирования в плоскостях (σ_1, σ_n) , (τ_2, σ_n) .

Выводы.

Определена работа вектора напряжений Коши на произвольно-ориентированной площадке на изменениях вектора деформаций Коши. Показано, что только на равнонаклонных к главным осям тензора напряжений площадках эта работа не зависит от пути нагружения.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Рыхлевский Я. К. О законе Гука // ПММ. — 1984. — Т. 48. — Вып. 3.
2. Чанышев А. И. О пластичности анизотропных сред // ПМТФ. — 1984. — № 2
3. Ильюшин А.А. Пластичность. — М.: Гостехиздат, 1948. — 376 с.
4. Жуков А.М. Пластические деформации стали при сложном нагружении. — Изв. АН СССР, ОТН, 1954, №11, с. 53-61.

© А. И. Чанышев, Л. Л. Ефименко, О. А. Лукьяшко, 2016

ПОЛОЖИТЕЛЬНЫЕ И ОТРИЦАТЕЛЬНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ВЕКТОРОВ В ПОЛЯРНОЙ СИСТЕМЕ КООРДИНАТ. ПРИЛОЖЕНИЕ К КРУГАМ МОРА

Анвар Исмагилович Чанышев

Институт горного дела им. Н. А. Чинакала СО РАН, 630091, Россия, г. Новосибирск, Красный проспект, 54, доктор физико-математических наук, зам. директора по науке, тел. (383)335-97-50, e-mail: a.i.chanyshev@gmail.com

Известно, что орт на какой-либо числовой оси указывает на положительное направление вектора на этой оси (скалярное произведение вектора и орта совпадает по значению с длиной вектора!). Если скалярное произведение вектора и орта неотрицательно, то можно говорить о положительно направленных векторах по отношению к данному орту или противоположно направленных. Если ввести в рассмотрение полярные, цилиндрические, сферические координаты, то для положительно направленных векторов полагается, что полярный радиус положителен, для отрицательно направленных векторов координата на направляющий орт считается отрицательной. Данное определение имеет значение для интерпретации отрицательных касательных усилий на кругах Мора.

Ключевые слова: орт, скалярное произведение, положительная сторона, полярный радиус, круги Мора.

POSITIVE AND NEGATIVE DIRECTIONS OF VECTORS IN POLAR COORDINATE SYSTEM. APPLICATION TO MOHR'S CIRCLES

Anvar I. Chanyshev

Chinakal Institute of Mining, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, 630091, Russia, Novosibirsk, 54 Krasny prospect, Doctor of Physico-Mathematical Sciences, Deputy Director for Science, tel. (383)335-97-50, e-mail: a.i.chanyshev@gmail.com

A unit vector in a number axis is known to show positive direction of a vector in this axis (vector and unit vector dot product has the same value as the vector length!). When the vector and unit vector dot product has nonnegative value, the vector is either positively directed relative to this unit vector or they are opposite. With the polar, cylindrical and spherical coordinate systems introduced, it is assumed that the polar radius is positive for the positively directed vectors and the direction unit vector coordinate is assumed negative for negatively directed vectors. This definition is useful when interpreting negative tangential forces at Mohr's circles.

Key words: unit vector, dot product, positive side, polar radius, Mohr's circles.

Фундаментальными в механике являются вопросы векторного представления. В виде векторов представляются смещения, силы, векторы напряжений на площадке. Векторы могут быть противоположными по направлению. Рассмотрим несколько случаев описания векторов, противоположных по направлению.

Случай А. На рис. 1 представлены два противоположных по направлению вектора, имеющих одинаковую длину и расположенных на одной или двух параллельных прямых. Для описания вектора $\vec{u}$ введем в рассмотрение

направляющий орт $\vec{l}$ и его длину. Тогда $\vec{a} = |\vec{a}| \vec{l}$, противоположно направленный вектор $-\vec{a}$ представляется как $-\vec{a} = -|\vec{a}| \vec{l}$, то есть в направлении $\vec{l}$ его координата отрицательна.

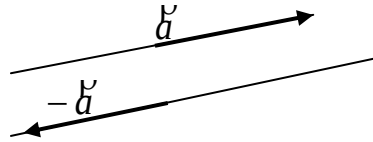


Рис. 1. Противоположно направленные векторы $\vec{a}$ и $-\vec{a}$ на прямой или параллельных прямых.

Случай Б. Здесь рассматривается расширение понятия положительно и отрицательно направленных векторов по сравнению со случаем А: для описания положительно направленных векторов на плоскости или в трехмерном пространстве вводится не один направляющий вектор $\vec{l}$, а целый веер таких векторов (этот случай изображен на рис. 2). При этом вводится некоторый направляющий вектор $\vec{s}$ и говорится следующее: орты $\vec{l}$ направлены в положительную сторону, если они составляют с вектором $\vec{s}$ острый угол, и орты $\vec{l}$ направлены в отрицательную сторону, если они с вектором $\vec{s}$ образуют тупой угол. Это определение связано со знаком скалярного произведения векторов $\vec{l}$ и $\vec{s}$. Оно для векторов $\vec{a}$, направленных в положительную сторону, позволяет сделать следующую запись: $\vec{a} = |\vec{a}| \vec{l}$, для векторов, направленных в отрицательную сторону, получаем $-\vec{a} = -|\vec{a}| \vec{l}$, где $\vec{l}$ направлен в положительную сторону.

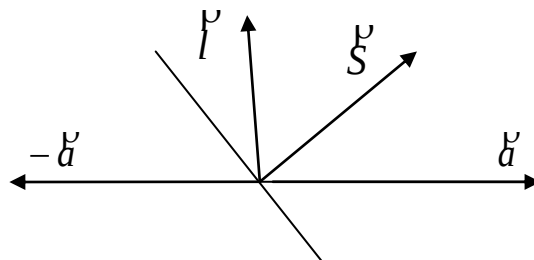


Рис. 2. Противоположно направленные векторы $\vec{a}$ и $-\vec{a}$ на плоскости или в трехмерном пространстве

Данная формулировка важна в понятиях «круги Мора»[1] потому, что там на диаграммах присутствует отрицательное значение полярного радиуса,

выражающего значение касательного напряжения на площадках с нормалью $\vec{n}$. Более того определение положительного и отрицательного направлений векторов позволяет здесь однозначно указать ориентации площадок, на которых они действуют. Покажем это. Пусть в некоторой прямоугольной декартовой системе координат $xOyz$ задан тензор напряжений T_σ . Для этой симметрической матрицы находятся собственные числа $\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3$ и собственные векторы, определяющие преобразование при переходе от осей x, y, z к главным осям x_1, x_2, x_3 тензора T_σ , в которых T_σ имеет диагональный вид. Орты этой системы координат обозначим как $\vec{e}_1, \vec{e}_2, \vec{e}_3$. Считается, что направления ортов $\vec{e}_1, \vec{e}_2, \vec{e}_3$ выбраны так, что система координат $x_1Ox_2x_3$ является правой, как изображено на рис. 3.

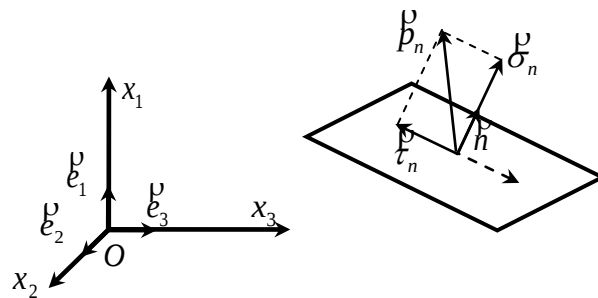


Рис. 3. Система главных осей тензора напряжений T_σ и площадка с нормалью $\vec{n}$, на которую действует вектор напряжений Коши $\vec{p}_n$

Далее рассматриваются произвольные площадки с нормалью $\vec{n}$ и на ней вектор напряжений Коши $\vec{p}_n$. Как известно,

$$\vec{p}_n = \sigma_1 n_1 \vec{e}_1 + \sigma_2 n_2 \vec{e}_2 + \sigma_3 n_3 \vec{e}_3, \quad (1)$$

где n_1, n_2, n_3 – направляющие косинусы нормали $\vec{n}$. Вектор $\vec{p}_n$ раскладывается на две составляющие – на направление $\vec{n}$ и на направление касательной. При этом $\vec{p}_n = \vec{\tau}_n + \vec{\sigma}_n$. Отсюда $\vec{\sigma}_n = \sigma_n \cdot \vec{n}$, где $\sigma_n = \vec{p}_n \cdot \vec{n}$ или

$$\sigma_n = \sigma_1 n_1^2 + \sigma_2 n_2^2 + \sigma_3 n_3^2, \quad (2)$$

где точкой обозначается скалярное произведение векторов.

Что касается «положительного» направления для $\vec{\sigma}_n$, то оно, очевидно, совпадает с направлением $\vec{n}$. Если $\sigma_n > 0$, то $\vec{\sigma}_n$ направлено по $\vec{n}$, в противном случае $\vec{\sigma}_n$ имеет отрицательное направление, т.е. направлено противоположно $\vec{n}$. Теперь, что касается $\vec{\tau}_n$. На рис. 3. пунктиром изображен вектор, противоположный по направлению $\vec{\tau}_n$. Какое из направлений следует считать

здесь положительным, а какое отрицательным? Соответственно для вектора $\vec{t}_n$, направленного в положительную сторону, проекция τ_n будет положительной, а для вектора $\vec{t}_n$, направленного в отрицательную сторону, – отрицательной. Для этого определения существует орт $\vec{e}_1$.

Определение. Исходя из рассуждений относительно положительности направления на рис.1,2, будем говорить, что векторы $\vec{t}_n$ на площадке с нормалью $\vec{h}$ направлены положительно, если они направлены в сторону возрастания координаты в первом главном направлении тензора T_σ и направлены отрицательно, если они направлены в сторону убывания координаты x_1 . Другими словами, векторы касательного усилия $\vec{t}_n$ направлены в положительную сторону, если скалярное произведение векторов $\vec{t}_n$ с единичным ортом первого главного направления тензора напряжений $\vec{e}_1$ положительно и направлено в отрицательную сторону, если скалярное произведение $\vec{t}_n \cdot \vec{e}_1 \leq 0$. Так как $\vec{t}_n = \vec{p}_n - \sigma_n \vec{h}$, то скалярное произведение векторов $\vec{t}_n$ и $\vec{e}_1$ равно

$$\begin{aligned} \vec{t}_n \cdot \vec{e}_1 &= \vec{p}_n \cdot \vec{e}_1 - \sigma_n \vec{h} \cdot \vec{e}_1 = \sigma_1 n_1 - \sigma_n n_1 = \\ &= [\sigma_1(1 - n_1^2) - \sigma_2 n_2^2 - \sigma_3 n_3^2] n_1 = [(\sigma_1 - \sigma_2) n_2^2 + (\sigma_1 - \sigma_3) n_3^2] n_1. \end{aligned} \quad (3)$$

Последнее равенство означает, что скалярное произведение векторов $\vec{t}_n$ и $\vec{e}_1$ положительно на всех площадках, на которых $n_1 \geq 0$. То есть, если площадка наклонена к оси x_1 под острым углом, то вектор $\vec{t}_n$ на этой площадке в силу $\sigma_1 \geq \sigma_2 \geq \sigma_3$ направлен положительно. Для площадок, на которых вектор нормалью $\vec{h}$ составляет с ортом $\vec{e}_1$ тупой угол ($n_1 < 0$), то на этих площадках вектор $\vec{t}_n$ направлен в отрицательную сторону и его проекция считается отрицательной.

Это определение пригодно как при рассмотрении плоского напряженного состояния и плоской деформации, так и при анализе объемного напряженного состояния.

Рассмотрим систему уравнений для отыскания направляющих косинусов площадки, на которой считаются заданными величины σ_n и $|\tau_n|$. С одной стороны имеем (2), с другой – уравнение, следующее из определения $\vec{p}_n$:

$$\sigma_n^2 + \tau_n^2 = \sigma_1^2 n_1^2 + \sigma_2^2 n_2^2 + \sigma_3^2 n_3^2. \quad (4)$$

Кроме того, нормаль $\vec{h}$, предполагается, имеет единичную длину:

$$n_1^2 + n_2^2 + n_3^2 = 1. \quad (5)$$

Из (3) - (5) получается решение [1]:

$$n_1^2 = \frac{\tau_n^2 + (\sigma_n - \sigma_2)(\sigma_n - \sigma_3)}{(\sigma_1 - \sigma_2)(\sigma_1 - \sigma_3)}, \quad n_2^2 = \dots, \quad n_3^2 = \dots \quad (6)$$

Так как левые части этих равенств неотрицательны, должны быть неотрицательными правые. Из неотрицательности правых частей следует диаграмма Мора, представленная на рис. 4.

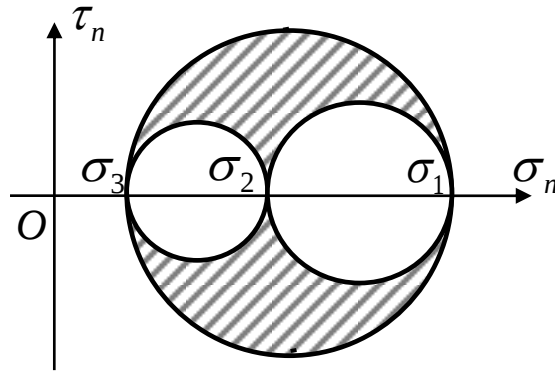


Рис. 4. Диаграмма Мора, на которой полукруги для верхней ее половины характеризуются условием $\tau_n \geq 0$, нижние полукруги определяются неравенством $\tau_n \leq 0$

Если говорить о решении (6), то для заданных значений σ_n и $\pm \tau_n$ здесь в общем случае имеют место одновременно 8 различных комбинаций направляющих косинусов: для $n_1 \geq 0$ имеем 4 значения $\pm n_2$ и $\pm n_3$, аналогичного для $n_1 < 0$. Эти восемь площадок образуют в совокупности октаэдр, он представлен на рис. 4 при значениях

$$\sigma_n = (\sigma_1 + \sigma_2 + \sigma_3)/3, \quad \tau_n = \pm \sqrt{\sigma_1^2 + \sigma_2^2 + \sigma_3^2 - (\sigma_n)^2}.$$

Если рассмотреть направления вектора $\vec{t}_n$ на гранях октаэдра в верхней части, то для случая $\sigma_2 = \sigma_3 = 0$, $\sigma_1 > 0$ эти направления указаны на рис. 5, образуют острые углы с ортом $\vec{e}_1$ (с осью Ox_1), на всех других площадках с $n_1 < 0$ (нижняя часть октаэдра) эти углы - тупые. Легко видеть на основании анализа системы (6), что октаэдры в общем случае вырождаются в призмы на окружностях, проходящих через точки σ_3, σ_2 на рис. 4; σ_3, σ_1 ; σ_2, σ_1 . Если мы находимся на окружности, проходящей через точки σ_3, σ_2 , то тогда значения $n_1^2 = 0$ (вершины октаэдра, расположенные на оси x_1 рис. 4, уходят в «бесконечность» при $n_1 \rightarrow 0$). Имеем призмы с образующими, параллельными оси x_1 , на гранях которых задается вектор напряжений Коши в виде

$\vec{p}_n = \sigma_2 n_2 \vec{e}_2 + \sigma_3 n_3 \vec{e}_3$, для которого $\sigma_n = \sigma_2 n_2^2 + \sigma_3 n_3^2$, $\vec{t}_n \cdot \vec{e}_1 = 0$. В этом исключительном случае положительным направлением вектора $\vec{t}_n$ будем называть то, которое направлено в сторону возрастания координаты x_2 , т.е. то, при котором $\vec{t}_n \cdot \vec{e}_2 \geq 0$ или $(\sigma_2 - \sigma_3) n_3^2 n_2 \geq 0$, откуда следует, что τ_n положительно в силу $\sigma_1 \geq \sigma_2 \geq \sigma_3$ на тех площадках, на которых $n_2 \geq 0$ и отрицательно там, где $n_2 < 0$.

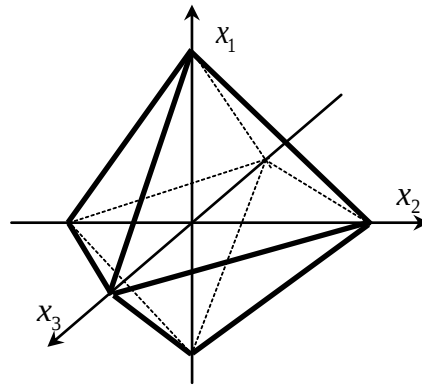


Рис. 5. Октаэдр с указанием направления действия касательных составляющих вектора напряжений Коши

Находясь на окружностях, проходящих через точки σ_3, σ_1 и σ_2, σ_1 , получаем $n_2^2 = 0$, $n_3^2 = 0$ и условие $\vec{t}_n \cdot \vec{e}_1$ на них соответственно преобразуется в следующие выражения: $(\sigma_1 - \sigma_3) n_3^2 n_1 \geq 0$, $(\sigma_1 - \sigma_2) n_2^2 n_1 \geq 0$, то есть определение положительности направления $\vec{t}_n$ сохраняется – в зависимости от значения направляющего косинуса n_1 имеем положительные и отрицательные направления вектора $\vec{t}_n$.

Отметим, что при $n_2^2 = 0$ вершины октаэдра на рис. 5, расположенные на оси x_2 , уходят при $n_2 \rightarrow 0$ в «бесконечность», а при $n_3^2 = 0$ другие вершины октаэдра на рис. 5 расположенные на оси x_3 , так же уходят в «бесконечность» при $n_3 \rightarrow 0$.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Качанов Л.М. Основы теории пластичности. – М.: Наука, 1969, 420 с.

© А. И. Чанышев, 2016

УДК 539.374

СТРУКТУРА И ВОЛНЫ В УПРУГОЙ СРЕДЕ

Анвар Исмагилович Чанышев

Институт горного дела им. Н. А. Чинакала СО РАН, 630091, Россия, г. Новосибирск, Красный проспект, 54, доктор физико-математических наук, зам. директора по науке, тел. (383) 335-97-50, e-mail: a.i.chanyshev@gmail.com

Ольга Евгеньевна Белоусова

Институт горного дела им. Н. А. Чинакала СО РАН, 630091, Россия, г. Новосибирск, Красный проспект, 54, кандидат технических наук, научный сотрудник, тел. (383)335-97-50, e-mail: belousova_o@ngs.ru

Продольные и поперечные волны определяются через структуру среды. Для сред, подчиняющихся при упругом деформировании закону Гука, строится структура, состоящая из жестких недеформируемых частиц, то есть устанавливаются ориентации контактных площадок в зависимости от достигнутого напряженно-деформируемого состояния. Знание контактных площадок есть инструмент для отыскания направлений распространения продольных и поперечных волн. Решается также вопрос о распространении волн, движущихся в направлении приложенной нагрузки.

Ключевые слова: структура, площадка, нормаль, касательная, продольная и поперечная волны, стержневая волна.

STRUCTURE AND WAVES IN ELASTIC MEDIUM

Anvar I. Chanyshev

Chinakal Institute of Mining, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, 630091, Russia, Novosibirsk, 54 Krasny prospect, Doctor of Physico-Mathematical Sciences, Deputy Director for Science, tel. (383)335-97-50, e-mail: a.i.chanyshev@gmail.com

Olga E. Belousova

Chinakal Institute of Mining, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, 630091, Russia, Novosibirsk, 54 Krasny prospect, Candidate of Engineering Sciences, tel. (383)335-97-50, e-mail: belousova_o@ngs.ru

P- and S-waves are determined in terms of the structure of a medium. For media obeying the Hooke law when deforming elastically, the authors compose a set-up of nondeformable particles, i.e. orientations of contact areas are determined depending on the steady-state stress-strain state. The knowledge on contact areas is a tool to find directions of P- and S-waves. In addition, the authors study the issue on propagation of waves in the direction of the applied load.

Key words: structure, area, normal, tangent, P- and S-waves, rod-shaped wave.

Традиционно считается, что если частицы колеблются в направлении распространения волны, то волна называется продольной, если частицы колеблются поперек распространению волны, то это соответствует поперечной волне.

Применим эти определения к распространению волн в упругой среде, подчиняющейся при деформировании закону Гука. Пусть к элементу среды приложен тензор напряжений T_σ , который вызывает тензор деформации T_ε по закону Гука: $T_\varepsilon = D \cdot T_\sigma$, где D - тензор четвертого ранга упругих податливостей. Предполагаем, что механизм деформирования такой среды определяется гипотезой, согласно которой все материалы состоят из жестких недеформируемых частиц, которые соединяются друг с другом внутренними силами, например, силами межмолекулярного взаимодействия и внешними, например, поверхностными силами натяжения. Частицы действуют друг на друга через контактные площадки, межконтактное пространство при этом заполняется материалом, более ослабленным по жесткостным свойствам по сравнению с самими частицами.

По этой причине можно допустить, что при нормальном воздействии на частицы (перпендикулярно их контактной плоскости!) деформация системы «частицы - межблоковое пространство» произойдет по схеме, представленной на рис. 1а. (частицы остаются жесткими, при этом деформируется само пространство). Если приложенная нагрузка есть $\check{p}$ и деформацию, направленную в ту же сторону, что и $\check{p}$, назвать $\check{q}$, то в силу сказанного выше можно записать, что

$$\check{q}^w = \check{p} / K, \quad (1)$$

где K - определяет жесткость «пружин», расположенных между частицами (этот вид деформации связан с распространением продольных волн).

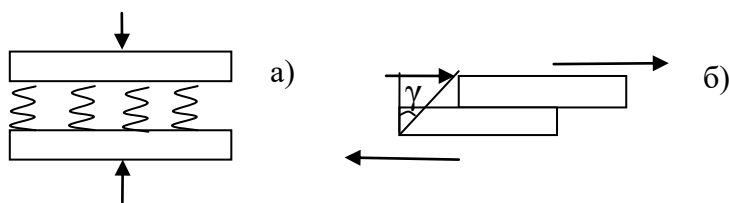


Рис. 1. Основные виды деформации элемента блочной среды

Другой вид деформации изображен на рис. 1б, он обусловлен приложением касательной нагрузки $\check{p}$, вызывающей изменение угла в направлении ее действия или деформацию $\check{q}^w = \check{y} / H$, где $\check{y}$ - смещение одной частицы относительно другой, H - высота, характеризующая размер частиц. При этом в упругости

$$\vec{q} = \vec{p}/2\mu, \quad (2)$$

где 2μ - жесткость сдвига. Простой сдвиг на рис. 1б связан с преодолением сил трения на контактной площадке [1].

По существу оба вида деформации (1) и (2) характеризуют контактную площадку и являются ее определением. Чтобы восстановить ориентацию площадки и соответственно направления распространений продольных и поперечных волн, необходимо исследовать закон сам Гука, привести его к видам (1) и (2) одновременно. Покажем, как это возможно сделать для двухконстантного закона Гука. Пусть x_1, x_2, x_3 - главные оси тензора напряжений T_σ . В главных осях закон Гука есть следующие выражения:

$$\varepsilon_1 = \frac{1}{E}\sigma_1 - \frac{\nu}{E}\sigma_2 - \frac{\nu}{E}\sigma_3, \quad \varepsilon_2 = -\frac{\nu}{E}\sigma_1 + \frac{\sigma_2}{E} - \frac{\nu}{E}\sigma_3, \quad \varepsilon_3 = -\frac{\nu}{E}\sigma_1 - \frac{\nu}{E}\sigma_2 + \frac{\sigma_3}{E}, \quad (3)$$

где ν - коэффициент Пуассона, E - модуль Юнга.

Далее рассматривается произвольная площадка с нормалью $\vec{h}$ и вектор напряжений $\vec{p}$ на ней: $\vec{p} = \sigma_1 n_1 \vec{e}_1 + \sigma_2 n_2 \vec{e}_2 + \sigma_3 n_3 \vec{e}_3$, где n_1, n_2, n_3 - направляющие косинусы нормали $\vec{h}$, $\vec{e}_1, \vec{e}_2, \vec{e}_3$ - орты. Аналогично находится вектор деформаций $\vec{q}$: $\vec{q} = \varepsilon_1 n_1 \vec{e}_1 + \varepsilon_2 n_2 \vec{e}_2 + \varepsilon_3 n_3 \vec{e}_3$. На площадке с нормалью $\vec{h}$ устанавливается ортонормированный и ортогональный базис $\vec{h}, \vec{t}_1, \vec{t}_2$:

$$\vec{h}_1 = (n_1, n_2, n_3), \quad \vec{t}_1 = \frac{(1-n_1^2)\vec{e}_1 - n_1 n_2 \vec{e}_2 - n_1 n_3 \vec{e}_3}{\sqrt{1-n_1^2}}, \quad \vec{t}_2 = \frac{n_2 \vec{e}_2 - n_1 \vec{e}_3}{\sqrt{1-n_1^2}}.$$

Координаты векторов $\vec{p}$ и $\vec{q}$ в этом базисе есть следующие выражения:

$$\begin{cases} \sigma_n = \sigma_1 n_1^2 + \sigma_2 n_2^2 + \sigma_3 n_3^2, & \tau_1 = \frac{(\sigma_1 - \sigma_2)n_2^2 + (\sigma_1 - \sigma_3)n_3^2}{\sqrt{1-n_1^2}} n_1, & \tau_2 = \frac{(\sigma_2 - \sigma_3)n_2 n_3}{\sqrt{1-n_1^2}} \\ \varepsilon_n = \dots, & \gamma_1 = \dots, & \gamma_2 = \dots \end{cases} \quad (4)$$

Подстановка (3) в (4) приводит к тому, что величины γ_1, γ_2 оказываются всегда пропорциональными τ_1, τ_2 , причем коэффициент пропорциональности $2\mu = E/(1+\nu)$, то есть $\gamma_1 = \tau_1/2\mu, \gamma_2 = \tau_2/2\mu$. Другими словами, сдвиговая деформация, характеризуемая вектором $\vec{p}_n = \gamma_1 \vec{t}_1 + \gamma_2 \vec{t}_2$, пропорциональна сдвиговому вектору $\vec{t}_n = \tau_1 \vec{t}_1 + \tau_2 \vec{t}_2$ на всех без исключения площадках, нормальная составляющая ε_n связана с σ_n формулой

$$\varepsilon_n = \frac{\nu(3n_1^2 - 1)\tau_1}{En_1\sqrt{1-n_1^2}} + \frac{\nu(n_2^2 - n_3^2)\tau_2}{En_2 n_3 \sqrt{1-n_1^2}} + \frac{1-2\nu}{E}\sigma_n. \quad (5)$$

Для независимости ε_n от σ_n необходимо и достаточно, чтобы

$$3n_1^2 - 1 = 0, \quad n_2^2 - n_3^2 = 0. \quad (6)$$

В сочетании с тем, что $|\vec{n}| = 1$, имеем отсюда

$$n_1 = \pm 1/\sqrt{3}, \quad n_2 = \pm 1/\sqrt{3}, \quad n_3 = \pm 1/\sqrt{3}. \quad (7)$$

Тогда составляющая вектора деформации $\vec{q}$ в направлении $\vec{h}$ действительно будет пропорциональна аналогичной составляющей вектора $\vec{p}$ с коэффициентом пропорциональности

$$K = E/(1 - 2\nu). \quad (8)$$

Несколько слов о скоростях волн. Из (7) находим, что структуру среды с законом упругости в виде (3) определяют равнонаклонные к осям x_1, x_2, x_3 площадки, в направлении нормали к которым происходят деформации простого удлинения, в плоскости контакта – деформации простого сдвига.

Возьмем любое из направлений, определяемых (7), и уравнение равновесия вдоль него: $\frac{\partial \sigma_n}{\partial n} = \rho \frac{\partial^2 u_n}{\partial t^2}$.

Подставляя сюда зависимость $\sigma_n = K\varepsilon_n = K \partial u_n / \partial n$, получаем

$$\frac{\partial^2 u_n}{\partial n^2} = \frac{\rho}{K} \frac{\partial^2 u_n}{\partial t^2}. \quad (9)$$

Это означает, что скорость продольной волны будет следующей

$$V_1 = \sqrt{K/\rho} = \sqrt{E/(\rho(1 - 2\nu))}. \quad (10)$$

Другую скорость получаем, рассматривая уравнение равновесия: $\frac{\partial \tau_n}{\partial n} = \rho \frac{\partial^2 u_l}{\partial t^2}$, где l – координата точки в касательной плоскости. Поставляя сюда соотношение $\tau_n = 2\mu\gamma_n = 2\mu \frac{1}{2} \left(\frac{\partial u_n}{\partial l} + \frac{\partial u_l}{\partial n} \right)$ в предположении, что $u_n = 0$, получаем скорость распространения поперечной волны:

$$V_2 = \sqrt{\mu/\rho} = \sqrt{E/(2\rho(1 + \nu))}, \quad (11)$$

связанной с изменением касательного смещения u_l вдоль нормали n .

Рассмотрим теперь другие скорости, вытекающие из закона Гука (3) и его представления в виде:

$$\sigma_1 = \frac{(1-\nu)E}{(1+\nu)(1-2\nu)} \varepsilon_1 + \frac{\nu E}{(1+\nu)(1-2\nu)} (\varepsilon_2 + \varepsilon_3), \quad \sigma_2 = \dots, \quad \sigma_3 = \dots \quad (12)$$

Если в процессе нагружения выполняются условия: $\sigma_2 = \sigma_3 = 0$, то из (3) следует, что

$$\varepsilon_1 = \sigma_1/E, \quad \varepsilon_2 = \varepsilon_3 = -\nu\sigma_1/E. \quad (13)$$

Это означает на основании уравнения равновесия $\frac{\partial \sigma_1}{\partial x_1} = \rho \frac{\partial^2 u_1}{\partial t^2}$, что получаем скорость распространения волны есть $V_3 = \sqrt{E/\rho}$, справедливую для распространения волн в стержнях. Если в процессе нагружения $\varepsilon_2 = \varepsilon_3 = 0$ (стесненный вид деформации), то тогда из (12) находится другая скорость распространения волны (вдоль первого главного направления) в виде

$$V_4 = \sqrt{\frac{(1-\nu)E}{(1+\nu)(1-2\nu)\rho}}. \quad (14)$$

Напряжения σ_2, σ_3 при этом не могут быть произвольными, они связаны с σ_1 зависимостями $\sigma_3 = \sigma_2 = \nu\sigma_1/(1-\nu)$.

Замечание. Скорость (14) традиционно называется продольной скоростью распространения волны. По смыслу логично называть продольной скоростью формулу (10), характеризующую колебания частиц вдоль направления распространения волны.

Представим теперь случай, когда производится осевое (динамическое) нагружение по полупространству (полуплоскости). На рис. 2 представлена система координат, составленная из главных осей тензора T_σ , в этом случае показаны равнонаклонные к осям площадки.

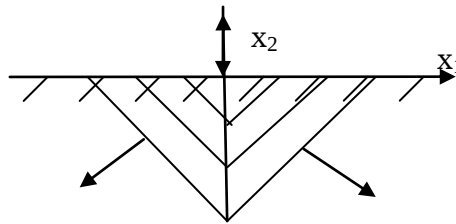


Рис. 2. Иллюстрация полупространства с направлениями распространения волн

По нормали к ним в соответствии с изложенным должны распространяться продольные волны со скоростью V_1 , также вдоль этих направлений должны

распространяться поперечные волны со скоростью V_2 . Это видно из разложения тензора T_σ по собственному базису рассматриваемого закона Гука [2,3]:

$$\begin{pmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & \sigma_2 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{pmatrix} = \frac{\sigma_2}{\sqrt{3}} \begin{pmatrix} 1/\sqrt{3} & 0 & 0 \\ 0 & 1/\sqrt{3} & 0 \\ 0 & 0 & 1/\sqrt{3} \end{pmatrix} + \frac{2\sigma_2}{\sqrt{6}} \begin{pmatrix} -1/\sqrt{6} & 0 & 0 \\ 0 & 2/\sqrt{6} & 0 \\ 0 & 0 & -1/\sqrt{6} \end{pmatrix}. \quad (15)$$

Рассматривая первое слагаемое в (15) справа, видим, что во всех главных направлениях действуют одни и те же нагрузки (равные по величине $\sigma_2/3$), которые в тех же самых направлениях вызывают деформации, равные по величине $\varepsilon_{cp} = \varepsilon_1 + \varepsilon_2 + \varepsilon_3/3$, модуль пропорциональности здесь один и тот же, равный модулю K . Получается так, что по всем трем главным направлениям бегут волны со скоростями V_1 , на самом деле они являются проекциями результирующего движения, происходящего в направлении нормали к равнонаклонным площадкам. То же самое можно сказать и про второе слагаемое в (16) – здесь результирующее движение также представляет собой движение по нормали к этим площадкам на счет колебаний частиц поперек к ним.

Вывод: по закону Гука восстановлена структура среды, состоящая из частиц – блоков, в соответствии с которой устанавливаются направления продольных и поперечных волн.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Чанышев А.И. Механическая модель упруго пластического тела // ПМТФ. 1989. – № 5. – С. 380–391.
2. Рыхлевский Я. О законе Гука // ПММ. – 1984. – Т. 48. – Вып. 3. – С. 420–435.
3. Чанышев А.И. О пластичности анизотропных сред // ПМТФ. 1984. – № 2. – С. 149–151.

© А. И. Чанышев, О. Е. Белоусова, 2016

УДК 622.234.573

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ СПОСОБОВ НАПРАВЛЕННОГО ГИДРОРАЗРЫВА С МЕХАНИЧЕСКИМ ЯКОРЕМ И ЩЕЛЕВЫМ ИНИЦИАТОРОМ

Татьяна Викторовна Шилова

Институт горного дела им. Н. А. Чинакала СО РАН, 630091, Россия, г. Новосибирск, Красный проспект, 54, младший научный сотрудник, тел. (923)708-97-29, e-mail: shilovatanya@yandex.ru

Сергей Владимирович Сердюков

Институт горного дела им. Н. А. Чинакала СО РАН, 630091, Россия, г. Новосибирск, Красный проспект, 54, доктор технических наук, заведующий лабораторией, тел. (913)745-30-03, e-mail: ss3032@yandex.ru

Выполнен сравнительный анализ способов направленного гидроразрыва с механическим якорем и щелевым инициатором на основе известных моделей дисковых трещин. Рассчитаны зависимости давления разрыва и давления распространения трещины от радиуса скважины и радиуса трещины. Выявлено, что давление направленного гидроразрыва по схеме с якорем ниже, чем по схеме со щелевым инициатором.

Ключевые слова: массив горных пород, скважина, направленный гидроразрыв, давление разрыва, щелевой инициатор, касательное нагружение, дисковая трещина, якорь.

COMPARATIVE ANALYSIS OF DIRECTIONAL FRACTURING METHODS WITH MECHANICAL ANCHORS AND SLIT INITIATOR

Tatiana V. Shilova

Chinakal Institute of Mining, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, 54 Krasny prospect, Novosibirsk 630091, Russia, Junior researcher, tel. (923)708-97-29, e-mail: shilovatanya@yandex.ru

Sergey V. Serdyukov

Chinakal Institute of Mining, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, 54 Krasny prospect, Novosibirsk 630091, Russia, Doctor of Technical Sciences, Head of Laboratory, tel. (913)745-30-03, e-mail: ss3032@yandex.ru

Comparative analysis of directional fracturing methods with mechanical anchors and slit initiator for known disk fracture models has been performed. Fracturing pressure and fracture propagation pressure dependences of well and fracture radii have been calculated. It was shown,

that pressure of directional hydraulic fracturing with mechanical anchors is lower than with slit initiator.

Key words: rock mass, borehole, directed hydraulic fracturing, fracturing pressure, the initiator, the shear loading, disk crack, anchor.

Гидравлический разрыв продуктивных пластов является эффективным способом интенсификации скважинных методов воздействия на массив горных пород и добычи полезных ископаемых. В шахтах этот метод применяется для повышения охвата породного массива термическим воздействием и подземным выщелачиванием, увеличения газоотдачи угольных пластов и разупрочнения их труднообрушаемой кровли, создания противифльтрационных экранов [1].

Обычный способ выполнения гидроразрыва включает герметизацию выбранного интервала скважины двумя связанными между собой пакерами и подачу в этот интервал рабочей жидкости под давлением, достаточным для разрыва пород. При такой схеме трещина формируется, как правило, вдоль или под небольшим углом к образующей цилиндрической поверхности скважины и развивается в энергетически выгодном направлении, которое зависит от напряженного состояния массива горных пород и его трещиноватости.

Проблема состоит в том, что для большинства практических задач подземной разработки полезных ископаемых нужны трещины гидроразрыва, ориентированные поперек скважины, создать которые обычным способом, как правило, не удастся.

Для решения этой проблемы применяют специальные способы направленного гидроразрыва, среди которых наибольшее распространение получил гидроразрыв по схеме со щелевым кольцевым инициатором [2]. Его недостатком является трудоемкая операция нарезания в горной породе щели глубиной (D) до полутора радиусов скважины (R) (рис. 1а).

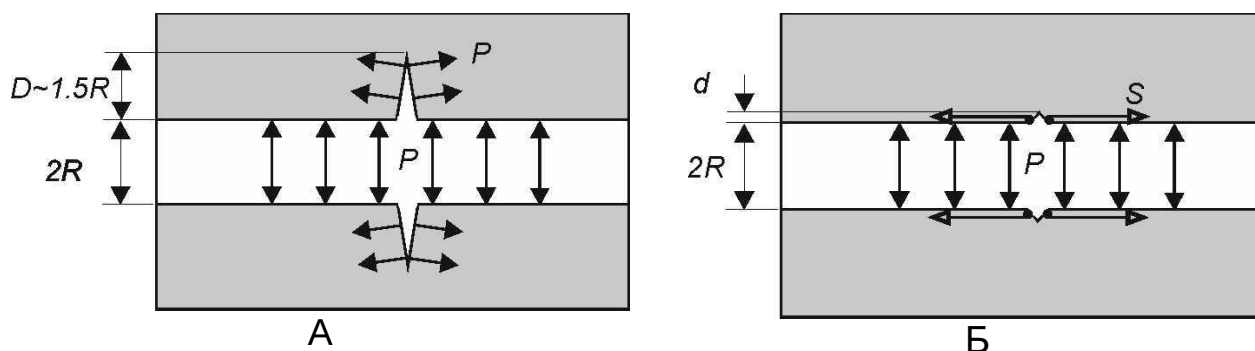


Рис. 1. Схемы направленного гидроразрыва со щелевым инициатором (А) и с дополнительным касательным нагружением S вдоль оси скважины (Б)

Альтернативным решением для необсаженных скважин является способ гидроразрыва характеризующийся тем, что поперечное направление развития трещины задают за счет касательного нагружения стенок скважины вдоль ее

оси [1, 3]. Гидроразрыв по такой схеме выполняется с помощью несвязанных между собой пакеров, удерживаемых в месте установки якорями. Касательная нагрузка S на стенки скважины создается в месте сцепления якоря со скважиной за счет осевого действия на пакер давления P рабочей жидкости гидроразрыва (рис. 1б). При малой площади сцепления якоря со стенками скважины значение S приближается к максимуму, равному $P \cdot R/2$.

Для сравнительного анализа указанных схем направленного гидроразрыва необсаженных скважин воспользуемся известными выражениями коэффициентов интенсивности напряжений для дисковых трещин, поверхность которых нагружена распределенной по окружности силой (рис. 2а) или внутренним давлением, приложенным к кольцевому участку (рис. 2б).

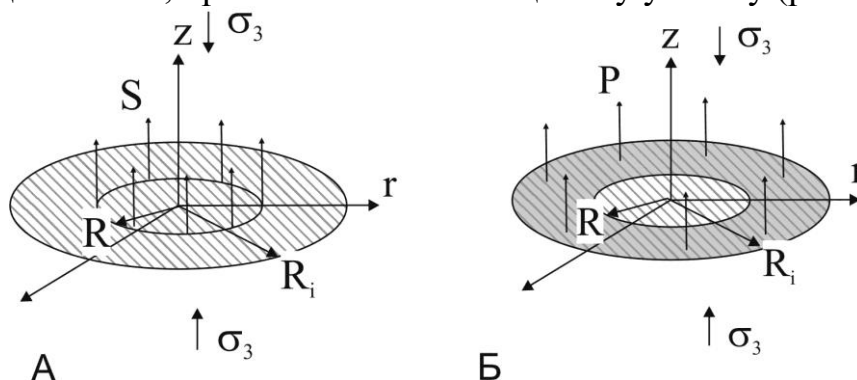


Рис. 2. Модели дисковых трещин, поверхность которых нагружена распределенной по окружности силой (А) или внутренним давлением, приложенным к кольцевому участку (Б)

Коэффициенты интенсивности напряжений K_I при симметричном приложении сил к обеим поверхностям соответствующих дисковых моделей трещин, показанных на рис. 2, равны [4]:

$$K_I = \frac{2S \cdot R}{\sqrt{\pi R_i \cdot (R_i^2 - R^2)}} , \quad (1)$$

$$K_I = 2(P - |\sigma_3|) \sqrt{\frac{R_i^2 - R^2}{\pi R_i}} , \quad (2)$$

где σ_3 – сжатие горных пород вдоль оси скважины, R_i – радиус дисковой трещины.

Гидроразрыв по схеме со щелевым инициатором соответствует модели дисковой трещины, обе поверхности которой нагружена внутренним давлением P , приложенным к кольцевому участку $R \leq r \leq R_i$, где $R_i = R + D$, D – глубина щелевого инициатора, обычно не превышающая $1,5R$ (см. рис. 3а).

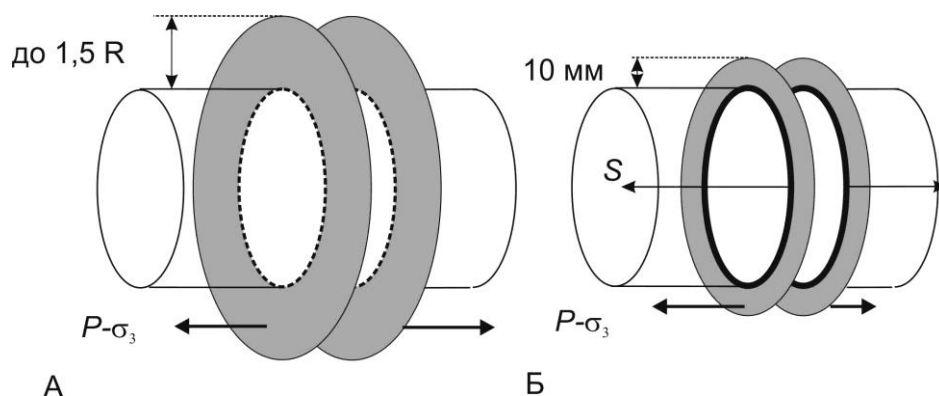


Рис. 3. Дисковые модели схем гидроразрыва со щелевым инициатором (А) и с дополнительным касательным нагружением S вдоль оси скважины (Б)

Гидроразрыв по схеме с дополнительным касательным нагружением вдоль оси скважины соответствует комбинации обеих дисковых моделей, приведенных на рис. 2. Поскольку в этой схеме щелевой инициатор отсутствует, радиус дисковой модели определяется глубиной d техногенных трещин, возникающих при бурении скважины, $R_i = R + d$. В соответствии с результатами, полученными Руммелем [5], средняя глубина таких трещин в прочных горных породах составляет около 10 мм.

Кольцевой участок трещины $R \leq r \leq R_i$ при разрыве по схеме с якорями нагружен давлением рабочей жидкости P и сжатием горных пород вдоль оси скважины σ_3 (рис. 3б).

Условием возникновения гидроразрыва является достижение коэффициентом интенсивности напряжений критического для данной горной породы значения K_{IC} . Используя (1) и (2) определим давления разрыва P_C для обеих рассматриваемых схем.

Для гидроразрыва со щелевым инициатором глубиной D из (1) получим:

$$P_C = K_{IC} \sqrt{\frac{\pi(R+D)}{D(2R+D)}} + |\sigma_3|. \quad (3)$$

Для разрыва по схеме с дополнительным касательным нагружением из (1) и (2) следует:

$$P_C = \frac{\sqrt{\pi(R+d)} \cdot K_{IC} + 2\Phi \cdot |\sigma_3|}{2\Phi + R^2/\Phi}, \quad (4)$$

где $\Phi = \sqrt{(R+d)^2 - R^2}$.

На рис. 4 приведены результаты расчета давлений P_C по формулам (3) - (4) для горизонтальных скважин диаметром 76-122мм, пробуренных на глубине около 200м в песчаниках средней прочности продуктивного пласта Ярегского месторождения тяжелой нефти в Республике Коми. Для этого объекта в

расчетах приняты следующие значения параметров: $K_{IC} = 1.5 \text{ МПа} \cdot \text{м}^{1/2}$, $D = 1.5R$, $d = 10 \text{ мм}$, $|\sigma_3| = 2.5 \text{ МПа}$.

Графики рис. 4 показывают, что давление направленного гидроразрыва по схеме с дополнительным касательным нагружением вдоль оси скважины примерно в два раза ниже соответствующего давления по схеме со щелевым инициатором для всех рассматриваемых диаметров скважин.

В монолитных материалах, например в оргстекле, где $d \ll R$, для определения давления разрыва по схеме с якорем применимы модели краевых туннельных трещин, находящихся под действием внутреннего давления P или сосредоточенных растягивающих сил S , приложенных к линиям выхода берегов трещины на поверхность. Коэффициенты интенсивности напряжений для соответствующих моделей определяются формулами:

$$\begin{aligned} K_I &\approx 1.1215 \cdot (P - \sigma_3) \cdot \sqrt{\pi d}, \\ K_I &\approx 0.8236 \cdot S \cdot \sqrt{\pi/d}. \end{aligned} \quad (5)$$

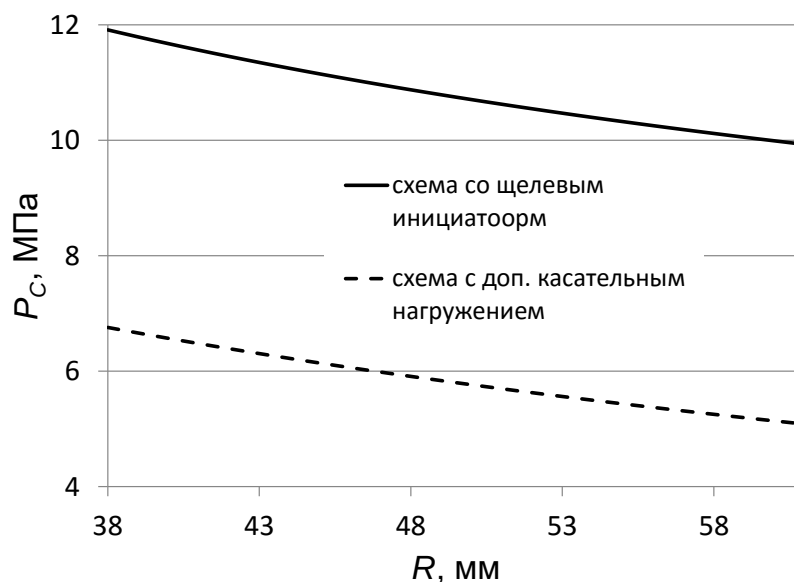


Рис. 4. Зависимость давления направленного гидроразрыва от радиуса скважины по схеме со щелевым инициатором глубиной $1.5R$ и по схеме с якорем при глубине техногенной трещины 10 мм

Давление разрыва, рассчитанное с использованием (5) в области малых значений d , примерно на 40% меньше давления разрыва, рассчитанного по формуле (4).

За счет влияния свободной границы и высокой концентрации напряжений, создаваемых касательными напряжениями, давление разрыва при $d \ll R$

существенно меньше, чем при $d = 10$ мм. Это свидетельствует о применимости схемы гидроразрыва с якорями и в монолитных породах.

Сравнительный анализ показал, что направленный гидроразрыв по схеме с дополнительным касательным нагружением происходит при меньших давлениях, чем по схеме со щелевым инициатором. Это вместе с тем, что не надо резать щель в горной породе, свидетельствует о преимуществе предлагаемого способа формирования трещины гидроразрыва поперек скважины.

Работа выполнена при финансовой поддержке стипендии Президента Российской Федерации молодым ученым и аспирантам, осуществляющим перспективные научные исследования и разработки по приоритетным направлениям модернизации российской экономики № СП-540.2016.1.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Азаров А.В., Курленя М.В., Патутин А.В., Сердюков С.В. Математическое моделирование напряженного состояния пород при касательной и нормальной нагрузках стенок скважины в интервале гидроразрыва // ФТПРПИ. – 2015. - № 6. – С. 3–10.
2. Леконцев Ю.М., Сажин П.В. Технология направленного гидроразрыва пород для управления труднообрушающимися кровлями в очистных забоях и дегазации угольных пластов // ФТПРПИ. - 2014. - № 5.- С.137-142.
3. Патент РФ 2522677. Способ направленного гидроразрыва массива горных пород (приоритет от 27.09.2012) / С. В. Сердюков, А. В. Патутин, А. С. Сердюков, Т. В. Шилова // Оpubл. в БИ. — 2014. — № 20.
4. Справочник по коэффициентам интенсивности напряжений: Т.2/ Ю. Ито [и др.]; под ред. Ю. Мураками. – М.: Мир, 1990. – 1016с.
5. Rummel F., Jung R. J. Hydraulic fracturing stress measurements near the Hohenzollern-Graben-structure, SW Germany //Pure appl. Geophys. – 1975. - Т.113. -№1. - С.321-330.

© Т. В. Шилова, С. В. Сердюков, 2016

УДК 622.381

МЕТОДИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ МОНИТОРИНГА НАРУШЕННОСТИ СКАЛЬНОГО МАССИВА

Владимир Федорович Юшкин

Институт горного дела им. Н. А. Чинакала СО РАН, 630091, Россия, г. Новосибирск, Красный проспект, 54, доктор технических наук, ведущий научный сотрудник лаборатории горной геофизики, тел. (383)217-07-16, e-mail: L14@ngs.ru

Показано создание цифровой модели карьера методами 3D лазерного сканирования для контроля нарушенности его бортов. По данным изменений блочности взрываемого участка определяется распределение фракционного состава горной массы.

Ключевые слова: блочный массив, трещиноватость, 3D лазерное сканирование, контрольные марки, геомеханический мониторинг, программные средства.

METHODICAL ASPECTS OF MONITORING DAMAGES IN HARD ROCKS

Vladimir F. Yushkin

Chinakal Institute of Mining, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, 630091, Russia, Novosibirsk, 54 Krasny prospect, Doctor of Engineering Sciences, Principal Researcher, Mining Geophysics Laboratory, tel. (383)217-07-16, e-mail: L14@ngs.ru

The paper describes generation of digital model using methods of 3D laser scanning to monitor damages in open pit walls. Based on the data on change in jointing in a rock mass area after blasting, the authors determines the particle-size distribution of rocks.

Key words: block rock mass, jointing, 3D laser scanning, control marks, geomechanical monitoring, software.

Естественная и наведенная от буровзрывных работ (БВР) трещиноватость скального массива формирует понятие его структурной нарушенности. Эта характеристика определяет геомеханическое состояние и устойчивость бортов

в карьере. В практике категорирования массива по степени нарушенности пород применяется метод сейсмотомографического мониторинга [1], который использует закономерности динамики величин скоростей сейсмических волн. Однако его эффективность на участках с размерами блоков менее 1.0–1.5 м явно недостаточна. Это объясняется тем, что величина скорости волны наряду с нарушенностью массива подвержена влиянию ряда других факторов, а также тем, что сейсмические волны, обладая длинами, существенно превышающими размеры блоков, обуславливают инвариантность скоростей от их размеров.

Рассматривая скальный массив как блочную геосреду, для определения трещиноватости используют метод косоугольной фотопланиметрии [2]. Однако этот метод является небезопасным в условиях ведения горных работ: сложность масштабирования, значительные затраты времени на обработку данных, невозможность идентифицировать данные измерений с параметрами нарушенности

в плоскостях, где отсутствует масштабирование, ограничивают его применение.

Альтернативой является съемка бортов карьера методами 3D лазерного сканирования, которое с увеличением скорости сбора данных обеспечивает безопасность работ на геобъекте, необходимую точность измерений и быстроту обработки данных [2—4]. Данные сканирования включают полную информацию о местоположении каждого измерения, позволяют работать с реальными размерами выделенного геобъекта без прямого доступа, позволяют определять фактическую геометрию и структурное строение массива в масштабе обнажения пород, осуществлять контроль деформаций поверхности.

Скоростной сбор данных делает сканер идеальным устройством для быстрого получения до многих GB информации в эксплуатируемой зоне карьера, что повышает детализацию породного массива. Сканер не может видеть вокруг углов и выступов, что создает теневые зоны в данных. Для просмотра зон перекрытия съемку выполняют с нескольких станций стояния с выбором расстояний между ними, чтобы уменьшить степень затенения плоскости сканирования тем самым повысить достоверность модели геобъекта.

Задачей исследований стало изучение трещиноватости и параметров блочности массива известняка для оценки качества взрывных работ. Съемка производилась по юго-западному борту Искитимского карьера сканером Scan Station 2, который имеет следующие характеристики:

- диапазон сигналов с 80 %-ным отражением – 1.5... 135 м;
- скорость измерений – 50 тыс. точек/с;
- точность измерений – 5 мм.

Сканирование борта выполнено после полной очистки забоя. Для повышения точности связи данных с разных станций стояния использовались геодезические марки. При выборе станций производилась минимизация неоднородностей сканируемой поверхности, которые становятся невидимыми для сканера. Малые углы сканирования могут создать существенные отклонения

в

данных,

и без внимательной интерпретации результаты моделирования становятся недостаточно надежными при реконструкции геобъекта.

Задачей взрывных работ является отделение строительного камня от массива пород естественной блочности с разрушением его до требуемых размеров, что повышает эффективность дальнейшей переработки в технологических циклах дробления. Гранулометрический состав взорванной горной массы при добыче строительного камня характеризуется размерами кусков пород по крупности и должен соответствовать приведенным в таблице. При этом необходимо, чтобы размер габаритного куска в наибольшем ребре составлял не более 0.7 м при нормированном выходе негабарита не более 3 %.

Таблица

Нормативные параметры взорванной горной массы

Размер фракции, мм	0 – 10	10 – 400	400 – 700	более 700 (негабарит)
Содержание фракции, %	5	72	20	3

Взрыв нарушает исходное состояние сплошности массива, при этом куски породы разрушенного участка характеризуются средними размерами и углами взаимного расположения граней. Во взорванной горной массе наблюдаются блоки негабаритных размеров с преобладанием сложной полигональной формы с числом граней 8 – 10 и более. Это усложняет переработку сырья до требуемых по ГОСТу кондиций. Поскольку технологически взрыв должен минимизировать дальнейшую переработку сырья, то важны данные о гранулометрическом составе взорванной массы горных пород.

Оценка трещиноватости пород и устойчивость уступа в предельном положении выполнялась по данным сканированных изображений программными средствами системы Cyclone. На рис. 1 представлена фотография и облако точек сканированного участка по борту карьера длиной ~40 м. Участок сложен крупно- и среднеблочными породами и пересекает одну из зон тектонических нарушений [3]. Нарушенности характеризуются чередованием крупноразмерных блоков со смятием и переизмельчением горной массы в такой зоне. Размер фракций в данном месте соответствует определенной трещиноватости.

a



б

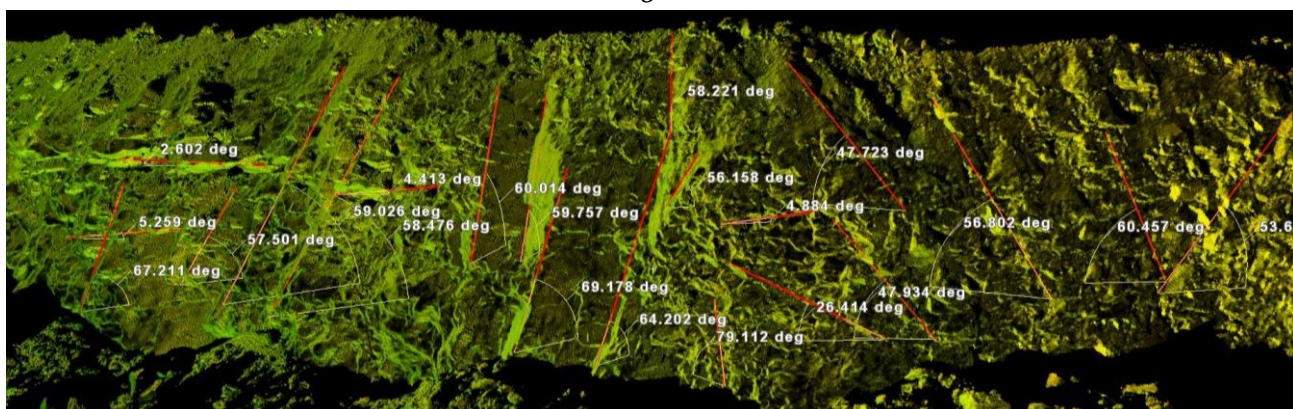


Рис. 1. Фотография борта карьера и сканера на переднем плане (а); фрагмент сканированного изображения (б) обнажения откоса 1 уступа до взрыва с указанием углов наклона трещин

При анализе сканированного изображения на рис. 1б выделяются три системы трещин: две имеют углы падений около 60° внутрь карьера и одна — в глубь массива. Размеры блоков, ограниченных этими системами, составляют 2 м и более. Наблюдаются различия блоков в зависимости от трещиноватости. По визуальным наблюдениям установлено, что блоки крупных размеров имеют многочисленные нарушения, неупорядоченные системы трещин. Это является следствием воздействия взрыва, направленного в глубь массива.

Изменение структуры трещин борта и гранулометрический состав пород определены по данным сканирования с помощью измерений линейных размеров ребер и граней блоков, выбранных для оценки воздействия взрыва на состав разрушенной породы по откосу 1 до взрыва, взорванной горной массы и откосу 2 после взрыва. На рис. 2а показано распределение блоков по линейным размерам до и после взрыва, а также взорванной массы. На механическое состояние массива после взрыва влияет степень прерывистости (или топологической связности) сети трещин, что существенно зависит от исходных деформационно-прочностных свойств горных пород, а также от уровня концентрации разнотипных минералов, других структурных включений в составе пород. Эти факторы присущи практически любым горным породам.

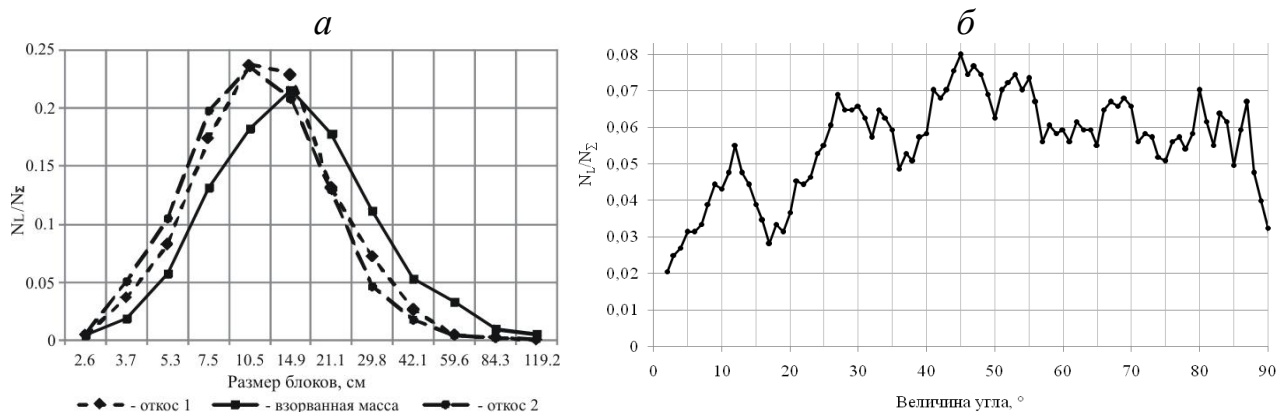


Рис. 2. Распределение линейных размеров блоков (*а*): по откосу 1 до взрыва, взорванной горной массы и выделенных после взрыва по откосу 2; распределение углов наклона граней блоков после взрыва (*б*). N_{Σ} – общее количество измеренных блоков; N_L – количество блоков, имеющее данный линейный размер или данный угол наклона между боковыми гранями

На рис. 2*а* видно, что линейные размеры существенно разнятся по своим значениям для разных совокупностей блоков, сформировавшихся в массиве после взрыва. Взорванная горная масса представляет совокупность кусков пород, которые имеют различную форму и объем и обладают значительной вариацией по линейным и угловым размерам граней. Разрушения в массиве, формирующиеся при взрыве, в значительной степени обусловлены естественным строением горных пород и развиваются в основном по уже существующим граням и ребрам блоков. Процессу способствуют полигональные системы трещин, сформировавшиеся при петрогенезе за счет запасенной внутренней энергии.

В отличие от линейных размеров распределение углов взаимного наклона граней на рис. 2*б* носит практически равномерный характер.

Таким образом, при определении трещиноватости массива с применением наземного лазерного сканирования, которая наравне с увеличением скорости сбора и обработки данных обеспечивает безопасность выполнения этих работ.

Установлено, что обработка данных лазерного сканирования позволяет выявить фрагменты массива исследуемого блока, при объединении которых в единую картину можно проследить изменение блочности по простираанию взрываемого участка и скорректировать параметры БВР. Выработан порядок инструментальных замеров лазерным сканером Scan Station 2.

Таким образом, развиваемые в настоящее время в геомеханике экспериментальные исследования по количественному описанию структурного строения массивов горных пород в рамках фундаментальной концепции их блочно-иерархического строения по М.А. Садовскому дают основу для совершенствования технологий добычи строительного камня.

1. Оработаны вопросы мониторинга структуры массива с использованием сканера с целью определения развития дезинтеграционных процессов в горном массиве при проведении взрывных работ в карьере.

2. Получены экспериментальные зависимости распределения линейных размеров блоков по откосу уступа до взрыва, блоков взорванной горной массы и блоков, выделенных после взрыва по вновь образовавшемуся откосу. Характер зависимостей показывает, что взорванная горная масса, представляющая совокупность блоков породы, которые имеют различную форму и объем и обладают значительной вариацией по линейным и угловым размерам граней, в части распределения линейных размеров блоков соответствует распределению блоков, выделяемых на откосах до и после взрыва.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Абрамов Н.Н. Методические аспекты сейсмотомографического мониторинга нарушенности скального массива // Известия ВУЗов. Горный журнал. — 2014. — № 4.
2. Рождественский В.Н., Панжин А.А., Пьянзин С.Р., Кочнев К.А. Исследование трещиноватости локальных массивов с помощью средств наземного лазерного сканирования // Известия ВУЗов. Горный журнал. — 2014. — № 5.
3. Опарин В.Н., Середович В.А., Юшкин В.Ф., Прокопьева С.А., Иванов А.В. Формирование объемной цифровой модели поверхности борта карьера методом лазерного сканирования // ФТПРПИ. — 2007. — № 5.
4. Опарин В. Н., Юшкин В. Ф., Акинин А. А., Балмашнова Е. Г. О новой шкале структурно-иерархических представлений как паспортной характеристике объектов геосреды // ФТПРПИ. — 1998. — № 5.
5. Опарин В. Н., Юшкин В. Ф., Полянкин Г. Н., Гришин А. Н., Кузнецов А. О., Рублев Д. Е. Геомеханический мониторинг временной крепи железнодорожного тоннеля, проходимого в сложных горно-геологических условиях юга Западной Сибири // ФТПРПИ. — 2015. — № 4. — С. 174 – 197.

© В. Ф. Юшкин, 2016

АНАЛИЗ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕР СТИМУЛИРОВАНИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ПЕРСОНАЛА В НЕФТЕГАЗОВОМ СЕКТОРЕ

Эльвира Миннидамировна Балабанова

ООО «Газпром добыча Надым», 629730, Россия, г. Надым, ул. Зверева, 1, начальник отдела организации труда и заработной платы Управления по содержанию коммуникаций и сооружений, тел. (349)956-73-53, e-mail balabanova@nadym-dobycha.gazprom.ru

Тема стимулирования персонала всегда была и остается актуальной и широко рассматривается в научной литературе. На практике сложность организации эффективной системы стимулирования персонала определяется не только слабой изученностью особенностей мотивации работников, занятых в различных видах производства, но и отсутствием грамотного использования на практике руководителями существующих методов стимулирования.

Ключевые слова: эффективность управления, социальная инфраструктура, газовая компания, Газпром, администрирование, промышленная медицина.

COST-EFFECTIVENESS ANALYSIS MEASURES TO PROMOTE THE PRODUCTION STAFF OIL AND GAS SECTOR

Elvira M. Balabanova

«Gazprom dobycha Nadym», 629730, Russia, Nadym, 1 Zvereva Str., Head of the department of labor and wages of the Office of Communications of the content and structures of bodies, tel. (349)956-73-53, e-mail balabanova@nadym-dobycha.gazprom.ru

Subject incentives for staff has always been and remains relevant and widely discussed in the scientific literature. In practice, the difficulty of organizing effective staff incentive system is determined not only insufficient study of the features of motivation of workers employed in different types of production, but also the lack of competent managers use in practice of the existing methods of stimulation.

Key words: governance, social infrastructure, gas company, Gazprom, administration, industrial medicine.

Мотивированный персонал является залогом успешной работы и поступательного движения компании для реализации ее стратегии и упрочения положения на рынке. Поэтому мотивация персонала является универсальной темой, актуальность которой не уменьшается, несмотря на постоянное внимание теоретиков и практиков менеджмента. В статье были разработаны методические рекомендации по повышению эффективности стимулирования производственного персонала в районах Крайнего Севера.

В рамках данного исследования выполнен анализ теоретических аспектов стимулирования труда на производственном предприятии, выявлены особенности стимулирования труда на газодобывающем предприятии в районах Крайнего Севера, проведен анализ затрат на оплату труда, социальные выплаты и льготы в ООО «Газпром добыча Надым», исследованы применяемые

на предприятии методы стимулирования труда, выполнен анализ деятельности службы управления человеческими ресурсами ООО «Газпром добыча Надым» с помощью матрицы системных характеристик, разработаны методические рекомендации по повышению эффективности стимулирования персонала в ООО «Газпром добыча Надым» [1].

Несмотря на положительный опыт существующей системы стимулирования в ООО «Газпром добыча Надым», необходимо проводить периодические исследования мотивационной структуры сотрудников, которые позволят корректировать систему стимулирования на предприятии, сделать ее более жизнеспособной и адекватной мотивационным ожиданиям персонала. Эффективное стимулирование персонала является одним из наиболее существенных факторов повышения производительности труда и конкурентоспособности предприятий газовой промышленности.

На сегодняшний день на практике существует проблема применения целостного механизма стимулирования, включающего в себя нематериальное и материальное стимулирование.

Управление персоналом заключается в стимулировании персонала, ориентированное на приведение в соответствие возможностей персонала и целей, стратегий, условий развития организации. При этом различают материальное и нематериальное стимулирование персонала. В понятие материального стимулирования включаются все виды денежных выплат, которые применяются в организации, и все формы материального не денежного стимулирования. Нематериальные стимулы ориентированы на мотивацию человека как личности, а не только механизма, призванного выполнять производственные функции.

Система стимулирования трудовой деятельности в нефтегазовых компаниях должна строиться с учетом специфики их функционирования, которая включает холдинговую структуру управления, высокую зависимость премирования персонала от выполнения показателей отпуса продукции, установленных головной компанией, тяжелые условия труда (вахта, работа в условиях Крайнего Севера и т. п.), достаточно жесткую регламентацию деятельности законодательством и отраслевыми стандартами [2].

На организм работников предприятий, функционирующих в районах Крайнего Севера, неблагоприятно влияет целый ряд факторов: низкие температуры, короткая продолжительность летнего периода, высокая влажность, наличие периодов полярной ночи и полярного дня, резкие перепады атмосферного давления и др. Это требует разработки эффективной системы стимулирования персонала и реализация мер социальной защиты.

Политика управления человеческими ресурсами ООО «Газпром добыча Надым» строится на основе соответствующей политики ПАО «Газпром» и включает следующие направления: совершенствование организации труда и управления, мотивация персонала, подбор, оценка и использование персонала, обучение и развитие, социальная политика, корпоративные коммуникации.

Выполненный анализ расходов на оплату труда, социальные льготы и выплаты ООО «Газпром добыча Надым» показал, что наибольшую долю в фонде заработной платы занимает оплата за отработанное время (80 %), которая с 2012 по 2014 гг. имеет тенденцию к росту. Доля поощрительных выплат в составе ФОТ имеет достаточно высокое значение – около 10 %. Кроме того, были рассмотрены в отдельности статьи затрат, которые относятся к выплатам социального характера, премиям и прочим поощрительным выплатам и устанавливаются работодателем по согласованию с представительным органом работников, т. е. связанные со стимулированием эффективного труда персонала. Их доля в фонде заработной платы достигает 19 %, что характеризует управленческую деятельность в сфере материального стимулирования персонала с положительной стороны. Наибольшую долю в структуре выплат стимулирующего характера составляют премии и вознаграждения, имеющие систематический характер, независимо от источников их выплаты.

Исследования динамики показателей «производительность труда», «текучесть кадров», «фонд заработной платы» и «выплаты стимулирующего характера» выявили положительную тенденцию, носящую линейный характер.

Методы стимулирования в ООО «Газпром Добыча Надым» являются в основном экономическими, поскольку они основаны на применении в качестве стимулов материального вознаграждения. Менее развитыми являются методы нематериального стимулирования, в том числе административные и социально-психологические. Кроме того, большая часть применяемых форм стимулирования в ООО «Газпром добыча Надым» является частью «социального пакета» и относится к социальной политике Общества. При этом проработанность системы социальных льгот, гарантий и компенсаций работникам Общества представляется высокой.

Был проведен комплексный анализ деятельности службы управления человеческими ресурсами на основе матрицы системных характеристик, позволяющей наглядно представить все основные структурные элементы подразделения, установить причинно-следственные связи между ними, выявить сильные и слабые стороны в деятельности организации. Под службой УЧР понимается совокупность отделов предприятия ООО «Газпром добыча Надым», реализующих функции по управлению персоналом, – отдел кадров и трудовых отношений, отдел социального развития и отдел организации труда и заработной платы. В рамках анализа выявлены основные качественные и количественные показатели деятельности службы УЧР, значения которых в отчетном, предшествующем и будущем периодах характеризуют эффективность ее деятельности.

С целью повышения эффективности деятельности службы предложено осуществлять управляющие воздействия на ряд показателей, определяемых с помощью метода построения линейного динамического норматива, основанного на расчете их темпов роста. В результате исследования был сформирован корректирующий динамический норматив, предписывающий,

какого рода воздействие следует осуществлять на тот или иной показатель деятельности службы УЧР, а также относительную меру этого воздействия.

Для оценки эффективности применяемой системы стимулирования предложено использовать комплекс показателей, включающих оценку затрат на стимулирование работников, лояльность сотрудников, уровень удовлетворенности сотрудников, оценку эффективности нематериального стимулирования.

В результате анализа системы стимулирования, применяемой в ООО «Газпром добыча Надым», было выявлено, что на данный момент на предприятии отсутствует система, позволяющая изучить потребности персонала и измерить чувство удовлетворенности его работой в Обществе. В связи с этим одна из рекомендаций по совершенствованию системы стимулирования на предприятии состоит в выявлении потребностей работников с помощью метода анкетирования. Был определен ряд факторов, связанных с трудовой деятельностью работников и принадлежащих разным группам потребностей, которые легли в основу построения анкеты. Информация о мотивации сотрудников организации к трудовой деятельности позволит разработать более гибкую систему стимулирования, адаптированную под нужды каждой конкретной категории персонала, что в значительной степени способствует повышению эффективности системы стимулирования на предприятии, а также может стать резервом для экономии денежных средств Общества.

В качестве способа нематериального (морального) стимулирования персонала предложено формировать рейтинг наиболее успешных сотрудников (по ряду критериев) в рамках предприятия или подразделения.

Представлены основные формы морального стимулирования персонала, рекомендуемые к использованию в ООО «Газпром добыча Надым».

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Ковалев А.П. Управление имуществом на предприятии. - М.: Финансы и статистика; ИНФРА-М, 2009. - 272 с.
2. Информационный бюллетень Управления по работе с недвижимым имуществом и землепользованию Департамента по управлению имуществом и корпоративным отношениям ОАО «Газпром» - фото, дизайн, препресс – ООО «Газпром экспо».

© Э. М. Балабанова, 2016

УДК 553.982

ПРОБЛЕМЫ ВЫДЕЛЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ОБЪЕКТОВ ДЛЯ РЕКОМЕНДУЕМОГО ВАРИАНТА РАЗРАБОТКИ В РАМКАХ НОВОЙ КЛАССИФИКАЦИИ ЗАПАСОВ

Лилия Александровна Благова

Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт, 105118, Россия, г. Москва, шоссе Энтузиастов, 36, младший научный сотрудник отдела геолого-экономической оценки запасов и ресурсов нефти и газа, тел. (495)673-45-01, e-mail: blagova@vnigni.ru

Кристина Вазгеновна Дорохова

Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт, 105118, Россия, г. Москва, шоссе Энтузиастов, 36, инженер 1-й категории отдела геолого-экономической оценки запасов и ресурсов нефти и газа, тел. (495)673-45-01, e-mail: martirosan@vnigni.ru

Новая классификация запасов и ресурсов углеводородного сырья начала действовать в РФ с 1 января 2016 года. Предыдущие редакции основывались на анализе геологических факторов, без учета экономических критериев разработки месторождений. Важной особенностью новой классификации является учет экономической эффективности освоения месторождения. Методические рекомендации, принятые в рамках подготовки новой классификации, вызывают бурные дискуссии. В большей степени замечания связаны с выделением эксплуатационных объектов и определением рекомендуемого варианта разработки.

Ключевые слова: классификация запасов, эксплуатационный объект, экономическая эффективность, рекомендуемый вариант.

PROBLEMS OF PRODUCTION FACILITIES ALLOCATION FOR THE RECOMMENDED OPTIONS OF DEVELOPMENT IN TERMS OF NEW RESERVES CLASSIFICATION

Liliya A. Blagova

All-Russian Research Geological Oil Institute, Russia, 105118, Moscow, Shosse Entuziastov 36, Junior Researcher of the geological and economic evaluation of oil and gas reserves and resources department, tel. (495)673-45-01, e-mail: blagova@vnigni.ru

Kristina V. Dorokhova

All-Russian Research Geological Oil Institute, Russia, 105118, Moscow, Shosse Entuziastov 36, First category engineer of the geological and economic evaluation of oil and gas reserves and resources department, tel. (495)673-45-01, e-mail: martirosan@vnigni.ru

New classification of hydrocarbon reserves and resources of the Russian Federation came into operation January 1, 2016. Previous editions were based on the analysis of geological factors, without taking into account the economic criteria of field development. An important feature of the new classification is recording of the economic efficiency of field development. Guidelines, accepted during the preparation of the new classification, detonated controversies. The greater part of the comments was related to the production facilities allocation and the determination of the recommended option of development.

Key words: reserves classification, production facility, economic efficiency, recommended option.

С 1 января 2016 года в силу вступила новая классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов (Классификация) [1]. Предыдущая версия классификации не учитывала экономическую составляющую разработки месторождений. Целью ведения новой Классификации является получение объективной картины ресурсной базы и потенциала добычи углеводородов, перспектив экономики разработки месторождений, эксплуатационных объектов, залежей.

Несмотря на то что новая Классификация вступила в силу, методические рекомендации по расчету показателей экономической эффективности и обоснованию рентабельно извлекаемых запасов углеводородов вызвали бурную дискуссию. Представленные в методических рекомендациях положения имеют ряд вопросов и неточностей, и при утверждении в текущем виде эти противоречия могут не только не решить имеющиеся проблемы, но и привести к новым.

Наибольшее количество вопросов связано с определением рекомендуемого варианта разработки эксплуатационного объекта и месторождения в целом.

Согласно «Методическим рекомендациям по подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья» [2], предполагается, что при формировании рекомендуемого варианта разработки в целом по месторождению в него не будут включаться запасы тех эксплуатационных объектов, разработка которых экономически нерентабельна. Указанная информация вступает в противоречие с законом «О недрах» в части статьи 23, касающейся обеспечения наиболее полного извлечения из недр запасов полезных ископаемых.

На примере нефтяной части Куюмбинского нефтегазоконденсатного месторождения Красноярского края рассмотрим вытекающие из указанного замечания последствия.

На месторождении выделено 18 залежей, содержащих нефть, объединенных в 3 эксплуатационных объекта. Был проведен расчет экономической эффективности отдельно по объектам разработки и по залежам. Ниже представлена таблица (таблица) с полученными результатами.

Разработка эксплуатационных объектов I и III экономически не целесообразна и, согласно текущим методическим рекомендациям по расчету показателей экономической эффективности, в рекомендуемый вариант в целом по месторождению запасы этих эксплуатационных объектов не включаются.

Однако, как видно из таблицы, чистый дисконтированный доход от введения в эксплуатацию кординской залежи прогнозируется на уровне более 1 млрд руб., камовских 1-2 залежей – на уровне почти 150 млн руб., а значит, освоение этих залежей экономически эффективно. Но так как кординская залежь относится в эксплуатационному объекту I, а камовские 1-2 залежи – к эксплуатационному объекту III, то их запасы не будут участвовать в формировании рекомендуемого варианта разработки месторождения в целом. То есть при соблюдении требований, указанных в Методике, рекомендуемый вариант разработки в целом по месторождению будет сформирован не из всех запасов углеводородов, которые могут принести положительный доход недропользователю.

Таблица

Прогнозный ЧДД от разработки нефтяных залежей
Куюмбинского нефтегазоконденсатного месторождения

Эксплуатационный объект	Залежь	Запасы нефти, тыс.т	ЧДД, млн. руб
I	ЮК 4-3	2297	-3 456
I	Кам 1-1	868	-1 011
I	ЮК 2	65413	-10 513
I	ЮК 6	5568	-376
I	ЮК 5	3656	-1 286
I	ЮК 7	1368	-1 391
Эксплуатационный объект	Залежь	Запасы нефти, тыс.т	ЧДД, млн.руб
I	Зап. Корд.	937	-154
I	Корд.	26186	1 094
I	Абр.	1624	-334
II	ЮК 4-2	3640	-915
II	ЮК 4-1	36732	9 184
II	К-2	58389	14 655
II	К-1	14161	-10 513
II	ЮК 1	13742	2 895
III	ЮК 3-2	21659	-7 260
III	ЮК 3-1	41033	-19 155
III	Кам 1-2	9738	141
III	Копчёрская	364	-429
Объект I		107917	-17 392
Объект II		126664	43 169
Объект III		72794	-26 701

Если до 1 января 2016 года вариант разработки Куюмбинского месторождения в целом был сформирован из рекомендуемых вариантов разработки всех эксплуатационных объектов и к утверждению рекомендовались величины извлекаемых запасов в объеме 307 376 тыс. т нефти, то согласно текущим методическим рекомендациям, рекомендуемый вариант разработки Куюмбинского месторождения должен включать только запасы эксплуатационного объекта II в объеме 126 664 тыс. т, что будет противоречить условию обеспечения наиболее полного извлечения из недр запасов полезных ископаемых.

Вызывает вопрос корректность предлагаемого методикой расчета интегрального показателя оптимальности варианта разработки эксплуатационных объектов. При его определении для формирования рекомендуемого варианта разработки планируется использовать показатели за разные периоды времени: значения чистого дисконтированного дохода недропользователя и накопленного дисконтированного дохода государства учитываются за весь срок разработки, а коэффициент извлечения углеводородов – за рентабельный срок.

Кроме того, по предложенной формуле невозможно определить интегральный показатель для эксплуатационных объектов, у которых рентабельный период разработки отсутствует. Имеющиеся в Методике пояснения о том, что в рекомендуемый вариант в целом по месторождению не включаются запасы эксплуатационных объектов, разработка которых нерентабельна, как было указано выше, вступают в противоречие с законом «О недрах».

Положениями второго документа, принятого в рамках подготовки новой классификации «Методические рекомендации по подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья», предусматривается максимально возможное извлечение УВС, исходя из существующих технологических возможностей.

В связи с тем, что определение величины рентабельных запасов и максимальное извлечение углеводородов являются стратегическими не только для нефтегазодобывающих компаний, но и для Российской Федерации в целом, вопросы определения их объема требуют детальной проработки.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов (утверждена Приказом Минприроды России от 01.11.2013 № 477, зарегистрировано в Минюсте России 31.12.2013 № 30943).
2. Методические рекомендации по подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья, 2016.

© Л. А. Благова, К. В. Дорохова, 2016

УДК 351.823.3:622.2

ПРАВОВЫЕ И ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ ПРОБЛЕМЫ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ В РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Григорий Юрьевич Боярко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, 634050, Россия, г. Томск, пр. Ленина, 30, доктор экономических наук, зав. кафедрой экономики минерального сырья, тел. (382)260-62-95, e-mail: gub@tpu.ru

Ярослав Викторович Золотенков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, 634050, Россия, г. Томск, пр. Ленина, 30, юрист, старший преподаватель кафедры экономики минерального сырья, тел. (382)241-75-98, e-mail: jz69@sibmail.ru

Государственное регулирование недропользования Российской Федерации находится в постоянном развитии. Взаимоотношения недропользователей, государства и общества требуют новых правовых решений по вопросам организации геологоразведочных работ по воспроизводству минерально-сырьевой базы, процедуре аукционов на пользование недрами, управления разработкой трансграничных месторождений, финансированию ликвидационных работ на отработанных месторождениях.

Ключевые слова: недропользование, правовые аспекты, государственное управление.

LEGAL AND ORGANIZATIONAL PROBLEMS OF SUBSURFACE MANAGEMENT IN THE RUSSIAN FEDERATION

Gregory Y. Boyarko

National Research Tomsk Polytechnic University, 634050, Russia, Tomsk, 30 Lenin Prospect, Doctor of Science, Head of the Department of Economics of mineral raw materials, tel. (382)260-62-95, e-mail: gub@tpu.ru

Jaroslav V. Zolotenkov

National Research Tomsk Polytechnic University, 634050, Russia, Tomsk, 30 Lenin Prospect,
A lawyer, a senior lecturer in Economics of Mineral Resources, tel. (382)241-75-98, e-mail:
jz69@sibmail.ru

State regulation of subsoil use of the Russian Federation is in constant development. Relations between subsoil users, government and society call for new legal decisions concerning the organization of exploration work on the reproduction of the mineral resource base, the procedure of auctions for subsoil use, managing the development of cross-border deposits, financing of liquidating works in the fields of waste.

Key words: subsurface management, legal aspects, public administration.

Государственное регулирование недропользования в Российской Федерации осуществляется на основании Закона РФ «О недрах» 1991 г. [1], регулярно пополняемого и трансформируемого в соответствии с изменениями взаимоотношений между недропользователями, государством и обществом. Тем не менее в настоящее время имеется несколько проблемных направлений организации недропользования, требующих правовых решений со стороны государства и действий со стороны недропользователей.

1. Слабая экономическая заинтересованность недропользователей в организации и проведении геологоразведочных работ по воспроизводству минерально-сырьевой базы.

Основной задачей государственного регулирования отношений недропользования является обеспечение воспроизводства минерально-сырьевой базы, ее рационального использования и охраны недр в интересах нынешнего и будущих поколений народов Российской Федерации (ст. 35 Закона РФ «О недрах»). Работы по геологическому изучению недр могут проводиться за счет средств бюджета и собственных средств недропользователей (ч. 4 ст. 36.1. Закона РФ «О недрах»).

В то же время у недропользователей недостаточно мотивировано собственное производство ГРП, результаты которых дают прибыль лишь в будущем периоде, а финансирование необходимых расходов на них необходимо осуществить в текущее время. В результате финансирование ГРП осуществляется по остаточному принципу, а в случае кризисных ситуаций сокращается в первоочередном порядке.

Со стороны государства осуществляется стимулирование воспроизводства МСБ путем представления налоговых льгот (налоговых каникул на стадиях апстрима), прямых дотаций (частно-государственного партнерства в инновационных работах [2]), изменения системы бухгалтерского учета затрат на ГРП в ПБУ 24/2011 (капитализация ГРП [3, 4]). Однако эти меры носят локальный и индивидуальный характер и не могут переломить ситуацию.

Предлагается рассмотреть в качестве обязанности недропользователей по воспроизводству МСБ исполнения показателя коэффициента восполнения ресурсной базы. В мировой практике добывающие компании, несмотря на то

что работают в условиях риска, добровольно представляют общественности информацию по среднему коэффициенту восполнения своей ресурсной базы за последние 10 лет, который в силу долгосрочности отраслевых проектов считается более показательным для состояния МСБ компаний. Но в отличие от мировой практики, российские недропользователи получили в свое распоряжение подавляющее большинство месторождений, подготовленных ранее за государственный счет, не понеся потерь от геологических рисков. На основании этого от Российской Федерации хозяйствующим недропользователям может быть предъявлено требование по воспроизводству минерально-сырьевых ресурсов, сопоставимому с извлеченными из недр запасами. При этом добросовестным недропользователям с $K_{ВРБ} > 1,5$ возможно представление дополнительных преференций в части доступа к новым участкам недр и налоговых преференций, а аутсайдерам ($K_{ВРБ} < 0,75$) – отказ в предоставлении налоговых льгот.

2. Фактическая монополизация мероприятий по ВМСБ, проводимых за счет средств федерального бюджета.

Мероприятия по государственному геологическому изучению недр, финансируемые за счет средств бюджета, осуществляются государственными (бюджетными или автономными) учреждениями, находящимися в ведении федерального органа управления государственным фондом недр или его территориального органа, на основании государственного задания (ч. 3 ст. 36.1 Закона РФ «О недрах»). Некоторые из них, не обладая необходимой для производства работ материально-технической базой на местах, являются, по сути дела, дополнительными посредниками между государственными органами и геологоразведочными предприятиями, фактически исполняющим данные работы на основании договора субподряда.

Следует ограничить практику предоставления преимущественного права производства геологического изучения недр государственным предприятиям только работами по региональному геологическому изучению недр, поиску и разведке месторождений ограниченного списка стратегических полезных ископаемых. В части регулирования субподрядных работ имеет смысл установить лимит накладных расходов, оставляемый генеральному подрядчику за координацию субподрядов, а также организовать супервайзинг производства геологоразведочных работ независимыми наблюдателями.

3. Проблема единственного заявителя в процедуре проведения аукционов на право пользования участками недр.

Действующие нормативно-правовые документы по процедуре организации аукционов недропользования [5] устанавливают, что в случае участия в аукционе единственного заявителя он признается несостоявшимся. Передача участка недр единственному заявителю не предусмотрена. В то же время при проведении конкурса единственному заявителю участок недр передается на начальных условиях на основании отдельного заявления.

С целью обхода проблемы единственного участника аукциона со стороны потенциальных недропользователей появилась практика участия в аукционах

поставных компаний, не имеющих реальных намерений осуществлять недропользование.

Рекомендуется внести дополнение в действующий Административный регламент по организации проведения конкурсов и аукционов на право пользования недрами нормы по возможности передачи участка недр единственному заявителю при проведении аукциона.

4. Несовершенство механизма по согласованию добычных работ на месторождениях, разделенных на две и более части, принадлежащие различным недропользователям.

Имеет место расположение отдельных месторождений полезных ископаемых на территории двух и более участков недр независимых недропользователей, а также различных административных территориальных образований [6]. При этом на трансграничных площадях возникают правовые и организационные противоречия в хозяйственной деятельности недропользователей и работы надзорных органов. Особенно остро этот вопрос стоит для нефтегазовых месторождений, где возможны перетоки полезного ископаемого между различными участками недр.

Оптимизация работ на разделенных участках единых месторождений возможно в двух направлениях:

- дифференциации месторождения на изолированных участках недр независимых недропользователей (предлагается для месторождений твердых полезных ископаемых);
- интегрирование нефтегазовых месторождений в одних руках на условиях либо юнитизации интересов субъектов недропользования путем создания совместного предприятия-оператора разработки трансграничного месторождения, либо консолидации трансграничного месторождения в единый участок недр с компенсацией затрат и упущенной выгоды недропользователей, теряющих права на участки недр.

Если для регулирования дифференцированных участков недр и процедуры юнитизации трансграничных объектов имеется опыт государственного регулирования, то для консолидации трансграничных месторождений необходимо разработать новый специальный регламент. Кроме этого необходимо закрепить функции государственного управления трансграничных месторождений внутри федеральных округов РФ за Департаментами (межрегиональными территориальными органами) Роснедр РФ, а участки, подведомственные различным территориальным органам, – непосредственно за Федеральным агентством РФ по недропользованию.

5. Отсутствие механизма по накоплению средств, необходимых для проведения работ по выводу месторождения из эксплуатации, ликвидации построенной инфраструктуры и рекультивации нарушенных территорий.

Ликвидационные работы осуществляются на завершающем этапе работы по месторождению в условиях дефицита финансовых средств на фоне падения или отсутствия текущих доходов операторов этих объектов. Нередки и факты

выделения операторов отработанных месторождений в отдельные организации и их банкротство без осуществления ликвидационных процедур.

Необходимо создать механизм резервирования финансовых средств в период доходной разработки месторождений с адресным финансированием проектов по ликвидации основных производственных фондов на выработанных месторождениях с образованием траст-фондов и наполнением последних государственными облигациями [7, 8].

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Закон РФ от 21.02.1992 N 2395-1 (ред. от 13.07.2015) «О недрах» (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2016).
2. Золотенков Я.В., Боярко Г.Ю. Правовые и экономические проблемы геологоразведочных работ и пути их решения // Горный журнал. - 2015. - № 2. - С. 4-8.
3. Боярко Г.Ю. Капитализация геологоразведочных работ // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. - 2000. - № 4. - С. 40-43.
4. Романюк В.Б., Боярко Г.Ю. О капитализации затрат на проведение геологоразведочных работ // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. - 2014. - № 5. - С. 31-36.
5. Приказ Минприроды РФ от 17.06.2009 N 156 (ред. от 22.02.2012) «Об утверждении Административного регламента Федерального агентства по недропользованию по исполнению государственной функции по организации проведения в установленном порядке конкурсов и аукционов на право пользования недрами» (Зарегистрировано в Минюсте РФ 05.08.2009 N 14476).
6. Боярко Г.Ю., Золотенков Я.В. О совершенствовании управления разработкой трансграничных месторождений полезных ископаемых // Горный журнал. - 2015. - № 11. - С. 8-13.
7. Анашкин О.С., Крюков В.А. О проблеме ликвидации основных производственных фондов на месторождениях полезных ископаемых // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. - 2012. - № 2. - С. 18-27.
8. Стровский В.Е., Косолапов О.В. Специфические особенности постановки ликвидационных работ и их финансирования // Известия высших учебных заведений. Горный журнал. - 2015. - № 8. - С. 35-43.

© Г. Ю. Боярко, Я. В. Золотенков, 2016

УДК 338.4.(075.8)

ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ МЕХАНИЗМ ЭФФЕКТИВНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА

Лариса Витальевна Важенина

Тюменский государственный нефтегазовый университет, 625000, Россия, г. Тюмень, ул. Володарского, 38, кандидат экономических наук, доцент, тел. (922)471-72-82, e-mail: Vagenina@rambler.ru

В исследовании обоснован организационно-экономический механизм эффективного использования попутного нефтяного газа (ПНГ). Применительно к 24 месторождениям нефтегазодобывающего предприятия, наибольшая доля которых находится в труднодоступных и отдаленных от потребителя территориях, предложен многовариантный подход реализации ряда организационно-технологических мероприятий с различной степенью эффективности. Выбран наиболее эффективный вариант комплексного использования ПНГ, включающий производство сжиженного газа (СПГ), строительство автодорог, перевод автотехники нефтегазодобывающего предприятия и автомобилей региона с нефтяного на газомоторное топливо, организации сети автогазозаправочных станций (АГНКС). Проведена сравнительная оценка различных вариантов эффективного использования ПНГ, и рассчитана общественная эффективность предложенных проектов в регионе.

Ключевые слова: нефтегазодобыча, попутный нефтяной газ, использование, сжижение газа, проект, общественная эффективность.

ORGANIZATIONAL AND ECONOMIC MECHANISM OF EFFECTIVE USE OF ASSOCIATED PETROLEUM GAS

Larisa V. Vazhenina

Tyumen State Oil and Gas University, 625000, Russia, Tyumen, 38 Volodarsky Str., Ph. D., Associate Professor, tel. (922)471-72-82, e-mail: Vagenina@rambler.ru

In the study developed the organizational-economic mechanism of realization of investment projects on introduction of technologies of rational use of associated petroleum gas (APG). In relation to 24 deposits of oil and gas producing companies (the largest share, which are located in remote and isolated from the consumer territories) proposed multi-variant approach of implementation of a number of organizational and technological activities, with varying degrees of effectiveness. Selected the most efficient variant of complex use of associated gas, including production of liquefied natural gas (LNG), highway construction, translation of vehicles for oil and gas production units and cars of the region from oil to natural gas, the organization of the network of natural gas stations (AGFCS). The comparative assessment of various options for the effective use of associated gas and calculated the social effectiveness of the proposed projects in the region.

Key words: oil and gas production, associated petroleum gas utilization, use, gas-to-liquids, project, social efficiency.

Одной из современных и эффективных технологий (производств) использования попутного нефтяного газа (ПНГ) нефтяных месторождений является его сжижение с получением сжиженного природного газа (СПГ).

Для развития такого направления с 2009 г. началось сокращение объемов поставок на европейский рынок трубопроводного газа, что побудило ОАО «Газпром» без промедления сформировать альтернативные маршруты газового экспорта.

В исследовании [1] автором сформирован компонентный состав общественной эффективности для проектов по переработке нефтяного попутного газа, представлена характеристика коммерческой и общественной эффективности, а также состав внешних и перераспределительных эффектов.

Осуществление мероприятий по повышению уровней использования (утилизации) попутного нефтяного газа на месторождениях исследуемой нефтегазодобывающей компании на период 2007-2012 гг. позволило сократить: на региональном уровне в 1,7 раза объемы сжигания ПНГ; в 1,4 раза выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух; в 3,3 раза платежи за загрязнение атмосферного воздуха при сжигании не утилизируемого объема газа на факелах [2].

Изменение состава внешнего эффекта общественной эффективности проекта в регионе до и после внедрения мероприятий по переработке ПНГ представлено на рис. 1 [3].



Рис. 1. Изменение внешнего эффекта общественной эффективности проекта в регионе

В состав косвенных эффектов входят следующие компоненты:

- социальный эффект – эффект от трудоустройства населения в регионе;
- эффект от использования альтернативного топлива вместо нефтяного топлива в разрезе оптимального ценообразования (рис. 2).

Изменение эффекта от учета теневых цен представлено на рис. 3 [4].

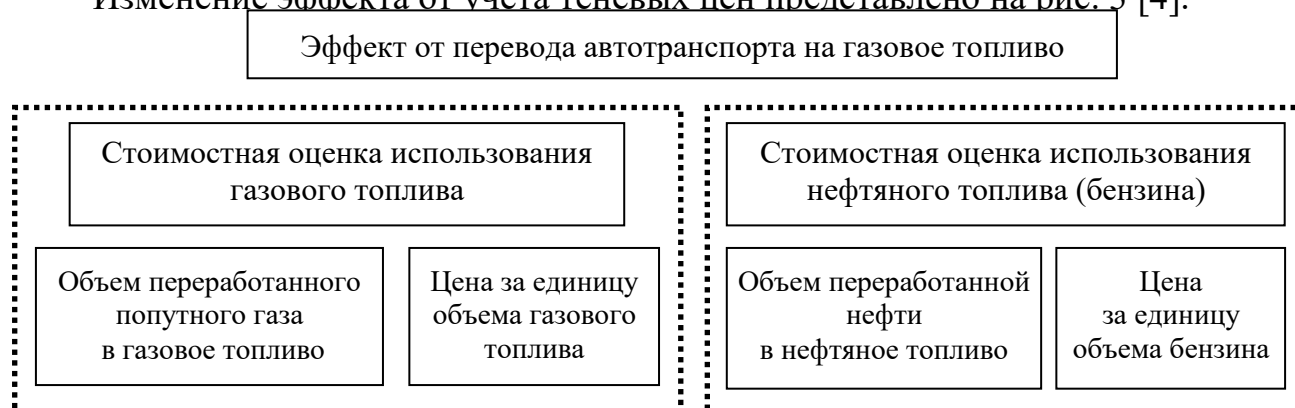


Рис. 2. Изменение потока денежной наличности от перевода автотранспорта на газовое топливо при оценке общественной эффективности проекта в регионе

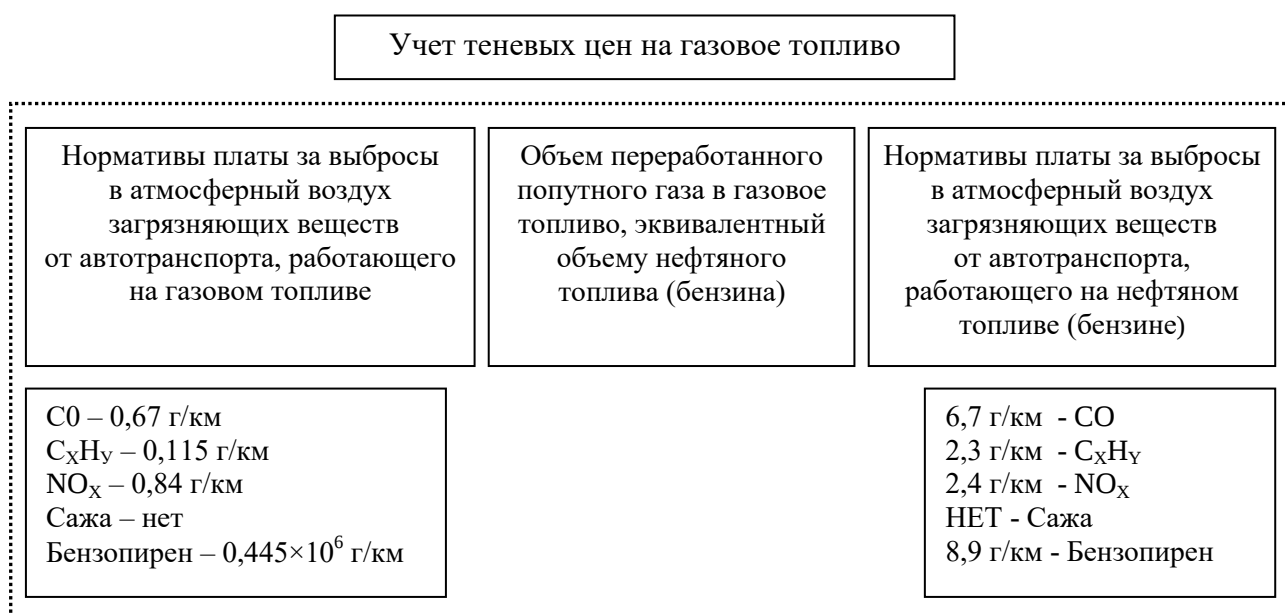


Рис. 3. Изменение эффекта от учета теневых цен проекта по переработке ПНГ

Проведенные расчеты показывают, что проект переработки нефтяного попутного газа относится к общественно значимым проектам, характеризующимся высоким уровнем общественной эффективности (таблица) [5].

Для общественной эффективности срок окупаемости проекта составляет при 0-й и 10 %-й ставке дисконтирования несколько месяцев. Расчет коммерческой эффективности показывает, что проект окупается при 0-й и 10%-й ставке дисконтирования за 2 года. Внутренний уровень доходности, используемый в качестве другого важнейшего показателя общественной эффективности, составляет 348 %, а для коммерческой эффективности проекта он устанавливается на существенно более низком уровне и равняется 62,3 %.

Таблица

Показатели эффективности проекта по переработке попутного нефтяного газа за 2007-2012 гг.

Показатели	Коммерческая эффективность	Общественная эффективность
Чистый дисконтированный доход (<i>NPV</i>), млн руб при 10 %-й ставке при 0-й ставке	3316,9 5212,7	22902,9 29646,8
Внутренняя норма доходности (<i>IRR</i>), %	62,3	348
Срок окупаемости (<i>PBP</i>), лет при 10 %-й ставке при 0-й ставке	2 2	0 0
Индекс доходности (<i>PI</i>), руб при 10 %-й ставке при 0-й ставке	2,4 2,8	7,9 13,5
Дисконтированный срок окупаемости (<i>DPP</i>), лет при 10 %-й ставке при 0-й ставке	3,2 3,9	4,2 5,2

Расчет всех основных показателей эффективности свидетельствует о высокой общественной эффективности проекта по переработке попутного нефтяного газа.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Важенина Л.В. Попутный нефтяной газ: опыт переработки и оценка эффективности: монография. - Тюмень: ТюмГНГУ, 2011. - 216 с.
2. Важенина, Л.В. Направления повышения энергоэффективности в магистральном транспорте газа: монография. - Тюмень: ТюмГНГУ, 2012. - 280 с.
3. Vagenina L.V. Project Management of Strategy for Energy Efficiency and Energy Conservation in the Gas Sector of the Economy // Studies on Russian Economic Development. - 2015. - Vol. 26. - N 1. - P. 37-46.
4. Энергетика России: проблемы и перспективы: тр. Науч. сессии РАН: Общ. Собрание РАН 19-21 декабря 2005 г. / под ред. В.Е. Фортова, Ю.Г. Леонова; РАН. - М.: Наука, 2006. - 499 с.
5. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года [Текст] / Прил. обществ.-дел. журналу «Энергетическая политика». - М.: ГУ Институт энергетической стратегии, 2010. - 184 с.

© Л. В. Важенина, 2016

УДК 553.982

ДИНАМИКА КУРСОВ ВАЛЮТ И ЕЕ СВЯЗЬ С РАЗВИТИЕМ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ

Николай Олегович Вилков

Тюменский государственный университет, 625000, Россия, г. Тюмень, ул. Семакова, 10, кандидат экономических наук, доцент кафедры мировой экономики и международного бизнеса, тел. (922)473-32-52, e-mail: nvilkov@mail.ru

Девальвация валюты рассматривается обычно как результат падения цен на экспортные товары и как фактор инфляции, способствующий развитию экспортных отраслей. Но возможна девальвация на основе падения цен на внешних рынках на импортируемые в Россию товары. Это сопровождается дефляцией. Девальвация – следствие изменения структуры международного разделения труда, в котором участвует и нефтегазовый комплекс России. Регулирование девальвации должно учитывать этот факт.

Ключевые слова: девальвация, нефтегазовый комплекс, международное разделение труда.

THE DYNAMICS OF EXCHANGE RATES AND ITS RELATION WITH THE DEVELOPMENT OF OIL AND GAS COMPLEX OF RUSSIA

Nikolay O. Vilkov

Tyumen State University, 630000, Russia, Tyumen, 10 Semakova Str., Ph. D., Associate Professor, Department of World Economy and International Business, tel. (922)473-32-52, e-mail: nvilkov@mail.ru

Currency devaluation is usually considered as a result of falling prices for export commodities and inflation as a factor contributing to the development of export industries. But the possibility of a devaluation on the basis of the fall in prices in foreign markets for imported products in Russia. This is accompanied by deflation. Devaluation - a consequence of the restructuring of the international division of labor, which involved the oil and gas complex of Russia. Devaluation of the Regulation should take account of this fact.

Key words: depreciation, oil and gas, international division of labor.

Курс валют – это пропорция обмена одной валюты на другую, в нашем случае примем, что это пропорции обмена рублей на доллары США. В обмене валют заинтересованы прежде всего импортеры и экспортеры.

Импортерам, продавшим в России товар за рубли, нужны доллары для дальнейших покупок. Экспортерам, продавшим товар за доллары, нужны рубли для покупки (или производства) товара в России [1].

Таким образом, импортеры готовы менять рубли на доллары, а экспортеры – доллары на рубли. Отношение рублевой выручки России от продажи в России импортных товаров к экспортной выручке России в долларах и определяет базовое значение курса рубля к доллару.

Если принять, что цены в России неизменны, а зарубежные цены на импортируемые товары падают, то импортер на имеющиеся у него доллары может больше купить товаров за рубежом для продажи их в России. Это влечет за собой увеличение продаж в России импортных товаров, т. е. рост предложения товаров, что способствует снижению цен на рынке России, и перераспределение расходуемой рублевой массы России в пользу импортеров (при эластичном спросе), что вызывает рост предложения рублей к обмену на доллары, а это вызывает девальвацию рубля. Этот случай девальвации сопровождается падением цен в России, что противоречит установившимся догмам о росте отечественных цен в результате девальвации. Важно отметить, что перераспределение рублевой массы в пользу импортеров порождает дополнительный приток рублевой массы к экспортерам – владельцам долларов, а это увеличивает их возможности в развитии бизнеса в России за счет других производителей, кому рублей досталось меньше.

Если же падает цена на экспортируемый товар, то сокращается приток долларов в Россию, что также вызывает девальвацию рубля, но непосредственно не влияет на цены в России.

Рассмотрим на цифрах динамику развития экспорта и импорта при обоих типах девальвации.

Первый тип представлен в табл. 1. Второй тип представлен в табл. 2 [2, 3].

Таблица 1

Вариант понижения цен за рубежом на импортируемые товары

Период	Импортер
--------	----------

	Доллары на покупку товаров за рубежом	Цена товаров (доллары)	Кол-во купленных товаров (шт.)	Цена в России (руб.)	Выручка в рублях
1	1200	20	60	20	1200
2	1200	10	120	20	2400
3	2400,0	10,0	240,0	21,0	5040,0
4	4800,0	10,0	480,0	22,0	10560,0
5	9600,0	10,0	960,0	23,0	22080,0
Период	Экспортер				
	Рубли на покупку товаров в России	Цена в России (руб.)	Кол-во товаров (шт.)	Цена за рубежом (долл.)	Выручка (долл.)
1	1200,0	20,0	60,0	20,0	1200,0
2	2400,0	20,0	120,0	20,0	2400,0
3	5040,0	21,0	240,0	20,0	4800,0
4	10560,0	22,0	480,0	20,0	9600,0
5	22080,0	23,0	960,0	20,0	19200,0

Таблица 2

Вариант понижения цен за рубежом на экспортируемые товары

Период	Импортер				
	Доллары на покупку товаров за рубежом	Цена товаров (долл.)	Кол-во купленных товаров (шт.)	Цена в России (руб.)	Выручка в рублях
1	1200,0	20,0	60,0	20,0	1200,0
2	1200,0	20,0	60,0	20,0	1200,0
3	600,0	20,0	30,0	21,0	630,0
4	300,0	20,0	15,0	22,0	330,0
5	150,0	20,0	7,5	23,0	172,5
Период	Экспортер				
	Рубли на покупку товаров в России	Цена в России (руб.)	Кол-во товаров (шт.)	Цена за рубежом (долл.)	Выручка (долл.)
1	1200,0	20,0	60,0	20,0	1200,0
2	1200,0	20,0	60,0	10,0	600,0
3	630,0	21,0	30,0	10,0	300,0
4	330,0	22,0	15,0	10,0	150,0
5	172,5	23,0	7,5	10,0	75,0

Объясним логику, представленную в табл. 1. В первый период импортер, имея 1200 долларов, покупает за рубежом 60 единиц товаров, которые продает в России, получая за это 1200 рублей. Экспортер, затратив 1200 рублей, покупает в России экспортный товар в количестве 60 единиц, который продает за рубежом, и получает 1200 долларов. Таким образом, на российском валютном рынке 1200 рублей импортера противостоят 1200 долларам экспортера. В результате обмена каждый возвращается в начальное состояние. Но во втором периоде цена на импортные товары падает, и импортер приобретает 120 товаров, продав которые в России, получает 2400 рублей, которые и предъявляет к обмену на прежние 1200 долларов экспортера, что является собой девальвацию рубля. Экспортер, получив дополнительную сумму рублей, увеличивает свои приобретения товаров в России, что приносит ему в следующем периоде уже 2400 долларов, которые переходят к импортеру, позволяя и ему увеличивать продажи. Заметим, что в этот период 2400 долларов экспортера меняются на 2400 рублей импортера, получившего их в этот период от продажи товаров в России, что может характеризоваться как «плавание» курса валюты. В результате растет как импорт, так и экспорт. Надо заметить, что экспорт и импорт на сбалансированном рынке могут расти или сокращаться только параллельно [4].

Во втором случае падение цен на экспортный товар влечет за собой по аналогичной схеме сокращение как импорта, так и экспорта.

Обратим еще раз внимание, что как в первом, так и втором случае наблюдается девальвация рубля при плавающем его курсе [5].

Парадоксально, но факт: импортзамещение тормозит развитие внешнеэкономических связей страны, включая развитие нефтегазового комплекса (например, в части получения импортного оборудования и технологий) и его участие в международном разделении труда. Не импортзамещение, а развитие бизнеса до международного уровня способствует решению задач повышения эффективности экономики страны. На основании вышесказанного становится очевидным, что задачей государственного регулирования является не регулирование курса валюты, а осуществление поддержки эффективной структурной перестройки экономики, обеспечивающей эффективное вхождение бизнесов страны в международное разделение труда.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Мкртчян Г.М., Костылев А.О., Скопина Л.В. Эффект излишней самоуверенности менеджера как фактор неопределенности при оценке нефтегазовых инвестиционных проектов // Вестник НГУ: социально-экономические науки. - 2013. - Т.13. - Вып. 3. - С. 102-113.
2. Aukutsionek S.P., Belianin A.V. Quality of forecasts and business performance: a survey study of Russian managers // Journal of Economic Psychology. - 2001. - Vol. 22. - P. 661-692.
3. Donaldson G. Managing Corporate Wealth. - New York: Praeger publishers, 1984.
4. Roll R. Hubris hypothesis of Corporate Takeovers // Journal of Business. - 1986. - Vol. 59:2. - P. 197-216.

5. Russo J. E., Schoemaker P. J. H. Managing overconfidence // Sloan Management Review. -1992. - Vol. 33 (2). - P. 7-17.

© *Н. О. Вилков*, 2016

УДК 332.62

ГОСУДАРСТВЕННО-ЧАСТНОЕ ПАРТНЕРСТВО В НЕФТЕГАЗОВОМ КОМПЛЕКСЕ

Елена Викторовна Волкова

Новосибирский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, аспирант, тел. (383)363-43-33, e-mail: poly@admin.nsu.ru

Одним из главных направлений развития национальной экономики и повышения эффективности экономической деятельности государства является сотрудничество государства и бизнеса. В силу ограниченных инвестиционных возможностей правительства все чаще обращаются к частному сектору в поиске возможного сотрудничества, при котором предоставление некоторых общественных услуг переходит под его ответственность.

Ключевые слова: добыча нефти и газа, трубопровод, нефтегазовый комплекс, СПГ, государственно-частное партнерство.

PUBLIC-PRIVATE PARTNERSHIP IN OIL AND GAS COMPLEX

Elena V. Volkova

Novosibirsk State University, 630090, Russia, Novosibirsk, 2 Pirogova Str., a graduate student, tel. (383)363-43-33, e-mail: poly@admin.nsu.ru

One of the main directions of development of the national economy and improve the efficiency of economic activity of the state is the cooperation of government and business. Due to limited investment opportunities in the government are increasingly turning to the private sector in

the search for possible cooperation, in which the provision of some public services comes under his responsibility.

Key words: oil and gas production, pipeline, oil and gas complex, LNG, state-private partnership.

В сегодняшнем состоянии экономики в нашей стране в условиях кризиса нефтегазовые компании испытывают дефицит инвестиционных ресурсов для реализации инфраструктурных проектов. Выходом в данной ситуации может быть применение метода государственно-частного партнерства.

Существует большое количество публикаций, посвященных как общим теоретическим аспектам функционирования ГЧП, так и практическим проблемам их реализации. Несмотря на большое число исследований, отдельные аспекты деятельности ГЧП пока еще не получили надлежащего освещения [1].

Применение модели государственно-частного партнерства в России является достаточно новой сферой, недостаточно изученной и опробованной, особенно в нестабильных экономических условиях, при введении санкций со стороны Запада для российских нефтегазовых компаний. На данный момент не сложилось методологии, классификации и оценки эффективности ГЧП в области рассмотрения различных форм такого партнерства [2].

Целью работы является выделение особенностей применения различных форм государственно-частного партнерства, а также их сравнительный анализ.

Автором составлена классификация форм ГЧП, включающая в себя более 10 различных моделей.

На основе классификационной схемы проведен сравнительный анализ форм ГЧП и выделены достоинства и недостатки каждой из форм (таблица) [3, 4].

Таблица

Сравнительный анализ форм ГЧП

Фактор сравнения	Государственно-частное партнерство
Объект соглашения	Государственное имущество
Выгоды для государства	Сокращение издержек, снижение бюджетных рисков, доступ к альтернативным источникам капитала, рост надежности государственных инвестиций
Выгоды для бизнеса	Защищенность инвестиций, гарантированная рентабельность, относительная автономность в принятии оперативных решений
Обязательства государства	Предоставить имущество во владение и пользование, принять в собственность объект соглашения от частного партнера, предоставить

	государственные гарантии в соответствии с условиями соглашения
Обязательства бизнеса	Создать, модернизировать или реконструировать объект соглашения, полностью или частично финансировать, эксплуатировать и/или технически обслуживать объект соглашения, передать право собственности на объект соглашения публичному партнеру
Направление финансирования	От бизнеса к государству
Форма партнерства	• BOT (build-operate-transfer) • BTO (build-transfer-operate) • BOO (build-own-operate) • BOOT (build-operate-own-transfer) • BBO (buy-build-operate) • DBOOT (design-build-own-operate-transfer) • BOL (build-own-lease) • BOLT (build-own-lease-transfer) • DBOLT (design-build-own-lease-transfer) • DBFO (design-build-finance-operate)

Комплексное исследование форм ГЧП позволило формулировать направления развития методических основ экономической оценки эффективности реализации различных форм ГЧП:

- необходима формализация форм ГЧП в формульном и схематическом виде для оперативного их использования;
- разработка алгоритма определения выгод и затрат для каждой стороны, участвующей в той или иной форме ГЧП.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Филимонова И.В., Эдер Л.В. Особенности государственного регулирования эффективности работы нефтегазовой промышленности России // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. - 2014. - № 9. - С. 15-21.
2. Филимонова И.В., Эдер Л.В., Комарова А.В., Ламерт Д.А. Анализ финансово-экономических показателей нефтегазовых компаний России // Экологический вестник России. - 2014. - № 3. - С. 10-19.
3. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Проворная И.В., Немов В.Ю. Основные проблемы инновационного развития нефтегазовой отрасли в области переработки и транспорта УВ // Бурение и нефть. - 2014. - № 7-8. - С. 28-32.
4. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Мочалов Р.А. Эффективность бизнес-стратегий российских нефтегазовых компаний // Бурение и нефть. - 2015. - № 3. - С. 3-10.

© Е. В. Волкова, 2016

УДК 338.45

МАЛЫЕ НЕЗАВИСИМЫЕ НЕФТЯНЫЕ КОМПАНИИ НА РОССИЙСКОМ РЫНКЕ

Денис Андреевич Глобенко

Новосибирский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, аспирант, тел. (383)363-43-33, e-mail: poly@admin.nsu.ru

В настоящее время основные базовые нефтегазоносные регионы России, прежде всего Западная Сибирь, сталкиваются с проблемой значительного истощения минерально-сырьевой базы нефти.

Ключевые слова: независимые нефтяные компании, добыча нефти, нефтегазовый комплекс, российский нефтяной рынок.

SMALL INDEPENDENT OIL COMPANIES IN RUSSIA

Denis A. Globenko

Novosibirsk State University, 630090, Russia, Novosibirsk, 2 Pirogova Str., a graduate student, tel. (383)363-43-33, e-mail: poly@admin.nsu.ru

Currently, the main base oil and gas regions of Russia, especially Western Siberia, faced with a substantial exhaustion of mineral and raw material base oil.

Key words: independent oil companies, oil production, oil and gas, the Russian oil market.

Размер среднего открываемого нефтяного месторождения в России составляет не более 1,5 млн т. Добыча нефти на базовых уникальных и крупных месторождениях основных регионах нефтедобычи в значительной части исчерпана и перешла в падающую стадию добычи. Доля уникальных месторождений в общероссийской добыче нефти будет неуклонно снижаться (рисунок). Крупные компании заинтересованы в разработке преимущественно крупных месторождений и не заинтересованы в освоении малых [1].

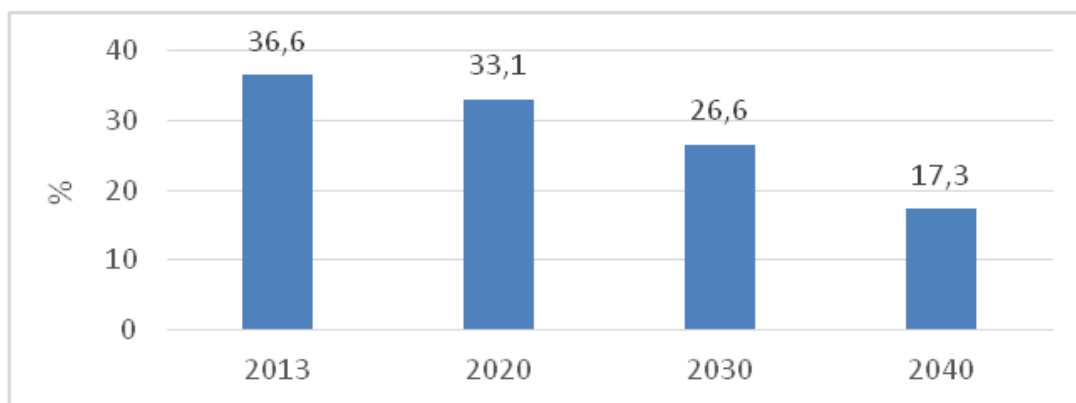


Рис. Доля добычи нефти на уникальных и крупных месторождениях в России (источник: рассчитано автором на основе [2, 3])

Целью работы является проведение экономической оценки и выработка мер государственной поддержки независимых нефтяных компаний в России. Новизной работы можно считать обоснование мер государственной поддержки независимых нефтяных компаний в зрелых нефтегазодобывающих регионах в новых экономических условиях. Объект исследования – малые независимые нефтяные компании (МННК) Западной Сибири [4].

В соответствии с поставленной целью были сформулированы следующие задачи:

- анализ особенностей мирового (США, Норвегия) и российского опыта функционирования независимых нефтяных компаний в зрелых регионах на падающей стадии добычи;
- совершенствование методики экономической оценки с учетом применения различных мер государственной поддержки малых независимых компаний;
- проведение экономической оценки освоения малых и средних месторождений в Западной Сибири независимыми нефтяными компаниями с учетом мер государственной поддержки.

Изучение опыта освоения зрелых нефтегазоносных регионов России (Европейская часть России – Татарстан), а также мира (США) показали, что падение добычи зрелых нефтегазоносных регионов можно стабилизировать путем введения в разработку малых и мельчайших месторождений [5].

На основе проведенных расчетов геолого-экономической оценки были получены следующие выводы.

1. Развитие инновационных проектов необходимы для дальнейшего функционирования нефтяного сектора России. Кроме того, существуют проблемы организации взаимодействия среди соответствующих участников рынка. Необходима разработка эффективных механизмов решения этих проблем, которые хорошо себя зарекомендовали в других странах.

2. Прогрессивный опыт США и ряда регионов Европейской части России в области поддержки МННК и особенности законодательного обеспечения применения соответствующих мер государственной поддержки позволяют поддерживать рентабельность освоения малых и мельчайших месторождений нефти.

3. Комплексная поддержка МННК необходима в области обеспечения ряда мер фискальной (налогообложение), денежно-кредитной (льготные процентные ставки по кредитам), административные (равнодоступный доступ к транспортным мощностям) и ряд других мероприятий.

В итоге, после применения имеющихся знания, был проведен подробный анализ, уникального опыта в области мер государственной поддержки МННК в Республике Татарстан, который на своем примере продемонстрировал, что развитие независимых нефтяных компаний в России возможно, для этого существуют все необходимые предпосылки и возможности.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Конторович А.Э., Эдер Л.В. Новая парадигма стратегии развития сырьевой базы нефтедобывающей промышленности Российской Федерации // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. - 2015. - № 5. - С. 8-17.

2. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Мочалов Р.А. Эффективность бизнес-стратегий российских нефтегазовых компаний // Бурение и нефть. - 2015. - № 3. - С. 3-10.

3. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Моисеев С.А. Нефтегазовый комплекс Восточной Сибири и Дальнего Востока: тенденции, проблемы, современное состояние // Бурение и нефть. - 2015. - № 12. - С. 3-12.

4. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Немов В.Ю., Проворная И.В. Современное состояние и основные тенденции развития нефтяной промышленности // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. - 2014. - № 3. - С. 40-51.

5. Конторович А.Э., Эпов М.И., Эдер Л.В. Долгосрочные и среднесрочные факторы и сценарии развития глобальной энергетической системы в XXI веке // Геология и геофизика. - 2014. - Т. 55. - № 5-6. - С. 689-700.

© Д. А. Глобенко, 2016

УДК 338.001.36

АНАЛИЗ ДОЛИ ДОХОДОВ ФЕДЕРАЛЬНОГО БЮДЖЕТА ОТ НЕФТЕГАЗОВОГО СЕКТОРА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Антон Валерьевич Гореев

Новосибирский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, аспирант, тел. (383)363-43-33, e-mail: poly@admin.nsu.ru

На протяжении нескольких десятилетий формирование доходной части федерального бюджета России зависит от налоговых поступлений компаний нефтегазового комплекса. Исходя из этого, наметилась активная корреляция между ценой углеводородов на мировом рынке, валютным курсом и доходной частью федерального бюджета.

Ключевые слова: нефтяные компании, добыча нефти, нефтегазовый сектор, российский нефтяной рынок, федеральный бюджет.

ANALYSIS OF INTEREST INCOME FEDERAL BUDGET OF THE OIL AND GAS SECTOR OF THE RUSSIAN FEDERATION

Anton V. Goreev

For several decades, the formation of a profitable part of the federal budget of Russia depends on tax revenues oil and gas companies. Accordingly, there has been a correlation between active hydrocarbon price on the world market, the exchange rate and the revenue part of the federal budget.

Key words: oil companies, oil production, oil and gas sector, the Russian oil market, the federal budget.

В связи с последними кризисными явлениями все больший интерес приобретает динамика углеводородной части доходов федерального бюджета и причины такой динамики.

В данной работе была рассмотрена динамика углеводородной составляющей доходной части федерального бюджета Российской Федерации за период с 2005 по 2015 г. с целью выявления возможных причин данных изменений. Весь анализируемый период был разделен на несколько частей: 1) с 2005 по 2008 г., 2) с 2008 по 2009 г., 3) с 2009 по 2013 г. (межкризисный период) и 4) 2014 г. Важнейшими для изучения оказались второй и четвертый период по причине того, что в данные периоды наблюдались серьезные конъюнктурные изменения на международных ранках валюты и углеводородов, особенно нефти.

Классически для анализа динамики рассматриваемых показателей выделяются доходы в федеральный бюджет, нефтегазовые доходы, налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ), вывозные таможенные пошлины, доля нефтегазовых доходов в федеральном бюджете, доля налога на добычу полезных ископаемых и доля вывозной таможенной пошлины [1].

Таблица 1

Нефтегазовые доходы в структуре федерального бюджета РФ
в 2005-2014 гг., млрд руб. [2, 3]

Показатель	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Доходы федерального бюджета	9 258	7 336	8 305	11 352	12 854	13 019	14 496
Нефтегазовые доходы	4390	2984	3831	5640	6453	5029	5674
НДПИ	1592	969	1361	1988	2400	2515	2837
Вывозные таможенные пошлины	2798	2015	2469	3652	4053	4020	4637
Доля нефтегазовых доходов в фед. бюд.	47,4 %	40,7 %	46,1 %	49,7 %	50,2 %	38,63 %	39,14 %
Доля НДПИ	17,2 %	13,2 %	16,4 %	17,5 %	18,7 %	19,32 %	19,57 %

Доля вывозной таможенной пошлины	30,2 %	27,5 %	29,7 %	32,2 %	31,5 %	30,88 %	31,99 %
----------------------------------	--------	--------	--------	--------	--------	---------	---------

Ключевым аспектом в рассмотрении стал 2014 г. Причиной этому послужил рост нефтегазовых доходов в федеральном бюджете Российской Федерации во время серьезных кризисных явлений на мировом рынке нефти. Были рассмотрены темпы прироста основных факторов, влияющих на нефтегазовые доходы, и были сделаны следующие выводы [4]:

1. Падение среднегодовой цены на нефть на 44,42 % должно было существенно сократить налоговые поступления в бюджет.

2. Девальвация национальной валюты относительно доллара на 58,44 %, рост ставки НДС и вывозной таможенной пошлины исправили ситуацию, и углеводородные доходы в бюджет страны выросли на 12,83 % (табл. 2).

Таблица 2

Темп прироста основных факторов влияния на нефтегазовые доходы в 2014 г. относительно предыдущего года в процентном соотношении [5, 6]

	Нефтегазовые доходы	Среднегодовая цена на нефть	Среднегодовой курс доллара	НДС	Объем экспорта нефти	Ставка вывозной таможенной пошлины
2014	12,83 %	-44,42 %	58,44 %	8,70 %	-7,20 %	18,72 %

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Конторович А.Э., Эдер Л.В. Новая парадигма стратегии развития сырьевой базы нефтедобывающей промышленности Российской Федерации // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. - 2015. - № 5. - С. 8-17.
2. Казначейство Российской Федерации. Стат. бюллетени.
3. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Мочалов Р.А. Эффективность бизнес-стратегий российских нефтегазовых компаний // Бурение и нефть. - 2015. - № 3. - С. 3-10.
4. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Моисеев С.А. Нефтегазовый комплекс Восточной Сибири и Дальнего Востока: тенденции, проблемы, современное состояние // Бурение и нефть. - 2015. - № 12. - С. 3-12.
5. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Немов В.Ю., Проворная И.В. Современное состояние и основные тенденции развития нефтяной промышленности // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. - 2014. - № 3. - С. 40-51.
6. Конторович А.Э., Эпов М.И., Эдер Л.В. Долгосрочные и среднесрочные факторы и сценарии развития глобальной энергетической системы в XXI веке // Геология и геофизика. - 2014. - Т. 55. - № 5-6. - С. 689-700

© А. В. Гореев, 2016

УДК 553.982

**КЛЮЧЕВЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ
ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СОЦИАЛЬНОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ
(НА ПРИМЕРЕ ООО «ГАЗПРОМ ДОБЫЧА НАДЫМ»)**

Сергей Леонидович Грачев

ООО «Газпром добыча Надым», 629730, Россия, г. Надым, ул. Зверева, 1, начальник управления по эксплуатации вахтовых поселков, тел. (349)956-73-53, e-mail: manager@nadym-dobycha.gazprom.ru

В условиях недостаточно полного удовлетворения потребностей населения в рамках реализации государственной социальной политики в жилье, качественном здравоохранении и образовании, культурном обслуживании, жилищно-коммунальном обслуживании и других сферах жизнеобеспечения и развития человеческого потенциала актуализируется проблема повышения социальной ответственности крупного бизнеса.

Ключевые слова: эффективность управления, социальная инфраструктура, газовая компания, Газпром, администрирование.

INCREASING EFFICIENCY OF SOCIAL INFRASTRUCTURE (FOR EXAMPLE «GAZPROM DOBYCHA NADYM»)

Sergey L. Grachev

«Gazprom dobycha Nadym», 629730, Russia, Nadym, 1 Zvereva Str., Head of Operating camps, tel. (349)956-73-53, e-mail: manager@nadym-dobycha.gazprom.ru

Under the conditions of inadequate meet the needs of the population as part of the state social policy in housing, quality health care and education, cultural services, housing and communal services and other spheres of life support and development of human potential is actualized the problem of increasing social responsibility of big business.

Key words: governance, social infrastructure, gas company, Gazprom, administration.

Отечественные крупные производственные компании, в том числе ПАО «Газпром», содержат большое количество объектов социальной инфраструктуры, разрабатывают и реализуют отдельные благотворительные и спонсорские социальные программы, проекты и мероприятия. Однако все это не носит системного и регулярного характера, а также отсутствуют в полной мере единые унифицированные подходы с учетом территориальной специфики по содержанию объектов социальной инфраструктуры.

Социальная инфраструктура создает условия для сбалансированной организации всех видов деятельности работников. Развитая социальная инфраструктура оказывает положительное влияние на показатели труда и занятости работников, повышает качество жизни, создает более комфортные и безопасные условия.

Отсутствие в достаточной мере организационно-экономических механизмов и методического обеспечения для эффективного формирования и развития социальной инфраструктуры крупных производственных, в том числе нефтегазовых, компаний определяет актуальность выбранной темы диссертационного исследования.

Цель – разработка научно-методических и практических рекомендаций по повышению эффективности формирования и развития социальной инфраструктуры крупных нефтегазовых компаний в условиях Крайнего Севера.

Социальная инфраструктура создает условия для сбалансированной организации всех видов деятельности работников. Развитая социальная инфраструктура оказывает положительное влияние на показатели труда и занятости работников и одновременно повышает качество жизни, создавая более комфортные и безопасные условия. Отсутствие объектов социальной инфраструктуры может оказывать крайне негативное воздействие на качество жизни и результативность дочернего общества. Показатель качества жизни зависит от того, насколько полно удовлетворяются потребности работника в конкретных услугах. Социальная инфраструктура создает условия для рациональной организации всех видов деятельности работников (трудовой, общественно-политической, культурной, семейной). Развитая социальная инфраструктура, участвуя во многих процессах деятельности, меняет качество

жизни людей в лучшую сторону, делая ее более комфортной, рациональной и эффективной.

Объекты социальной инфраструктуры составляют основу, необходимую для реализации политики компании в социальной сфере, а также в отношении персонала, экологии, охраны труда и др. Включенность объектов социальной инфраструктуры в различные управленческие процессы обеспечивает синергетический эффект. В перспективе полезность социальной инфраструктуры для бизнеса будет расти, ее развитие станет выгодным для тех компаний, которые ориентированы на долгосрочные перспективы и остаются социально ответственными.

В ПАО «Газпром» сложилась и эффективно действует целостная система корпоративного управления социальной сферой, важнейшим элементом которой являются объекты социальной инфраструктуры. Социальную инфраструктуру можно рассматривать как необходимую базу для обеспечения основной деятельности, как платформу формирования коллектива, необходимую для развития и воспроизводства человеческих ресурсов. Социальная инфраструктура является важным элементом корпоративной структуры управления и играет определяющую роль в объединении индивидуумов в сплоченный коллектив.

Объекты социальной инфраструктуры, построенные и принадлежащие ПАО «Газпром», можно с определенной долей условности подразделить на три группы: общенациональные (олимпийские объекты, центр настольного тенниса в г. Оренбург и т. д.); региональные (объекты, построенные по программе «Газпром детям», а также по соглашениям с главами регионов); корпоративные (объекты, построенные в первую очередь для нужд работников ПАО «Газпром»).

Эффективная работа всех объектов способствуют формированию имиджа социально-ответственной компании на национальном уровне. Во многих регионах благодаря присутствию дочерних обществ ПАО «Газпром», особенно в 1990-е и 2000 -е гг., было приостановлено вырождение населения, обеспечено сохранение здорового ядра жителей сотен населенных пунктов.

ПАО «Газпром» занимает особое место на общероссийском пространстве и обладает собственной целостной моделью социальной ответственности. В условиях развития ПАО «Газпром» на глобальном рынке роль корпоративной социальной ответственности будет возрастать: в целях повышения эффективности необходимо адаптировать и дифференцировать социальные программы, учитывая региональные особенности и реальные потребности сотрудников.

Исследование показало, что социальная инфраструктура является важным элементом корпоративной культуры, в частности, играет важную роль в обеспечении основной деятельности, создавая условия для формирования стабильного коллектива и воспроизводства человеческих ресурсов. При оценке роли социальной инфраструктуры важно руководствоваться не только экономическими показателями и статусом объектов, но и учитывать возможное

влияние на эффективность управленческих решений, особенно затрагивающих интересы персонала.

Результаты исследования подтвердили высокую значимость профилактических, медицинских, реабилитационно-восстановительных и санаторно-курортных услуг для работников. Расчетные показатели, приведенные в работе, подтверждают, что инвестиции в здоровье должны рассматриваться как долгосрочные вложения, обеспечивающие устойчивое развитие бизнеса. Подтверждается общий вывод о наличии взаимовлияния между затратами на здоровье и производительностью труда. В этой связи предлагается рассмотреть возможность создания на корпоративном уровне специализированного подразделения для управления санаторно-курортными и рекреационными объектами, в частности, стимулирования спроса и привлечения внутренних и внешних клиентов, повышения эффективности лечебных и оздоровительных программ, а также обеспечения привлекательности и среднегодовой наполняемости объектов без снижения качества предоставляемых услуг.

В рамках реализации социальной политики ООО «Газпром добыча Надым» рассматривает наличие собственной социальной инфраструктуры как необходимый элемент стабилизации трудового коллектива, для повышения производительности труда и решения производственных задач. Несмотря на развитие экономики Ямало-Ненецкого автономного округа, на его территории не появилось больших сервисных фирм, услуги которых могли быть применимы для обслуживания объектов социальной инфраструктуры Общества.

Работники ООО «Газпром добыча Надым» рассматривают наличие социальной инфраструктуры как часть социального пакета предприятия, необходимого для получения качественных социальных услуг. Социальная инфраструктура крупного предприятия, а это прежде всего спортивные комплексы, лечебно-профилактические учреждения, дома культуры, жилой фонд, являются залогом комфортного проживания персонала, особенно в суровых северных условиях. Полученные данные в ходе исследования демонстрируют единство ценностных ориентаций и социальных установок крупных предприятий по дальнейшему содержанию данных объектов в составе предприятий. Социальная инфраструктура создает условия для сбалансированной организации всех видов деятельности работников. Принимая во внимание особую роль объектов социальной инфраструктуры в формировании корпоративной культуры и системы ценностей, дальнейшее развитие социальной инфраструктуры необходимо рассматривать во взаимосвязи со стратегическими задачами в области управления персоналом и проектами по реализации адресных программ для ключевых категорий сотрудников.

Необходимость разработки программ совместного использования объектов социальной инфраструктуры (всех видов, не только медицинских) дочерними обществами и муниципальными образованиями, на территории которых

находятся предприятия нефтегазовой компании, с целью оптимизации затрат и обеспечения их оптимальной загрузки. Крайне важно учитывать тот факт, что использование и развитие инфраструктуры спортивного и культурно-досугового назначения объектов социальной инфраструктуры создает необходимые условия для успешной пропаганды здорового образа жизни, правильного отдыха и досуга работников.

Одним из направлений повышения эффективности функционирования является реструктуризация компании путем выделения из его состава непрофильных видов деятельности, не связанных с основным производственным процессом. Основные задачи реформирования: снизить затраты на поддержание и восстановление основных фондов; повысить эффективность отдельных подразделений, деятельность которых не соответствует современным требованиям; оптимизировать численность и затраты подразделений в соответствии с изменяющимися функциями и объемами работ; использовать современные системы управления, новые бизнес-процессы и процедуры.

В настоящее время существуют алгоритм действия по реализации мероприятий дальнейшего и возможного повышения эффективности функционирования объектов социальной инфраструктуры: определить перечень объектов социальной инфраструктуры, которые необходимо оставить для оказания социальных услуг работникам предприятия (Дома Культуры, спортивные комплексы, жилой фонд, гостиница «Айсберг»); остальные объекты социальной инфраструктуры вывести из состава газодобывающего предприятия и реализовать (продажа, безвозмездная передача и др.); осуществить организационно-технические мероприятия по снижению затрат на обслуживание и содержание объектов социальной инфраструктуры.

В перспективе в этом направлении необходимо разработать и реализовать следующие мероприятия: провести сокращение затрат на услуги стороннего транспорта, оптимизировать перевозки, снизить расценки на услуги при проведении конкурсов; привести штатную численность персонала к нормативной по каждому объекту социальной инфраструктуры, экономить фонд заработной платы и выплаты социального характера; улучшить организацию учета и контроля за потреблением электроэнергии: внедрить новейшие системы автоматического управления наружным освещением, с применением фотореле, произвести замену устаревшего энергоемкого оборудования на новое, совершенное, менее энергоемкое, обеспечить замену ламп накаливания на объектах социальной инфраструктуры на экономичные и малой мощности, реализовать мероприятия по регулировке теплосетей в соответствии гидравлическим расчетом, осуществлять теплоизоляционные работы на трубопроводах, произвести замену пришедшего в негодность оборудования на современное и более экономичное; рационально использовать топливо и ГСМ; снизить затраты по объектам гостиничного бизнеса, оптимизировать цены на услуги по содержанию и текущему ремонту жилых помещений для граждан, проживающих в общежитиях, установить размер

платы за наем жилых помещений по договорам найма, который бы обеспечил покрытие фактических затрат (амортизация, страхование имущества, налог на имущество).

Важным направлением снижения затрат по объектам социальной инфраструктуры является повышение эффективности функционирования объектов социальной инфраструктуры за счет реализации инновационного потенциала по применению новейших технологий эксплуатации данных объектов.

Для повышения эффективности создания и развития объектов социальной инфраструктуры необходимо проведение оценки оказываемых социальных услуг. Оценка включает: контроль качества реализации (мониторинг); объективную комплексную оценку результатов деятельности исполнителей по реализации услуг; повышение мотивации и материальной ответственности исполнителя за результаты своей деятельности по реализации социальных услуг; стимулирование исполнителя на повышение эффективности деятельности по реализации услуг за счет степени их достижения в рамках проводимой оценки.

© С. Л. Грачев, 2016

УДК 332.62

**ВЫЯВЛЕНИЕ И МИНИМИЗАЦИЯ ФАКТОРОВ, ВЛИЯЮЩИХ
НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ
ГАЗОДОБЫВАЮЩЕГО ПРЕДПРИЯТИЯ НА ЗАВЕРШАЮЩЕЙ
СТАДИИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Владимир Васильевич Елгин

Тюменский государственный нефтегазовый университет, 625000, Россия, г. Тюмень, ул. Республики, 47, доктор экономических наук, профессор, тел. (345)268-57-66, e-mail: priemcom@tsogu.ru

Для предприятий, эксплуатирующих месторождения на завершающей стадии эксплуатации, актуальным является вопрос обеспечения стабильности и повышения эффективности деятельности. Для снижения эксплуатационных затрат требуется инвестирование в новые технологии и инновации, приводящие к увеличению издержек в краткосрочном периоде, но позволяющие повысить эффективности деятельности в перспективе.

Ключевые слова: экономическая эффективность, добыча газа, газовая компания, эксплуатация месторождений.

IDENTIFY AND MINIMIZE THE FACTORS INFLUENCING THE ECONOMIC PERFORMANCE OF THE GAS ENTERPRISES IN THE FINAL STAGES EXPLOITATION

Vladimir V. Elgin

Tyumen State Oil and Gas University, 625000, Russia, Tyumen, 47 Republic Str., Ph. D., Professor, tel. (345)268-57-66, e-mail: priemcom@tsogu.ru

For companies operating in the field the final stage operating current is the issue of stability and improved performance. To reduce operating costs required to invest in new technology and innovation, leading to an increase in short-term costs, but to improve the efficiency of activities in the long term

Key words: economic efficiency, production of gas, the gas company, the exploitation of deposits.

В газовой отрасли существуют определенные специфические особенности и ограничения деятельности газодобывающего предприятия, которые оказывают влияние на выбор направлений оптимизации. Основным ограничительным фактором управления производственной деятельностью, кроме геологических, климатических и географических, является зависимость добывающего предприятия от головной организации, которая устанавливает планируемую величину количества добываемого газа и планируемую себестоимость.

Медвежье, Уренгойское, Ямбургское, Оренбургское нефтегазоконденсатные месторождения являются базовыми объектами газовой промышленности России, на них приходится более половины добываемого в стране газа (таблица). Они введены в разработку в 70-80-е гг. прошлого столетия и на сегодняшний день вступили в период завершающей стадии эксплуатации.

Таблица

Месторождения газа на завершающей стадии эксплуатации, трлн м³

Месторождение	Компания оператор	Начало разработки	Балансовые запасы
Уренгойское	ООО «Газпром добыча Уренгой»	1978	10,0
Ямбургское	ООО «Газпром добыча Ямбург»	1980	6,9
Медвежье	ООО «Газпром добыча Надым»	1972	4,7
Оренбургское	ООО «Газпром добыча Оренбург»	1971	1,8
Вуктыльское	ОАО «Газпром»	1968	0,8

Эксплуатация месторождений на поздней стадии подвержена влиянию геологических и технологических факторов, которые приводят к ухудшению условий работы скважин и выводу их действующего фонда, ухудшению технического состояния подземного и устьевого оборудования, снижению фильтрационно-емкостных средств после ремонта [1].

Специфика экономических условий функционирования и развития предприятий газодобычи, входящих в структуру ПАО «Газпром», заключается в обеспечении максимального контроля над товарными и финансовыми потоками, а также в централизации управления и ресурсов на уровне материнской компании. Указанные цели обусловили формирование современного экономического статуса добывающих предприятий как, по сути, технологических подразделений компании. Для такой системы отношений характерны следующие основные моменты:

- отсутствие непосредственных связей предприятий с субъектами рынков газа (внутреннего и внешнего);
- распространение собственности материнской компании на основные производственные фонды, обеспечивающие основное производство – добычу газа;
- недостаток у добывающих предприятий финансовых ресурсов, необходимых для собственной инвестиционной деятельности.

Такой экономический статус добывающих предприятий характеризуется термином «центр затрат». Российская и мировая экономическая практика свидетельствуют о том, что у хозяйствующих субъектов, имеющих в рыночных условиях указанный экономический статус, мотивации эффективного развития и функционирования в значительной степени снижены. Тем сильнее это проявляется в случаях, когда хозяйствующий субъект является производителем товарной продукции конечного потребления (в отличие от производителей полуфабрикатов) и относится к отраслям, производство в которых сопряжено с активной инвестиционной деятельностью.

При такой жесткой централизации неизбежно ослабевают обратные связи, что приводит к снижению гибкости управления и потере управляемости. В результате даже при наличии эффектов интеграции в масштабах компании в

целом, на уровне отдельных предприятий компании проявляются экономические ущербы, не являющиеся локальными, которые компенсируются за счет системных эффектов по компании в целом в сфере газоснабжения.

Сложившаяся в настоящее время система экономических отношений ПАО «Газпром» определяет специфику экономических условий деятельности газодобывающих предприятий, характеризующуюся:

- исключительно затратной моделью ценообразования, противоречащей естественным мотивациям снижения затрат и росту эффективности в добыче газа;

- дефицитом инвестиционных ресурсов, обуславливающимся невозможностью привлечения финансовых средств из внешних источников;

- отсутствием экономических предпосылок для эффективной разработки месторождений, вошедших в стадию истощения.

Однако при полном отсутствии хозяйственной самостоятельности низовых добывающих и обслуживающих подразделений такое комплексное управление затратами предприятий осуществить невозможно. В ведении низовых звеньев остаются, по сути, лишь управление производством и персоналом. Чтобы в такой ситуации эффективно управлять затратами производственных и обслуживающих подразделений, центр прежде всего должен иметь систему целевых показателей управления, четкую систему норм и нормативов, систему мотивации (поскольку низовые звенья при таких хозяйственных взаимоотношениях не заинтересованы в снижении затрат), систему учета и мониторинга [2].

Влияние самозадавливающихся скважин на общую добычу газа по Медвежьему месторождению значительно. Их количество в течение года неодинаково и зависит от сезонных колебаний отбора газа, связанных с ними остановок части добывающего фонда, а также от количества проводимых геолого-технических мероприятий и реконструкций месторождения (рисунок).

Систематически скапливающуюся на забоях скважин жидкость удаляют продувками скважин на факел с выпуском газа в атмосферу. В периоды между продувками скважины работают с постепенно уменьшающимися дебитами газа.

Постоянные продувки скважин приводят к нарастанию процесса разрушения продуктивного пласта и, как следствие, к увеличению содержания механических примесей в потоке газа, что в конечном итоге ведет к ускоренному износу промыслового технологического оборудования. Потери газа при продувках стволов скважин сеноманской газовой залежи за 2014 г. составили 14,6 млн.м³.

Систематически скапливающуюся на забоях скважин жидкость удаляют продувками скважин на факел с выпуском газа в атмосферу. В периоды между продувками скважины работают с постепенно уменьшающимися дебитами газа.

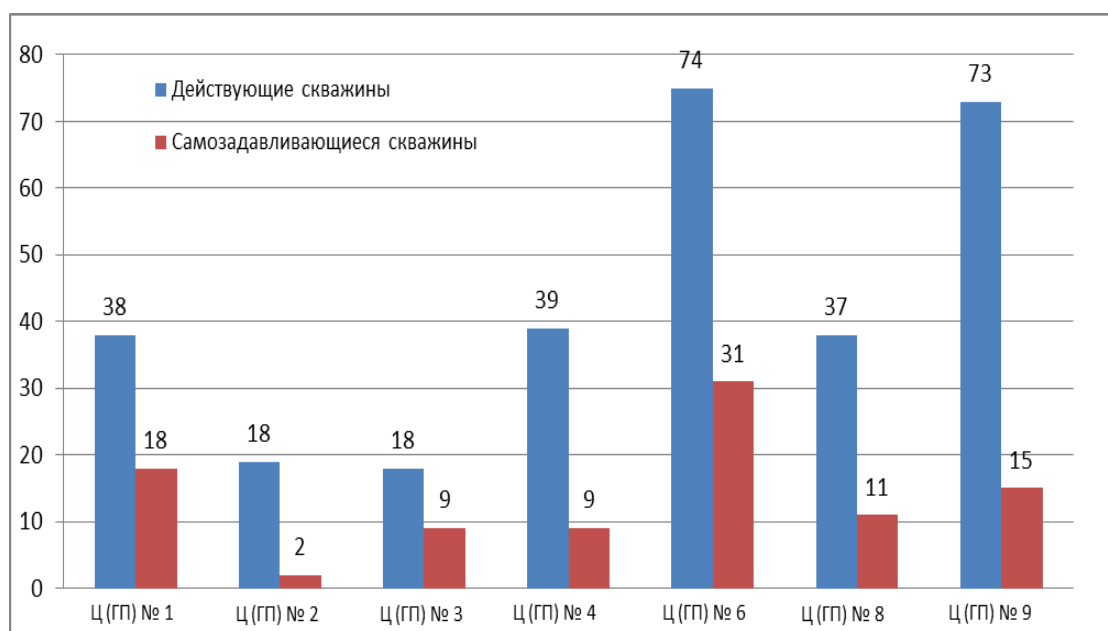


Рис. Соотношение количества самозадавливающихся скважин и скважин действующего фонда по цехам (ГП) сеноманской газовой залежи

Прогнозируется, что в дальнейшем темп выбытия скважин из действующего фонда будет нарастать по причине снижения эффективности ремонта скважин из-за продолжающегося естественного снижения энергетического потенциала, разрушения пласта-коллектора, обводнения залежи.

В Медвежинское ГПУ за 2015 г. объем добычи природного газа составил 7,6 млрд. м³. Объем добычи нестабильного газового конденсата составил 4368 тонн. В целом по Медвежьему месторождению добыча газа имеет тенденцию к снижению. Расход газа горючего природного на собственные нужды составил 209,5 млн. м³, потери – 55,8 млн м³.

Для компенсации быстрого падения добычи газа на предприятии проводятся капитальный ремонт скважин и ремонтно-профилактические работы промыслового оборудования. Так, в 2014 г. выполнено 17 скважино-ремонтов

с использованием койлтюбинговой установки, 18 скважино-ремонтов с использованием ППА, проведено 88 скважино-ремонтов эксплуатационных скважин

с целью интенсификации притока газа. В ходе ремонтно-профилактических работ проведена замена изношенного и устаревшего оборудования, направленная на повышение надежности эксплуатации газопромысловых объектов и обеспечение безаварийной работы.

Инновационная деятельность предприятия позволяет снижать потребление энергии и экономить расход газа на собственные технологические нужды. В

2014 г. таким образом сэкономлено 29, 3 млн м³ газа. Работа по оптимизации затрат, основу которой составляют мероприятия по энергосбережению, позволила снизить расходы по МГПУ на 38,4 млн. руб.

К возможным направлениям оптимизации деятельности газодобывающего предприятия на завершающей стадии эксплуатации относятся: инновационные технологические решения для стабилизации падения добычи газа за счет ее интенсификации на действующем фонде скважин, а также добычи и переработки низконапорного газа, оптимизация расходов в капитальном ремонте, реконструкция объектов добычи газа с внедрением новых технологий и заменой газопромыслового оборудования более совершенным и экономичным, сокращение издержек сервисных подразделений, снижение потерь материально-технических и топливно-энергетических ресурсов, совершенствование технологических процессов, оптимизации режимов работы оборудования, оптимизация процессов закупки материально-технических ресурсов, оптимизация взаимодействия подразделений организации.

В условиях падающей добычи проведение капитального ремонта является обязательным мероприятием для поддержания скважин в действующем состоянии, однако эффективность проведения капитального ремонта в 2013 г. составила всего 87,9 %, и с каждым годом этот показатель ухудшается. В связи с этим важным направлением оптимизации деятельности предприятия является определение целесообразности проведения капитального ремонта на основе разработанных в работе рекомендаций с использованием дерева решений.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Меньшиков С.Н., Елгин В.В., Середа Т.Е., Ягольницер М.Л. Оптимизация издержек газодобывающих предприятий на поздних стадиях эксплуатации месторождений // Газовая промышленность. - 2010. - №3. - С. 72-75.

2. Управление затратами газодобывающего предприятия: проблемы и пути решения/ В.В. Елгин, Т.И. Зинаидова, Т.Е. Середа; Ин-т эк. и орг. пром. произв., Сиб. отд-ние, Рос. акад. наук, Открытое акц. о-во «Газпром», О-во с ограниченной ответственностью «Надымгазпром». - Новосибирск: Издательство СО РАН, 2006. - 80 с.

© В. В. Елгин, 2016

**ОСОБЕННОСТИ РЕОРГАНИЗАЦИИ НЕПРОИЗВОДСТВЕННЫХ АКТИВОВ
ООО «ГАЗПРОМ ДОБЫЧА НАДЫМ»
(НА ПРИМЕРЕ ПРОМЫШЛЕННОЙ МЕДИЦИНЫ)**

Анастасия Николаевна Ерина

ООО «Газпром добыча Надым», 629730, Россия, г. Надым, ул. Зверева, 1, главный бухгалтер, тел. (349)956-73-53, e-mail: manager@nadym-dobycha.gazprom.ru

Рассмотрение здоровья в качестве экономической категории на сегодняшний день крайне актуально, особенно в районах Крайнего Севера, сосредоточивших в своих недрах около 90 % всех запасов природного газа России. На данный момент в существующей нормативной базе рассматриваются в основном народнохозяйственная экономическая эффективность учреждений здравоохранения и экономическая целесообразность медицинских вмешательств.

Ключевые слова: эффективность управления, социальная инфраструктура, газовая компания, Газпром, администрирование, промышленная медицина.

**FEATURES OF REORGANIZATION NON-PRODUCTIVE
ASSETS OF «GAZPROM DOBYCHA NADYM»
(EXAMPLE OF INDUSTRIAL MEDICINE)**

Anastasya N. Erina

«Gazprom dobycha Nadym», 629730, Russia, Nadym, 1 Zvereva Str., Chief Accountant, tel. (349)956-73-53, e-mail: manager@nadym-dobycha.gazprom.ru

Consideration of health as an economic category to date is extremely important, especially in the Far North, is concentrated in the bowels of about 90% of Russian natural gas supplies. At the moment, the existing regulatory framework of national economic analysis focuses on the economic efficiency of health care institutions and the economic feasibility of medical interventions.

Key words: governance, social infrastructure, gas company, Gazprom, administration, industrial medicine.

Отталкиваясь от существующих подходов, интерес вызывает оценка именно промышленной медицины, которая за последние 20-25 лет в связи с переходом на рыночную экономику сопровождалась активным сокращением числа медико-санитарных частей.

Промышленная медицина ООО «Газпром добыча Надым» с ее уникальной 20-летней практикой организации здравоохранения и системным подходом в экстремальных климатических условиях северных широт представляют особую ценность как для оценки организационно-экономической эффективности, так и учета опыта в реализации геополитических планов по освоению ресурсов российского Арктического шельфа.

В здравоохранении эффективность рассматривается с позиций получения максимального социального и медицинского эффекта при минимальных финансовых затратах. И если социальная эффективность измеряется предотвращенным социальным ущербом, то это предотвращение приводит к положительным экономическим последствиям: повышению качества трудового потенциала и, как следствие, к росту производства и потребления.

Экономические подходы к оценке эффективности в здравоохранении основываются прежде всего на определении стоимости отдельных видов медицинских мероприятий, а также величины ущерба, наносимого теми или иными заболеваниями. В конкретных расчетах эта эффективность измеряется частным от деления суммы, отражающей выгоду от данного мероприятия, на сумму расходов на него.

Вашему вниманию представлена организационная модель промышленной медицины ООО «Газпром добыча Надым». Глубоко продуманная и целесообразная система здравоохранения была обусловлена совокупным воздействием на жителей Крайнего Севера климатических факторов (известно как «Синдром полярного напряжения»), а также применением вахтового метода организации труда, опасностью и аварийностью производства.

Комплексная охрана здоровья работающих включает в себя ведомственную промышленную профилактическую медицину, в том числе добровольное медицинское страхование, и государственную страховую медицину.

Рассматриваемая ведомственная промышленная профилактическая медицина обеспечивается посредством медико-санитарного сопровождения, комплексной программы медицинской профилактики и реабилитации, а также динамическим мониторингом здоровья.

Комплексная программа профилактики и реабилитации состояния здоровья осуществляется в 3 этапа: реабилитационно-оздоровительные комплексы на промышленных объектах, курсы реабилитации в межвахтовый период, санатории и профилактории регионов России и зарубежья.

Система реабилитационно-оздоровительных комплексов состоит из набора медицинских процедур, таких как дифференцированной термотерапии, светотерапии, физиотерапевтические методы, функциональные массажи, лечебная физкультура, бальнеотерапия, галотерапия и др.

Особое внимание хотелось бы акцентировать на организационной структуре Медсанчасти, которая обеспечила доступность медицинской помощи и реабилитационно-оздоровительных процедур каждому работнику на разрабатываемых газовых месторождениях, удаленность которых составляет от 140 до 700 км до ближайшей городской инфраструктуры.

Всего в составе Медсанчасти функционируют 31 лечебно-профилактических подразделения, из которых 27 здравпунктов, 2 Врачебные амбулатории и 2 отделения межвахтового обслуживания.

Их основная часть (91 %) расположена на месторождениях Общества и на других промышленных объектах.

Расходы на здравоохранения составляют менее 1 % от совокупных затрат Общества. При этом доля расходов на комплексную профилактику и оздоровление занимает лишь 25 % от общих затрат на медицину.

В рамках трехэтапной системы реабилитации здоровья в 2014 г. прошли профилактические курсы в рекреационных комплексах 6 тыс. человек, в отделениях межвахтового обслуживания – 6,5 тыс., около 3 тыс. работников оздоровились в санаториях и профилакториях других регионов страны. Таким образом, возможность профилактики и реабилитации непосредственно на промышленных объектах позволяет охватить около 70 % работающего населения. В целом на одного работника предприятие тратит 89 213 рублей в год.

Об эффективности промышленной профилактической медицины свидетельствуют медико-социальные показатели случаев заболеваний работников с временной утратой нетрудоспособности, первичные выходы на инвалидность, смертности, которые более чем в 2 раза ниже, чем показатели по Надымскому району и в целом по ЯНАО.

Для оценки общей экономической эффективности профилактической медицины были рассчитаны два показателя – прямой и сопутствующий экономический эффекты. Экономические эффекты представляют собой отношение суммы сохраненных финансовых ресурсов предприятия за счет изменения и недопущенного роста медико-социальных показателей, а также стоимости произведенной продукции за счет сохраненной трудоспособности к совокупным затратам на содержание промышленной профилактической медицины.

В практической части доклада остановимся на показателях, используемых при расчете эффективности, которые представлены в таблице.

Стоимость одного дня нетрудоспособности включает в себя оплату 3-х первых дней больничного за счет работодателя, расходы по доплате до среднего заработка, доплата за исполнение обязанностей временно отсутствующего работника.

Расходы на одного работника при первичном выходе на инвалидность и смерти включают затраты по профессиональной подготовке, гарантии и компенсации лицам, прибывшим из других регионов России и впервые начавшим свою трудовую деятельность в районах Крайнего Севера, материальную помощь членам семьи умершего работника.

За анализируемый период общий экономический эффект промышленной медицины превышает от 6 до 15 раз затрат на нее. Обеспечивается это в большей степени сопутствующим эффектом, что обусловлено повышенными медико-социальными показателями по Надымскому району.

Прямой экономический эффект покрывает 50 % затрат на медицину.

В рамках оценки промышленной медицины интерес представляет экономическая обоснованность по включению данного вида затрат в себестоимость продукции.

С учетом главы 25 Налогового Кодекса РФ из совокупной структуры затрат промышленной медицины в себестоимость не включается около 17 %, в основном это затраты на содержание отделений межвахтового обслуживания и Пансионата «Надым» г. Геленджик.

Для рассмотрения целесообразности выбранной систем промышленной медицины был также изучен рынок медицинских услуг на минимально необходимые виды медицинских работ, обусловленные требованиями законодательства и данным медицинской статистики на одного работника, работающего вахтовым методом организации труда. Анализ показал, что аутсорсинг медицинских услуг не дает никаких экономических преимуществ, а наоборот, увеличивает цену газа, которая и так высока (особенно на Ямале).

В целях индивидуальной оценки здоровья было проведено анкетирование, посредством которого было установлено, что 63 % оценивают свое здоровье «хорошо», 35 % «удовлетворительно» и 2 % «плохо». Здоровье заняло 2-е место в шкале ценностей человека: между семьей и материальным благосостоянием. Ответственность за состояния своего здоровья основная масса возлагает в основном на себя, затем на государство, потом на медицинских работников, работодателю отводится последнее место из 6 предложенных. Оценка здоровья находится в прямой зависимости от таких показателей, как возрастной ценз, образование, материальное благополучие, стаж работы на Крайнем Севере, категории работника, периодичность применения профилактических оздоровительных процедур. Увеличение или снижение их влечет за собой улучшение или ухудшение в индивидуальной оценке своего здоровья. Примечательно, что 83 % из опрошенных согласны с утверждением, что «...лучше предупреждать болезнь, чем лечить ее», 69 % считают, что здравпункт на предприятии улучшает доступность и качество первичной медицинской помощи, 65 % оценивающих свое здоровье как «хорошо», активно пользуются лечебно-профилактическими процедурами (бальнеологическими, спортом, закаливанием организма и пр.)

Оценку экономической эффективности промышленной профилактической медицины необходимо производить комплексно, учитывая критерии изменения параметров медико-социальных показателей, выбор критического пути по влиянию на стоимость производимой продукции и нераспределенной прибыли, возможный аутсорсинг медицинских услуг.

Определено, что организация промышленной профилактической медицины (на примере крупного газодобывающего предприятия ООО «Газпром добыча Надым») в тандеме с непосредственным производством приносят предприятию существенный экономический эффект за счет предотвращенного социального ущерба, экономические преимущества, по сравнению с покупкой на действующем рынке медицинских услуг.

Индивидуальная оценка работников состояния своего здоровья определила, что в нефтегазовой промышленности оценка «хорошо» преобладает. Работники отдают предпочтение здравпунктам на предприятии и

считают, что «...лучше предупреждать болезнь, чем лечить ее» путем проведения профилактических-оздоровительных процедур.

Опыт организации промышленной профилактической медицины в суровых климатических условиях Крайнего Севера с большой удаленностью от объектов городской инфраструктуры может иметь практическую ценность в реализации геополитических планов по освоению ресурсов российского Арктического шельфа.

Промышленная профилактическая медицина как элемент социальной ответственности бизнеса должна занять достойное место среди крупных промышленных предприятий, так как процветание предприятия зависит от благополучия каждого работника.

© А. Н. Ерина, 2016

УДК 338.001.36

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ РОССИЙСКИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ В УСЛОВИЯХ КРИЗИСА

Владислав Дмитриевич Кожевин

Новосибирский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, аспирант, тел. (383)363-43-33, e-mail: poly@admin.nsu.ru

Компании нефтегазового комплекса России являются крупнейшими налогоплательщиками в стране и играют ключевую и системообразующую роль в экономике России. Вследствие этого в современных кризисных условиях все большее значение приобретает анализ системы финансовых и экономических показателей, позволяющий оценить эффективность ведения бизнеса с точки зрения выбранной компанией стратегии.

Ключевые слова: экономическая эффективность, нефтегазовые компании, добыча нефти и газа, экономика России.

ANALYSIS OF EFFICIENCY OF FUNCTIONING OF RUSSIAN OIL AND GAS COMPANIES IN CRISIS

Vladislav D. Kozhevnikov

Novosibirsk State University, 630090, Russia, Novosibirsk, 2 Pirogova Str., a graduate student, tel. (383)363-43-33, e-mail: poly@admin.nsu.ru

Russian oil and gas companies are the largest taxpayers in the country and plays a key and backbone role in the Russian economy. Consequently, in the current crisis conditions, more and more importance is the analysis of the system of financial and economic indicators for assessing the effectiveness of the business in terms of the chosen strategy.

Key words: economic efficiency, oil and gas companies, oil and gas, Russia's economy.

Целью исследования явилось развитие методических подходов оценки эффективности деятельности компаний различного масштаба. Объектом анализа стал нефтегазовый комплекс России на примере 10 наиболее крупных по капитализации ВИНК (Газпром, Лукойл, Роснефть, Газпром нефть, Сургутнефтегаз, Татнефть, Башнефть, РуссНефть, Славнефть, Новатэк), а базой – финансовая отчетность 1) докризисных 2011-2013 гг. и 2) кризисного 2014 г. [1]. На базе этих компаний удалось составить интегральный показатель по отрасли.

Обычно для оценки финансово-экономического состояния компаний используются различные подходы: 1) качественная оценка первичных показателей, 2) вторичный анализ или 3) интегральные показатели и анализ банкротств [2].

Вторичные показатели выступают эффективным инструментом в анализе и сравнении различных по масштабу компаний, оказываясь нормированными величинами, имеющими меньшую степень разброса.

В связи с этим был предложен возможный вариант состава вторичных показателей оценки эффективности нефтегазовых компаний, который был разделен на 6 групп (ликвидности, платежеспособности, рентабельности, оборачиваемости, рыночной активности, производственно-финансовые), наиболее полно отражающих различные аспекты деятельности компаний.

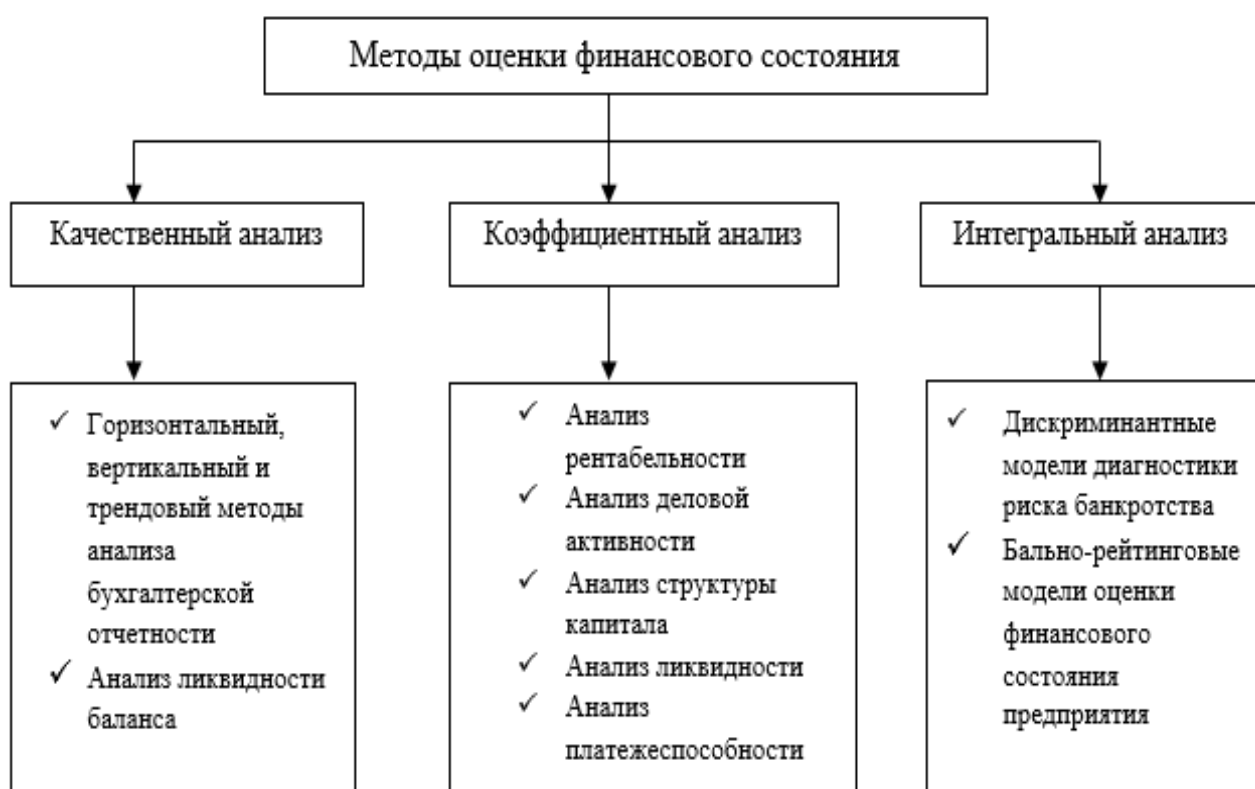


Рис. Подходы к оценке финансового состояния предприятий, в том числе нефтегазового комплекса [3, 4]

На основе предложенной системы вторичных показателей автором был получен ряд выводов.

1. Выявлен ряд тенденций, указывающих на значительное ухудшение состояния НГК России. При этом негативные элементы в развитии отрасли появились до начала полномасштабного развития кризисных явлений 2014-2015 гг. К примеру, снижается рентабельность активов (сокращение на 46% за

2011-2014 гг.), растет долговая нагрузка отрасли, снижается текущая ликвидность и отношение капитализации к запасам и др.

2. В значительной степени состояние компаний определяет политика государства, направленная на формирование сырьевой направленности не только отрасли в целом, но и отдельно по компаниям.

3. С учетом значений рассчитанных показателей выявлена меньшая эффективность отечественных компаний по способности генерирования положительного денежного потока. Соответственно российские ВИНК значительно уступают в размере капитализации иностранным компаниям при сопоставимом объеме производства.

Таблица

Динамика вторичных показателей эффективности функционирования НГК России в 2011-2014 гг. (рассчитаны как средневзвешенное значение по крупнейшим российским нефтегазовым компаниям) [5, 6]

Показатель	2011	2012	2013	2014
Рентабельность активов	11,4%	10,3%	8,7%	4,9%
Финансовый леверидж	0,47	0,45	0,57	0,68
Текущая ликвидность	1,91	1,83	1,70	1,60
Оборачиваемость активов	0,67	0,69	0,69	0,70
Доля выплаченных дивидендов	0,27	0,25	0,48	0,47
Отношение капитализации к запасам	27,11	26,70	26,27	24,04

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Конторович А.Э., Эдер Л.В. Новая парадигма стратегии развития сырьевой базы нефтедобывающей промышленности Российской Федерации // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. - 2015. - № 5. - С. 8-17.

2. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Мочалов Р.А. Эффективность бизнес-стратегий российских нефтегазовых компаний // Бурение и нефть. - 2015. - № 3. - С. 3-10.

3. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Моисеев С.А. Нефтегазовый комплекс Восточной Сибири и Дальнего Востока: тенденции, проблемы, современное состояние // Бурение и нефть. - 2015. - № 12. - С. 3-12.

4. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Немов В.Ю., Проворная И.В. Современное состояние и основные тенденции развития нефтяной промышленности // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. - 2014. - № 3. - С. 40-51.

5. Конторович А.Э., Эпов М.И., Эдер Л.В. Долгосрочные и среднесрочные факторы и сценарии развития глобальной энергетической системы в XXI веке // Геология и геофизика. 2014. - Т. 55. - № 5-6. - С. 689-700.

6. Консолидированная финансовая отчетность компаний по МСФО, US GAAP, РСБУ. - 2011-2014.

© В. Д. Кожевин, 2016

УДК 550.4

ИЗМЕНЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ НЕФТЯНОГО СЕКТОРА РОССИИ В 2016 ГОДУ

Андрей Юрьевич Колпаков

Институт народнохозяйственного прогнозирования РАН, 117418, Россия, г. Москва, Нахимовский проспект, 47, кандидат экономических наук, научный сотрудник лаборатории прогнозирования топливно-энергетического комплекса, тел. (499)129-67-97, e-mail: ankolp@gmail.com

Ухудшение ценовой конъюнктуры мировых энергетических рынков оказало существенное влияние на состояние российской экономики. Девальвация национальной валюты в определенной степени смягчила эффект падения мировых цен на нефть для бюджета, однако привела к ускорению инфляции и падению жизненного уровня населения. До сих пор государство воздерживалось от повышения налоговой нагрузки на нефтяной сектор, ожидая в том числе и первых итогов внедрения налогового маневра. Однако в 2016 году в условиях нарастающего риска бюджетного дефицита были инициированы изменения параметров налогообложения нефтяного сектора для «изъятия дополнительных девальвационных доходов» из отрасли.

Ключевые слова: нефтяной сектор, налоговый маневр, налогообложение.

CHANGE OF RUSSIAN OIL SECTOR TAXATION IN 2016

Andrey Yu. Kolpakov

Institute of Economic Forecasting RAS, 117418, Russia, Moscow, 47 Nakhimovskiy Prospect, Ph. D., Researcher of the Laboratory of Energy Sector Forecasting, tel. (499)129-67-97, e-mail: ankolp@gmail.com

Declining price situation on the world energy markets had a significant impact on the state of the Russian economy. Devaluation of the national currency to some extent mitigated the effect of the world oil prices decrease for the budget, however, has led to an acceleration of inflation and a drop in household incomes. Until now, the government has refrained from increasing the tax burden on the oil sector, waiting the first results of the implementation of the tax maneuver. However, in 2016 the risks of the budget deficit are rising and change of oil sector taxation to "withdrawal the additional devaluation income of the industry" were initiated.

Key words: oil sector, taxation, tax maneuver.

С целью получения дополнительного притока налоговых поступлений от нефтяного сектора в бюджет РФ в 2016 г., помимо уже утвержденного сохранения ставки экспортной пошлины (далее – ЭП) на нефть на уровне 2015 г., Правительство Российской Федерации рассматривает дополнительные варианты повышения акцизов на бензин и дизельное топливо на 1 и 2 руб./л соответственно, а также снижения вычета НДС с 15 до 7,5 долл./барр. В работе сделана попытка проанализировать эффект предлагаемых мер [1].

В таблице приведены количественные оценки параметров функционирования нефтяного сектора России для разных вариантов корректировки параметров его налогообложения в 2016 г.

Таблица

Оценка показателей функционирования нефтяного сектора России
при разных вариантах корректировки параметров
налогообложения в 2016 г. [2]

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016 (оценка)			
							Налоговый маневр	Сохранение ставки ЭП на нефть	Дополнительное повышение акцизов	Снижение вычета НДС
Отдельные параметры физического баланса										
Добыча нефти, млн. т	505	512	519	522	526	534	534			
Экспорт нефти, млн. т	247	244	240	237	223	241	230			
Переработка нефти, млн. т	250	258	270	278	294	286	297			
Конъюнктурные параметры										
Brent, долл./барр.	79	111	112	109	99	52	35			
Курс доллара, руб.	30,4	29,4	31,1	31,8	38,6	61,2	75,0			
Экономические параметры функционирования нефтяного сектора										
Свободный денежный поток нефтяного сектора, млрд. руб.	997	1038	1147	1150	970	1087	819	648	648	106
Инвестиции в нефтяном секторе, млрд. руб.	778	879	1164	1422	1596	1543	1400			
Налоговые выплаты, млрд. руб.	3921	5625	6351	6393	7043	5439	3879	3966	4063	4509
Цена бензина, руб./л	22,9	26,5	28,9	30,6	33,4	35,0	35,6	35,3	37,6	35,3
Справочно										
Выплата долгов и дивидендов, млрд. руб.	637	677	731	835	1596	н.д.	—			
в том числе долгов	490	502	464	514	1261	н.д.	—			
в том числе дивидендов	147	174	266	321	335	н.д.	—			

Примечание: Свободный денежный поток нефтяного сектора рассчитывается как (Чистая прибыль) + (Амортизация) – (Инвестиции).

Для расчета выбраны значения мировой цены на нефть Brent и курса доллара по отношению к рублю, актуальные в феврале 2016 г. Кроме того, предполагается, что после увеличения физических объемов экспорта нефти в 2015 г. (что было ожидаемо, так как при параметрах налогового маневра данное направление впервые за последние 6-7 лет становилось более прибыльным по сравнению с экспортом нефтепродуктов) сохранение ставки ЭП на нефть на уровне 42 % приведет, по оценкам автора, к обратным изменениям в части экономики поставок и, следовательно, наращиванию объемов нефтепереработки. При этом на фоне падения мировых цен на нефть (а значит, снижения доступных финансовых ресурсов и стимулов к расширению производства) и прохождения наиболее активных стадий программы модернизации российской нефтепереработки можно допускать снижение инвестиций в нефтяном секторе на 10 %.

По итогам 2015 г. наиболее чувствительным к падению цен на мировом рынке нефти оказалось государство (объем налоговых сборов с нефтяного сектора снизился с 7043 до 5439 млрд. руб.), тогда как свободный денежный поток отрасли даже вырос (с 970 до 1087 млрд. руб., ненамного уступив пиковым значениям 2012-2013 гг.), а средние потребительские цены на бензин на внутреннем рынке увеличились только на 5 % (при общем уровне инфляции в стране порядка 12 %).

Поскольку свободный денежный поток характеризует в первую очередь способность компаний к выплатам дивидендов и снижению своей задолженности, то, сопоставляя соответствующие строки в таблице, можно сделать вывод, что вплоть до 2013 г. нефтяной сектор функционировал в условиях избыточности данного показателя. В 2014 г. вследствие ускоренного погашения валютных долгов ОАО «НК «Роснефть» в отрасли образовался дефицит свободного денежного потока, а дополнительным значимым источником финансовых ресурсов стало увеличение долгосрочной предоплаты по договорам поставки нефти в размере порядка 500 млрд. руб. Исходя из отчетности компании за 9 месяцев 2015 г., масштабы подобных операций и в части списания долгов, и в части получения предоплат только увеличились.

Заморозка ставки ЭП на нефть в 2016 г. способствует перераспределению рисков дефицита финансовых средств между государством и нефтяными компаниями – свободный денежный поток последних снизится примерно до 648 млрд. руб., а налоговые выплаты составят 3966 млрд. руб., увеличившись на 90 млрд. руб. по сравнению со сценарием базовых параметров налогового маневра. С одной стороны, 648 млрд. руб. нефтяным компаниям будет явно недостаточно для ведения бизнеса в привычном режиме. С другой – после длительного периода благоприятных условий функционирования разделение рисков с государством выглядит достаточно рациональным вариантом, тем более что у нефтяных компаний существует неиспользуемый ранее

дополнительный источник финансирования в виде сокращения дивидендных выплат (которые стабильно росли до сих пор). Аргументы же о сжатии инвестиционной активности выглядят в настоящее время неубедительными – вряд ли российские нефтяные компании наращивали бы ее в условиях экстремально низких мировых цен на нефть.

Кроме того, вследствие действующего принципа нетбэк на внутреннем рынке нефти и нефтепродуктов, неснижение ставки ЭП в 2016 г. окажет сдерживающее воздействие на рост конечных цен. Так, в данном сценарии следует ожидать подорожание бензина в среднем всего на 30-40 коп./л.

Таким образом, сценарий заморозки ЭП на нефть на 2016 г. представляется достаточно рациональным. Дополнительное повышение акцизов на бензин и ДТ является закономерным продолжением политики распределения рисков государства, но теперь уже с конечными потребителями. В данном случае средняя розничная цена на бензин может составить по итогам 2016 г. 37,6 руб./л, увеличившись на 7,5 %, т. е. в очередной раз оказавшись в пределах инфляции (вопрос, является ли наблюдаемый уровень инфляции в стране приемлемым, не рассматривается в данной работе; автор хочет лишь сказать, что аргументация и ориентиры государства при принятии данного решения понятны) [3]. Дополнительные налоговые поступления оцениваются в 90-100 млрд. руб.

Итого две рассмотренные правки параметров фискального режима в нефтяном секторе России обеспечат порядка 200 млрд. руб. дополнительных налоговых поступлений в бюджет РФ. Следует напомнить, что такую сумму Минфин России надеялся собрать только за счет заморозки ставки ЭП на нефть, однако данные оценки выполнялись осенью 2015 г. при других уровнях цены на нефть Brent и курса национальной валюты.

Что же касается предложения снижения вычета НДС с 15 до 7,5 долл./барр., которое может обеспечить дополнительные 450 млрд. руб. налоговых поступлений в бюджет РФ, то здесь следует понимать, что при реализации подобной меры свободный денежный поток отрасли упадет до порядка 100 млрд. руб. (при фиксированном в расчете объеме инвестиций). Назвать этот сценарий «взвешенным и сбалансированным» никак нельзя.

Приведенные выше рассуждения о рациональности применения тех или иных предложений по корректировке параметров налогообложения нефтяного сектора России относятся только к ситуации бюджетного дефицита в 2016 г. Что касается средне- и долгосрочной перспективы, то устойчивое развитие отрасли напрямую сопряжено с привлечением масштабных инвестиций в обустройство новых регионов, повышение эффективности добычи на существующих месторождениях и развитие отечественного сектора нефтесервисных услуг. В этом смысле не существует иной альтернативы, кроме снижения и оптимизации уровня налогообложения нефтяного сектора.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Колпаков А.Ю. Оценка ограничений спроса на российский газ в Европе до 2040 г. Научные труды ИНП РАН, 2012.
2. IEA, World Energy Outlook 2014.
3. Башмаков И.А. Разработка комплексных долгосрочных программ энергосбережения и повышения энергоэффективности: методология и практика: дис. ... д-р экон. наук. - М.: ИНПРАН, 2013. - 429 с.

© А. Ю. Колпаков, 2016

УДК 338.242.2

КАЧЕСТВО МЕНЕДЖМЕНТА И ПРИНИМАЕМЫХ УПРАВЛЕНЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ В ВЕДУЩИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЯХ РОССИИ

Андрей Олегович Костылев

Новосибирский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, аспирант НГУ, e-mail: kostylev2102@gmail.com

Лариса Владимировна Скопина

Новосибирский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, кандидат экономических наук, доцент, старший научный сотрудник; ИЭиОПП СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Ак. Лаврентьева, 17, докторант, e-mail: l.v.skopina@gmail.com

Систематизированы результаты ряда эмпирических исследований о поведенческих особенностях менеджеров, которым собственники делегировали принятие инвестиционных решений. Проведен анализ качества менеджмента и принимаемых управленческих решений российскими менеджерами в нефтегазовой отрасли России с использованием 2 критериев оценки: изменение рыночной капитализации компании и мнение профессионального сообщества. Цель работы – привлечь внимание к низкой эффективности качества менеджмента в государственных нефтегазовых компаниях России.

Ключевые слова: излишняя самоуверенность менеджера, качество управленческих решений, государственные компании.

MANAGEMENT QUALITY AND MANAGEMENT DECISIONS MADE IN LEADING RUSSIAN OIL AND GAS COMPANIES

Andrey O. Kostylev

Novosibirsk State University, 630090, Russia, Novosibirsk, 2 Pirogova Str., Post-graduate student in the NSU, e-mail: kostylev2102@gmail.com

Larisa V. Skopina

Novosibirsk State University, 630090, Russia, Novosibirsk, 2 Pirogova Str., Ph. D., docent, Senior Research Scientist in the NSU; Institute of Economics and Industrial Engineering, 630090, Russia, Novosibirsk, 17 Lavrentyev Prospect, candidate for a doctor's degree, e-mail: l.v.skopina@gmail.com

Results of empirical surveys about behavior patterns of managers, authorized by owners to make investment decisions, are systematized. Analysis of management quality and decisions made by Russian oil and gas managers are performed using the following 2 criteria: market capitalization change and opinion of professional society. The purpose of the research is to attract attention to low management quality in Russian state owned oil and gas companies.

Key words: manager overconfidence, quality of managerial decisions, state owned companies.

Классические теории фирм исходят из того, что менеджеры, которым делегировано принятие управленческих решений, действуют только в интересах акционеров или собственников бизнеса. В действительности финансовые теории далеки от реальности, потому что при принятии управленческих решений менеджер действует исходя из собственных интересов. Возникающий конфликт интересов менеджера и собственника бизнеса принято называть агентским конфликтом.

Gordon Donaldson в своем исследовании [1] 12 крупнейших компаний из списка Fortune 500 приходит к следующему выводу: менеджеры действуют исходя из максимизации корпоративного благосостояния («corporate wealth»), а не стоимости компании в интересах акционеров. Корпоративное благосостояние определяется как «агрегированная рыночная власть, доступная менеджменту для реализации стратегических целей компании в течение заданного периода времени». С практической точки зрения подконтрольные денежные ресурсы, в том числе кредитные, с помощью которых менеджмент управляет выпуском товаров и услуг, определяют корпоративное благосостояние.

Roll Richard в своей работе [2] подчеркивает важность так называемого мотива гордыни в поведении менеджеров. Феномен заключается в том, что эффективный менеджер страдает «комплексом вечной эффективности» и считает собственные оценки максимально точными по сравнению с другими, в том числе рыночными. Описанный феномен также известен под названием «эффект излишней самоуверенности» («overconfident effect»). Следствием эффекта излишней самоуверенности в инвестиционных решениях является «проклятие победителя» и «эффект влипания», когда сами менеджеры поняли ошибки в просчетах и бесперспективность вложений в проект, но уже не могут остановить инвестиционный механизм в силу нежелания разрушить свой успешный имидж на рынке. Эффект излишней самоуверенности менеджеров описан нами в статье «Эффект излишней самоуверенности менеджера как фактор неопределенности при оценке нефтегазовых инвестиционных проектов», вышедшей в журнале «Вестник НГУ: социально-экономические науки» в 2013 г. [3].

Остановимся более подробно на эмпирических исследованиях менеджеров. Russo и Schoemaker [4] попросили американских управленцев оценить достоверность их собственных ответов на общие вопросы, а также вопросы, касающиеся отраслей и компаний. Оценка результатов позволила оценить самоуверенность респондентов: участники, оценивающие достоверность своих ответов на уровне 90 %, ошиблись по меньшей мере в 50 % случаев.

С. Аукуционек и А. Белянин [5] оценивали качество шестимесячных прогнозов российских управленцев следующих 6 индикаторов деятельности возглавляемых ими компаний: стоимость сырья и готовой продукции, зарплата, занятость, выпуск и инвестиции. Исследователи сделали следующий вывод: российские менеджеры в основном подвержены эффекту излишней самоуверенности. Более того, уровень самоуверенности по данным опроса топ-менеджеров более 500 российских предприятий из разных отраслей экономики был гораздо выше по сравнению с результатами ранее проведенных аудиторных экспериментов. В работе присутствует следующая оценка: из 14 респондентов, оценивающих достоверность своих прогнозов выпуска продукции на уровне 100 %, только 7 оказались правы. Кроме того, уровень самоуверенности менеджеров с течением времени не снижается, по крайней мере, в отсутствие обратной связи.

Остановимся более подробно на оценке качества менеджмента и принимаемых управленческих решений российскими менеджерами в нефтегазовой отрасли. Проанализированы 5 нефтегазовых компаний: 2 частные западные компании (Total, BP), частная российская компания (ПАО «Лукойл») и 2 государственных российских компаний (ОАО «НК «Роснефть», ПАО «Газпром»). Выбор российских компаний обусловлен их ролью в нефтегазовой отрасли России: по результатам 2014 г. доля в общей добыче газа составляет 85 %, в добыче нефти – 71 %.

При оценке качества менеджмента и принимаемых управленческих решений предлагается использовать 2 критерия: изменение капитализации компании и мнение других участников рынка (признание в профессиональной среде).

Для учета мнения профессионального сообщества в качестве критерия качества управленческих решений использовался ежегодный рейтинг «ТОП-1000 российских менеджеров», составляемый по итогам опросов бизнес-сообщества Ассоциацией менеджеров и публикуемый ежегодно ИД «Коммерсантъ». Целью исследования является выявление наиболее эффективных управленцев внутри профессионального сообщества по мнению самих представителей сообщества. Результаты анализа рейтингов высших руководителей и финансовых директоров в российской энергетике и топливном комплексе в 2011-2015 гг. на предмет вхождения в него представителей рассматриваемых компаний представлены ниже (таблица).

Таблица

**Анализ рейтингов высших руководителей и финансовых директоров
в российской энергетике и топливном комплексе в 2011-2015 гг.**

Год опубликования рейтинга	Компания, ФИО менеджера
Высшие руководители/Руководители компании	
2015	-
2014	-
2013	-
2012	-
2011	ПАО «Лукойл» (Алекперов В.Ю.), ПАО «Газпром» (Миллер А.Б.)
Финансовые директора	
2015	ПАО «Лукойл» (Кукура С.П.),
2014	ПАО «Лукойл» (Кукура С.П.)
2013	ПАО «Лукойл» (Кукура С.П.), ПАО «Газпром» (Круглов А.В.), ТНК-ВР (Мьюир Джонатан)
2012	ПАО «Лукойл» (Кукура С.П.), ПАО «Газпром» (Круглов А.В.), ТНК-ВР (Мьюир Джонатан)
2011	ПАО «Газпром» (Круглов А.В.), ПАО «Лукойл» (Кукура С.П.), ТНК-ВР (Мьюир Джонатан)

Представленная таблица позволяет сделать вывод о том, что за последние 4 года менеджмент ведущих государственных топливно-энергетических компаний в России (ПАО «Газпром», ОАО «НК «Роснефть»)) не попадал в число лучших высших руководителей по мнению профессионального сообщества. Финансовый директор крупнейшей частной нефтяной компании России ПАО «Лукойл» входит в рейтинг на всем горизонте анализа, тогда как представители государственных компаний отсутствовали в рейтинге после 2013 г. Также профессиональное сообщество ежегодно отмечало финансового директора компании ТНК-ВР, которой до покупки ОАО «НК «Роснефть» владел консорциумом российских частных инвесторов и британской нефтегазовой компании ВР.

Рассмотрим изменение капитализации интересующих нас компаний. Проведенный анализ позволяет сделать вывод о том, что в период с 2011 г. по 2013 г. при сложившихся благоприятных рыночных условиях (рост и последующая стабилизация цен на нефть) капитализация государственных нефтегазовых компаний России изменялась разнонаправленно: капитализация ОАО «НК «Роснефть» выросла (+16 %) больше, чем капитализация ВР (+12 %), но меньше, чем капитализация Total (+20 %), капитализация ПАО «Газпром» снизилась (-19 %). В период с 2013 г. по 2015 г. наблюдалось снижение цен на нефть и, как следствие, снижение капитализации всех рассматриваемых компаний. При этом капитализация российских компаний снизилась сильнее, чем зарубежных. Отдельно стоит подчеркнуть, что капитализация российских

государственных компаний упала сильнее капитализации ПАО «Лукойл» (частная компания).

Рассмотрим более подробно рост капитализации ОАО «НК «Роснефть» в период с 2011 г. по 2013 г. По состоянию на конец 2012 г. капитализация ОАО «НК «Роснефть» составила около 93 млрд долл. В первой половине 2013 г. указанная государственная компания завершила сделку по покупке компании ТНК-ВР у британской нефтегазовой компании ВР и российского консорциума ААР примерно за 55 млрд долларов США. Сделка по покупке конкурента в случае положительной оценки ее целесообразности инвестиционным сообществом должна была привести к росту капитализации ОАО «НК «Роснефть». Однако роста стоимости крупнейшей государственной нефтяной компании России не произошло ни в 2013 г., ни впоследствии – по состоянию на конец 2015 г. капитализация ОАО «НК «Роснефть» была меньше стоимости сделки. Таким образом, прирост капитализации на 11 млрд долларов США на конец 2013 г. по сравнению с концом 2011 г. не может считаться позитивным фактором, скорее он указывает на потерю стоимости актива из-за низкой оценки качества менеджмента ОАО «НК «Роснефть» участниками фондового рынка.

Завершая анализ качества менеджмента и принимаемых ими управленческих решений на примере сравнения ведущих нефтегазовых компаний России с зарубежными компаниями-аналогами, можно сделать следующие выводы.

Во-первых, сравнение динамики капитализации российских компаний с зарубежными компаниями-аналогами указывает на низкую оценку инвестиционным сообществом качества менеджмента российских государственных компаний в периоде с 2011 по 2015 гг.

Во-вторых, использование мнения профессионального сообщества как критерия оценки качества менеджмента свидетельствует о низком качестве менеджмента в лидирующей нефтяной компании России ОАО «НК «Роснефть» и ухудшении качества в российской крупнейшей газовой компании ПАО «Газпром».

Перечисленные методы анализа не являются исчерпывающими. Однако их применение позволило достичь важной цели – привлечь внимание к низкой эффективности качества менеджмента в государственных нефтегазовых компаниях России.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Donaldson G. Managing Corporate Wealth. - New York: Praeger publishers, 1984 - 354 p.
2. Roll R. Hubris hypothesis of Corporate Takeovers // Journal of Business. The University of Chicago. - 1986. - Vol. 59:2. - P. 197-216.
3. Мкртчян Г.М., Костылев А.О., Скопина Л.В. Эффект излишней самоуверенности менеджера как фактор неопределенности при оценке нефтегазовых инвестиционных проектов // Вестник НГУ: социально-экономические науки. - 2013. - Т.13. - Вып. 3. - С. 102-113.

4. Russo J. E., Schoemaker P. J. H. Managing overconfidence // Sloan Management Review. -1992. - Vol. 33 (2). - P. 7-17.
5. Aukutsionek S.P., Belianin A.V. Quality of forecasts and business performance: a survey study of Russian managers // Journal of Economic Psychology. - 2001. - Vol. 22. - P. 661-692.

© А. О. Костылев, Л. В. Скопина, 2016

УДК 338.27

ВЫБОР СОВРЕМЕННЫХ МЕТОДОВ ОЦЕНКИ ПРОЕКТОВ ПО РАЗРАБОТКЕ ЛИЦЕНЗИОННЫХ НЕФТЯНЫХ УЧАСТКОВ

Лариса Владимировна Скопина

Новосибирский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, кандидат экономических наук, доцент, тел. (913)937-86-83, e-mail: l.v.skopina@gmail.com

Павел Владиславович Тенсин

Новосибирский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, аспирант, тел. (913)935-33-00, e-mail: brightstone@yandex.ru

Выбор метода оценки эффективности проекта по разработке нефтяных участков с высокой степенью риска и неопределенности – одна из ключевых проблем менеджмента. В условиях ограниченной информации актуальным становится применение нечетких множеств. В работе сопоставляются некоторые из современных методов. На основе статистических данных смоделированы характеристики российского нефтяного месторождения и проанализированы результаты расчета NPV на основе нечеткой логики и метода Монте-Карло.

Ключевые слова: инвестиционный проект, метод оценки, нефтяной участок, разработка месторождения.

THE CHOICE OF MODERN VALUATION METHODS OF THE LICENSED OIL FIELDS DEVELOPMENT PROJECTS

Larisa V. Skopina

Novosibirsk State University, 630090, Russia, Novosibirsk, 2 Pirogova Str., Ph. D., Associate Professor, tel. (913)937-86-83, e-mail: l.v.skopina@gmail.com

Pavel V. Tensin

Novosibirsk State University, 630090, Russia, Novosibirsk, 2 Pirogova Str., Graduate student, tel. (913)935-33-00, e-mail: brightstone@yandex.ru

Selecting the method for assessing the effectiveness of the oil fields development project with a high degree of risk and uncertainty - is one of the key problems of management. In conditions of limited information the use of fuzzy sets becomes relevant. In the paper are compared some of the modern methods. On the basis of statistical data were modeled characteristics of the Russian oil field and the results of NPV calculation based on fuzzy logic and method "Monte Carlo" were analyzed.

Key words: investment project, valuation method, oil field, field development.

Выбор инструментария для оценки инвестиционного проекта – первоочередная и, вероятно, одна из самых главных задач менеджера. Специфика нефтегазовой отрасли накладывает ограничения на выбор метода оценки лицензионных участков. В этой связи необходимо найти инструмент оценивания, который позволит наиболее адекватно измерить эффективность проекта в условиях риска и неопределенности.

Актуальным вопросом является освоение нефтегазовыми компаниями слабо разработанных в промышленном отношении территорий Восточной Сибири и Дальнего Востока. Крупные месторождения Западной Сибири и Европейской части, занимающие более 70 % от общей добычи страны, характеризуются обеспеченностью 8-10 лет [1], а также увеличивающейся с каждым годом долей трудноизвлекаемого сырья. «...Текущие предварительно оцененные запасы и ресурсы распределенного фонда недр в основных районах добычи нефти и газа могут обеспечить воспроизводство минерально-сырьевой базы в ближайшие 10-15 лет не более чем на 50 процентов, а остальные запасы будут приращены на новых объектах... При этом падение добычи нефти в Тюменской области, основном нефтедобывающем регионе страны, будет компенсироваться ростом добычи нефти в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке...», – утверждается в Энергетической стратегии России на период до 2030 г. [1] (утверждена в 2009 г). За период 2011-2015 гг. доля Дальнего Востока и Восточной Сибири в российской добыче увеличилась всего на 3,1 %, с 8,3 % до 11,4 % [2].

Отдельно остановимся на ключевых факторах, оказывающих негативное влияние на рост динамики запасов и добычи нефти.

С июня 2014 по февраль 2016 г. цены на нефть упали на 70 %. Некоторое время ослабление национальной валюты поддерживало уровень рублевой выручки от экспорта нефти. Соответственно, бюджетные нефтяные доходы (около 50 % федерального бюджета) оставались на прежнем уровне, и их часть могла быть использована для инвестирования в нефтегазовые проекты. Также оставалось больше возможностей для реализации льгот нефтяному сектору. Однако развившийся на этом фоне структурный экономический кризис в стране затрудняет реализацию подобных проектов.

Ухудшение позиции России на мировой арене, отражающееся во взаимном применении санкций между странами, привело к частичной потере цепей поставок. Переориентация с Европы на Азиатско-Тихоокеанский регион, главным образом на Китай, является перспективной альтернативой для России. Однако налаживание новых связей в поставках сырья сопровождается определенными проблемами. В середине 2015 г. Китай в процессе переговоров отказался финансировать газопровод «Сила Сибири» [3]. Стоит также заметить, что в китайской экономике наблюдается спад промышленного производства [4] и, соответственно, снижение спроса на энергоносители. Данные факторы накладывают на российские ВИНК дополнительные финансовые риски.

Таким образом, нефтяным компаниям сегодня следует с большей ответственностью подходить к инвестированию в новые участки. Это обусловливается нестабильностью на мировом нефтяном рынке и внутренним экономическим кризисом. В этой связи в условиях высокой неопределенности актуальна проблема выбора методов оценки инвестиционных проектов НГС.

«Как правило, для решения подобных задач [формирования портфеля проектов] привлекается аппарат теории вероятности», – утверждают авторы статьи [5] Высшей школы экономики. Действительно, теория вероятностей представляет собой традиционный инструмент оценки риска. Одним из главных методов с использованием классической вероятности является метод Монте-Карло, смысл которого заключается в многократных случайных испытаниях, генерирующих вероятностную картину конечного показателя. Определение вероятностных распределений входящих показателей производится на основе статистических выборок.

В оценке инвестиционных проектов данный метод используется для расчета NPV. Для начальных показателей, таких как ставка дисконта, цена актива, ожидаемые издержки и др., берутся статистические выборки и строятся распределения вероятностей, которые затем используются в случайных испытаниях.

При отсутствии достаточной информации о показателях возникает проблема корректности применения классической теории вероятностей. Цена нефти, налоговые ставки (в России) и др. подвержены серьезным колебаниям, которые обуславливаются не только экономическим, но и спекулятивным и политическим факторами. Их оценка с точки зрения чисто технического анализа может быть ошибочной.

Еще одним способом оценки NPV проекта является метод реальных опционов. В финансах опцион – это производный финансовый инструмент, покупатель которого имеет право (но не обязательство) на покупку/продажу базового актива по заранее оговоренной цене. Ключевое отличие данного метода от стандартной оценки денежных потоков заключается в возможности изменения решений, изначально принятых менеджментом проекта. Под реальными опционами в этом случае подразумевается право принятия решений относительно развития на разных этапах проекта. Стоимость проекта (реальных опционов) определяется его «гибкостью»: чем больше возможностей у менеджера в будущем повлиять на реализацию проекта и ее результат, тем выше стоимость (в данном случае – NPV). К примеру, имеется двухгодичный проект, в котором первый год отводится на запуск продукции, а второй – на его реализацию. Затраты подразделяются на первоначальные и на затраты начала второго года. Выручка: оптимистичный и пессимистичный прогноз. Если через год после запуска проекта станет известно о цене и, как следствие, о выручке от продаж, менеджер может закрыть проект в виду его нерентабельности (пессимистичный вариант, низкая цена). Величина NPV в приведенной ситуации может быть выше при оценке методом реальных опционов.

Стоит отметить, что данная методика также использует классический аппарат теории вероятностей и подходит для проектов с относительно небольшими стартовыми инвестициями. Инвестиции в разработку нефтяного участка и создание инфраструктуры являются одними из основных статей затрат подобного проекта. Это накладывает ограничения на гибкость NPV.

Применение нечетких множеств позволяет оценить риски проекта в условиях недостаточной информации. Основоположителем нечеткой логики является американский математик Лютфи Заде. Нечеткое множество – базовое понятие нечеткой логики, и основывается оно на следующем допущении: функция принадлежности элемента множеству может принимать любые значения в интервале $[0, 1]$, а не только значения 0 и 1. Наглядным примером может служить нечеткое множество «рентабельность разработки нефтяного месторождения», в функции принадлежности которого аргументом является средний дебит скважин. Если эксперт оценивает конкретный участок со средним дебитом 80 т/сут как рентабельный со степенью достоверности 70 %, то аргументу 80 будет соответствовать значение функции 0,7. Таким образом, «нечеткость» величины формализуется на математическом языке.

В работе [6] доктора экономических наук Недосекина А.О., внесшего вклад в применение нечетких множеств, нечеткое число определяется как подмножество нечеткого множества, такое, что: 1) существует такое значение носителя, в котором функция принадлежности равна единице; 2) при отступлении от своего максимума влево или вправо функция принадлежности убывает. Приведем пример: если эксперт считает, что в будущем цена нефти не упадет ниже 20\$ за баррель и не поднимется выше 40\$, определяя при этом цену 30\$ как наиболее вероятную, то он может задать нечеткое число (20, 30, 40) с так называемой треугольной функцией принадлежности. Определив

арифметические операции над нечеткими числами, можно приступить к расчету NPV и получить в качестве результата интерпретацию его нечеткого значения.

В качестве критерия эффективности проекта предлагается взять внутреннюю норму рентабельности (IRR), задав требуемые границы значений. Величина IRR рассчитывается как ставка дисконтирования, при которой ЧДД равен нулю. В российских условиях с учетом инфляции нижний порог границы целесообразно устанавливать на уровне не менее 25 %. IRR ниже данного уровня может допускаться в проектах, задействованных в государственных программах развития. Выгода подобных инвестиций выражается в мультипликативном экономическом эффекте.

Необходимо отдельно остановиться на оценивании экспертом нечетких показателей. Логично задаться вопросом: насколько справедливы будут подобные оценки? Ответ на этот вопрос даст только время. Тем не менее к менеджеру, применяющему нечеткую логику, предъявляются некоторые требования. Во-первых, профессионализм в своей области. Человек, не имеющий квалификации и опыта работы в нефтегазовом секторе, вряд ли адекватно оценит отраслевые и корпоративные риски в условиях ограниченной информации. Во-вторых, проектный эксперт должен уметь корректно и предельно ясно трактовать полученные результаты. В противном случае существует риск непринятия потенциально эффективного проекта.

Авторами работы был произведен расчет NPV проекта по разработке нефтяного участка методом Монте-Карло и методом нечетких множеств. Запасы рассматриваемого нефтяного месторождения были заданы фиксировано – 500 млн. т. Взята статистическая информация [7] о фактических удельных производственно-финансовых показателях и ренте. На основе данных статистики для определенных показателей смоделированы вероятностные распределения и функции принадлежности.

Подводя итоги, мы склонны предполагать, что использование нечеткой логики во многом решает проблему недостаточной статистической информации в оценке инвестиционной привлекательности проекта по разработке нефтяного месторождения. Также, в сравнении с методом Монте-Карло, в методе расчета NPV на основе нечетких множеств отсутствует необходимость в установлении корреляции между показателями. Минусом являются неустойчивость решения в плане экспертных оценок.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года [Электронный ресурс] // Институт энергетической стратегии (ГУ ИЭС). URL: [www.energystrategy.ru/projects/docs/ES-2030_\(utv._N1715-p_13.11.09\).doc](http://www.energystrategy.ru/projects/docs/ES-2030_(utv._N1715-p_13.11.09).doc) (дата обращения: 11.01.2016).
2. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Моисеев С.А. Нефтегазовый комплекс Восточной Сибири и Дальнего Востока: тенденции, проблемы, современное состояние [Электронный ресурс] // Бурение и Нефть: специализированный журнал. 2016. №2. URL: <http://burneft.ru/archive/issues/2015-12/3> (дата обращения: 20.02.2016).

3. Китай отказался финансировать «Силу Сибири» [Электронный ресурс] // Finanz.ru. 2015. 26 июня. URL: <http://www.finanz.ru/novosti/aktsii/kitay-otkazalsya-finansirovat-silu-sibiri-1000694873> (дата обращения: 10.01.2016).

4. Деловая активность в промышленности Китая упала до шестилетнего минимума [Электронный ресурс] // РБК: деловое информационное агентство. 2015. 21 августа. URL: <http://www.rbc.ru/economics/21/08/2015/55d6f5ef9a79471e6762bd32> (дата обращения: 10.01.2016).

5. Аньшин В.М., Демкин И.В., Царьков И.Н., Никонов И.М. Применение теории нечетких множеств к задаче формирования портфеля проектов [Электронный ресурс] // Национальный исследовательский университет Высшая школа экономики. URL: https://www.hse.ru/data/620/907/1224/Publ2_Anshin.pdf (дата обращения: 20.02.2015).

6. Недосекин А.О. Нечетко-множественный анализ риска фондовых инвестиций [Электронный ресурс] // Д.э.н. Недосекин и его персональная страница. URL: http://sedok.narod.ru/s_files/Book_22002.zip (дата обращения: 15.12.2015).

7. Высоцкая Т.Р. Метод реальных опционов в оценке стоимости инвестиционных проектов [Электронный ресурс] // Журнал «Финансовый менеджмент». 2006. №2. URL: <http://dis.ru/library/556/25918/> (дата обращения: 20.02.2015).

© Л. В. Скопина, П. В. Тенсин, 2016

УДК 332.14

СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ЭФФЕКТЫ ОТ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА ДЛЯ РЕГИОНОВ СИБИРИ

Анатолий Николаевич Токарев

Институт экономики и организации промышленного производства СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Ак. Лаврентьева, 17, доктор экономических наук, ведущий научный сотрудник, тел. (383)330-09-62, e-mail: Anatoli-3@ngs.ru

Проанализированы интересы регионов при развитии нефтегазового комплекса. Показано влияние добычи нефти на социально-экономическое развитие регионов. Разработаны рекомендации по увеличению социально-экономических эффектов.

Ключевые слова: Сибирь, нефтегазовый регион, социально-экономические эффекты, налогообложение.

SOCIO-ECONOMIC EFFECTS OF THE OIL AND GAS SECTOR DEVELOPMENT FOR REGIONS OF SIBERIA

Anatoli N. Tokarev

Institute of Economics and Industrial Engineering, 630090, Russia, Novosibirsk, 17 Lavrentiev Prospect, Doctor of Science, Senior Researcher, tel. (383)330-09-62, e-mail: Anatoli-3@ngs.ru

Regional interests at development of oil and gas industry are analyzed. The impact of oil production on the socio-economic development of the regions shown. Recommendations to increase the socio-economic effects are developed.

Key words: Siberia, oil and gas region, socio-economic effects, taxation.

Интересы нефтегазодобывающих регионов.

Освоение месторождений углеводородного сырья связано с целым рядом социально-экономических эффектов для нефтегазодобывающих регионов (НГР). При этом данные эффекты в значительной степени зависят от политики и поведения нефтегазовых компаний на соответствующих территориях. Каковы интересы НГР с позиций увеличения их социально-экономических выгод?

В современных условиях федеральный центр изымает основную часть доходов рентного характера через систему специального налогообложения, прежде всего с использованием налога на добычу и экспортной пошлины. Для бюджетов НГР сегодня ключевое значение имеют налоги на прибыль, на имущество и на доходы физических лиц. При этом величина налога на прибыль во многом определяется не уровнем издержек и рыночными ценами, а политикой компаний нефтегазового комплекса (НГК). Например, с использованием механизмов трансфертного ценообразования вертикально интегрированные компании могут существенно снижать уровень налога на прибыль, уплачиваемого в бюджеты НГР, перемещая его туда, где расположены их центры прибыли, либо минимизируя его уплату [1].

С позиций НГР также важно, чтобы недропользователи обеспечивали рациональный (максимальный технически и технологически возможный) уровень извлечения ресурсов нефти и газа. Регионы заинтересованы в продлении добычи на «зрелых» объектах, что способствует решению социальных проблем, в том числе поддержанию высокого уровня занятости. При этом важное значение имеют мониторинг и контроль процессов освоения недр со стороны государства (где регионы должны играть важную, если не определяющую роль), стимулирование применения новых технологий, позволяющих повысить уровень извлечения нефти и газа.

НГР заинтересованы в развитии на своей территории производств, перерабатывающих углеводородное сырье, развитии нефтесервиса, местных подрядчиков и поставщиков (включая производство оборудования для добычи).

Создание и функционирование таких производств создает важные предпосылки для долгосрочного устойчивого развития сырьевых территорий [2].

Занятость и часто высокая зарплата в НГК – это не только налоги в бюджет, но и платежеспособный спрос на потребительские товары. С позиций НГР важно, что такой спрос способствует развитию и поддержанию целого ряда обеспечивающих и обслуживающих производств на соответствующих территориях (в том числе малого и среднего бизнеса). Вклад НГК в социально-экономическое развитие регионов может быть связан также с созданием инфраструктурных объектов, реализацией образовательных программ.

Интересы НГР связаны с тем, чтобы недропользователи минимизировали экологические издержки и риски в регионах добычи, выполняя соответствующие нормы и правила. К основным факторам, воздействующим на окружающую среду при освоении и эксплуатации нефтегазовых месторождений, относятся механические нарушения растительного и почвенного покрова; загрязнение атмосферного воздуха, почв, поверхностных и подземных вод.

Таким образом, для регионов значима не только добыча сырья сама по себе, хотя, конечно, она создает основу для всех последующих социально-экономических эффектов. Важно, в какой мере отмеченные выше потенциальные выгоды трансформируются в реальную социально-экономическую отдачу.

Роль НГК в социально-экономическом развитии регионов.

Особенностью ресурсных регионов является то, что темпы их развития в значительной степени зависят от динамики и состояния минерально-сырьевого комплекса (МСК). Например, в начальный период освоения нового региона значительны инвестиции, которые направляются на разработку объектов. Затем уровень инвестиций обычно сокращается. На поздних стадиях в связи с истощением сырьевой базы происходит снижение объемов добычи и, соответственно, добавленной стоимости, создаваемой в добыче полезных ископаемых.

В настоящее время с позиций динамики добычи для нефтегазодобывающих субъектов Федерации макрорегиона Сибирь (включающего Уральский, Сибирский и Дальневосточный федеральные округа – ФО) наблюдаются разнонаправленные тенденции. Начиная с 2005 г., доля Уральского ФО в добыче нефти (включая газовый конденсат) имеет тенденцию к сокращению. Она уменьшилась за 10 лет на 11 процентных пунктов. Так, например, в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре (ХМАО) – добыча за период с 2007 г. по 2014 г. снизилась почти на 27 млн т. При этом в целом по федеральному округу стабилизация достигается за счет роста объемов добычи нефти в Тюменской области (юг) и газового конденсата в Ямало-Ненецком автономном округе (ЯНАО).

Доля Сибирского и Дальневосточного округов увеличивается. Так с 2005 г. доля Сибирского ФО в общероссийской добыче увеличилась с 3,1 до 9,1 %, что связано с ростом добычи в Красноярском крае и Иркутской области.

Отмеченная динамика развития НГК оказывает влияние на темпы экономического роста соответствующих регионов, показатели социального благополучия. Основные показатели, характеризующие роль МСК в крупнейших нефтегазовых регионах Сибири, приведены в таблице.

Таблица

Роль МСК в основных НГР Сибири

Регион	Доля МСК в ВРП, %	Доля ТЭПИ, %	ВДС МСК, тыс. руб./чел.	Налоги, тыс. руб./чел.
ХМАО	65,6	99,9	1135,2	102,0
Сахалинская область	61,1	99,7	842,9	41,0
ЯНАО	52,6	99,9	1337,9	52,7
Респ. Саха (Якутия)	43,0	40,1	255,7	40,1
Томская область	29,1	99,3	109,0	7,1
Красноярский край	17,2	92,6	75,6	4,9
Иркутская область	16,9	80,8	55,7	7,8
Тюменская область	9,3	99,3	55,6	7,2

Примечания. ВРП – валовый региональный продукт; доля ТЭПИ – доля топливно-энергетических полезных ископаемых в отгруженной продукции МСК; ВДС МСК – валовая добавленная стоимость МСК на душу населения; налоги – налоговые доходы регионального бюджета от МСК в расчете на душу населения.

Отмеченная динамика развития НГК оказывает существенное влияние на темпы экономического роста соответствующих регионов, показатели социального благополучия. Особенно это важно для регионов, в которых НГК играет доминирующую роль и в МСК, и в экономике. Так, например, в период 2000–2013 гг. среднегодовые темпы роста ВРП ХМАО (3,8 %) и ЯНАО (4,0 %) заметно отставали от средних показателей по регионам РФ [3]. В то же время развитие НГК стало одним из основных драйверов роста Тюменской (юг) и Сахалинской областей, темпы роста которых значительно превысили среднероссийские.

Оценка бюджетной эффективности нефтегазодобычи для регионов.

Потенциально наиболее масштабные и значимые социальные эффекты для регионов добычи связаны с налогами, которые компании НГК направляют в их бюджеты. При этом важно учитывать и масштабы эффектов: вклад компаний в программы социального развития регионов обычно измеряется в миллионах рублей, а сокращение налоговых платежей может достигать миллиардов рублей.

Налоги по виду экономической деятельности добыча полезных ископаемых (подраздел «добыча сырой нефти и природного газа;

предоставление услуг в этих областях») занимают значительное место в общем объеме налоговых платежей, администрируемых Федеральной налоговой службой (ФНС), в целом ряде нефтегазовых регионов. Например, в ХМАО и ЯНАО доля «нефтяных» налогов в платежах во все уровни бюджетной системы достигает 80-90 %, в Томской области – 65 %. При этом ФНС не администрирует экспортную пошлину, занимающую вместе с налогом на добычу ключевое место с точки зрения общей налоговой нагрузки на НГК и в полном объеме поступающую в федеральный бюджет.

Доля налогов от нефтегазовых компаний, остающаяся в региональных бюджетах, относительно невысока: она находится на уровне 10-15 % от общего объема налогов, уплачиваемых НГК. Это связано с тем, что основной нефтегазовый налог – налог на добычу – в полном объеме направляется в федеральный бюджет.

Удельная налоговая отдача (бюджетная эффективность) для НГР может быть оценена как отношение общей суммы налогов от НГК, поступивших в бюджет субъекта Федерации, к объему добычи углеводородного сырья (нефть, конденсат, природный и попутный газ) в соответствующем регионе. В отличие от общего объема налоговых платежей НГК, относительные показатели в большей степени характеризуют как политику компаний НГК на той или иной территории, так и бюджетную эффективность НГК для регионального уровня.

Какова налоговая отдача для регионов добычи на их условном «макроуровне» – на уровне федеральных округов? В период 2009-2014 гг. в целом по НГР России наблюдался рост налоговой отдачи, что обусловлено в том числе ростом цен на нефть. При этом лидером как по уровню бюджетной эффективности, так и по темпам ее роста является Приволжский ФО.

Для Сибири важной тенденцией является разнонаправленность изменений в динамике в Сибирском ФО и Приволжском ФО: налоговая отдача для Сибири падает, а для Приволжского ФО растет. Объяснение этих тенденций во многом связано с налоговой политикой компаний в отдельных регионах. Так, крупные недропользователи Приволжского ФО – «Татнефть» и «Башнефть» – позиционируют себя как региональные компании, что во многом определяет их политику. Их поведение не предполагает переноса облагаемой базы в другие регионы, политика строится на основе взаимовыгодного сотрудничества и партнерства с местными органами власти.

Среди причин разнонаправленности налоговой отдачи в Сибирском и Приволжском ФО следует отметить большее развитие нефтесервиса и в целом компаний-подрядчиков и поставщиков для НГК в Приволжском ФО, а также малых и средних добывающих компаний, которые в меньшей степени имеют возможности и фактически применяют на практике механизмы оптимизации уплаты налогов. Так, например, в Татарстане на долю малых компаний приходится около 20 % добычи нефти, что является одним из самых высоких показателей для российских НГР.

Отсюда следует важный практический вывод для регионов Сибири: для роста совокупной налоговой отдачи от НГК необходимо развитие

нефтесервиса, стимулирование создания малых и средних нефтегазовых компаний, а также формирование условий для их эффективного функционирования.

С позиций интересов НГР необходима разработка механизмов формирования справедливой налоговой базы, прежде всего для налога на прибыль. Применительно к НГК такие механизмы должны включать формирование системы справочных (региональных) цен на нефть, используемых для определения налоговой базы нефтяных компаний. При расчете таких цен должны учитываться поставки части продукции на экспорт, реализуемой по более высоким ценам, чем во внутрикорпоративном обороте компаний.

Требуется повышение роли региональных органов власти в регулировании сферы недропользования, в том числе нефтегазового комплекса. Это касается, например, вопросов налогового стимулирования, лицензирования, мониторинга и контроля процессов освоения недр в целом и нефтегазовых ресурсов в частности, участия в регулировании локальных монополий. Активное участие регионов в регулировании НГК будет способствовать повышению социально-экономической отдачи от освоения нефтегазовых ресурсов для общества в целом, для федерального и регионального уровней.

Статья подготовлена при финансовой поддержке Российского научного фонда (грант № 14-18-02345).

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Крюков В.А., Токарев А.Н. Особенности недропользования в России: анализ с позиции институционального подхода // Вестник Новосибирского государственного университета. Серия: Социально-экономические науки. - 2005. - Т. 5. - № 2. - С. 110-123.
2. Крюков В.А., Токарев А.Н. Недропользование и проблемы сырьевых территорий с позиций российского федерализма // Регион: экономика и социология. - 2003. - № 4. - С. 15-36.
3. Регионы России. Социально-экономические показатели. 2015: Стат. сб. / Росстат. - М., 2015. - 1266 с.

© А. Н. Токарев, 2016

УДК 332.62

ОСОБЕННОСТИ ГОСУДАРСТВЕННОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ В ОБЛАСТИ ФИСКАЛЬНОЙ ПОЛИТИКИ В НЕФТЕГАЗОВОМ КОМПЛЕКСЕ

Ирина Викторовна Филимонова

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Ак. Коптюга, 3, доктор экономических наук, ведущий научный

сотрудник лаборатории ресурсов углеводородов и прогноза развития нефтегазового комплекса, тел. (383)333-28-14, e-mail: FilimonovaIV@ipgg.sbras.ru

В статье проведена комплексная оценка роли нефтегазовых налогов (налога на добычу полезных ископаемых и вывозной таможенной пошлины) в экономике России в части формирования доходов федерального бюджета. Выявлены устойчивые тенденции в динамике и структуре поступлений нефтегазовых налогов по видам углеводородного сырья в период с 2005 по 2015 г. На основе геолого-экономического моделирования дана количественная оценка влияния нефтегазовых налогов на экономическую эффективность освоения месторождений углеводородного сырья перспективных регионов нефтегазодобычи на востоке страны.

Ключевые слова: налог на добычу полезных ископаемых, вывозная таможенная пошлина, ставка налога, федеральный бюджет, мировые цены на нефть, курс национальной валюты, экономическая эффективность, освоение участка недр, Восточная Сибирь и Дальний Восток.

FEATURES OF STATE REGULATION OF FISCAL POLICY IN THE OIL AND GAS COMPLEX

Irina V. Filimonova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptug Prospect, Ph. D., Senior Researcher, tel. (383)333-28-14, e-mail: FilimonovaIV@ipgg.sbras.ru

The article conducted a comprehensive assessment of the role of oil and gas taxes (tax on mineral extraction and export customs duty) in the Russian economy in the formation of the federal budget. Revealed stable trends in the dynamics and structure of the oil and gas tax revenue by type of hydrocarbons in the period from 2005 to 2015. Based on the geological and economic modeling of a quantitative assessment of the impact of oil and gas taxes on the economic efficiency of development of hydrocarbon fields promising oil and gas regions in the east.

Key words: mining tax, export customs duties, the tax rate, the federal budget, the international oil prices, the national currency exchange rate, economic efficiency, the development of subsurface area, Eastern Siberia and the Far East.

Роль доходов от использования природных ресурсов, прежде всего нефти и газа, в экономике России, стала активно расти с начала 2000-х гг., когда сложилась благоприятная конъюнктура на мировых энергетических рынках. Высокие и устойчиво растущие цены на нефть позволили России решить вопрос с покрытием дефицита федерального бюджета, погасить задолженность по внешнему долгу, нарастить золотовалютные резервы, а также создать систему специализированных фондов (Стабилизационный фонд, Резервный фонд, Фонд национального благосостояния) и проводить стабильную социальную политику по средствам индексаций доходов населения.

С введением в 2002 г. нового для нефтегазовой отрасли налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) администрирование доходов от освоения нефтегазовых ресурсов существенно упростилось, так как одновременно были отменены плата за пользование недрами, отчисления на воспроизводство

минерально-сырьевой базы, акциз на нефть и стабильный газовый конденсат. И в 2008 г. был введен термин «нефтегазовые доходы» – поступления от налога на добычу полезных ископаемых (в виде углеводородного сырья – нефть, газ горючий природный из всех видов месторождений углеводородного сырья, газовый конденсат из всех видов месторождений углеводородного сырья) и вывозной таможенной пошлины на нефть сырую, газ природный, а также товары, выработанные из нефти. Это позволило разделить доходную часть федерального бюджета России на две группы доходов – нефтегазовые и не нефтегазовые.

В 2015 г. доля нефтегазовых доходов в структуре доходов федерального бюджета составила 51,4 % (7,4 трлн руб.), в том числе на долю вывозной таможенной пошлины пришлось 31,8 % (4,6 трлн руб.) и на налог на добычу полезных ископаемых – 19,6 % (2,8 трлн руб.). В том числе поступления от нефти составляют 45,1 % (6,5 трлн руб.), в то время как за счет газовой промышленности формируется только 6,0 % (0,87 трлн руб.) нефтегазовых доходов федерального бюджета [1].

В условиях неустойчивости мировых энергетических рынков и значительного колебания цен на нефть одной из приоритетных задач Правительства РФ с начала 2000-х гг. стало нивелирование зависимости отечественной экономики от нефтегазовых поступлений. Однако за последние 10 лет объем нефтегазовых доходов в структуре федерального бюджета только увеличился на 22 % – с 42,1 % в 2005 г. до 51,4 % в 2015 г.

Последние годы было проведено существенное количество законодательных инициатив, направленных на изменения, связанные, прежде всего, с налоговым регулированием. Процесс налогового регулирования в нефтегазовом комплексе проходит в двух основных направлениях.

Во-первых, происходит усиление общего налогового бремени на НГК России. Как это было показано выше, налоговые отчисления нефтегазовых компаний в структуре федерального бюджета (только в части налога на добычу полезных ископаемых и экспортной пошлины), формирующие так называемые нефтегазовые доходы, выросли на 22 % за последние 10 лет.

Во-вторых, изменение налогового законодательства происходит в соответствии с проблемами, стоящими перед нефтяной и газовой отраслями. Процесс осуществляется путем диверсификации ставок существующих специфических для НГК налогов в зависимости от горно-геологических и технико-экономических условий недропользования и предоставления льгот отдельным категориям месторождений.

Налоговое регулирование НГК осуществляется в части:

- стимулирования разработки месторождений в новых, труднодоступных и инфраструктурно слабо развитых регионах;

- стимулирования вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов нефти;
- предоставления льгот при добыче нефти с особыми физико-химическими свойствами.

Наиболее значимым изменением в законодательстве о недропользовании стало введение с 2015 г. так называемого «налогового маневра», предусматривающего поэтапное снижение экспортных пошлин на нефть и светлые нефтепродукты и увеличение ставки НДС на нефть и газовый конденсат.

Нефтегазовые налоги имеют принципиальное значение не только для формирования доходной части федерального бюджета, но и влияют на оценку эффективности освоения конкретных объектов недропользования (нефтегазоносных областей, участков недр, месторождений, залежей и т. д.). Комплексное влияние нефтегазовых налогов на эффективность реализации проектов освоения месторождений углеводородов можно проследить с помощью геолого-экономического моделирования. На основе геолого-экономической оценки компании обосновывают выбор наиболее эффективных направлений развития, принимают решения по оформлению портфеля лицензий на право поисков, разведки и разработки месторождений и целесообразности их дальнейшего освоения.

Для иллюстрации и количественной оценки влияния нефтегазовых налогов на эффективность реализации проектов освоения углеводородного сырья выбран один из наиболее перспективных и крупных центров нефтегазодобычи России – Восточная Сибирь и Дальний Восток. В условиях действующей налоговой системы, в зависимости от уровня мировых цен на нефть, доля таможенной пошлины и налога на добычу полезных ископаемых составляет от 47 до 86 % в структуре цены реализации (таблица) [2]. Такая высокая доля НДС и таможенной пошлины в цене нефти обуславливают высокую чувствительность экономической эффективности освоения перспективных нефтегазоносных участков недр Восточной Сибири и на Дальнем Востоке к изменениям ставки и периода применения льгот по этим налогам.

Устойчивой тенденцией является опережающий рост налоговой нагрузки по НДС и экспортной пошлине по отношению к росту мировой цены на нефть. Это происходит вследствие неравномерного роста курса национальной валюты вслед за увеличением уровня мировых цен на нефть.

Зависимость налога на добычу полезных ископаемых от уровня мировых цен на нефть и, как следствие, от курса доллара проявляется через коэффициент (Кц), учитывающий динамику мировых цен на нефть и курс национальной валюты. С ростом мировой цены нефти налоговая нагрузка по НДС на компании-недропользователи увеличивается. При мировой цене нефти на уровне 50 долл./барр. итоговая ставка налога составит 7887 руб./т или 34 % от цены реализации. С ростом мировой цены нефти наблюдается усиление

налогового бремени на сектор добычи, так, при мировой цене 75 долл./барр. доля НДС в цене реализации составит 39 %, а при 100 долл./барр. – 41 %.

Таблица

Структура средней мировой цены нефти
(на примере участка недр Северо-Тунгусской НПП, Красноярский край)

Показатель	Значение			
Средняя цена нефти сорта "Юралс" на мировом рынке	30,0	50,0	75,0	100,0
Ставка вывозной таможенной пошлины на нефть сырую с особыми физико-химическими свойствами	6,8	17,8	31,5	45,3
Доля вывозной таможенной пошлины в средней цене нефти сорта "Юралс" на мировом рынке, %	23%	36%	42%	45%
Сетевой тариф на услуги по транспортировке нефти по ВСТО, для поставки на экспорт через порт Козьмино	3,9	4,8	7,1	9,6
Ставка тарифа на услуги по перевалке нефти в порту Козьмино	0,3	0,3	0,5	0,6
Цена нефти, рассчитанная методом Netback	19,1	27,2	35,9	44,6
Себестоимость добычи нефти	13,4	24,4	40,1	56,0
в том числе налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ)	7,2	16,9	28,9	41,0
Доля НДС в средней цене нефти сорта "Юралс" на мировом рынке, %	24%	34%	39%	41%
Доля вывозной таможенной пошлины и НДС в средней цене нефти сорта "Юралс" на мировом рынке, %	47%	69%	81%	86%

Также формула расчета ставки вывозной таможенной пошли на нефть содержит показатель, характеризующий актуальный уровень мировой цены на нефть. Налоговое бремя по экспортной пошлине увеличивается с ростом цен на мировом рынке. Так, при цене нефти на мировом рынке на уровне 50 долл./барр. доля экспортной пошлины в мировой цене составляет 36 %, при цене 75 долл./барр. – 42 %, а при 100 долл./барр. – 45 % [3].

С помощью геолого-экономического моделирования проведена оценка влияния нефтегазовых налогов и ключевых макроэкономических показателей (мировые цены на нефть, курс национальной валюты) на экономическую эффективность освоения типового участка Северо-Тунгусской нефтегазоносной провинции. Анализ показал высокую чувствительность показателей экономической эффективности к изменению курса национальной валюты и, как следствие, ставок нефтегазовых налогов (НДПИ и экспортной пошлины), самое

незначительное их изменение влечет существенную корректировку чистого дисконтированного дохода.

Расчеты показали, что со снижением цены нефти на мировом рынке налоговая нагрузка на недропользователей сокращается и проекты освоения ресурсов углеводородов становятся более привлекательными и, наоборот, по мере роста уровня мировых цен на нефть увеличивается и налоговое бремя. Эффективность проектов освоения месторождений увеличивается до так называемой «точки перегиба», когда цена нефти на мировом рынке опускается до уровня 40-45 долл./барр., после этого затраты на геологоразведку и разработку месторождения начинают окупаться в меньшей мере, т. е. снижается относительная эффективность проекта.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Закон РФ «О недрах» от 21 февраля 1992 г. № 2395-І, в ред. от 23.06.2014.
2. Приказ Министерства природных ресурсов и экологии РФ от 1 ноября 2013 г. № 477 «Об утверждении Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов».
3. Филимонова И.В., Эдер Л.В., Мишенин М.В., Проворная И.В. Принципиальные подходы к геолого-экономической оценке разномасштабных нефтегазовых объектов // Геология нефти и газа. - 2014. - № 1. - С. 15-23.

© И. В. Филимонова, 2016

ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫХ МЕТОДОВ УЧЕТА РИСКА В ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТАХ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

Дарья Николаевна Чадина

Новосибирский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, аспирант, тел. (383)363-43-33, e-mail: poly@admin.nsu.ru

Нефтегазовый комплекс России (НГК) играет важную роль в развитии экономики страны. В стоимостной структуре российского экспорта на долю НГК приходится почти 70 % всех валютных поступлений. Этот эффект позволяет поддерживать активный платежный баланс страны и обеспечивать стабильность курса национальной валюты. Одновременно нефтегазовый комплекс формирует более 50 % доходов федерального бюджета и около 20 % ВВП.

Ключевые слова: добыча нефти и газа, трубопровод, нефтегазовый комплекс, СПГ, инвестиционные риски.

FEATURES OF ACCOUNTING METHODS OF SPECIALIZED RISK INVESTMENT PROJECTS OIL AND GAS SECTOR

Darya N. Chadina

Novosibirsk State University, 630090, Russia, Novosibirsk, 2 Pirogova Str., a graduate student, tel. (383)363-43-33, e-mail: poly@admin.nsu.ru

Russian oil and gas complex (OGC) plays an important role in economic development. In the cost structure of Russian exports to the share of oil and gas complex accounted for nearly 70 % of all foreign exchange earnings. This effect allows you to maintain an active balance of payments and ensure the stability of the national currency. At the same time oil and gas sector generates more than 50 % of federal budget revenues and about 20 % of GDP.

Key words: oil and gas production, pipeline, oil and gas complex, LNG, investments risks.

Устойчивое развитие НГК России связано с расширенным воспроизводством не только сырьевой базы, но и основных производственных фондов. За последнее десятилетие объем инвестиций в добывающий сектор возрос в 12 раз. Однако особенностью этого процесса является значительный рост рисков, связанных с ухудшением структуры и качества сырьевой базы, усложнением условий добычи и т. д. В связи с этим существует необходимость в усовершенствовании методов оценки экономической эффективности инвестиционных проектов в направлении расширения использования специализированных методов учета рисков.

Целью исследования является сравнительная оценка эффективности применения специализированных методов для учета риска в инвестиционных проектах нефтегазового комплекса.

Объектом исследования является перспективный лицензионный участок, расположенный в Катангском районе Иркутской области. Участок

характеризуется низкой степенью геологической изученности, но располагает значительным ресурсным потенциалом (ресурсы нефти по категориям D1 и D2 составляют 196,7 млн т, газа – 117,1 млрд куб. м). Параметры участка обуславливают актуальность и целесообразность выбора его для апробирования специализированных методов учета риска [1].

Согласно выполненным стандартным расчетам, освоение лицензионного участка при данной технологической схеме разработки, транспортировка нефти по вновь созданной транспортной инфраструктуре и ее реализация конечным потребителям являются экономически эффективными. Однако, несмотря на положительные результаты стандартного анализа, ряд входящих параметров характеризуется неопределенностью – подтверждаемость запасов, уровень прогнозных цен и т. д. Поэтому для получения более достоверных результатов была проведена оценка специализированными методами, которые позволили вероятно оценить экономически обоснованный уровень капитальных вложений и степень их доходности.

Результаты последовательно выполнены и представлены по четырем основным методам.

Анализ чувствительности. Прослежена степень влияния изменения параметров исходных данных на самые значимые критерии эффективности – чистый дисконтированный доход и внутреннюю норму доходности. Результат анализа показал, что освоение участка недр подвержено влиянию рисков и NPV становится отрицательным при увеличении объема капитальных вложений на 30 %, эксплуатационных издержек на 70% и сокращения цены реализации нефти на 20%.

Монте-Карло. Для моделирования учета неопределенности и риска сразу нескольких параметров (цена реализации, капитальные вложения, текущие издержки) целесообразно применять метод Монте-Карло. Основные параметры финансовой модели моделируются как случайные переменные, имеющие вероятностное распределение. Результатом моделирования стал вывод о том, что вероятность достижения положительного значения NPV составляет 97,29 % и, соответственно, вероятность получения убытков по проекту составляет 2,71 %.

Дерево решений. Для адаптирования метода дерева решений к особенностям нефтегазовых проектов проект разделен на три этапа – поисково-оценочный этап, разведочный этап и этап внедрения (разработки месторождения). Каждому этапу присвоены вероятности наступления успеха и неудачи его реализации – 50, 80 и 90 % соответственно. В соответствии с этими параметрами рассчитан NPV опциональным методом как сумма математических ожиданий всех возможных случаев. Получение положительного NPV на уровне 1282,642 млн. руб. обеспечивается высоким весом вероятности успеха этапа внедрения [2].

Методом реальных опционов. Опцион на освоение природных ресурсов в значительной степени подвержен влиянию двух видов неопределенности. Поэтому оценка проводится путем обоснования стоимости по двум опционам

на базе разделения периода освоения недр на два этапа: (1) период проведения полного комплекса ГРП, когда основным источником неопределенности является подтверждаемость запасов и (2) период добычи нефти, определяемый сроком отработки месторождения, когда главным фактором неопределенности является изменчивость цен на нефть. Результат анализа методом реальных опционов показал, что существует серьезная недооценка стоимости месторождения в связи с высокой степенью неопределенности в объеме запасов нефти [3].

Апробирование всех методов на реальном лицензионном участке позволило сделать вывод, что необходимо их комплексное применение, которое позволяет элиминировать недостатки каждого из них и сформировать объективную оценку целесообразности инвестирования.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Филимонова И.В., Эдер Л.В., Бабилов А.А. Обоснование выбора ставки дисконтирования при оценке инвестиционных проектов нефтегазового комплекса // Экологический вестник России. - 2014. - № 1. - С. 1-10.
2. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Мишенин М.В., Мочалов Р.А. Перспективы нефтедобычи в Восточной Сибири и на дальнем востоке: методические вопросы, практическая реализация, влияние санкций // Бурение и нефть. - 2014. - № 12. - С. 10-15.
3. Конторович А.Э., Эдер Л.В. Новая парадигма стратегии развития сырьевой базы нефтедобывающей промышленности Российской Федерации // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. - 2015. - № 5. - С. 8-17.

© Д. Н. Чадина, 2016

НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ И ДОБЫЧИ НЕФТИ В РОССИИ

Леонтий Викторович Эдер

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Ак. Коптюга, 3, доктор экономических наук, зав. лабораторией ресурсов углеводородов и прогноза развития нефтегазового комплекса, тел. (383)333-28-14, e-mail: Ederlv@yandex.ru

В статье рассматриваются условия и направления развития нефтегазовой промышленности России в ретроспективе, в настоящее время, а также на долгосрочную перспективу. Анализируются структурные сдвиги в минерально-сырьевой базе, которые, по сути, и будут определять новые условия развития нефтяной промышленности России на долгосрочную перспективу. Определены новые объекты поисков, разведки и разработки месторождений нефти, а также приоритетные задачи нефтегазовой отрасли Российской Федерации на долгосрочную перспективу. Проанализированы направления технологического развития нефтяной промышленности России.

Ключевые слова: запасы нефти, добыча нефти, нефтяная промышленность России, технологии, КИН, Арктика, Восточная Сибирь, Дальний Восток, качество запасов, баженовская свита.

THE DEVELOPMENT OF RESOURCES BASE AND PETROLEUM PRODUCTION IN RUSSIA

Leontiy V. Eder

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptuyug Prospect, Professor, Head of the Laboratory, tel. (383)333-28-14, e-mail: Ederlv@yandex.ru

The article considers the conditions and directions of development of the oil and gas industry of Russia in retrospect, now and in the long term. Analyzes the structural shifts in the mineral resource base, which essentially will determine new conditions for the development of the oil industry in Russia for the long term. Defined new objects of research, exploration and development of oil and priorities of the oil and gas industry of the Russian Federation in the long term. Analyzed the directions of technological development of Russia's oil industry.

Key words: oil reserves, oil production, oil industry, technology, Arctic, Eastern Siberia, the Far East, the quality of the reserves, the Bazhenov formation.

За последние несколько лет в мировой экономике и нефтяной промышленности произошли значительные события, которые в значительной степени влияют на всех участников глобального рынка энергоносителей. Более чем в два раза сократилась цена на нефть, что связано с ростом добычи сланцевой нефти в США, сокращением темпов роста потребления нефти в странах АТР, прежде всего в Китае, а также абсолютным сокращением потребления нефти в Европе, наращиванием добычи нефти в странах

Персидского залива и т. д. Все это несомненно влияет и на перспективы развития нефтяной промышленности России. Отодвигается во времени реализация крупных инвестиционных проектов, снижаются инвестиции в геологоразведку, создание транспортной и перерабатывающей инфраструктуры. Появляется понятие цикличности развития мирового рынка нефти, когда вместе с падением цен на нефть происходит сокращение инвестиций в нетрадиционную нефть в основных центрах ее добычи, что приводит к сокращению предложения нефти, и цена на нефть приобретает положительную динамику [1].

Несмотря на кризисные явления, усилившуюся волатильность и цикличность развития мирового рынка нефти, нефтяная промышленность России в условиях кризиса должна приобрести устойчивость работы, определить приоритетные направления развития. Все это невозможно сделать без понимания тех фундаментальных процессов в структуре сырьевой базы и добычи, которые происходят в отрасли в настоящее время. В конечном итоге это будет влиять на параметры развития нефтяной промышленности России на долгосрочную перспективу [2].

1) приоритетный поиск и ввод в разработку уникальных и крупных месторождений;

2) расширение географии нефтяной промышленности за счет новых провинций на континентальной части территории России (движение с Запада на Восток);

3) приоритетный ввод в разработку запасов, отличающихся высокими качественными характеристиками (пористостью, проницаемостью, вязкостью и плотностью).

В настоящее время в структуре минерально-сырьевой базы происходят значительные структурные сдвиги, которые, по сути, и будут определять новые условия развития нефтяной промышленности России на долгосрочную перспективу [3].

Во-первых, качественное изменение структуры разрабатываемых месторождений в части выработки уникальных и крупных месторождений и увеличения в структуре запасов и добычи доли средних и мелких месторождений.

Во-вторых, существенно меняется география добычи нефти в России с увеличением роли восточных регионов России и шельфов морей.

В-третьих, происходит значительное сокращение величины извлекаемых запасов на месторождениях, подготовленных для промышленного освоения, при одновременном увеличении числа таких месторождений.

В-четвертых, существенно ухудшается качество запасов нефти, связанное с увеличением доли трудноизвлекаемых запасов нефти.

В-пятых, происходят изменения структуры запасов нефти по категориям с увеличением доли запасов высоко достоверных категорий, уже вовлеченных в разработку.

Крупные структурные сдвиги, происходящие в части ресурсно-сырьевой базы и добычи нефти в России, определяют необходимость формирования новой стратегии нефтегазовой отрасли, поскольку старая в значительной степени реализована и исчерпала себя [4].

В XXI веке главными новыми объектами поисков, разведки и разработки месторождений нефти, а также приоритетными задачами нефтегазовой отрасли Российской Федерации будут являться:

- осадочные бассейны российского шельфа Северного Ледовитого океана;
- слабо изученные провинции на суше (Лено-Тунгусская провинция);
- крупные объекты, не введенные в разработку на севере Западной Сибири в Ямало-Ненецком АО;
- уникальные ресурсы нефти нетрадиционных источников – баженовская свита и др., сырье для получения «синтетической» нефти;
- рациональное использование остаточных запасов уникальных и крупных месторождений;
- поиски, разведка и разработка мелких, мельчайших и средних месторождений в зрелых нефтегазоносных бассейнах.

В этих условиях нефтяные технологии XXI века должны обеспечить [5]:

1) Поиски, разведку и разработку нефтяных месторождений на шельфах морей Северного Ледовитого океана;

2) Совершенствование технологий сооружения и эксплуатации геологоразведочных и нефтепромысловых объектов в сложных природно-климатических условиях российской территории Арктики и восточных регионов России;

3) Поиски, разведку и разработку нефтяных месторождений с трудно извлекаемыми запасами углеводородов как на месторождениях с истощенной ресурсной базой, так и на новых объектах, характеризующихся:

- а) низкопроницаемыми коллекторами;
- б) резервуарами нефти с аномально низкими температурами и пластовыми давлениями;
- в) остаточными запасами нефти обводненных зон;
- г) запасами в подгазовых зонах;
- д) запасами с высокой степенью выработанности;
- е) запасами низконапорного газа.

4) Совершенствование и широкое освоение существующих и создание новых методов воздействия на пласты и увеличения нефтеотдачи;

5) Поиски, разведку и разработку нефтяных месторождений нетрадиционных источников: а) сланцевая нефть баженовской свиты в Западной Сибири, б) отложения доманикитов в Европейской части России, в) битуминозные песчаники (Оленекского месторождения в Якутии) др.;

6) Резкий рост производительности труда и снижение себестоимости оборудования и всех видов работ при поисках, разведке, разработке и транспорте нефти;

7) Компьютеризацию и автоматизацию всех видов работ путем создания технологий и оборудования «умных скважин», «умных промыслов», «умных систем транспорта»;

8) Безукоризненное по экологическим требованиям проведение всех видов работ, рекультивацию территорий, освоенных нефтяной промышленностью и системами трубопроводного транспорта, восстановление природных ландшафтов и биоразнообразия;

9) Энергетическую безопасность страны, сохранение за Россией роли ведущей энергетической державы, гаранта нового мирового энергетического порядка.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Конторович А.Э., Эдер Л.В. Новая парадигма стратегии развития сырьевой базы нефтедобывающей промышленности Российской Федерации // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. - 2015. - № 5. - С. 8-17.

2. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Мочалов Р.А. Эффективность бизнес-стратегий российских нефтегазовых компаний // Бурение и нефть. - 2015. - № 3. - С. 3-10.

3. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Моисеев С.А. Нефтегазовый комплекс Восточной Сибири и Дальнего Востока: тенденции, проблемы, современное состояние // Бурение и нефть. - 2015. - № 12. - С. 3-12.

4. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Немов В.Ю., Проворная И.В. Современное состояние и основные тенденции развития нефтяной промышленности // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. - 2014. - № 3. - С. 40-51.

5. Конторович А.Э., Эпов М.И., Эдер Л.В. Долгосрочные и среднесрочные факторы и сценарии развития глобальной энергетической системы в XXI веке // Геология и геофизика. - 2014. - Т. 55. - № 5-6. - С. 689-700.

© Л. В. Эдер, 2016

ОБОСНОВАНИЕ И РЕТРОСПЕКТИВНЫЙ АНАЛИЗ ГЕОЛОГО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

Дарья Сергеевна Юва

Новосибирский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, аспирант, тел. (913)942-68-34, e-mail: darya_yuva@mail.ru

Геолого-экономическая оценка играет ключевую роль при принятии решения о начале проекта освоения месторождения. Поскольку разработка месторождений несет в себе большие риски, финансовые и временные вложения, то обоснование ключевых параметров оценки является необходимым этапом при проведении такой оценки.

Ключевые слова: инвестиционный проект, лицензионный участок, прогнозные ресурсы, ставка дисконтирования.

JUSTIFICATION AND RETROSPECTIVE ANALYSIS OF GEOLOGICAL AND ECONOMIC EVALUATION OF FOSSIL FUELS DEPOSITS

Darya S. Yuva

Novosibirsk State University, 630090, Russia, Novosibirsk, 2 Pirogova Str., a graduate student, tel. (913)942-68-34, e-mail: darya_yuva@mail.ru

Geological and economic analysis plays a vital role in decision making regarding the beginning exploration and extraction project. As deposit development has essential risks, financial and time investment, verification of key parameters of evaluation is necessary step toward such evaluation achievement.

Key words: Investment project, licensed block, forecasted resources, discount rate.

Развитие теоретических и методических основ геолого-экономической оценки освоения запасов и ресурсов углеводородов началось в XX в. и продолжается и сегодня. Поиск, оценка и разведка углеводородного сырья не могут проводиться без понимания того, будет ли дальнейшая его добыча рентабельной и принесет ли инвестору желаемый уровень дохода. В связи с этим можно выделить несколько ключевых направлений, на которые нацелена геолого-экономическая оценка [1].

Во-первых, региональная оценка запасов и ресурсов нефти и газа производится на федеральном уровне, и государству важно выбрать экономически значимые направления развития геологической отрасли в части обоснования первоочередных направлений геологоразведочных работ и сформировать программы лицензирования территорий [2].

Во-вторых, разведка запасов и последующая их разработка происходит на микроуровне, где задействованы отдельные компании. Руководству таких компаний необходимо иметь обоснование эффективности разработки и выбора

инвестиционных проектов, находящихся на разных стадиях изученности, и лицензионных участков для диверсификации портфеля активов [3].

Обязательность проведения геолого-экономической оценки закреплена в основных нормативно-правовых актах, регулирующих недропользование в России – в Федеральном законе «О недрах» и Приказе Минприроды РФ № 477 «Об утверждении Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов» [4, 5]. Однако на данный момент не сформировано единой методологии проведения такой оценки, а разработанные ранее подходы содержат ряд недостатков. В связи с этим обобщение опыта экономической оценки запасов и ресурсов нефти и газа в России и за рубежом и выявление ключевых параметров геолого-экономического моделирования являются актуальными и своевременными задачами. Автором была проведена периодизация подходов к экономической оценке, которая позволила выделить четыре этапа (рисунок) [6].

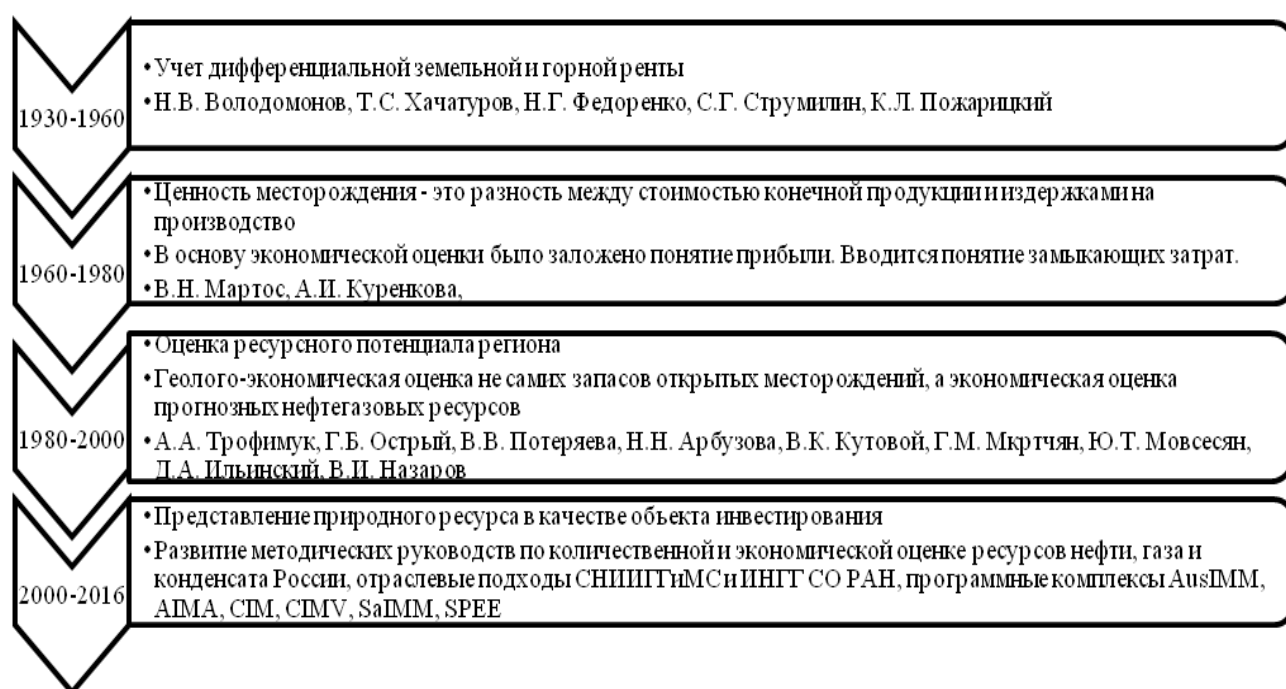


Рис. Периодизация подходов к экономической оценке по годам в 1930-2016 гг.

Анализ существующих подходов позволил выделить следующие пути совершенствования методологической базы геолого-экономической оценки запасов и ресурсов углеводородов:

- разработка агрегированного и детального алгоритма оценки потенциальной добычи на объектах со слабой геологической изученностью взаимосвязанных с параметрами воспроизводства и особенностями структуры сырьевой базы;
- создание единой информационной базы данных стоимостных, технологических, нормативных показателей геолого-экономической оценки,

дифференцированных по видам работ и субъектам РФ для обоснования затрат проекта;

- комплексное обоснование выбора ставки дисконтирования в соответствии с финансовым состоянием компании и конъюнктурой рынка;
- цены продукции, основываясь на анализе рыночной конъюнктуры и Net Back Value (NBV) месторождения.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Конторович А.Э., Эдер Л.В., Филимонова И.В. Состояние и прогноз развития нефтегазового комплекса (добыча, переработка, транспорт) // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. - 2013. - № 5. - С. 51-61.
2. Коржубаев А.Г., Филимонова И.В., Эдер Л.В. Формирование новых центров нефтегазового комплекса на Востоке России // Таможенная политика России на Дальнем Востоке. - 2013. - № 1. - С. 34-45.
3. Филимонова И.В., Эдер Л.В., Мишенин М.В., Проворная И.В. Принципиальные подходы к геолого-экономической оценке разномасштабных нефтегазовых объектов // Геология нефти и газа. - 2014. - № 1. - С. 13-21.
4. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Мишенин М.В., Мочалов Р.А. Перспективы нефтедобычи в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке: методические вопросы, практическая реализация, влияние санкций // Бурение и нефть. - 2014. - № 12. - С. 10-15.
5. Конторович А.Э., Эдер Л.В. Новая парадигма стратегии развития сырьевой базы нефтедобывающей промышленности Российской Федерации // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. - 2015. - № 5. - С. 8-17.
6. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Мочалов Р.А. Эффективность бизнес-стратегий российских нефтегазовых компаний // Бурение и нефть. - 2015. - № 3. - С. 3-10.

© Д. С. Юва, 2016

КАПИТАЛИЗАЦИЯ РОССИЙСКИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ НА ФОНДОВЫХ РЫНКАХ

Дарья Владимировна Шульгина

Новосибирский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, аспирант, тел. (383) 363-43-33, e-mail: poly@admin.nsu.ru

Нефтегазовый комплекс России является одним из важнейших и динамично развивающихся производственных секторов экономики страны. В настоящее время нефтегазовый комплекс не только определяет современные возможности развития экономики России, но и является основой долгосрочного устойчивого роста.

Ключевые слова: добыча нефти и газа, трубопровод, нефтегазовый комплекс.

CAPITALIZATION OF RUSSIAN OIL COMPANIES IN THE STOCK MARKETS

Darya V. Shulgina

Novosibirsk State University, 630090, Russia, Novosibirsk, 2 Pirogova Str., a graduate student, tel. (383)363-43-33, e-mail: poly@admin.nsu.ru

Oil and gas complex of Russia is one of the most important and fastest growing industrial sectors of the economy. Currently, oil and gas industry not only determines the current capabilities of the Russian economy, but also is the foundation of long-term sustainable growth.

Key words: oil and gas production, pipeline, oil and gas complex.

Высокая степень зависимости экономики России от доходов нефтегазового комплекса обуславливает его ключевую роль. Только за счет двух основных для нефтегазового комплекса налогов и сборов (налог на добычу полезных ископаемых и экспортная пошлина) формируется более половины доходов федерального бюджета, в стоимостной структуре экспорта доля экспорта углеводородов составляет почти 70 %. Дополнительные доходы от нефтегазового сектора позволяют наращивать международные резервы, а за счет акций нефтегазовых компаний формируется около половины всего фондового рынка России [1].

Учитывая широкую вовлеченность нефтегазового комплекса России в мирохозяйственные связи, особую роль в устойчивой работе нефтегазового комплекса играет уровень капитализации компаний сектора. Высокий рейтинг компаний по рыночной стоимости акций обуславливает их привлекательность для инвесторов, а также новых и перспективных потребителей углеводородного сырья и продуктов его переработки. Поэтому анализ и оценка роли

капитализации компаний нефтегазового комплекса в фондовом рынке России и мира являются актуальными и своевременными направлениями исследования [2].

Целью работы является выявление устойчивых тенденций и закономерностей развития роли капитализации компаний нефтегазового сектора в структуре фондового рынка России и мира.

Информационной базой исследования являются данные по капитализации десяти крупнейших вертикально-интегрированных компаний России: Газпром, Роснефть, Лукойл, Сургутнефтегаз, Новатэк, Газпром нефть, Татнефть, Славнефть, Башнефть и Русснефть, а также статистические данные об уровне и динамике капитализации мирового фондовых рынков с детализацией по странам, отраслям экономики и компаниям в период с 2006 по 2015 г.

Анализ капитализации крупнейших российских нефтегазовых компаний и их влияния на динамику и структуру российского и мирового фондовых рынков показал следующее [3].

1. Основу капитализации российского фондового рынка составляет нефтегазовый сектор, его доля в 2015 г. составила 42 %, существенно сократившись вследствие кризиса с 66 % в 2006 г. Далее по уровню капитализации следуют сектор металлургии (16 %), электроэнергетика (10 %) и банковский сектор (5 %).

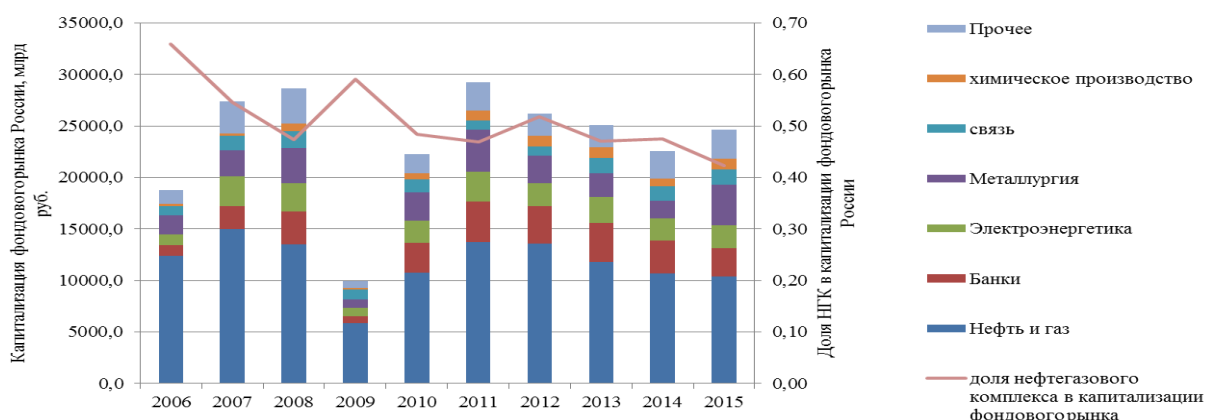


Рис. Структура капитализации российского фондового рынка

2. Наблюдается высокий уровень концентрации российского фондового рынка, в структуре капитализации российского фондового рынка более 90 % приходится на 8 нефтяных и 2 газовых компании. Среди них наиболее капитализированными являются компании Газпром (25 %), Роснефть (18 %), Лукойл (14 %), Новатэк (9 %) и Сургутнефтегаз (8 %).

3. Показано, что динамику развития капитализации фондового рынка России за последние девять лет можно разделить на три основных этапа: этап роста капитализации фондового рынка в докризисный период, этап интенсивного падения уровня капитализации в период кризиса 2008-2009 гг. и

этап восстановления уровня капитализации после 2010 г. Самый высокий уровень капитализации был достигнут в 2011 г. – около 30,0 трлн руб., а самый минимальный уровень – в период мирового финансово-экономического кризиса, в 2009 г., – 10,0 трлн руб.

4. Сравнительный анализ мирового и российского фондового рынков показал, что в 2014 г. лишь 7 российских компаний входили в рейтинг 500 крупнейших компаний мира по уровню капитализации, при этом пять из них – это компании нефтегазового сектора. Данный факт объясняется технологической отсталостью российских корпораций и сильной зависимостью капитализации компаний от рыночной стоимости акций и состояния корпоративной культуры.

5. В структуре фондового рынка мира устойчиво преобладает доля банковского сектора (15 %), в то время как на долю акций компаний нефтегазового комплекса приходится всего 1,2 %. Концентрация на мировом уровне не так значительна по сравнению с российским фондовым рынком.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Конторович А.Э., Эдер Л.В., Филимонова И.В. Состояние и прогноз развития нефтегазового комплекса (добыча, переработка, транспорт) // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. - 2013. - №5. - С. 51-61.
2. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Мочалов Р.А. Эффективность бизнес-стратегий российских нефтегазовых компаний // Бурение и нефть. - 2015. - № 3. - С. 3-10.
3. Конторович А.Э., Эдер Л.В. Новая парадигма стратегии развития сырьевой базы нефтедобывающей промышленности Российской Федерации // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. - 2015. - № 5. - С. 8-17.

© Д. В. Шульгина, 2016

УДК 553.98.042.003.1

ГЕОЛОГО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АУДИТ НЕВОСТРЕБОВАННОЙ СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Валентин Иванович Назаров

Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт, 191014, Россия, г. Санкт-Петербург, Литейный пр., 39, доктор экономических наук, главный научный сотрудник, тел. (812)273-73-87, e-mail: NazarovVI2012@yandex.ru

Олег Сергеевич Краснов

Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт, 191014, Россия, г. Санкт-Петербург, Литейный пр., 39, доктор экономических наук, заместитель генерального директора, тел. (812)275-64-78, e-mail: okrasnov@vnigri.ru

Интенсивный отбор запасов нефти в России привел к истощению разведанной сырьевой базы, ухудшению ее количественных и качественных характеристик, снижению рентабельности разработки. В стране скопился большой объем не востребуемых запасов (около 7 млрд. т), которые длительно не вводятся в разработку. В связи с этим необходимо провести геолого-экономический аудит не востребуемой сырьевой базы с целью получения реальных представлений о промышленной значимости.

Ключевые слова: нефть, запасы, не востребуемая сырьевая база, геолого-экономический аудит.

GEOLOGICAL AND ECONOMIC AUDIT OF UNCLAIMED RESOURCE BASE IN OIL INDUSTRY

Valentin I. Nazarov

All-Russia Petroleum Research Exploration Institute, 191014, Russia, St. Petersburg, 39 Liteyny Prospect, Ph. D., Chief Scientific Officer, tel. (812)273-73-87, e-mail: NazarovVI2012@yandex.ru

Oleg S. Krasnov

All-Russia Petroleum Research Exploration Institute, 191014, Russia, St. Petersburg, 39 Liteyny Prospect, Ph. D., Deputy Director General, tel. (812)275-64-78, e-mail: okrasnov@vnigri.ru

Intensive selection of oil reserves in Russia has led to the depletion of explored raw material base, deterioration of its quantitative and qualitative characteristics, and decrease in profitability of development. The country has accumulated a large amount of unclaimed reserves (about 7 bln. tons), which have not been developed for a long time. In this connection it is necessary to conduct

geological and economic audit of unclaimed resource base in order to obtain real repose of industrial importance.

Key words: oil, reserves, unclaimed raw materials, geological and economic audit.

Практикуемые в нефтяной промышленности интенсивные темпы отбора запасов нефти вызывают истощение разведанной сырьевой базы и снижение ее качественных характеристик. Воспроизводство запасов происходит в основном за счет мелких и средних по величине месторождений. Рентабельность таких месторождений в условиях снижающихся цен на нефть остается достаточно неопределенной.

В этих условиях значительный объем уже выявленных запасов нефти (около 7 млрд. т) остается невостребованным и в течение длительного времени ожидает ввода в промышленный оборот. Добычный потенциал невостребованных запасов нефти по экспертным оценкам может превышать 100 млн. т.

Однако детальный анализ причин невостребованности запасов не проводится. Представляется, что главная причина отказа от их введения в промышленный оборот связана с экономическими факторами.

Для получения реальных представлений о промышленной значимости невостребованных запасов нефти необходимо проведение геолого-экономического

аудита (ГЭА) как разведанной, так и прогнозируемой сырьевой базы УВ [1, 2].

Целевой задачей ГЭА запасов и ресурсов нефти должен быть анализ соответствия реальной отдачи сырьевой базы УВ ее потенциальным возможностям. Решение этой задачи особенно актуально в настоящее время, когда наметилась стойкая тенденция значительного снижения цен на нефть.

Для осуществления ГЭА необходимы: сбор информации о запасах и ресурсах нефти всех категорий изученности и анализ факторов, вызывающих их изменения; оценка структуры текущих суммарных запасов и ресурсов и экономической эффективности их освоения. Периодичность выполнения процедур аудита определяется потребностями государства или компании и может быть приурочена к любому периоду времени.

Система ГЭА должна обеспечивать получение информации о состоянии ресурсной базы и ее промышленной значимости в пределах районов деятельности нефтяных компаний, субъектов РФ и Российской Федерации в целом. Полученные данные по отдельным локальным объектам, лицензионным участкам (ЛУ) и по их группам позволят оперативно решать текущие и стратегические задачи поисков, разведки и разработки ресурсов УВ.

Система геолого-экономического аудита недропользования предусматривает решение следующих задач:

- определение возможной рентабельности освоения различных групп разведанных запасов и прогнозных ресурсов, находящихся в исходных горно-

геологических и географо-экономических условиях, на основе анализа их количественных и качественных характеристик;

- оценка добычного потенциала объекта ГЭА, исходя из наличия рентабельных разведанных запасов и прогнозных ресурсов;

- определение размера дохода от освоения запасов месторождений УВ региона;

- определение соответствия доходов от разработки месторождений региона их потенциальным экономическим возможностям, зависящим от ряда рентообразующих факторов (величины запасов, начальных дебитов скважин, глубины продуктивных горизонтов и др.);

- оценка возможного экономического эффекта от вовлечения в освоение прогнозных ресурсов региона;

- дифференциация перспективных нефтегазоносных территорий региона по ценности недр (результатам стоимостной оценки запасов и ресурсов УВ сырья);

- определение инвестиционной емкости сырьевой базы УВ субъекта РФ.

В системе ГЭА выделяются геологический, технологический и экономический блоки.

В геологическом блоке для учета структуры запасов и ресурсов и определения их экономической значимости уточненные данные по объемам запасов и ресурсов должны быть распределены по известным и предполагаемым залежам с подразделением тех и других по технической доступности и подготовленности к промышленному освоению.

Технически недоступные запасы и ресурсы выделяются в тех районах, в которых по горно-геологическим или природно-климатическим условиям отсутствуют адекватные технологии промышленного освоения выявленных месторождений нефти и газа. В частности, этот фактор является критическим на арктическом шельфе, поскольку в настоящее время отсутствуют технологии разработки месторождений нефти и газа в условиях сплошного льда на значительных глубинах моря.

В технологическом блоке анализируются геолого-промысловые характеристики запасов и ресурсов, необходимые для расчета затрат на разработку запасов, а также рассчитывается добычный потенциал разрабатываемых, разведанных и прогнозируемых месторождений.

В экономическом блоке анализируются ведущие факторы, оказывающие существенное влияние на рентабельность освоения запасов, определяется потребность в инвестициях на поиски, разведку и разработку месторождений, определяется объем рентабельных запасов и ресурсов и доход от их промышленного освоения.

Обобщая высказанные соображения можно сделать следующие выводы.

1. Проведение ГЭА сырьевой базы УВ позволяет оценить соответствие результатов ее освоения с потенциальными геологическими и экономическими возможностями.

2. ГЭА целесообразно проводить как для разрабатываемой сырьевой базы, так и для разведанной и прогнозной базы.

3. В качестве объектов ГЭА следует рассматривать залежи, месторождения, лицензионные участки, сырьевые активы нефтяных и газовых компаний и в целом сырьевую базу УВ страны.

4. Результаты ГЭА должны использоваться для принятия управленческих решений по поискам, разведке и разработке месторождений УВ компаниями и государственными органами управления фондом недр.

5. Полученные в результате ГЭА оценки запасов и ресурсов нефти могут служить основой для разработки и корректировки энергетической стратегии России и долгосрочной программы поисков и разведки месторождений нефти.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Назаров В.И. Геолого-экономический аудит сырьевой базы углеводородов (методология, практические задачи) // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. - 2014. - №2. - С. 44-49.

2. Назаров В.И., Краснов О.С. Геолого-экономический аудит, как инструмент выявления резервов углеводородной сырьевой базы // Геология, геофизика и минеральное сырье Сибири: сб. материалов науч.-практ. конф. (г. Новосибирск, 21-24 апреля 2015 г.). - Новосибирск: СНИИГИМС, 2015. - Т. 2. - С. 179-180.

© В. И. Назаров, О. С. Краснов, 2016

УДК 334.4

ТЕХНОЛОГИИ ОСВОЕНИЯ ПРОЕКТОВ ПО ДОБЫЧЕ УГЛЕВОДОРОДОВ НА ШЕЛЬФЕ

Руслан Андреевич Мочалов

KPMG International, АО, Сибирский региональный центр, 630000, Россия, г. Новосибирск, ул. Вокзальная Магистраль, 1/1, кандидат экономических наук, финансовый консультант, тел. (383)230-22-55, e-mail: ruslan.mochalov@gmail.com

В статье рассмотрены и систематизированы основные буровые технологии, использующиеся при освоении углеводородных ресурсов мирового континентального шельфа в 20 и 21 вв. Предложена периодизация буровых технологий в зависимости от предельной глубины акватории, на которой возможна добыча нефти.

Ключевые слова: технологии, платформы, буровые суда, континентальный шельф, нефть, природный газ, добыча.

TECHNOLOGY DEVELOPMENT PROJECTS ON PRODUCTION OF HYDROCARBONS ON SHELF

Ruslan A. Mochalov

KPMG International, JSC Siberian Regional Center, 630000, Russia, Novosibirsk, 1/1 Vokzalnaya Magistral Str., Ph. D., a financial consultant, tel. (383)230-22-55, e-mail: ruslan.mochalov@gmail.com

The article describes and systematically drilling the main technologies used during the development of hydrocarbon resources of the world's continental shelf in the 20 and 21 century. A periodization drilling techniques, depending on the ultimate depths of the waters, which can be oil.

Key words: technology, platforms, drilling ships, the continental shelf, oil, natural gas, mining.

Развитие технологий шельфовой добычи позволило увеличить максимальную глубину акватории, на дне которой осуществляется добыча нефти,

с нескольких метров в 1900-е гг. до 300 м в 1970-е гг. и до 3 300 м в 2010-е гг. Предлагаемая периодизация нефтедобывающих технологий состоит из шести этапов.

В развитии технологий добычи нефти и природного газа на континентальном шельфе можно выделить шесть этапов [1].

На первом этапе (1900-1939 гг.) использовались стационарные деревянные и стальные платформы, расположенные недалеко от берега. На них размещались наземные буровые установки. Глубина акватории не превышала нескольких метров.

На втором этапе (1945-1960 гг.) появились ММБУ, способные бурить, находясь непосредственно на дне акватории или с борта судна. Бурение осуществлялось на глубинах от нескольких метров (ПБУ) до 30 м (СБУ).

На третьем этапе (1961-1970 гг.) установки могли бурить из полупогружного состояния. В эту группу входили первые единицы ППБУ, максимальная глубина бурения которых достигала 100-150 м.

На четвертом этапе (1971-1980 гг.) использовались ППБУ и СБУ с улучшенными характеристиками. Максимальная глубина бурения СБУ увеличилась до 100 м, а ППБУ – до 300 м. Увеличение глубин стало возможным за счет более сложного якорного и подводного оборудования ППБУ и улучшения несущих конструкций СБУ.

На пятом этапе (1981-1990 гг.) использовались ППБУ и БС (с динамической системой расположения), рассчитанные на глубину до 1000 м и более сложные климатические условия.

На шестом этапе (1991-2014 гг.) используются ППБУ, рассчитанные на глубину более 1800 м и сложные погодные условия в районе добычи, а также БС (с динамической системой расположения), способные бурить на глубинах свыше 3300 м. Также получило распространение технология подводных добычных комплексов.

Итак, развитие технологий шельфовой добычи позволило увеличить максимальную глубину добычи с нескольких метров в 1900-е гг. до 300 м в 1970-е гг.

и до 3300 м в 2010-е гг. (таблица) [2].

Таблица

Периодизация технологий добычи на шельфе с 1900 по 2014 г.

Период	Годы	Наиболее используемые технологии	Регионы апробирования	Максимальные глубины, м
1	1900-1939	Деревянные, стальные платформы	Мексиканский залив, Каспийское море	5
2	1945-1960	Погружные буровые установки	Мексиканский залив	13
		Самоподъемные буровые установки		30

3	1961-1970	Самоподъемные буровые установки		50
		Полупогружные буровые установки		100
4	1971-1980	Самоподъемные буровые установки с доп. площадкой	Северное море	100
		Полупогружные буровые установки 2 поколения		300
5	1981-1990	Самоподъемные буровые установки с судном обеспечения	Мексиканский залив	130
		Полупогружные буровые установки 3 поколения		1 000
		Буровые суда с динамической системой расположения		1 000
6	1991-2014	Самоподъемные буровые установки		150
		Полупогружные буровые установки 4 и 5 поколений		1 800
		Буровые суда с динамической системой расположения		3 300
		Подводные добычные комплексы	Северное море	500

Транспортировка углеводородного сырья с морских месторождений имеет ряд особенностей. Необходимость использования водного способа транспортировки углеводородов требует либо строительства трубопровода, либо приобретения большого количества судов. Также в связи с отсутствием портовой инфраструктуры на большей части арктического и дальневосточного побережья России перед компаниями-недропользователями встает задача самостоятельного формирования портовой инфраструктуры, включающей объекты для хранения, приема и отгрузки продукции. Кроме того, большая удаленность перспективных на нефтегазоносность участков российского континентального шельфа от мировых энергетических рынков и от российской береговой нефтегазотранспортной инфраструктуры вынуждают использовать сложные многоэтапные схемы транспортировки [3].

В настоящее время на российском шельфе идет практическая реализация проектов «Сахалин-1», «Сахалин-2», «Сахалин-3» и разработка Приразломного месторождения. В сахалинских проектах активно используется международный опыт, в частности, в качестве принципиальной схемы транспортировки углеводородов с шельфовых месторождений была принята схема, аналогичная применяемой на Аляске. Схема предполагает транспортировку нефти и природного газа по трубопроводам до портов, способных производить круглогодичную отгрузку нефти и СПГ в танкеры и далее потребителям.

На российском континентальном шельфе находятся значительные запасы и ресурсы нефти и газа, что является стратегическим резервом нефтегазовой промышленности на долгосрочную перспективу. Высокая сложность и дороговизна освоения этих ресурсов актуализирует необходимость разработки методического подхода к транспортировке добытого углеводородного сырья, основанного на ряде критериев (удаленность месторождения от берега, глубина

моря, характеристики дна моря, наличие береговой транспортной инфраструктуры, характеристики грунта) [4].

Предложенный методический подход предназначен для выбора экономически целесообразной схемы транспортировки углеводородов с участков российского континентального шельфа. Для этого проводится анализ природно-климатических, гидрометеорологических, географических, инфраструктурных, технологических и экономических факторов. Методический подход состоит из 4-х этапов: алгоритм выбора доступных схем транспортировок, систематизация схем транспортировки, экономическая оценка выбранных схем транспортировки, результаты расчетов и рекомендации.

Проведенные расчеты показали, что удельные затраты на транспортировку нефти с различных участков российского континентального шельфа отличаются более чем в 10 раз. Наименьшим показателем характеризуются участки шельфа в Азовском и Японском морях, а наибольшим – в восточно-арктических морях. Также существенно различаются по участкам шельфа и целесообразные схемы транспортировки. Так, для вывоза углеводородного сырья с западных и восточных морей возможно использование существующей транспортной инфраструктуры, в то время как для арктических морей необходимо ее предварительное строительство. Выполненные расчеты подтвердили экономическую целесообразность транспортировки углеводородного сырья на европейский рынок с морей, находящихся западнее моря Лаптевых, а на азиатский рынок – с морей, находящихся восточнее моря Лаптевых.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Филимонова И.В., Эдер Л.В., Мочалов Р.А., Комарова А.В. Геолого-экономическая оценка ресурсов углеводородов // Экологический вестник России. - 2014. - № 2. - С. 4-10.
2. Мочалов Р.А. Современное состояние и перспективы освоения шельфовых месторождений России // Инновационный потенциал экономики России: состояние и перспективы: сб. науч. тр. - Новосибирск: ИЭОПП СО РАН, 2013. - С. 235-245.
3. Филимонова И.В., Эдер Л.В., Мишенин М.В., Проворная И.В. Принципиальные подходы к геолого-экономической оценке разномасштабных нефтегазовых объектов // Геология нефти и газа. - 2014. - № 1. - С. 13-21.
4. Филиппова О.В. Освоение континентального шельфа – важная задача для России // Газовая промышленность. - 2014. - № 2 (702). - С. 76-77.

© Р. А. Мочалов, 2016

УДК 332.62

**СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ
И ПРОГНОЗ ПЕРСПЕКТИВ ДОБЫЧИ НЕФТИ
В ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ**

Михаил Владимирович Мишенин

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Ак. Коптюга, 3, младший научный сотрудник лаборатории ресурсов углеводородов и прогноза развития нефтегазового комплекса, тел. (383)333-28-14, e-mail: MisheninMV@ipgg.sbras.ru

В статье рассмотрены современное состояние добычи нефти и сырьевой базы в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции и прогноз добычи нефти.

Ключевые слова: нефтегазоносная провинция, добыча нефти, запасы, нефтегазовый комплекс.

**THE CURRENT STATE OF THE RAW MATERIAL BASE,
AND FORECAST THE PROSPECTS OF OIL PRODUCTION
IN THE VOLGA-URAL OIL AND GAS PROVINCE**

Mikhail V. Mishenin

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptuyug Prospect, Junior Researcher, tel. (383)333-28-14, e-mail: MisheninMV@ipgg.sbras.ru

The article describes the current state of oil and raw materials base in the Volga-Ural oil and gas province and the oil production forecast.

Key words: oil and gas province, oil, stocks, oil and gas complex.

1. Современное состояние сырьевой базы.

По начальным запасам, ресурсам и накопленной добыче нефти Волго-Уральская газонефтеносная провинция занимает второе место в Российской Федерации после Западно-Сибирской.

По состоянию на 01.01.2014 г. в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции открыто 1554 месторождения нефти. Информация о состоянии начальных и текущих запасов нефти в провинции, распределении их по субъектам Федерации, накопленной добыче и степени выработанности запасов приведена в табл. 1 и 2. По состоянию на 01.01.2014 г. в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции государственным балансом учтены месторождения с извлекаемыми запасами нефти категорий $A+B+C_1+C_2$ – 30% промышленных запасов категорий $A+B$. Разведанные запасы категории C_1 составляют 52%.

Степень выработанности запасов в целом по провинции равна 65,3 %. Из числа открытых в провинции месторождений по величине начальных извлекаемых запасов 3 являлись уникальными, 23 – крупными, 80 – средними и 1448 – мелкими (табл. 3) [1].

Таблица 1

Накопленная добыча и структура по категориям
извлекаемых запасов нефти в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции
по состоянию на 01.01.2014 г.

Показатели	Запасы на 01.01.2014 г., млн т					Накопленная добыча, млн т
	категорий $A+B$	категории C_1	категорий $A+B+C_1$	категории C_2	категорий $A+B+C_1+C_2$	
%	30	52	82	18	100,0	

Таблица 2

Извлекаемые запасы нефти на крупнейших месторождениях
в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции

Регион	Степень выработанности, %	Доля запасов категорий $A+B$ в запасах $A+B+C_1$, %	Доля запасов категорий C_1+C_2 на месторождениях, %
Республика Татарстан	74,5	43,0	63,8
Республика Башкортостан	77,0	44,5	62,4

Оренбургская область	45,0	20,9	83,5
Пермский край	55,8	37,2	67,6
Самарская область	71,4	44,2	63,5
Саратовская область	72,8	33,7	82,1
Волгоградская область	87,3	56,7	59,7
Республика Калмыкия	1,3	30,2	76,4
Республика Удмуртия	55,6	37,5	67,2
Ульяновская область	18,7	2,2	98,8
Волго-Уральская нефтегазоносная провинция	65,3	36,8	69,7

В региональном плане богатейшим по начальным запасам нефти в провинции являются Республика Татарстан (35,2 % от начальных запасов категорий $A+B+C_1+C_2$, второе и третье места занимают Республика Башкортостан и Самарская область соответственно, четвертое и пятое места занимают Оренбургская область и Пермский край соответственно. В этих пяти субъектах Федерации было подготовлено 89,2 % от суммы начальных запасов нефти категорий $A+B+C_1+C_2$ по провинции в целом.

Таблица 3

Распределение месторождений по величине
начальных извлекаемых запасов нефти категорий $A+B+C_1+C_2$
в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции

Группа месторождений по начальным извлекаемым запасам	Количество месторожде ний	Запасы категорий $A+B+C_1+C_2$
		Структура запасов, %
Волго-Уральская нефтегазоносная провинция, всего	1554	100,0
Уникальные (более 300 млн т)	3	28,8
Крупные (60-300 млн т)	23	21,5
Средние (15-60 млн т)	80	20,0
Мелкие (менее 15 млн т)	1448	29,8

За годы разработки месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции распределение текущих извлекаемых запасов нефти категорий $A+B+C_1+C_2$ по месторождениям различных классов крупности изменилось.

По величине текущих извлекаемых запасов нефти (категории $A+B+C_1+C_2$) на 01.01.2014 г. в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции к уникальным месторождениям относится 1, в то время как изначально было 3 месторождения, количество крупных месторождений сократилось с 23 до 4, а средних – с 80 до 41 месторождения, соответственно, количество мелких месторождений выросло с 1448 до 1508 (табл. 4) [2].

По состоянию на 01.01.2014 г. в целом по провинции средние запасы категорий $A+B+C_1$ одного месторождения составляют 1,7 млн т, в то время как ранее они составляли 2,5 млн т для группы мелких, 23,4 млн т – средних (ранее – 30 млн т), 88,9 млн т – крупных (ранее – 112,2 млн т) и 314,5 млн т для уникальных (ранее – 1153,4 млн т) (табл. 3,4) [3].

Структура текущих запасов нефти по месторождениям в Волго-Уральской провинции характеризуется низкой концентрацией. Доля суммарных запасов категорий $A+B+C_1+C_2$ мелких месторождений в общих запасах провинции составляет более 60 %.

2. Сводный прогноз уровней добычи нефти на месторождениях Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

Выполненные прогнозы уровней добычи нефти позволяют построить сводный прогноз на 2015-2040 гг. (рис. 1-2). Объем добычи нефти снизится с 97,5 млн т в 2014 г. до 44,4 млн т к 2040 г.

Таблица 4

Распределение месторождений по величине
текущих извлекаемых запасов нефти категорий $A+B+C_1+C_2$
в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции на 01.01.2014 г.

Группа месторождений по текущим запасам	Количество месторождений	Запасы категории $A+B+C_1$	Запасы категории C_2	Запасы категории $A+B+C_1+C_2$	Структура запасов, %		
		в среднем на месторождение	в среднем на месторождение	в среднем на месторождение	запасов категории $A+B+C_1$	запасов категории C_2	запасов категории $A+B+C_1+C_2$
Волго-Уральская нефтегазоносная провинция	1554	2,2	0,5	2,7	100	100,0	100,0
Уникальные (более 300 млн т)	1	278,0	36,5	314,5	8,0	4,9	7,5
Крупные (60-300 млн т)	4	82,4	6,5	88,9	9,5	3,5	8,5

Средние (15-60 млн т)	41	19,2	4,2	23,4	22,8	23,0	22,8
Мелкие (менее 15 млн т)	1508	1,4	0,3	1,7	59,7	68,6	61,3

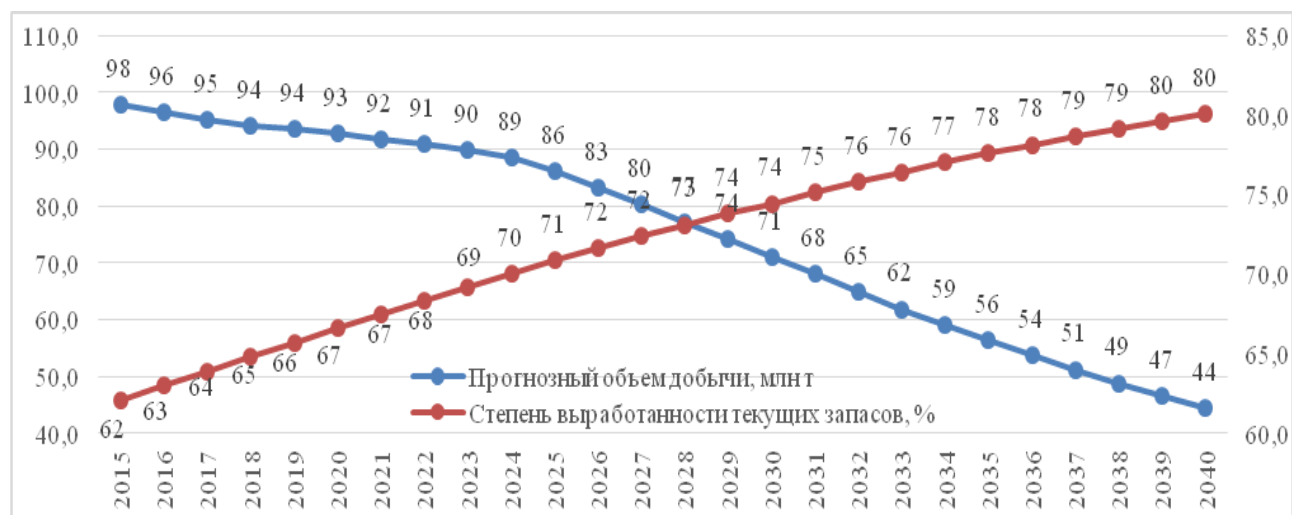


Рис. 1. Прогноз добычи нефти в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции в 2015-2040 гг.

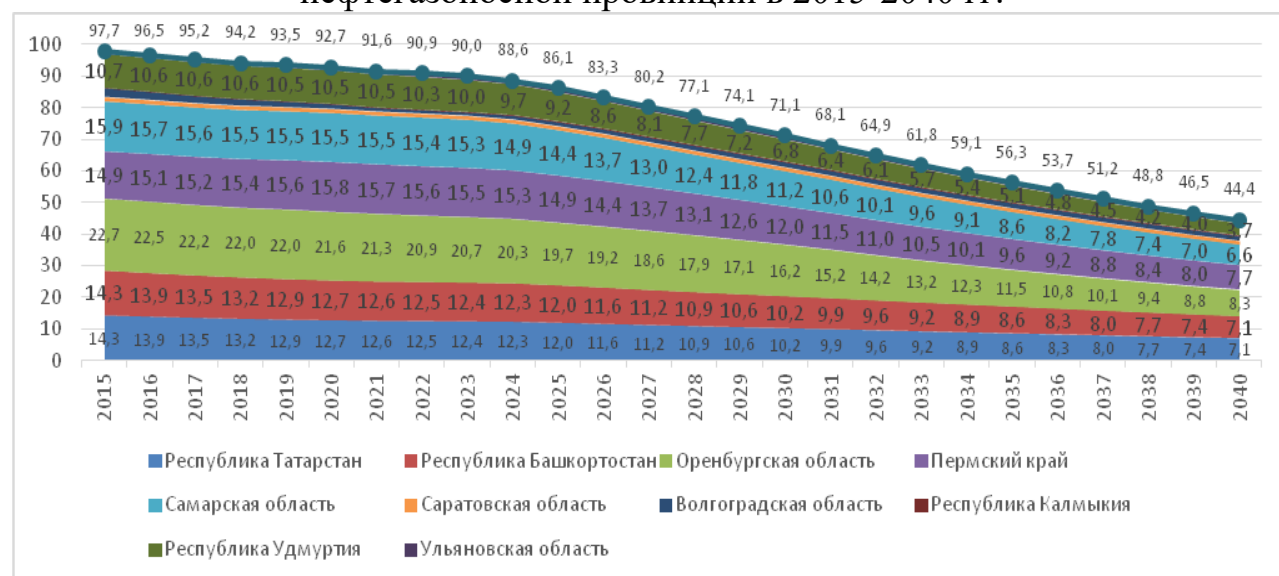


Рис. 2. Структура прогнозного объема добычи нефти в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции в 2015-2040 гг., млн т

Скорость падения объемов добычи нефти в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции будет зависеть от инвестиций в

геологоразведочные работы и сроков ввода в разработку новых месторождений. К концу проектируемого периода добыча нефти на них составит 25 % от всей добычи в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

К концу прогнозируемого периода степень выработанности месторождений региона составит 80 % при остаточных запасах 1933,8 млн т. Накопленная добыча нефти на месторождениях региона в 2015-2040 гг. составит 1957,8 млн т.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Бушуев В.В., Куричев Н.К., Громов А.И. Энергетическая стратегия – 2050: методология, вызовы, возможности // ЭСКО. Энергетика и промышленность. - 2013. - № 6.
2. Конторович А.Э., Эдер Л.В., Филимонова И.В. Состояние и прогноз развития нефтегазового комплекса (добыча, переработка, транспорт) // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. - 2013. - № 5. - С. - 51-61.
3. Коржубаев А.Г., Филимонова И.В., Эдер Л.В. Формирование новых центров нефтегазового комплекса на Востоке России // Таможенная политика России на Дальнем Востоке. - 2013. - № 1. - С. 34-45.

© М. В. Мишенин, 2016

УДК 553.04

НЕКОТОРЫЕ МЕТОДИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ФОРМИРОВАНИЯ РАЦИОНАЛЬНОЙ ПОЛИТИКИ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ В НЕФТЕГАЗОВОМ КОМПЛЕКСЕ

Константин Николаевич Миловидов

Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина, 119991, Россия, г. Москва, Ленинский пр., 65, доктор экономических наук, заведующий кафедрой международного нефтегазового бизнеса, тел. (499)507-80-44, e-mail: milovidov_kn@mail.ru

Акоп Георгиевич Гулулян

Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина, 119991, Россия, г. Москва, Ленинский пр., 65, аспирант кафедры международного нефтегазового бизнеса, тел. (499)507-80-44, e-mail: akor2007@bk.ru

Подчеркивается важность планомерного развития сектора МСБ в цепочке производств нефтегазового комплекса. Указаны сложившиеся диспропорции. Рассмотрены альтернативы и критерии стратегического выбора нефтяных компаний, а также полнота и достоверность статистической базы. Последняя должна отражать движение запасов по всем источникам их восполнения и использования, быть многофункциональной и пригодной для различных пользователей.

Ключевые слова: минерально-сырьевая база, эффективность МСБ, коэффициент восполнения запасов, управление ресурсами, стоимость запасов.

SOME METHODOLOGICAL RATIONAL POLITICS ASPECTS OF USING THE MINERAL RESOURCES IN OIL AND GAS COMPLEX

Konstantin N. Milovidov

Gubkin Russian State Oil and Gas University, 119991, Russia, Moscow, 65 Leninsky Prospect, Doctor of Science, Head of the International oil and gas business department, tel. (499)507-80-44, e-mail: milovidov_kn@mail.ru

Akop G. Gululyan

Gubkin Russian State Oil and Gas University, 119991, Russia, Moscow, 65 Leninsky Prospect, A graduate student of international oil and gas business department, tel. (499)507-80-44, e-mail: akop2007@bk.ru

This article emphasizes the importance of mineral resources sector balanced development in the production chain of oil and gas industry. Show existing imbalances. Consider alternatives and the criteria for selection of the strategic choice of oil companies, as well as the completeness and accuracy of the statistical base. The latter should reflect the movement of reserves from all sources of replenishment and use, and be multi-functional and suitable for different users.

Key words: mineral resources, the effectiveness of MRs, reserves replacement ratio, asset management, value of reserves.

Наличие богатой минерально-сырьевой базы – важнейшая предпосылка успешного развития экономики России. Хорошо известен вклад нефти и газа в ВВП, национальный доход и валютные поступления страны. Но соответствует ли внимание, которое уделяется минерально-сырьевой базе (МСБ), значимости этого сектора? Какие есть препятствия на пути его развития и что необходимо сделать для снятия существующих барьеров?

К сожалению, до сего момента многими не осознана в полной мере огромная важность планомерного развития сектора МСБ для цепочки производств нефтегазового комплекса. И об этом свидетельствует вся логика развития управления МСБ последних десятилетий [1].

Понятно, что МСБ – это несущая конструкция отрасли, ее истоки и фундамент развития. Но менее известно, что потенциально это еще и наиболее прибыльный по мировым оценкам сегмент нефтегазового бизнеса. Недавние исследования экспертов компании Wood Mackenzie показали, что лидерами в приросте добавленной стоимости во всей нефтяной цепочке являются геологи и наличие высокопрофессиональных геологов в компании – первостепенный залог ее успеха. Парадокс состоит в том, что именно геологическая служба в России испытала самые разрушительные воздействия экономических преобразований.

Остановимся на некоторых проблемных вопросах управления МСБ: темпах и пропорциях развитиях МСБ, критериях эффективности ее функционирования, управлении ресурсами и запасами [2].

Вначале о пропорциях развития отдельных сегментов (этапов) ГРР.

1. МСБ – это сложная многофазная система. Ее удобно рассматривать в виде конуса движения ресурсов в запасы и добычу, в котором в начале каждой фазы (этапа) существует фильтр, отбраковывающий объекты с некондиционными параметрами. Результаты каждого последующего звена определяются эффективностью предыдущего. Действует принцип опережения развития предшествующих звеньев над последующими. При нормальном сбалансированном функционировании цепочки задел каждого предшествующего звена должен быть больше последующего. На практике это не наблюдается, и особенно заметно отставание заделов поискового и начального поискового этапов.

Так, в последние годы у нас на 1 разведочную скважину приходится примерно 1 поисковая (вместо, по мнению экспертов, рациональных пропорций 2:1; за рубежом за последние 10 лет это соотношение составляло 3:1). При этом объемы поискового бурения в России в 12-15 раз меньше эксплуатационного (хотя рациональным считается соотношение 1:5).

Суммарные оцененные запасы открываемых м-р по категориям C1+C2 не превышают 50 % добычи. А приросты категории запасов C1 в основном связаны с операциями на старых месторождениях.

По мнению экспертов (проф. В.П. Орлова и др.), для выполнения стратегии ЭС-35 объемы поискового бурения надо увеличить с 0,6 до 1,8 млн.м. (т. е. в три раза). В стратегии ЭС-35 такие обоснования отсутствуют. В свою очередь, для этого ежегодно надо вводить в поиски примерно 350 новых структур и выставлять на лицензии около 400 участков (а это в 5 раз больше сегодняшних).

В стратегии ЭС-35 таких оценок нет. Кстати, в стратегии ЭС-30 были рекомендации о резком усилении поисковых этапов. Но ситуация в итоге обострилась еще более [3]. Какой рычаг может подвинуть государственные органы и нефтяные компании перенести акцент на более интенсивные поиски новых месторождений?

Ресурсную базу нефтяной отрасли часто сравнивают с айсбергом, видимая часть которого – это доказанные запасы, а подводная – все остальные ресурсы с более низкой достоверностью. И если отстаёт лицензионная активность, поисковый задел, то подводная часть айсберга «истончается» и он рискует опрокинуться. Точно также при отсутствии необходимого поискового задела рискует дать сбой вся система МСБ.

2. Несколько слов о критериях эффективности функционирования МСБ.

В первую очередь это коэффициент кратности (не путать с обеспеченностью и иметь в виду, что оптимальная кратность для компаний и государства различны). Мировой опыт показывает, что для добывающих нефтяных компаний оптимальная кратность примерно равна 6 (при такой кратности они максимизируют чистый дисконтированный доход в разработке); не для государства она составляет не менее 12-15, учитывая долгосрочный

характер планирования, рыночные катаклизмы, геополитические соображения и т. д.

На практике в нефтегазовой отрасли используется следующий критерий эффективности функционирования МСБ.

Коэффициент восполнения запасов. Считается, что если он равен 1 (т. е. на 1 т добычи готовят 1 т. запасов), то это нормально. Но это не вполне корректная точка зрения. Действительно:

- С позиций физических – 1 т. запасов не возмещает 1 т. добычи (максимальная надежность оценки запасов 0,8-0,9).

- И что более важно (с позиций экономических) – не соблюдаются условия воспроизводства эквивалентной экономической (потребительной) стоимости. Новая тонна менее ценная, чем старая, из-за тенденции открытий все более мелких, удаленных, глубокозалегающих месторождений с меньшей продуктивностью – иначе говоря, «трудных» запасов, более дорогостоящих в освоении. Поэтому в экономическом контексте границы простого и расширенного воспроизводства в нефтегазодобыче остаются открытыми.

Заметим, что существует определенная аналогия освоения МСБ с процессом воспроизводства основных средств (ОС).

По оценкам специалистов, в нашей экономике восстановительная стоимость основных средств многократно превышает балансовую (бухгалтерскую) стоимость. Поэтому суммы амортизационных отчислений оказываются резко занижены, что приводит к неоправданному завышению прибыли и фиктивной рентабельности предприятий. В отличие от заключения Тербора («отца» теории оптимальной замены оборудования) о том, что «в условиях развитого технического прогресса новые машины «пожирают» (вытесняют) старые, еще далеко не самортизированные», в сложившейся ситуации, напротив, старые машины сдерживают внедрение новых (поскольку по критерию «цена-качество» старые машины в нашей ситуации выигрывают). И такая ситуация типична, например, для газовой отрасли. В секторе же МСБ, где действует фактор истощения наилучших запасов (своего рода фактор природного «регресса») на определенном этапе работа со старыми месторождениями становится все более выгодной – и тем более выгодной, чем больше диспропорции в системе МСБ и чем ниже темпы НТП в ГРП [4].

За рубежом используются еще несколько важных показателей стратегии развития МСБ, и среди них:

- коэффициент «рециклирования»: прибыль на 1 баррель, отнесенная на 1 долл. затрат на поиски и разведку;

- коэффициент эффективности ГРП: добавленная стоимость на 1 долл. затрат на поиски и разведку;

- степень возможной мобилизации запасов: объем наличного («эффективного») предложения для удовлетворения спроса в добыче.

3. Об управлении ресурсами и запасами.

Рассмотрим только два аспекта проблемы:

А. Альтернативы и критерии стратегического выбора нефтяных компаний.

Б. Полнота и достоверность статистической базы.

А. Об альтернативах стратегического выбора в сфере управления ресурсной базой.

Нефтегазовые компании в своем развитии имеют следующие альтернативы стратегического выбора (список далеко не полный) [5]:

1) Между «органическим» приростом запасов нефти и газа (на основе поисково-разведочного бурения) и «неорганическим» (на основе сделок финансового характера). Это означает, что для компаний нередко «дешевле купить нефть на Уолл-стрите, чем бурить новые скважины».

2) Между экстенсивным вариантом ведения работ (выход на новые перспективные территории) и интенсивным вариантом (методы повышения интенсивности отработки запасов на действующих месторождениях и увеличения нефтеотдачи) развития добычи.

3) Между национальными и зарубежными рынками углеводородного сырья.

4) Между освоением традиционных и нетрадиционных ресурсов нефти и газа.

5) Между операциями на море и на суше.

6) Между индивидуальной деятельностью и различного рода коопераций с другими участниками в виде партнерств, СП, альянсов, консорциумов...

Внимательное ознакомление с презентациями стратегий развития российских нефтяных компаний оставляет впечатление, что далеко не все возможные и рациональные варианты их развития получают соответствующую экономическую и внеэкономическую оценки.

Б. О статистической базе управления ресурсным потенциалом.

Статистическая база нефтяных компаний и «регуляторов» должна:

- отражать движение запасов по всем источникам их восполнения и использования;

- быть многофункциональной и пригодной для различных пользователей (геолого-промысловой службы, менеджмента компаний, инвесторов, государственных «регуляторов», финансово-банковских структур, юридических организаций...)

- показывать текущую экономическую оценку запасов (в западных компаниях этим целям служит стандартизированная оценка чистого дисконтированного дохода от освоения запасов (SMOG), проводимая в соответствии с установленным регламентом);

- представлять информацию в детерминированной и вероятностной форме.

- Первая – для управленцев и государственных органов.

- Вторая – для инвесторов и управления портфелем активов.

- использовать адекватные методы агрегирования информации о запасах разных категорий (например, с использованием формулы Свенсона).

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Ампилов Ю.П. Стоимостная оценка недр. - М.: Геоинформмарк, 2003. - 156 с.

2. Астахов А.С., Миловидов К.Н. Менеджмент нефтяной компании: учебное пособие / А.С. Астахов, К.Н. Миловидов. - М.: Недра, 2008. - 268 с.
3. Герт А.А. Стоимостная оценка запасов и ресурсов углеводородного сырья / А.А. Герт, О.Г. Немова, Н.А. Супрунчик, К.Н. Волкова // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. - 2006. - № 2. - С. 54-60.
4. Шмат В.В. Нефтегазовый цугцванг. Очерки экономических проблем российского нефтегазового сектора. - Новосибирск, 2013. - 178 с.
5. Шпуров И.В., Браткова В.Г. Ключевые решения новой классификации запасов и ресурсов нефти и газа и результаты ее апробации // Недропользование XXI век. - 2015. - №6. - С. 38-45.

© К. Н. Миловидов, А. Г. Гудулян, 2016

УДК 332.62

ОСОБЕННОСТИ ЦЕНООБРАЗОВАНИЯ НА РЕГИОНАЛЬНЫХ РЫНКАХ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ РФ

Екатерина Николаевна Мельтенисова

Институт экономики и организации промышленного производства СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Ак. Лаврентьева, 17, кандидат экономических наук, e-mail: emeltenisova@gmail.com

Региональные рынки электроэнергии были созданы для создания конкурентных условий ценообразования, стимулирующих, с одной стороны, генерирующие компании снижать издержки за счет ввода новых мощностей и применения новых технологий, а с другой – использование энергосберегающих технологий крупными промышленными потребителями для снижения затрат на электроэнергию. На сегодняшний день созданы несколько региональных рынков с оптово-генерирующими компаниями в качестве основных игроков. Однако наметившийся в последнее время процесс интеграции производственных мощностей, сделки слияния и поглощения ставят под сомнения справедливость процесса

ценообразования на региональных рынках. Для анализа особенностей ценообразования был проведен эмпирический анализ с применением эконометрических методов, а сопоставление результатов позволяет судить об отличительных чертах в зависимости от региона.

Ключевые слова: электроэнергетика, реализованная волатильность, объединенные энергосистемы России.

PRICE FORMING ON REGIONAL ELECTRICITY MARKETS IN RUSSIA

Ekaterina N. Meltenisova

Institute of Economics and Industrial Engineering SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 17 Lavrentyev Prospekt, Ph. D., e-mail: emeltenisova@gmail.com

Regional electricity markets have been established to create competitive pricing conditions to encourage, from one hand the generation companies to reduce costs due to building new capacities, implement new technologies, from the other hand, encourage large industrial customers to reduce energy costs. As a result several regional markets were created with wholesale generating companies as major players. Recently the integration of generation capacity with mergers and acquisitions took place that made concerns about competitive electricity price. In this research the analysis of electricity price's features with econometric methods was implemented and received results for each regional markets and comparison demonstrated the distinctive features of regional markets.

Key words: electricity sector, realized volatility, united energy system of Russia.

В результате реструктуризации российской электроэнергетики были созданы региональные оптовые рынки, на которых цена на электроэнергию должна была формироваться в конкурентных условиях. Оптовый рынок электроэнергии, на котором цена определялась в том числе и по нерегулируемым тарифам, был разделен на две ценовые зоны – Европа и Урал (первая ценовая зона), а также Сибирь (вторая ценовая зона). В первую ценовую зону входят объединенные энергетические системы (ОЭС) Центра, Юга, Урала и Средней Волги. Во вторую ценовую зону входит ОЭС Сибири. ОЭС представляют собой технологически обособленные системы, которые объединены единым диспетчерским управлением [1].

В дальнейшем пять ОЭС были объединены в одну ценовую зону (первую, или Европейскую). В нее вошли ОЭС Центра, ОЭС Северо-Запад, ОЭС Юг, ОЭС Волга и ОЭС Урал. Во вторую ценовую зону вошла ОЭС Сибири. По характеристикам ОЭС достаточно отличаются друг от друга. В табл. 1 представлены сведения по установленным мощностям объединенных энергетических систем по данным на 2014 г. [8].

Таблица 1

Установленные мощности ОЭС России (в МВт, 2014 г.)

Название ОЭС	Установленная мощность
Центр	51 681,8

Волга	26 209,7
Урал	47 587,5
Северо-Запад	23 386,3
Юг	19 302,3
Сибирь	49 241,7

На региональных рынках работают несколько механизмов ценообразования, один из которых зачастую рассматривается экспертами как наиболее конкурентный – «рынок на сутки вперед». К особенностям ценообразования на рынке «на сутки вперед» относится тот факт, что график нагрузок составляется на неделю вперед на основе предъявленного спроса со стороны потребителей и объема предложения со стороны генерирующих компаний. После этого происходит непосредственно торговля за сутки до фактической продажи по часам в пределах установленного коридора цены, сформировавшейся при составлении графика нагрузок. Получается, цена на данном сегменте формируются на основе спроса и предложения, в силу чего часто рассматривается как равновесная справедливая цена на региональном рынке [2]. Однако N. Chernenko [5] при анализе российского сектора «на сутки вперед» отмечает, что крупные корпорации имеют возможность влиять на ценообразование за счет удерживания мощностей, для того чтобы пропустить более дорогие заявки вперед, тем самым обеспечив равновесную цену на рынке «на сутки вперед» выше своих издержек.

Еще на начальном этапе реформирования и формирования региональных рынков многие специалисты высказывали серьезные опасения относительно структуры новых региональных рынков в России [7]. Сегодня вместо шести ранее созданных оптово-генерирующих компаний на рынке присутствуют четыре. Компания ИнтерРАО объединила генерирующие мощности компаний ОГК1 и ОГК3, ТГК11, включая мощности Башкирэнерго (бывшей независимой вертикально-интегрированной компании). Вертикальная интеграция нашла отражение в сделке приобретения Газпромом акций компании ОГК2 и ОГК6. Укрупнение генерирующих компаний делает их менее привлекательными для иностранных инвестиций, лишь две оптово-генерирующие компании на сегодняшний день имеют иностранных инвесторов среди своих акционеров – ОГК4 (немецкий концерн E.ON) и ОГК5 (итальянская компания Enel). Установленная мощность генерирующих мощностей действующих на сегодняшний день четырех ОГК представлена в табл. 2.

Таблица 2

Установленная мощность ОГК России (МВт, 2014)

ИнтерРАО	ОГК2	ОГК4 (E.ON)	ОГК5 (Enel)
27 635	18 480	10 345	9 676

Как следует из табл. 2, установленная мощность компании ИнтерРАО значительно превышает объем регионального рынка ОЭС Юга, сопоставима с размерами мощностей ОЭС Северо-Запада и ОЭС Волги. Установленная мощность компании ОГК2 (которая также имеет возможность снизить свои издержки за счет вертикальной интеграции с компанией Газпром) сопоставима с размером ОЭС Юга. Получается, опасения экономистов, которые появились на начальном этапе реформирования относительно крупного размера новых игроков рынка (оптово-генерирующих компаний) подтверждаются [6], а наметившаяся тенденция к их укрупнению еще больше создает угрозы появления олигополий на региональных рынках.

Учитывая тенденцию укрупнения генерирующих мощностей основных игроков рынка электроэнергетики, угрозы роста монопольной власти отдельных компаний, возникает опасность резких скачков цен, нехватки генерирующих мощностей или электроэнергии. В силу этого применяется различный инструментальный анализ характера изменения цен на региональных рынках, в том числе на счет оценки волатильности рисков доходности (value-at-risk).

Простой показатель волатильности, как правило, используется для оценки непредсказуемых колебаний показателя во времени. Однако простой расчет отклонения порой не является достаточно информативной мерой риска, колебаний цен на рынках электроэнергетики, поскольку не учитывает возможные «скачки» и «дрейфы» ценовых показателей. В последние годы стала набирать популярность концепция реализованной волатильности (realized volatility) [3, 4]. Анализ волатильности рисков доходности часто проводится для компаний электроэнергетики во всем мире, где в качестве уровня доходности рассматривается изменение цены на электроэнергию за день.

Для определения особенностей процесса ценообразования в условиях новой модели рынка был проведен анализ с сопоставлением семи спецификаций эконометрических моделей (в том числе модель с «дрейфом» и «прыжком» (jump-diffusion process); ARMAX, процесс EGARCH). Проведенный анализ позволит определить особенности, которые свойственны процессу формирования цен как на электроэнергию в целом, так и на определенном региональном рынке, позволяя судить об уровне их дифференциации. К примеру, в качестве одного из результатов было выявлено, что реализованная волатильность (волатильность с учетом «дрейфов» и «прыжков») для рынка Сибири оказалась выше, чем для остальных региональных рынков, в то время как по рынкам первой ценовой зоны данный показатель варьируется незначительно, несмотря на неоднородность рынков по уровню установленных мощностей ОГК (65 % установленных мощностей ОГК на рынке Урала и 1 % на рынке Волги). Получается, что структура региональных рынков, которая образовалась после структурных изменений в электроэнергетики России, не оказала негативного влияния на колебания цен, если судить по уровню реализованной волатильности.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Курчиков А.Р., Бородкин В.Н., Недосекин А.С., Зарипов С.М. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Гыданского полуострова севера Западной Сибири // Наука и ТЭК. - 2012. - №3. - С. 10-14.
2. Alexis G. Market integration and electricity prices volatility: insights from the parallel run // Energy Economics. - 2012. - P. 16-22.
3. Andersen T.G., Bollerslev T., Diebold F.X., Labys P. Modeling and Forecasting Realized Volatility // Econometrica. - 2003. - № 71. - P. 579-625.
4. Barndorff-Nielsen O.E., Shephard N. Power and Bipower Variation with Stochastic Volatility and Jumps // Journal of Financial Econometrics. - 2004. - №2. - P. 1-37.
5. Chernenko N. Market power issues in the reformed Russian electricity supply industry // EPRG Working Paper. - Vol. 2013. - 1333. - P.15-25.
6. Hubert F. Reform of Russian power industry which lessons from abroad // Modernization of the Russian Economy. - 2004. - № 2. - P. 327-387.
7. Pittman R. Restructuring the Russian electricity sector: Re-creating California? // Energy Policy. - 2007. - Vol. 35. - N 3. - P. 1872-1883.
8. Минэнерго РФ. Стат. данные.

© Е. Н. Мельтенисова, 2016

УДК 332.62

РОЛЬ НЕЗАВИСИМЫХ ГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ В РАЗВИТИИ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА СТРАНЫ

Тлеиш Муратович Мамахатов

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Ак. Коптюга, 3, младший научный сотрудник лаборатории ресурсов углеводородов и прогноза развития нефтегазового комплекса, тел. (383)333-28-14, e-mail: mamakhatovtm@ipgg.sbras.ru

В статье рассмотрены современные проблемы газового комплекса России и пути их решения с помощью усиления роли независимых производителей газа.

Ключевые слова: независимые производители газа, добыча газа, трубопровод, нефтегазовый комплекс, СПГ.

THE ROLE OF INDEPENDENT GAS COMPANIES IN THE DEVELOPMENT OF THE OILGAS SECTOR OF THE COUNTRY

Tlesh M. Mamakhatov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptuyug Prospect, Junior Researcher of the Laboratory of hydrocarbon resources and the forecast of development of oil and gas complex, tel. (383)333-28-14, e-mail: mamakhatovtm@ipgg.sbras.ru

The article deals with modern problems of Russian gas complex and solutions by enhancing the role of independent gas producers.

Key words: independent gas producers, gas production, pipeline, oil and gas complex, LNG.

Особую роль в формировании альтернативных систем транспортировки природного газа и продуктов его переработки в Восточной Сибири играют так называемые «независимые производители газа», компании, не аффилированные Газпромом и ведущие независимую добычу природного газа на месторождениях, непривлекательных для Газпрома: малых, средних, с трудноизвлекаемыми запасами, удаленных от магистральной инфраструктуры или требующих применения новых технологий.

Независимые производители газа (НПГ) в Восточной Сибири формируют локальные системы газоснабжения населения и промышленности, например, на севере Красноярского края и в Республике Саха (Якутия), способствуют решению актуальных социально-экономических проблем регионов. Доля НПГ в России за последние пять лет выросла с 7 до 14 %, поэтому создание согласованных комплексов добычи, переработки ископаемых энергоносителей с производством конечной продукции с высокой добавленной стоимостью, а также создание соответствующей транспортной инфраструктуры, развитие рынков сбыта позволит сформировать промышленную базу из независимых компаний для экономического развития региона.

Одной из таких важных тенденций развития нефтегазового комплекса России является изменение организационной структуры газовой отрасли. За последние 10 лет произошел значительный рост доли независимых производителей газа в структуре добычи природного газа в России.

Газовая промышленность – крупнейший элемент структуры нефтегазового комплекса России, она занимает первое место в мире по запасам газа в 31,3 трлн куб. м, что составляет 16,8 % от мировых запасов. Добыча природного газа в России обеспечивает 12,4 % (413,5 млрд куб. м) мировой добычи. Страна является крупнейшим газовым экспортером (162 млрд куб. м), обеспечивая 16 % всего мирового экспорта газа. Главные проблемы низкой эффективности газодобывающей отрасли:

- низкий рост уровня добычи сырья, за последние десятилетия он лишь немного увеличился, при том что уровень внутреннего потребления страны увеличился значительно и на внутренний рынок страны приходится уже более

двух третей всего добытого газа и, как следствие, небольшие объемы экспорта сырья и небольшой доход казны.

- высокие внутренние цены, при свободной конкуренции на рынке газа цена была бы ниже и топливо было бы доступней для конечного потребителя.

- слабая инфраструктура, ЕСГ (Единая система газоснабжения) кончается в Проскоково, территориально больше половины страны вообще не обеспечиваются газом и не подключены к этой системе.

- количество доказанных запасов газа за последние десятилетия практически никак не увеличилось, что является следствием отсутствия инвестиций в отрасль и проведение геологоразведочных работ.

В течение последних двух десятилетий происходило сокращение остаточных запасов газа, что явилось следствием крайне низкой интенсивности проведения геологоразведочных работ на углеводороды. Так, вплоть до 2009 г. для газа происходило сокращение запасов, при котором превышение объемов добычи над приростом запасов составляло до 407 млрд. куб м газа в год. Несмотря на улучшение ситуации с восполнением запасов в последние годы, объем финансирования ГРП остается на недостаточном уровне. Так, основная часть прироста запасов достигается за счет доразведки и переоценки ранее открытых месторождений, отдельных залежей, в то время как открытие новых месторождений обеспечивает лишь 30-50 % прироста. Отсутствие открытия и разработок новых месторождений, игнорирование новых технологий добычи привели к тому, что Россия в 2013 г. потеряла пальму первенства по добыче газа и уступила Соединенным Штатам с ее добычей сланцевого газа [1].

На фоне стагнации всей газовой отрасли и накопившихся проблем в выгодном свете представляются успехи компаний независимых производителей газа. Будучи в невыгодном положении нечестной конкуренции российского рынка, сейчас продолжается усиление позиций независимых производителей газа. В 2013 г. их добыча вышла на уровень 90,4 млрд куб. м в год, а доля в общем объеме добычи в России составила 13 %. При этом за последние 5 лет произошел двукратный рост объемов добычи газа независимыми компаниями.

Крупнейшие независимые производители газа в России – «НОВАТЭК» (контролируется «Газпромом» и физическими лицами), «Сибнефтегаз» (контролируется «НОВАТЭКом» и «ИТЕРой»). Кроме того, в России функционирует ряд менее крупных региональных газодобывающих компаний – «Норильскгазпром», «Таймыргаз» (контролируются «Норильским никелем»), «Якутская топливно-энергетическая компания» (до июля 2010 г. контролировалась «Якутгазпром», сейчас контролируется физическими лицами).

«НОВАТЭК» – второй после «Газпрома» производитель природного газа в России, с 1994 г. занимающийся разведкой, добычей и переработкой газа, конденсата и нефти. Ключевыми проектами компании «НОВАТЭК» в 2013 г. стали ввод в эксплуатацию Олимпийского лицензионного участка Уренгойского месторождения, вхождение компании CNPC в проект «Ямал

СПГ», предварительная договоренность» об обмене 51 % «Сибнефтегаз» на 40 % компании Artic Russia B.V. [2].

В 2013 г. продолжилась подготовка к разработке Южно-Тамбейского газоконденсатного месторождения. Так, была создана специальная буровая установка «Арктика», с помощью которой компания «Интегра» будет оказывать услуги по эксплуатационному бурению.

В 2013 г. нефтяными компаниями России извлечено 76,8 млрд куб. м газа, что составляет около 11 % всей добычи природного и попутного нефтяного газа в России. За последний год прирост добычи газа нефтяными компаниями составил 8 % или 5,7 млрд куб. м. Значительную часть прироста составляет увеличение объемов добычи попутного газа на месторождениях Иркутской области и Красноярского края [3].

В настоящее время происходит снижение доли «Газпрома» в добычи газа в России. Сокращение доли «Газпрома» происходит прежде всего за счет активной политики «НОВАТЭКа» и «Роснефти» в сфере реализации и завоевания значительной части внутреннего рынка природного газа. Например, российские независимые производители газа, не входящие в «Газпром», увеличили газодобычу более чем вдвое за 8 лет: с 47 млрд. кубометров в год в 1999 г. до 105 млрд. в 2007 г., преимущественно за счет ввода в эксплуатацию новых месторождений [4].

Существенным стимулом к развитию газодобывающих проектов независимых производителей газа, а также нефтяных компаний в России стал закон о либерализации экспорта СПГ. Это позволило привлечь существенные инвестиции в проекты СПГ на севере Западной Сибири, европейской части России, шельфе Дальнего Востока.

Из всего вышесказанного становится очевидно, что роль, которую играют независимые производители газа в России уже сейчас, значима и перспективы их развития могут помочь вывести развитие газовой отрасли страны на новый качественный уровень. Необходимо понять, что отсутствие конкурентной среды в газодобыче откладывает разработку новых крупных газовых месторождений теперь уже на десятилетия. Если бы новые месторождения, принадлежащие государству, разрабатывались на основании выданных государством лицензий независимыми частными компаниями, они давно уже были бы введены в разработку, а рост цен на газ в России за счет конкуренции удалось бы сдержать.

Для решения проблем отрасли необходимо сделать ставку на НПП и решить следующие вопросы:

- создать независимые газодобывающие компании на базе лицензий на месторождения, которые так и не были пущены «Газпромом» в эксплуатацию до настоящего момента, и продать пакеты их акций независимым собственникам с открытых аукционов;

- создать на внутреннем газовом рынке России сильную конкуренцию, способную в перспективе стабилизировать внутренние цены на газ для российских потребителей на уровне примерно на 20-25 % ниже нынешних;
- создать справедливые условия доступа независимых газодобывающих компаний к системе магистральных газопроводов в соответствии с опытом реструктуризации нефтяной отрасли.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Бушуев В.В., Куричев Н.К., Громов А.И. Энергетическая стратегия – 2050: методология, вызовы, возможности // ЭСКО. Энергетика и промышленность. - 2013. - № 6. - Р. 14-19.
2. Каминский А.В. Развитие глубокой переработки газа в мировой экономике // Российский внешнеэкономический вестник. - 2013. - Т. 2013. - № 9. - С. 106-113.
3. Конторович А.Э., Эдер Л.В., Филимонова И.В. Состояние и прогноз развития нефтегазового комплекса (добыча, переработка, транспорт) // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. - 2013. - № 5. - С. 51-61.
4. Коржубаев А.Г., Филимонова И.В., Эдер Л.В. Формирование новых центров нефтегазового комплекса на Востоке России // Таможенная политика России на Дальнем Востоке. - 2013. - № 1. - С. 34-45.

© Т. М. Мамахатов, 2016

УДК 553.98

ВЫБОР ПЕРВООЧЕРЕДНЫХ ОБЪЕКТОВ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ РЕГИОНАЛЬНЫХ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА ПРИМЕРЕ РЕСУРСОВ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

Александр Андреевич Герт

Новосибирский филиал Всероссийского научно-исследовательского геологического нефтяного института, 630099, Россия, г. Новосибирск, ул. Романова, 23а, доктор экономических наук, профессор, директор, тел. (383)230-85-20, e-mail: nf@vnigni.ru

Ксения Николаевна Кузьмина

Новосибирский филиал Всероссийского научно-исследовательского геологического нефтяного института, 630099, Россия, г. Новосибирск, ул. Романова, 23а, кандидат экономических наук, старший научный сотрудник, тел. (383)230-85-26, e-mail: KuzminaKN@yandex.ru

Ольга Григорьевна Немова

Новосибирский филиал Всероссийского научно-исследовательского геологического нефтяного института, 630099, Россия, г. Новосибирск, ул. Романова, 23а, кандидат экономических наук, ведущий научный сотрудник, тел. (383)230-85-27, e-mail: OGNemova@mail.ru

Алексей Игоревич Ефремов

Новосибирский филиал Всероссийского научно-исследовательского геологического нефтяного института, 630099, Россия, г. Новосибирск, ул. Романова, 23а, инженер, тел. (383)230-85-26, e-mail: aleksei_efremov@mail.ru

В настоящее время отсутствуют четкие критерии и регламентирующие документы, позволяющие определить очередность проведения геологоразведочных работ на нефть и газ за счет средств государственного бюджета. Авторами предпринята попытка выделить в качестве критериев степень изученности, показатели количественной, геолого-экономической и экспертной оценки ресурсов углеводородного сырья, увеличение степени достоверности прогноза за счет определенного объема геологоразведочных работ на примере перспективных нефтегазоносных зон Сибирской платформы.

Ключевые слова: нефть, газ, конденсат, геологоразведочные работы, ресурсы, геолого-экономическая оценка, перспективные нефтегазоносные зоны, критерии размещения региональных геологоразведочных работ.

**SELECTION OF PRIORITY OBJECTS FOR REGIONAL
EXPLORATION ON THE EXAMPLE OF HYDROCARBON
RESOURCES OF SIBERIAN PLATFORM**

Alexander A. Gert

Novosibirsk department of All-Russian Research Geological Oil Institute, 630099, Russia, Novosibirsk, 23a Romanova Str., Doctor of Economics, Professor, Director, tel. (383)230-85-20, e-mail: nfvnigni@gmail.com

Kseniya N. Kuzmina

Novosibirsk department of All-Russian Research Geological Oil Institute, 630099, Russia, Novosibirsk, 23a Romanova Str., Ph. D., Senior Scientist, tel. (383)230-85-26, e-mail: KuzminaKN@yandex.ru

Olga G. Nemova

Novosibirsk department of All-Russian Research Geological Oil Institute, 630099, Russia, Novosibirsk, 23a Romanova Str., Ph. D., Senior Scientist, tel. (383)230-85-27, e-mail: OGNemova@mail.ru

Alexey I. Efremov

Novosibirsk department of All-Russian Research Geological Oil Institute, 630099, Russia, Novosibirsk, 23a Romanova Str., Engineer, tel. (383)230-85-26, e-mail: aleksei_efremov@mail.ru

Nowadays, there are no clear criteria and regulatory documents for determination of priority of geological exploration for oil and gas at the expense of the state budget. The authors attempted to identify as a criteria the degree of knowledge, quantitative indicators, geological and economic expert assessment of hydrocarbon resources, increase of the degree of reliability of the forecast due to the exploration on the example of the prospective oil and gas areas of Siberian Platform.

Key words: oil, gas, condensate, geological exploration, resources, geological and economic evaluation, prospective oil and gas bearing zones, the criteria for the placement of regional geological exploration.

В России имеются большие территории, характеризующиеся слабой геологической изученностью. В настоящее время государство берет на себя региональный этап геологоразведочных работ (ГРР) на нефть и газ и частично стадию выявления объектов поискового бурения [1]. Выбор объектов для проведения этих работ устанавливается без каких-либо четких критериев и регламентирующих документов, основываясь в основном на субъективных оценках и мнениях.

По мнению авторов, в условиях ограничений по финансированию, объемам, темпам и срокам ГРР должна быть разработана четкая система государственного планирования проведения геологического изучения и последующего освоения объектов региональных ГРР, в качестве которых выступают перспективные нефтегазоносные зоны – выделенные по геологическим критериям слабоизученные территории, наиболее перспективные для проведения поисковых работ на нефть и газ за счет средств государственного бюджета. Первоочередным этапом создания такой системы является определение критериев выбора первоочередных объектов.

Планировать постановку региональных ГРР необходимо как на зонах с достаточной изученностью – для обеспечения прироста ресурсной базы в ближайшие годы, так и на слабоизученных – для обеспечения непрерывности воспроизводства ресурсной базы в будущем.

Зоны группы I достаточно изучены и на них имеет смысл проведение технико-экономических расчетов и применение количественных экономических критериев. Методика проведения геолого-экономической оценки ресурсов перспективных нефтегазоносных зон подробно описана в работе [2].

Зоны группы II отличаются очень низкой степенью изученности, вследствие чего количественная оценка перспектив нефтегазоносности для них имеет большую степень неопределенности. Для таких зон справедливо будет использовать геологические критерии, например, общий объем прогнозных ресурсов, плотность ресурсов, а также полезность получаемой геологической информации, которая позволит подтвердить нефтегазоносность поисковых объектов и уточнить их строение в достаточной степени для проведения более достоверной количественной оценки.

Предложенный подход был применен авторами при обосновании последовательности изучения 11 первоочередных зон Сибирской платформы за

счет средств государственного бюджета. Данная работа основана на результатах государственных контрактов на выполнение количественной (2010-2012 гг.) и геолого-экономической (2013-2014 гг.) оценки ресурсов нефти, газа и конденсата Российской Федерации, выполненных по заказу Федерального агентства по недропользованию (Роснедра) специалистами ведущих региональных научно-исследовательских институтов нефтяного профиля в системе Роснедр [3].

Комплексный геолого-экономический анализ перспективных нефтегазоносных зон группы I с доказанной промышленной нефтегазоносностью позволяет рекомендовать проводить их геологическое изучение и освоение в следующей очередности: сначала Аргишско-Чунская, далее Южно-Тунгусская, Предпатомская и в последнюю очередь Желдонская и Гыдано-Хатангская зоны.

Для определения перспектив нефтегазоносности и уточнения количественной оценки ресурсов УВ зон группы II была проведена экспертная оценка (метод Делфи). В опросе участвовали А.С. Ефимов, Н.В. Мельников, П.Н. Мельников, А.В. Мигурский, Ф.А. Мигурский, Е.В. Смирнов, В.А. Эрнст. Им предлагалось дать вероятностную оценку объемов возможных извлекаемых ресурсов УВ перспективных зон группы II. На основе анализа геологических данных и полученного показателя плотности запасов по наиболее вероятной оценке была предложена следующая последовательность изучения зон группы II: Хантайско-Северореченская, Западно-Анабарская и Анабаро-Хатангская, далее Вилуйская и в последнюю очередь Кочечумско-Мархинская и Предверхояно-Майская.

Таким образом, для решения важнейшей государственной задачи, которой является определение очередности региональных ГРП, проводимых за счет средств госбюджета, необходимо применять комплекс методических приемов – количественную, экономическую оценку ресурсов УВ, методы экспертных оценок и процедуры их обработки, вероятностные методы.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Временное положение об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ (утверждено Приказом Министерства природных ресурсов Российской Федерации от 07.02.2001г. №126).
2. Герт А.А., Миляев Д.В., Кузьмина К.Н., Немова О.Г., Супрунчик Н.А. Методика геолого-экономической оценки ресурсов и ее применение для углеводородного сырья Восточной Сибири // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. - 2015. - № 2. - С. 14-21.
3. Методическое руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России. - М.: ВНИИГНИ, 2000. - 189 с.

© А. А. Герт, К. Н. Кузьмина, О. Г. Немова, А. И. Ефремов, 2016

УДК 338.45

СТРУКТУРНЫЕ СДВИГИ В ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИИ АВТОМОБИЛЬНЫМ ТРАНСПОРТОМ

Василий Юрьевич Немов

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Ак. Коптюга, 3, младший научный сотрудник, тел. (383)333-28-14, e-mail: NemovVU@ipgg.sbras.ru

В статье рассмотрена структура автотранспорта по типам и объему двигателей, по видам транспортных средств. Представлен прогноз структуры энергоносителей на автомобильном транспорте.

Ключевые слова: нефть, прогноз спроса, альтернативные источники энергии, транспорт.

STRUCTURAL CHANGES IN THE ENERGY CONSUMPTION ROAD TRANSPORT

Vasiliy Yu. Nemov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptuyug Prospect, Junior Researcher, tel. (383)333-28-14, e-mail: NemovVU@ipgg.sbras.ru

The article deals with structure of the vehicle by type and size of engines, types of vehicles. Presented forecast structure of fuel consumed by road transport.

Key words: oil, forecast of consumption, alternative energy sources, transport.

Прогнозирование спроса на энергоносители на основных мировых энергетических рынках имеет важное значение при долгосрочном прогнозировании развития топливно-энергетических отраслей стран-производителей сырья. Крупнейшим потребителем нефти в экономике является транспортный сектор. Для прогнозирования спроса на нефть на транспорте определяющее значение играет анализ изменения структурных сдвигов автотранспортных средств по типам, объему двигателя, потребляемому топливу и др. В статье рассмотрены два подхода к определению спроса на конкретные виды энергоносителей для транспортного сектора с учетом структурных сдвигов на «макро-» и «микроуровнях». Представлены результаты расчетов спроса на нефть на транспорте на долгосрочную перспективу для стран Европы.

Транспорт – важнейший элемент в структуре постиндустриальной экономики. Повышение уровня жизни и благосостояния населения ведет к увеличению мобильности населения, повышению требований к уровню комфорта. Рост уровня автомобилизации населения и интенсивности грузовых и пассажирских перевозок ведет к все возрастающей зависимости экономики от поставок нефти как основного энергоносителя для транспорта [1].

В течение последних 30 лет практически во всех регионах мира в структуре внутреннего потребления энергии неизменно возростала доля транспортного сектора. Соответственно, спрос на нефть все в большей степени определяется нуждами дорожного транспорта, авиации, морского транспорта. Это привело к тому, что в настоящее время спрос на нефть на 2/3 формируется

за счет транспортного сектора. Так, в Австрии потребление нефти на транспорте выросло с 44 % в 1990 г. до 65 % в 2014 г., в Великобритании – с 56 % в 1990 г. до 72 % в 2014 г., в России – с 45 % в 1990 г. до 74 % в 2014 г. [2].

Наблюдаемые тенденции поднимают вопросы не только энергетической безопасности стран-импортеров нефти, но и возрастающую нагрузку на экологическую систему. Наиболее остро эти вопросы стоят в развитых странах Европы, а также в густонаселенных странах, таких как Япония, Сингапур и др.

На протяжении последних 15 лет повышение энергоэффективности экономики в целом и транспортного сектора в частности, а также диверсификация энергоносителей входят в число приоритетных направлений развития этих регионов. Кроме того, период высоких цен на нефть с начала 2000-х гг. способствовал росту интереса автопроизводителей к альтернативным источникам энергии.

Целенаправленная политика по увеличению эффективности использования энергии и период высоких цен на нефть привели к появлению устойчивой тенденции снижения потребления энергии на транспорте в европейских странах, которая наблюдается в течение последних 10 лет. Этот процесс осуществляется на фоне растущего количества автотранспортных средств. Таким образом, темпы роста эффективности энергопотребления на транспорте значительно превышают прирост количества автотранспортных средств.

Вместе с тем стоит отметить, что процессы энергопотребления на транспорте в различных регионах мира происходят крайне неравномерно и зависят от уровня развития экономики, отношения к вопросам экологической безопасности, культурных и социальных особенностей. Так, темп роста спроса на энергию на транспорте в развивающихся странах Азиатско-Тихоокеанского региона и Ближнего Востока остается на высоком уровне, что обусловлено как ростом количества транспортных средств, так и низкими требованиями к их экологической и экономической эффективности.

Вместе с тем необходимо отметить, что последние десятилетия в энергопотреблении на транспорте происходят крупные структурные сдвиги, касающиеся структуры дорожного транспорта, рабочих объемов и типов двигателей (таблица) [3, 4].

Таблица

Структура потребления топлива в дорожном транспорте в Европе, %

Энергоноситель	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013
Бензин	57,8	53,7	47,2	38,1	30,5	29,5	28,5	27,7
Дизельное топливо	40,9	44,9	51,2	59,0	63,0	63,6	64,1	65,2
СНГ и природный газ	1,2	1,2	1,4	1,7	2,1	2,2	2,3	2,5
Биотопливо	0,0	0,1	0,2	1,1	4,4	4,6	5,0	4,6
Электроэнергия	0,01	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02	0,02	0,03

Происходит переориентация на более экологические виды энергоносителей, наиболее экономически эффективные виды транспортных

средств. В конечном счете соответствующие изменения напрямую влияют на объем и эффективность энергопотребления.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Меламед Л.Б., Суслов Н.И. Экономика энергетики: основы теории / Отв. ред. М.В. Лычагин. - Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2000. - 180 с.
2. Прогноз развития энергетики мира и России до 2035 года / Российское энергетическое агентство - М.: ИНЭИ, 2012. - 196 с.
3. Эдер Л.В. Прогноз мирового энергопотребления: методические подходы, сравнительные оценки // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. - 2013. - № 6. - С. 15-26.
4. European Commission: Eurostat. Transport statistic. URL: <http://ec.europa.eu/eurostat/web/transport/data/database>

© В. Ю. Немов, 2016

СОВРЕМЕННЫЕ ФОРМЫ СОТРУДНИЧЕСТВА ВЛАСТИ И БИЗНЕСА В РЕСУРСОДОБЫВАЮЩИХ ОТРАСЛЯХ РОССИИ

Сергей Михайлович Никитенко

Федеральный исследовательский центр угля и углехимии СО РАН, 650065, Россия, г. Кемерово, пр. Ленинградский, 10, доктор экономических наук, заведующий лабораторией мониторинга и прогнозирования развития проектов государственно-частного партнёрства в области комплексного освоения недр, тел. (384)245-20-63, e-mail: nsm.nis@mail.ru

Елена Владимировна Гоосен

Федеральный исследовательский центр угля и углехимии СО РАН, 650065, Россия, г. Кемерово, пр. Ленинградский, 10, кандидат экономических наук, старший научный сотрудник лаборатории мониторинга и прогнозирования развития проектов государственно-частного партнерства в области комплексного освоения недр, тел. (384)245-20-63, e-mail: goosenev_08@mail.ru

Россия вступает в новый этап своего развития. В ближайшие годы предстоит создать новую модель, опирающуюся на внутренние источники развития на основе комплексного освоения недр (КОН) и устойчивого развития территорий. Переход на такую модель невозможен без взаимовыгодного партнерства власти и бизнеса на основе проектного подхода в форме ГЧП.

Ключевые слова: партнерство власти и бизнеса, ГЧП проекты, угольная отрасль, комплексное освоение недр.

CONTEMPORARY FORMS OF COOPERATION BETWEEN BUSINESS AND GOVERNMENT IN THE RESOURCE INDUSTRIES

Sergey M. Nikitenko

The Federal Research Centre of Coal and Coal Chemistry SB RAS, 650065, Russia, Kemerovo, 10 Leningradsky Prospect, Ph. D., Head of the Laboratory of monitoring and forecasting of development of public-private partnership in complex development of a subsoil, tel. (384)245-20-63, e-mail: nsm.nis@mail.ru

Elena V. Goosen

The Federal Research Centre of Coal and Coal Chemistry SB RAS, 650065, Russia, Kemerovo, 10 Leningradsky Prospect, Ph. D., Leading Research Assistant of the Laboratory of monitoring and forecasting of development of public-private partnership in the complex development of a subsoil, tel. (384)245-20-63, e-mail: goosenev_08@mail.ru

Russia is entering a new stage of its development. In the next few years will create a new model of development, based on domestic sources of development, which should be based integrated development of mineral resources (KON), and sustainability. The transition to this model is not possible without a mutually beneficial partnership between business and government on the basis of the project approach in the form of PPP.

Key words: Partnership between business and government, PPP projects, the coal industry, the comprehensive development of mineral resources.

Россия вступает в новый этап своего развития. В условиях падения цен на энергоносители и экономических санкций возможность дальнейшего развития страны исключительно за счет добычи и реализации на внешнем рынке дорогих природных ресурсов стала невозможной. В ближайшие годы предстоит создать новую модель развития, опирающуюся на внутренние источники, в основе которой должно лежать комплексное освоение недр (КОН) и устойчивое развитие территорий. Переход на такую модель невозможен без взаимовыгодного партнерства власти и бизнеса на основе проектного подхода. В Сибири уже сформировался опыт реализации таких проектов, в том числе в сфере комплексного освоения недр в следующих формах: государственно-частное партнерство (ГЧП), соглашения о социально-экономическом сотрудничестве крупных компаний и администраций регионов, программ развития регионов.

В России проекты ГЧП начали реализовываться с 2000-х гг. Это сложные проекты, которые могут реализовываться в форме контракта о технической помощи, контракта на управление, контракта жизненного цикла, лизингового договора с инвестиционными обязательствами, концессии, соглашения о государственно-частном партнерстве, соглашения о разделе продукции и др. В мире не существует ни общепринятого определения, ни жестко определенного перечня конкретных форм сотрудничества. Однако большинство исследователей и специалистов сходятся на том, что от любых других форм взаимодействия власти и бизнеса их отличают следующие черты: долгосрочный проект с четко определенными сроками; добровольный взаимовыгодный характер сотрудничества; формальный характер сотрудничества на основе контрактов и соглашений с четкой структурой взаимодействия и распределением рисков и выгод; совместное участие бизнеса и власти в финансировании и управлении и/или реализации проектом; производство общественных или квазиобщественных благ, направленное на решение важнейших социально-экономических проблем [3].

На сегодняшний день, по данным федерального портала «ГЧП-инфо», в России реализуется 1258 проектов. Большая часть проектов – это концессионные соглашения в инфраструктурной и социальной сферах. Однако есть положительный опыт реализации ГЧП проектов и в отраслях, занятых добычей, переработкой и транспортировкой природных ресурсов: создание транспортной инфраструктуры для освоения минерально-сырьевых ресурсов юго-востока Читинской области, строительство железнодорожной линии Кызыл – Курагино в увязке с освоением минерально-сырьевой базы Республики Тыва, программа комплексного развития Нижнего Приангарья. Однако доля таких проектов невелика. Они реализуются в рамках крупных программ развития отраслей и регионов и финансируются с помощью Инвестиционного фонда РФ. При этом на проекты, ориентированные на освоение природных ресурсов, приходится только 10 % от общего числа инвестиционных проектов [4].

В большинстве сибирских регионов взаимодействие между ресурсодобывающими компаниями и региональными властями осуществляется в форме соглашений о социально-экономическом сотрудничестве. Эти соглашения нельзя относить к классическим ГЧП. Они носят краткосрочный характер наряду с элементами инвестиционного проекта, содержат элементы благотворительности, не всегда можно говорить о равноправии партнеров. Тем не менее они содержат отдельные элементы ГЧП проектов, выполняют их функции, поэтому их можно называть квази-ГЧП проектами.

В рамках соглашений компании получают поддержку органов власти соответствующего субъекта Федерации на присутствие в регионе. В свою очередь, региональная власть за счет соглашений о социально-экономическом сотрудничестве обеспечивает стабильность ситуации в регионе. В рамках соглашений решаются вопросы развития инфраструктуры регионов, поддерживается занятость, ведется финансирование социальных программ, которые хронически недофинансируются из центра. Фактически, соглашения подменяют собой не только ГЧП проекты, но и промышленную политику развития регионов.

Кузбасс является одним из наиболее показательных в части использования соглашений о социально-экономическом сотрудничестве как инструмента политики развития региона. По данным Администрации Кемеровской области, в 2015 г. было подписано 37 соглашений о социально-экономическом сотрудничестве, в том числе 26 – с угледобывающими компаниями [2]. Динамика соглашений и отраслевая принадлежность компаний, заключивших соглашения в 2011-2015 гг., представлена в таблице.

Таблица

**Отраслевая структура соглашений
о социально-экономическом сотрудничестве в Кемеровской области [2]**

	Отрасль	Количество соглашений по годам				
		2011	2012	2013	2014	2015
1	Угледобывающие компании	33	31	30	28	26
2	«Неугольные» компании, занятые в промышленном производстве	4	6	6	4	3
3	Торговые компании	0	5	6	4	5
4	Финансовые организации	0	3	3	2	-
5	Предприятия АПК	0	0	0	6	6
	Всего	37	45	45	44	37
	Доля угледобывающих компаний, %	89	69	67	63,5	70,3

В рамках соглашений администрация области берет на себя обязательства оказывать поддержку бизнес-структурам в Кузбассе в форме предоставления

бюджетных кредитов, лоббирования интересов компаний в федеральных органах государственной власти. Особенно важным для компаний является поддержка инвестиционных проектов в сфере развития инфраструктуры: строительство и реконструкция электростанций, строительство новых железнодорожных веток и пр. Компании, в свою очередь, обязуются наращивать инвестиции в предприятия региона, следовать принципам корпоративной социальной ответственности, принимать участие в финансировании региональных социальных программ Кузбасса [1].

Подводя итоги практики реализации квази-ГЧП в форме соглашений о социально-экономическом сотрудничестве между органами власти и крупнейшими угольными компаниями в Кемеровской области, важно отметить, что соглашения оказывают двойственное влияние на развитие региона, угольных компаний и на сам институт ГЧП. Содержание соглашений о социально-экономическом сотрудничестве показывает, что, несмотря на наличие в них инвестиционной составляющей, в целом они ориентированы на использование ресурсов бизнеса для реализации социальных проектов и поддержание социально-экономической стабильности территории. С другой стороны, «повышенные социальные обязательства» зачастую отвлекают средства от комплексного освоения недр на определенной территории. Поэтому говорить о том, что проекты квази-ГЧП являются инструментом для развития территорий на основе КОН, по мнению авторов, рано. Они нуждаются в модификации отношений между властью и бизнесом и четком законодательном регулировании.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Гоосен Е.В. Региональная дифференциация института Государственно-частного партнерства в России // Научные труды Донецкого национального технического университета. Серия: Экономическая. - 2013. - №1(43). - С. 121-134.
2. Пресс-релизы соглашений областной администрации и предприятий Кемеровской области на портале администрации Кемеровской области // URL: <http://kemoblast.ru>
3. Состояние и перспективы развития проектов государственно-частного партнерства в контексте комплексного освоения недр / под. ред. А.Э. Конторовича. С.М. Никитенко, Е.В. Гоосен. - Кемерово: ООО «Сибирская издательская группа», 2015 - 331с.
4. Федеральный портал «Инфраструктура и государственно-частное партнерство в России» // URL: <http://www.pppi.ru/projects>.

© С. М. Никитенко, Е. В. Гоосен, 2016

УДК 330.15+338.27

СТРАТЕГИИ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКИХ КЛАСТЕРОВ¹ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ И ДАЛЬНЕГО ВОСТОКА: КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ И РЕАЛИЗУЕМОСТИ

Нина Ильинична Пляскина

Институт экономики и организации промышленного производства СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Ак. Лаврентьева, 17; Новосибирский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, доктор экономических наук, профессор НГУ, ведущий научный сотрудник, тел. (383)330-28-26, e-mail: pliaskina@hotmail.com

Виктория Никитична Харитонова

Институт экономики и организации промышленного производства СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Ак. Лаврентьева, 17, кандидат экономических наук, ведущий научный сотрудник, тел. (383)330-13-67, e-mail: kharit@ieie.nsc.ru

Ирина Александровна Вижина

Институт экономики и организации промышленного производства СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Ак. Лаврентьева, 17, старший научный сотрудник, тел. (383)330-13-67, e-mail: vira@ieie.nsc.ru

В статье представлен комплексный анализ формирования стратегии развития нефтегазохимических кластеров Восточной Сибири и Дальнего Востока. На основе сценарного анализа оценено влияние государственной политики стимулирования нефтегазовых компаний на реализацию стратегии развития ускоренного инновационного развития нефтегазохимии в мегапроекте Восточно-Сибирского нефтегазового комплекса.

Ключевые слова: мегапроект, нефтегазохимический кластер, стратегия, модернизация экономики, эффективность, бюджетные эффекты, упущенные выгоды.

DEVELOPMENT STRATEGY PETROCHEMICAL CLUSTERS EAST SIBERIA AND THE FAR EAST: COMPREHENSIVE EVALUATION AND SALE

Nina I. Plyaskina

Institute of Economics and Industrial Engineering (IEIE) of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, 630090, Russia, Novosibirsk, 17 Lavrentiev Prospect; Novosibirsk State University, 630090, Russia, Novosibirsk, 2 Pirogova Str., Doctor of Science, Professor NSU, Leading scientific specialist IEIE, tel. (383)330-28-26, e-mail: pliaskina@hotmail.com

¹ Кластер – это территориально локализованная и взаимосвязанная совокупность предприятий, организаций и учреждений, оформленная в некую единую организационную структуру (но без создания нового юридического лица).

Viktoriya N. Kharitonova

Institute of Economics and Industrial Engineering (IEIE) of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, 630090, Russia, Novosibirsk, 17 Lavrentiev Prospect, Ph. D., Leading scientific specialist in the IEIE SB RAS, sector of analysis and forecasting of the development of problem Siberia regions, tel. (383)330-13-67, e-mail: kharit@ieie.nsc.ru

Irina A. Vizhina

Institute of Economics and Industrial Engineering (IEIE) of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, 630090, Russia, Novosibirsk, 17 Lavrentiev Prospect, Senior Researcher in the IEIE SB RAS, sector of analysis and forecasting of the development of problem Siberia regions, tel. (383)330-13-67, e-mail: vira@ieie.nsc.ru

The paper presents a comprehensive analysis of the formation of petrochemical cluster development strategy in Eastern Siberia and the Far East. Based on scenario analysis evaluated the impact of government policies to encourage oil companies to implement the development strategy to accelerate the development of innovative petrochemical megaproject in the East Siberian oil and gas complex.

Key words: mega-project, a petrochemical cluster, strategy, modernization of the economy, budgetary effects, loss of profits.

Комплексный анализ стратегии развития нефтегазохимических кластеров предусматривает взаимосвязанную систему оценок экономической эффективности освоения нефтегазовых ресурсов в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия) для государства, сырьевых и перерабатывающих нефтегазохимических компаний, а также социально-экономического развития регионов. В качестве аналитического инструментария использован разработанный нами комплекс имитационной и сетевой моделей инвестиционной программы мегапроекта ВСНГК на период до 2030 г. [1].

Ресурсные ограничения, целевые приоритеты являются варьируемыми параметрами в модельном комплексе мегапроекта. Мегапроект ВСНГК как композиция стратегических инвестиционных намерений нефтегазовых компаний предусматривает сбалансированность во времени сроков освоения месторождений углеводородных ресурсов Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) и формирования нефтегазохимических кластеров в регионах Восточной Сибири и Дальнего Востока. Его участниками являются регионы – субъекты Федерации (Иркутская область, Красноярский край и Республика Саха (Якутия), Амурская область, Приморский край), естественные монополии, государственные и частные корпорации, научные организации и структуры гражданского общества.

Долгосрочный международный российско-китайский газовый контракт по строительству трубопровода «Сила Сибири» и экспорту российского газа в Китай, заключенный в мае 2014 г., актуализировал проблемы формирования нефтегазохимических кластеров Восточной Сибири и Дальнего Востока, предусмотренных Государственным планом развития газо- и нефтехимии России на период до 2030 гг. (План-2030) [2]. Стратегическими целями Плана

являются: выход России на уровень промышленно-развитых стран по потреблению нефтегазохимической продукции посредством создания региональных нефтегазохимических кластеров, повышение конкурентоспособности отечественных производств на российском и внешних рынках, переход от экспортно-сырьевой модели развития нефтегазохимии к инновационно-инвестиционной. Запланирован крупномасштабный выход продукции глубоких переделов нефтегазохимии на рынки АТР в ближайшие 15-20 лет.

Создание кластеров – это инструмент не только развития нефтегазохимии, но и локализации в регионах инновационных предприятий-потребителей ее продукции, производящих продукцию с высокой добавленной стоимостью, ускорения процессов модернизации и реиндустриализации старопромышленных регионов Восточной Сибири и Дальнего Востока и, как следствие, решение серьезных социально-экономических проблем регионов и повышения качества жизни населения.

Проведенный анализ позволяет сделать следующие выводы.

1. Предприятия нефте- и газохимической отраслей мегапроекта станут системообразующей основой кластеров на Дальнем Востоке и в Восточной Сибири. В результате реализации инвестиционных проектов нефтегазохимических кластеров в ВСНГК будет сосредоточено 55 % прогнозируемого российского производства полимеров и 25 % этилена, предусмотренных Планом-2030 [3].

В новом сценарии мегапроекта в структуре производства нефтегазохимической продукции доля пластмасс снизилась по сравнению с базовым сценарием с 22 до 12 %, полимеров – с 42 до 38 %, главным образом в пользу моторного и энергетического топлива (рост с 35 до 47 %) и товарного гелиевого концентрата. Успешная реализация проектов нефтегазохимических кластеров в 2015-2020 гг. позволит начать активное импортозамещение в отраслях-потребителях полимерной продукции в Сибири и на Дальнем Востоке после 2021 г.

2. Льготное налогообложение комплексной разработки месторождений углеводородного сырья будет способствовать снижению эксплуатационных затрат и росту коммерческой эффективности и привлекательности для частных инвесторов газо- и нефтехимических проектов. По нашим оценкам, проекты газохимических комплексов станут лидерами ВСНГК по эффективности инвестиций, причем максимально эффективными и устойчиво рентабельными будут инвестиции в проекты Восточно-Сибирского газохимического кластера, даже при изменении условий контракта.

Правда, своеобразной «платой» за рост коммерческой эффективности нефтегазохимии стали дополнительные капитальные затраты добывающих компаний на инфраструктурное комплексное обустройство месторождений для извлечения углеводородного сырья, которые обусловили рост капиталоемкости добычи нефти и природного газа в 1,5 раза и снижение эффективности их инвестиций на 30 %.

3. Получен качественный рост коммерческой эффективности проектов глубокой переработки углеводородов, нефте- и газохимической промышленности. Вклад газохимических и нефтехимических кластеров в совокупную чистую прибыль мегапроекта достиг 38 %, из них газохимия – 18 % (рисунок). Основным источником прибыли будут ожидаемые экспортные доходы от реализации продукции нефтегазохимии и товарного гелиевого концентрата, объем которых сравним с объемами базового сценария. Более трети выручки прогнозируется получить на российском рынке.

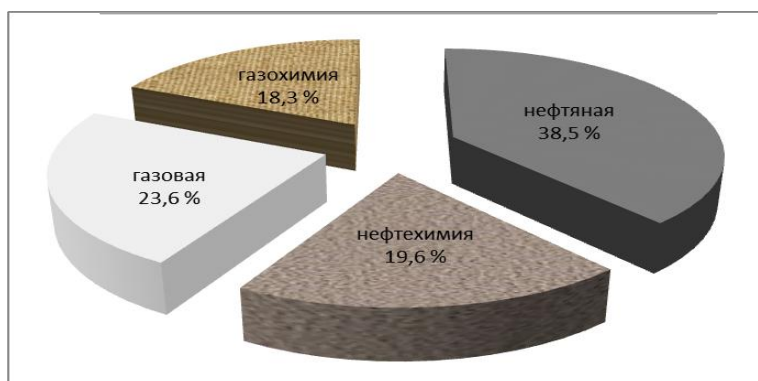


Рис. Вклад отраслей в чистую прибыль ВСНГК в 2015-2030 гг.
(новый сценарий), %

4. Эффективность инвестиций проектов Восточно-Сибирского кластера в 1,5-2 раза выше по сравнению с Дальневосточным (3,5 и 1,98 долл./долл.). Среди газохимических предприятий лидер мегапроекта – Саянский ГХК, где прогнозируется максимальная эффективность инвестиций: 4,2 долл. чистой прибыли на 1 долл. капитальных вложений, на втором месте – Красноярский ГХК (3,16), а в Белогорском ГХК Дальневосточного кластера эффективность инвестиций в 1,9 раза ниже, чем в Саянском. Как показали наши исследования, «Газпром» явно недооценил потенциал эффективности проектов Саянского и Красноярского ГХК: наличие производственной инфраструктуры, квалифицированных кадров, научно-технического и технологического потенциала, логистических центров Транссибирской магистрали.

Низкая обеспеченность сырьем Саянского ГХК и неопределенность сроков освоения газовых месторождений Красноярского края в новом сценарии создают реальную угрозу формированию Восточно-Сибирского нефтегазохимического кластера. Тем самым возрастает риск невыполнения стратегической цели Плана-2030 по обеспечению внутренних потребностей и импортозамещению продукции глубоких переделов нефтегазохимии в Иркутской области и Красноярском крае.

5. Существенно возросла инвестиционная привлекательность проектов нефтегазохимии для частных инвесторов: их интегральная чистая прибыль превысит в 2,2 раза требуемые инвестиции. Основным источником прибыли

будут экспортные доходы, по объемам сравнимые с базовым сценарием. Более трети выручки от реализации продукции прогнозируется получить на российском рынке.

6. В формировании чистой прибыли мегапроекта добывающие компании и транспорт нефти и газа утратили лидирующие позиции, уступив их глубокой переработке углеводородного сырья – нефте- и газохимии. Вклад добывающих отраслей в чистую прибыль мегапроекта снизился с 90 до 62 %.

Прогнозная интегральная добавленная стоимость ВСНГК (в современных институциональных условиях взаимоотношений бизнеса и государства в РФ) распределяется между участниками мегапроекта следующим образом: 56 % – чистая прибыль компаний, а 44% – доходы консолидированного бюджета государства. В свою очередь регионы-участники мегапроекта – Восточная Сибирь и Республика Саха (Якутия), Амурская область и Приморский край – получают треть прогнозируемых доходов консолидированного бюджета.

7. Эффективность мегапроекта ВСНГК имеет широкую зону устойчивости к волатильности цен на углеводородное сырье на мировом рынке. По нашим расчетам, при снижении цен на нефть до 30 долл./барр. прогнозируемая чистая прибыль ВСНГК в 2015-2030 гг. может снизиться в 3,8 раза, до 90 млрд долл., тем не менее ожидаемая рентабельность мегапроекта составит 12 %. Важным фактором создания газонефтехимических производств и активизации процесса импортозамещения является принятие эффективных управленческих решений для привлечения инвесторов. Стратегии ОАО «Газпром» и ОАО «Роснефть» будут находиться в русле реализации задач Плана-2030 по развитию газо- и нефтехимии России на период до 2030 г. и интересов долговременного развития Дальнего Востока как территории опережающего развития России при активной государственной политике стимулирования комплексного освоения Чаяндинского и Ковыктинского газоконденсатных месторождений. Предоставление налоговых каникул по НДС может способствовать снижению эксплуатационных затрат на покупку сырья для газонефтехимических компаний, росту коммерческой эффективности и привлекательности проектов для частных инвесторов. Это придаст импульс развитию нефтегазохимии на Востоке России.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Пляскина Н.И., Харитонов В.Н. Стратегическое планирование межотраслевых ресурсных мегапроектов: методология и инструментарий // Проблемы прогнозирования. - 2013. - № 2. - С. 15-27.

2. План развития газо- и нефтехимии России на период до 2030 гг. Источники: <http://www.cntd.ru/1000002845.html>http://minenergo.gov.ru/activity/oilgas/petrochemical_branch/

3. Основные положения плана развития газо- и нефтехимии России на период до 2030 года, Technon, ЗАО «Альянс-Аналитика». - Москва, 2012. - URL: http://aeaep.com.ua/wp-content/uploads/2013/07/34-40_csmhxb_lvsj_sxrq_2030_i_xw_c5_2012.pdf, дата обращения: 20.02.2015 г.

© Н. И. Пляскина, В. Н. Харитонов, И. А. Вижина, 2016

УДК 330.133.7

ОЦЕНКА СТОИМОСТИ РОССИЙСКИХ НЕЗАВИСИМЫХ НЕФТЯНЫХ КОМПАНИЙ

Анастасия Викторовна Полторакова

Новосибирский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, аспирант, тел. (383)363-43-33, e-mail: poly@admin.nsu.ru

На современном этапе малые независимые нефтяные компании начинают играть существенную роль в организационной структуре нефтегазового бизнеса.

Ключевые слова: операционные расходы, нефтегазовые компании, добыча нефти и газа.

VALUATION OF RUSSIAN INDEPENDENT OIL COMPANIES

Anastasiya V. Poltorakova

Novosibirsk State University, 630090, Russia, Novosibirsk, 2 Pirogova Str., a graduate student, tel. (383)363-43-33, e-mail: poly@admin.nsu.ru

At present, the small independent oil companies are beginning to play a significant role in the organizational structure of the oil and gas business.

Key words: operating costs, oil and gas companies, oil and gas.

Капитализация крупных вертикально-интегрированных компаний может определяться на основных биржевых площадках, на которых происходит формирование их стоимости. Малые же независимые нефтегазовые компании, как правило, не входят в биржевой листинг российских и зарубежных биржевых площадок. В этих условиях актуальной задачей является определение стоимости их бизнеса, в особенности это касается нефтяных компаний на начальной стадии разработки месторождений, т. е. до появления положительных финансовых потоков [1].

Целью исследования является определение особенностей оценки стоимости малых независимых нефтяных компаний (на примере ООО «Сибирь ГеоТЭК»).

Для оценки стоимости компаний чаще используются такие подходы, как сравнительный, доходный, затратный, опционный. Однако для оценки стоимости нефтяной компании на начальном этапе своего развития (добыча природных ресурсов еще не началась или еще не значительная) целесообразнее будет применять специфический производственный метод, суть которого состоит в оценке ресурсно-сырьевой базы компании, так как это единственный актив, который на данном этапе можно оценить [2].

Были выделены следующие факторы, определяющие стоимость ресурсно-сырьевой базы: развитость инфраструктуры региона, структура запасов и ресурсов, а также структура фазового состава углеводорода. На основе анализа аукционов, проведенных и состоявшихся в 2011-2016 гг. на территории России, было выявлено, что большое влияние на конечную стоимость объектов лицензирования оказывает доля нефтяных запасов и ресурсов в структуре начальных суммарных ресурсов. Также существенным фактором, оказывающим влияние на удорожание активов, была определена степень развитости и освоенности территории, где расположен участок, а также фазовый состав и наличие как жидких, так и газообразных углеводородов [3].

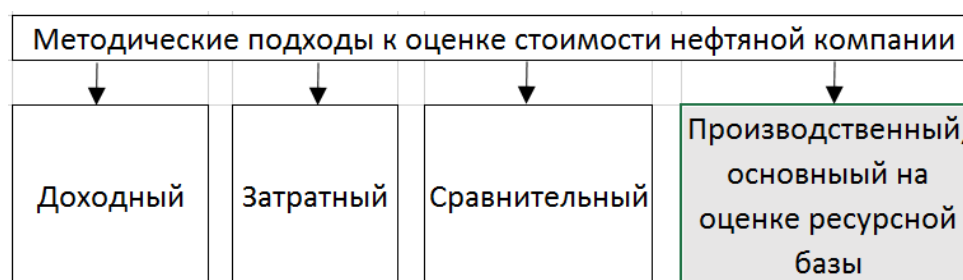


Рис. Методические подходы к оценке стоимости малой нефтяной компании

Применение производственного подхода, основанного на оценке стоимости запасов и ресурсов углеводородов с учетом итогов аукционов позволило определить интервалы стоимости запасов и ресурсов углеводородов группы участков ООО «Сибирь ГеоТЭК», она находится в пределах 217,1–293,7 млн долл.

Также был произведен расчет стоимости остальными методами. Комплексное использование всех трех методических подходов позволяет дать точную и максимально соответствующую реальной хозяйственной практике оценку стоимости компании (таблица).

Таблица

Значения стоимости компании ООО «Сибирь ГеоТЭК» [4, 5]

Подходы к оценке стоимости компаний	Стоимость компании, млн. долл.
Производственный подход, основанный	217-293

на оценке стоимости запасов и ресурсов углеводородов	
Затратный подход	200
Сравнительный подход	220-315
Доходный подход	280

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Конторович А.Э., Эдер Л.В. Новая парадигма стратегии развития сырьевой базы нефтедобывающей промышленности Российской Федерации // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. - 2015. - № 5. - С. 8-17.
2. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Мочалов Р.А. Эффективность бизнес-стратегий российских нефтегазовых компаний // Бурение и нефть. - 2015. - № 3. - С. 3-10.
3. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Моисеев С.А. Нефтегазовый комплекс Восточной Сибири и Дальнего Востока: тенденции, проблемы, современное состояние // Бурение и нефть. - 2015. - № 12. - С. 3-12.
4. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Немов В.Ю., Проворная И.В. Современное состояние и основные тенденции развития нефтяной промышленности // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. - 2014. - № 3. - С. 40-51.
5. Конторович А.Э., Эпов М.И., Эдер Л.В. Долгосрочные и среднесрочные факторы и сценарии развития глобальной энергетической системы в XXI веке // Геология и геофизика. - 2014. - Т. 55. - № 5-6. - С. 689-700.

© А. В. Полторакова, 2016

УДК 332.62

ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ И ДАЛЬНЕГО ВОСТОКА

Ирина Викторовна Проворная

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Ак. Коптюга, 3, кандидат экономических наук, научный сотрудник лаборатории ресурсов углеводородов и прогноза развития нефтегазового комплекса, тел. (383)333-28-14, e-mail: ProvornayaIV@ipgg.sbras.ru

Нефтегазовый комплекс Восточной Сибири и Дальнего Востока – самый динамично развивающийся центр нефтегазовой промышленности России. С конца 2000-х гг. основной прирост добычи в России осуществлялся за счет Восточных регионов России, которые являются стратегически приоритетными регионами на долгосрочную перспективу. Масштабное развитие добычи нефти на востоке страны позволило организовать новый крупный промышленный центр, обеспечить выход на энергетические рынки Азиатско-Тихоокеанского региона.

Ключевые слова: добыча нефти, нефтегазовый комплекс Сибири, месторождения Восточной Сибири, Дальний Восток, трубопроводы.

TRENDS OF OIL AND GAS COMPLEX OF EAST SIBERIA AND THE FAR EAST

Irina V. Provornaya

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptug Prospect, Ph. D., Researcher of the Laboratory of hydrocarbon resources and the forecast of development of oil and gas complex, tel. (383)333-28-14, e-mail: ProvornayaIV@ipgg.sbras.ru

Oil and gas complex of Eastern Siberia and the Far East - the most dynamically developing center of the oil and gas industry of Russia. Since the late 2000s. Most of the growth in Russia was carried out at the expense of Russia's eastern regions, which are of strategic priority regions for the long term. Large-scale development of oil production in the east of the country has allowed to organize a new major industrial center, to provide access to the energy markets of the Asia-Pacific region.

Key words: oil, oil and gas complex of Siberia, Eastern Siberia field, the Far East, pipelines.

Добыча нефти в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия) практически достигла пика в связи с выходом на проектную мощность основных разрабатываемых месторождений региона – Ванкорского (Красноярский край), Верхнечонского (Иркутская область) и Талаканского (Республике Саха (Якутия)). Возможно еще некоторое незначительное увеличение нефтедобычи за счет сателлитов и средних по размерам соседних месторождений. В то же время приросты добычи нефти на регионе являются единственным источником поддержания добычи нефти по стране в целом (рисунок) [1].

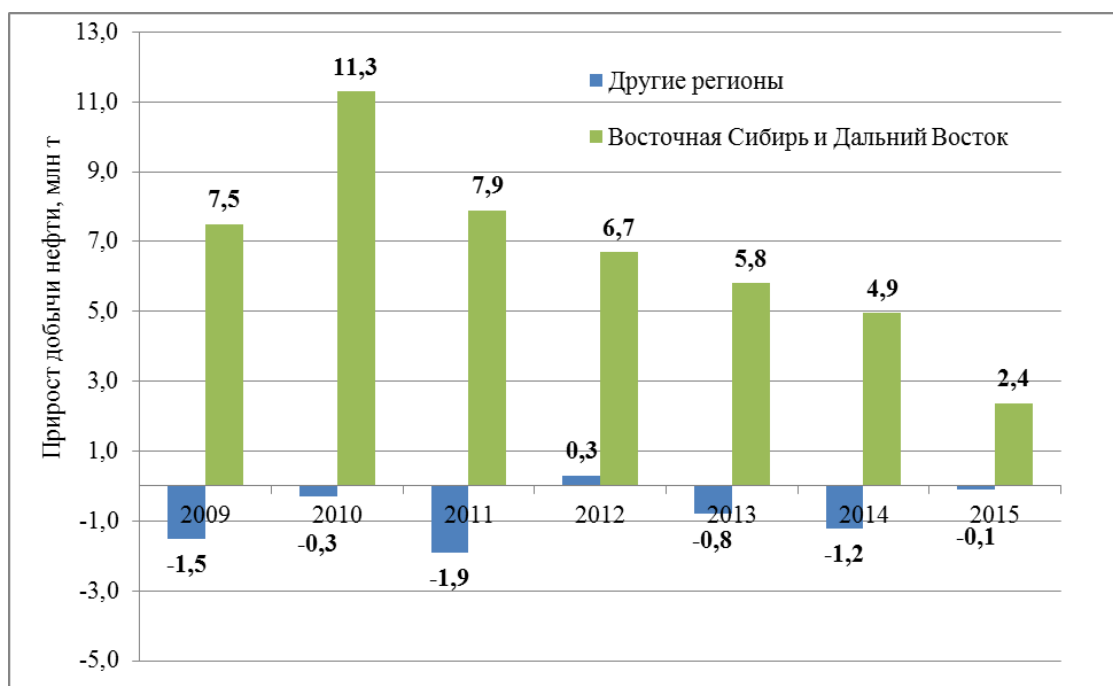


Рис. Прирост добычи нефти в России в период 2009-2015 гг.

Дальнейшее крупномасштабное развитие нефтедобычи связано только с введением в разработку новых крупных объектов, прежде всего на территории Красноярского центра. Это в первую очередь месторождения Ванкорского центра нефтедобычи – Лодочного, Сузунского и Тагульского, а также Юрубчено-Тохомского центра – Куюмбинского и Юрубчено-Тохомского месторождений [2].

В то же время кризис 2014-2015 гг. способен замедлить темпы развития региона, прежде всего в части поддержания запланированных уровней добычи, в условиях, когда компании сдвигают во времени реализацию новых крупных инвестиционных проектов, в том числе в области нефтегазодобычи. Сдерживающим фактором служат и введенные секторальные санкции со

стороны ряда западных стран как в плане доступа к финансовым ресурсам, так и технологиям добычи, поскольку большую часть запасов месторождений региона можно классифицировать как трудноизвлекаемые в связи со сложным геологическим строением [3].

Одновременно с этим происходит снижение темпов воспроизводства минерально-сырьевой базы и финансирования геологоразведочных работ. Сырьевая база углеводородов Восточной Сибири и Дальнего Востока отличается низкой степенью изученности и разведанности. В связи с этим повышение надежности сырьевой базы углеводородов является основой устойчивого роста добычи нефти в долгосрочной перспективе и приоритетным направлением развития НГК региона. Повышение надежности сырьевой базы возможно только путем увеличения объема геологоразведочных работ (прежде всего глубокого бурения) и его финансирования не только в зоне активного недропользования вдоль трассы нефтепровода ВСТО, но и на перспективных слаборазведанных территориях.

Восточная Сибирь и Дальний Восток – регионы приоритетного присутствия государственных компаний ОАО «Роснефть» и ОАО «Газпром». В последние годы проходит активная консолидация активов государственных компаний в регионе (за счет активов ОАО «ТНК-ВР», ЗАО «Иреляхнефть», ООО «Таас-Юрях Нефтегаздобыча»), в результате чего доля ОАО «Роснефть» в структуре добычи нефти в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке выросла до 72 % в 2014 г., а к 2030 г. может увеличиться до 80 %, в то время как «Газпром» является официальным координатором программы освоения газовых запасов и ресурсов на востоке страны, включая строительство трубопроводной (газопровод «Сила Сибири») и нефтегазохимической (ГПЗ Амурский) инфраструктуры.

На протяжении последнего десятилетия в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке происходило планомерное сокращение объема нефтеперерабатывающих мощностей, замедлившееся в последние пять лет. Это связано в основном с реструктуризацией мощностей Ангарской нефтехимической компании, в то время как мощности Ачинского, Комсомольского и Хабаровского заводов постепенно возрастали, что обусловлено ростом объемов выпуска низкокачественных мазута и дизельного топлива, ориентированных на экспорт. В результате необходимо отметить, что рост объема переработки и одновременное сокращение мощностей приводит к резкой загрузке производственных мощностей на востоке России. В настоящее время загрузка производственных мощностей составляет 95-97 %, поэтому дальнейшее увеличение объема переработки нефти в регионе возможно только посредством строительства новых заводов и мощностей. Начатое строительство нефтепроводов-отводов от ВСТО к НПЗ позволит повысить обеспеченность сырьем существующие нефтеперерабатывающие заводы, создаст дополнительные возможности для наращивания проектной мощности [4].

На сегодняшний день в восточных регионах Сибири практически отсутствует газовая промышленность, не считая нескольких локальных систем

газоснабжения в Республике Саха (Якутия) и на севере Красноярского края. В ближайшее время здесь предстоит создать крупнейший газовый комплекс, включая сектора добычи, переработки, транспорта газа и продуктов его переработки. Основная часть месторождений Восточной Сибири является многокомпонентной, они содержат нефть, газ, конденсат, а в составе свободного газа, кроме метана, содержатся в значительных концентрациях его гомологи – этан, пропан, бутан, а также конденсат и гелий. Поэтому увеличение инвестиционной активности со стороны государства должно концентрироваться не только в секторе добычи и транспортировки углеводородного сырья, но и в финансировании проектов инновационного развития Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, включая перерабатывающие и химические высокотехнологические производства. Формирование производственно-технологических комплексов по глубокой переработке «жирного» газа восточносибирских месторождений с блоком нефтегазохимии и гелиевыми заводами позволит осуществить процесс импортозамещения и занять лидирующие позиции на мировом рынке конечной продукции высоких переделов.

Развитие нефтепроводной системы на востоке страны происходит в направлении расширения уже существующих мощностей для возможности увеличения экспортных поставок, прежде всего в Китай. Приоритетным направлением развития газотранспортной инфраструктуры является активное строительство магистрального газопровода «Сила Сибири».

Развитие нефтегазового комплекса Восточной Сибири и Дальнего Востока следует проводить в рамках единой долгосрочной государственной программы развития восточных территорий России, позволяющей реализовать экономические и геополитические интересы страны, обеспечить ее территориальную целостность и национальную безопасность.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. ИнфоТЭК. Ежемесячный аналитический бюллетень. - № 1. - 2000-2015 гг.
2. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Проворная И.В., Немов В.Ю. Основные проблемы инновационного развития нефтегазовой отрасли в области добычи нефти и газа // Бурение и нефть. - 2014. - № 4. - С. 16-23.
3. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Проворная И.В., Немов В.Ю. Основные проблемы инновационного развития нефтегазовой отрасли в области переработки и транспорта нефти и газа // Бурение и нефть. - 2014. - № 6. - С. 18-25.
4. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Мочалов Р.А., Мироносицкий А.В. Тенденции развития нефтегазового комплекса России // Вестник Томского государственного университета. - 2013. - № 374. - С. 146-151.

© И. В. Проворная, 2016

УДК 332.62

НОВЫЕ ЯВЛЕНИЯ В МИРОВОЙ ЭНЕРГЕТИКЕ И ИХ ПОСЛЕДСТВИЯ ДЛЯ РОССИИ

Юрий Владимирович Синяк

Институт народнохозяйственного прогнозирования РАН, 117418, Россия, г. Москва, Нахимовский пр., 47, доктор экономических наук, главный научный сотрудник, тел. (499)129-06-44, e-mail: yu.sinyak@mail.ru

Для российского ТЭК основная проблема заключается не в абсолютном росте производства ЭР, а в повышении качества и эффективности энергоснабжения. На этом должны быть сосредоточены: научная мысль, интересы бизнеса и государственная воля. Текущий экономический кризис позволяет задуматься о путях выхода из него. Для энергетики важно не войти в ту же дверь, которая привела к кризису.

Ключевые слова: мировая энергетика, энергетические рынки, экономика России, добыча нефти и газа.

NEW PHENOMENON IN THE WORLD ENERGY AND THEIR IMPLICATIONS FOR RUSSIA

Yuri V. Sinyak

Institute of Economic Forecasting of the Russian Academy of Sciences, 117418, Russia, Moscow, 47 Nakhimovsky Prospect, Doctor of Science, Chief Scientific Officer, tel. (499)129-06-44, e-mail: yu.sinyak@mail.ru

For the Russian fuel and energy sector the main problem lies not in the absolute growth of production of Estonia, and to improve the quality and efficiency of power supply. This should be concentrated: scientific thought, the interests of business and the state will. The current economic crisis makes us think about ways out of it. For energy is important not to enter the same door that led to the crisis.

Key words: world energy, energy markets, Russia's economy, oil and gas production.

В последние годы появились новые сюжеты в развитии мировой энергетики, которые будут во многом определять не столько объемы потребления энергии, как ее структуру. В полной мере это относится к России, хотя мы еще недостаточно хорошо понимаем, что они принесут.

Главные вызовы и риски в развитии энергетики.

Баланс углерода в атмосфере (по данным IPCC): чтобы оставаться в установленных температурных пределах, выбросы CO₂ до 2050 г. не должны превысить ~1000 ГтCO₂-экв (2011-2050), т. е. на долю сжигания топлива (энергетика) – ок. 650-700 Гт CO₂ (при текущих выбросах ок. 35 Гт/год).

Придется вводить ограничения на использование органических топлив (уголь, нефть и газ) и стимулировать применение безуглеродных технологий (ядерная энергия или новые источники энергии). Между тем, запасы углерода в недрах намного превышают допустимую величину. Только в запасах нефти и газа содержится ок. 4800 ГтCO₂.

Приоритет получают только дешевые ресурсы. По моим оценкам, выполненным по материалам ведущих аналитических компаний (Rystad Energy, WoodMackenzie и др.), мировые технически извлекаемые ресурсы оцениваются величиной около 800-900 млрд. т для нефти и более 1200 трлн куб. м для природного газа, в том числе дешевых ресурсов по нефти (< 25 долл./барр.) около 155 млрд т (обеспеченность более 35 лет по текущему уровню добычи) и по природному газу (<100 барр./1000 куб. м) – около 220 трлн куб. м (обеспеченность около 65 лет). Ниже приведены оценки по трем крупнейшим добывающим регионам мира и содержащийся в них CO₂ [1].

Таблица 1

Нефть, млрд. т (ГтCO₂)

Показатель	Мир	Россия	США+Канада	Б. Восток
<25 \$/bbl	155 (470)	11 (33)	21 (64)	88 (268)
<45-50 \$/bbl	500 (525)	26 (79)	124 (378)	91 (278)

Таблица 2

Природный газ, трлн куб. м (ГтCO₂)

Показатель	Мир	Россия	США+Канада	Б. Восток
<100 \$/1000 куб. м	220 (410)	40 (75)	23 (45)	90 (170)
<200 \$/1000 куб. м	360 (675)	65 (120)	62 (115)	105 (195)

Итого: дешевые нефть (<25 долл./барр.) и газ (<100 долл./1000 куб. м) вместе дают 880 ГтСО₂.

Дешевые запасы нефти и газа превышают допустимые пределы выбросов к 2050 г. В первой половине XXI века исключаются большинство проектов в Арктике, на глубоководном шельфе, с тяжелыми нефтями и др.

Это будет оказывать сильное давление на цену нефти – стремление основных экспортеров нефти "сбросить" свои ресурсы, пока они еще пользуются спросом. Скорее всего, цена нефти будет колебаться в пределах 30-55 долл./т

(с учетом транспорта и минимальной прибыли), что приведет к росту инвестиционных рисков и истощению банковских средств. Возможны кризисы долгов, банкротства банков, падение режимов в ряде нефтедобывающих стран (Венесуэла, Нигерия, Алжир и др.).

Сегодня уже просматриваются большие инвестиционные риски в добычу органических топлив, включая нефть и природный газ.

Заморожены проекты в нефтяной промышленности на 380 млрд долл. (3 Мбар/сут.) (Wood Mackenzie).

По оценкам ряда крупных аналитических компаний (Rystad, Wood Mackenzie, СТИ/ЕТА), переход на траекторию развития по "сценарию 450" приведет к излишним инвестициям в добычу нефти, газа и угля в период 2015-2025 гг.: США – 32%, Канада – 58%, Китай – 49%, Россия – 29% и т. д. В целом излишки оцениваются величиной ок. 2,2 трлн долл. к 2025 г. При этом в России Роснефть – 53 млрд долл., Газпром – 39 млрд долл.

По оценкам Barclays' Bank, к 2040 г. при переходе к стратегии снижения выбросов СО₂ будет происходить сокращение выручки топливдобывающих компаний на 33 трлн. долл., в том числе нефтяных – 22 трлн, газовых – 6,1 трлн, угольных – 5,7 трлн по сравнению с "business as usual".

Следует срочно провести анализ и оценить нерентабельные проекты в отечественной угольной, нефтяной и газовой промышленности, что позволит получить инвестиционные средства для развития других отраслей экономики.

Ожидается массовый выход на рынок альтернативных технологий в автотранспорте – электромобиль и(или) водородный автомобиль (оба на базе электроэнергии как движущей силы) + накопители электроэнергии. Совершенствование этих технологий идут параллельно и очень интенсивно.

По нашим консервативным оценкам (неопубликованные данные), при цене нефти выше 60-70 долл./барр. электромобиль сможет полноценно конкурентоспособным с моторными топливами по стоимости и, возможно, по дальности пробега после 2025-2030 гг. Если цены нефти будут сохраняться ниже 50 долл./барр., то эта замена отодвигается к 2040 г. и далее.

Это приведет к замедлению роста и сокращению спроса на традиционные моторные топлива, т. е. возникнет снижение потребления нефти со стороны потребителя.

На смену традиционным технологиям на базе сжигания топлива приходят безуглеродные технологии, где также происходят революционные изменения.

Генеральная линия развития энергетики остается, как и прежде, в расширении и интенсификации использования электроэнергии как чистого энергоносителя, основы роста производительности труда и снижения затрат. Здесь, наряду с расширением использования природного газа в электроэнергетике и теплоснабжении, предстоит выбирать между двумя безуглеродными технологиями:

- ядерная энергетика – основа централизованного энергоснабжения – совершенствуется, по-видимому, становится более безопасной, но проблема захоронения отходов остается нерешенной, население относится к этой технологии очень напряженно, заметен сильный рост стоимости установленной мощности ядерных электростанций;

- возобновляемые источники энергии – децентрализованная энергетика – рост энергетической эффективности и сильное снижение стоимости 1 кВт.

Это не просто замена технологии, но переход на совершенно иной принцип организации энергоснабжения. Сегодня это централизованное энергоснабжение, при ВИЭ – в основном децентрализованное. Здесь пока не ясно, каким путем лучше всего идти.

В результате уже сегодня электроэнергия на базе солнечных и ветровых электростанций становится сопоставимой со стоимостью на парогазовых электростанциях и продолжает снижаться. Ожидается, что солнечная и ветровая электроэнергия к 2020 г. будет во многих местах полностью конкурентоспособна с угольной и газовой генерацией, не говоря о ядерной. Сегодня в ряде стран контракты на поставки ветровой электроэнергии заключаются под 3-5 долл./МВтч.

Перестройка структуры энергобаланса мира уже активно происходит. Это хорошо видно из данных по инвестициям в традиционные и новые энергетические технологии. Так, по данным Bloomberg Energy Finance, в 2015 г. инвестиции в солнечную и ветровую энергетику составили 329 млрд долл. Одновременно в нефтяной и газовой промышленности наблюдалось закрытие или замораживание 68 крупных проектов на общую сумму 380 млрд долл. (Wood Mackenzie).

В этих новых условиях надо по-новому оценивать мировые рынки нефти и газа и место России. Одно ясно: России придется столкнуться с сильными конкурентами как на Западе, так и на Востоке. Следует ожидать в ближайшие годы завершение создания мирового рынка природного газа и отхода в цене газа от цены нефти. Это приведет к росту спотовых сделок на газовом рынке. Как следствие, вполне возможно сокращение доли России на мировых рынках нефти и газа.

Высказанные проблемы пока не получили должного понимания в России. Учитывая ограниченность времени на проведение преобразований в энергетике до середины века (около трех десятилетий) и на медленность разворота нашей системы к новым обстоятельствам, следует уже сейчас

переработать энергетическую стратегию России до 2040-2050 гг. с ориентацией на новые вызовы.

Что должно делать государство для перехода к новой энергетике?

- понять неизбежность и необходимость перехода к новой энергетике;
- пересмотреть национальную энергетическую стратегию с учетом новых факторов, появившихся в последние годы;
- оценить экономические и социальные риски глобального потепления для выбора оптимальных путей адаптации и борьбы с этим явлением;
- совместно с бизнесом внимательно проанализировать все инвестиционные программы в энергетике для исключения или замораживания рискованных проектов;
- разобраться с реальной стоимостью ядерной энергии с учетом всех факторов технологического, экономического и социального характера;
- найти пути расширения использования природного газа внутри страны путем замены угля в электроэнергетике и угля и мазута в теплоснабжении и в других тепловых процессах;
- изучить возможность введения нейтрального налога на выбросы углерода, определяя его как социальную нагрузку с учетом последствий для здоровья людей, экосистемы, инфраструктуры, с ежегодной индексацией для формирования фондов развития безуглеродных технологий.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Сияк Ю.В. Экономическая оценка потенциала мировых запасов нефти и газа // Проблемы прогнозирования. - 2015. - №6. - С. 15-21.

© Ю. В. Сияк, 2016

УДК 330.322.54

ГЕОЛОГО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ОСВОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

Ольга Сергеевна Самсонова

Новосибирский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, аспирант, тел. (999)450-11-08, e-mail: ogelinka@list.ru

Территория Восточной Сибири и Дальнего Востока отличается слабой геологической изученностью, что, с одной стороны, обуславливает большие перспективы открытия новых месторождений, а с другой – создает дополнительные риски освоения перспективных участков в зоне ВСТО и неоднозначность в вопросе экономической целесообразности их разработки. Одним из ключевых направлений повышения экономической эффективности освоения участков недр Восточной Сибири и Дальнего Востока является оптимизация системы транспортировки сырья по трубопроводной инфраструктуре. Новый импульс приобретает синергетический эффект от реализации инвестиционных проектов на основе совместного (долевого) использования транспортной инфраструктуры.

Ключевые слова: нефть, синергия, лицензионные участки, добыча недр, совместное использование, синергетический эффект.

GEOLOGICAL AND ECONOMIC DEVELOPMENT MODELLING DEPOSITS IN EASTERN SIBERIA

Olga S. Samsonova

Novosibirsk State University, 630090, Russia, Novosibirsk, 2 Pirogova Str., a graduate student, tel. (999)450-11-08, e-mail: ogelinka@list.ru

The territory of Eastern Siberia and the Far East is different weak geological knowledge that, on the one hand, causes great prospects for new discoveries, and on the other hand, creates additional risks in the development of promising areas ESPO zone and the ambiguity in the issue of the economic feasibility of their development.

Key words: oil, synergy, license areas, mining of mineral resources, sharing, synergy effect.

Основным импульсом развития нефтегазового комплекса Восточной Сибири и Дальнего Востока стало строительство и ввод в эксплуатацию в 2009 г. нефтепроводной системы «Восточная Сибирь – Тихий океан» (ВСТО). Нефтепровод позволил соединить месторождения углеводородов Западной и Восточной Сибири с динамично развивающимися рынками стран Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР) [1, 2].

Анализ нефтегазового комплекса Восточной Сибири и Дальнего Востока показал, что регион отличается слабой геологической изученностью и имеет большой потенциал развития, так как на его территории сосредоточено более 16 млрд т начальных суммарных ресурсов (НСР) нефти, или около 20 % НСР всей нефти России. Основным преимуществом развития региона наряду со значительными запасами нефти является близость к АТР [3, 4].

В условиях отсутствия общепринятой методики экономической оценки ресурсов углеводородов автором проведен углубленный анализ и составлена классификационная схема методических подходов к оценке экономической эффективности инвестиционных проектов в нефтегазовом комплексе. Систематизация и группировка методик проведена на основе финансовых, экономических, прогнозных и субъективных принципов, а также с учетом деления на отечественные и зарубежные разработки.

Автором представлены теоретические и методические разработки оценки синергетического эффекта от совместного использования транспортной инфраструктуры при освоении ресурсов углеводородов. Уточнено определение термина «синергизм», проведен сравнительный анализ видов синергизма.

Методика экономической оценки ресурсов углеводородов, совершенствованная с учетом определения синергетического эффекта, апробирована на шести перспективных участках недр Восточной Сибири. Для повышения экономической эффективности их освоения автором разработаны 6 возможных комбинаций их совместного подключения к магистральному трубопроводу в зависимости от различных факторов (пропускная способность, сроки ввода, диаметр трубы, текущие затраты транспортировки и капитальные затраты строительства) [5].

По результатам серии экономических расчетов обоснован оптимальный вариант подключения перспективных участков к магистральному нефтепроводу с учетом синергетического эффекта (таблица) [6, 7].

Таблица

Экономическая оценка освоения ресурсов углеводородов
с учетом синергетического эффекта

Показатель / Участок недр	И-90	И-96	И-100	И-101	И-107	И-108
Добыча нефти, млн т	25,9	29,7	28,8	27,5	18,1	16,0
Выручка, млрд руб.	303,2	348,4	338,2	322,3	212,1	187,6
Капитальные вложения, млрд руб.	60,8	64,0	67,1	64,9	48,4	45,5
Эксплуатационные затраты, млрд руб.	181,3	203,4	203,4	196,4	134,0	119,3
Налоги, млрд руб.	169,7	195,9	190,5	182,5	119,1	104,3
Чистая прибыль, млрд руб.	60,0	72,1	65,9	61,1	37,3	33,1
NPV, млрд руб.	3,9	6,5	4,3	3,6	0,1	-0,6

Рекомендованный вариант включает в себя последовательность подключения участков, которая позволяет достичь максимальной экономической привлекательности для компании-недропользователя.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Кемпбелл Э., Саммерс Лачс К. Стратегический синергизм, 2-е изд. - СПб.: Питер, 2004. - 416 с.
2. Филимонова И.В., Эдер Л.В., Мочалов Р.А., Комарова А.В. Геолого-экономическая оценка ресурсов углеводородов // Экологический вестник России. - 2014. - № 2. - С. 4-10.
3. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Немов В.Ю. Современное состояние нефтяной промышленности России // Бурение и нефть. - 2013. - № 5. - С. 8-13.
4. Филимонова И.В., Эдер Л.В., Мочалов Р.А., Комарова А.В. Геолого-экономическая оценка ресурсов углеводородов // Экологический вестник России. - 2014. - № 2. - С. 4-10.
5. Эдер Л.В., Филимонова И.В. Методический подход к прогнозированию показателей воспроизводства минерально-сырьевой базы углеводородов // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. - 2014. - № 6. - С. 40-46
6. Конторович А.Э., Эдер Л.В. Новая парадигма стратегии развития сырьевой базы нефтедобывающей промышленности Российской Федерации // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. - 2015. - № 5. - С. 8-17.
7. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Мочалов Р.А. Эффективность бизнес-стратегий российских нефтегазовых компаний // Бурение и нефть. - 2015. - № 3. - С. 3-10.

© О. С. Самсонова, 2016

УДК 338.012

АУТСОРСИНГ НЕФТЕСЕРВИСНЫХ РАБОТ КАК ИНСТРУМЕНТ ПОВЫШЕНИЯ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ РОССИЙСКИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ

Александр Викторович Сипполайнен

Институт экономики и организации промышленного производства СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Ак. Лаврентьева, 17, аспирант; «Бейкер Хьюз», 125284, Россия, г. Москва, Ленинградский проспект, 31 А, строение 1, инженер, тел. (913)911-18-96, e-mail: Alexander.Sippolaynen@bakerhughes.com

В условиях падения цен на энергоресурсы и обострения конкуренции на мировом рынке сбыта особенно актуально представляется использование различных инструментов, таких как аутсорсинг нефтесервисных работ, для повышения экономической эффективности нефтегазовых компаний.

Ключевые слова: аутсорсинг, нефтесервис, ВИНК, бурение.

OUTSOURCING OF OIL AND GAS SERVICE AS AN INSTRUMENT TO INCREASE THE ECONOMIC EFFICIENCY OF RUSSIAN OIL AND GAS COMPANIES

Alexander V. Sippolaynen

Institute of Economics and Industrial Engineering SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 17 Lavrentyeva Prospect, postgraduate student; «Baker Hughes», 125284, Russia, Moscow, 31 A Leningradsky Prospect, building 1, engineer, tel. (913)911-18-86, e-mail: Alexander.Sippolaynen@bakerhughes.com

In the context of the fall of energy prices and increased competition in the global markets, especially important is using different tools, such as outsourcing of oil and gas service, to improve the economic efficiency for oil and gas companies.

Key words: outsourcing, oil and gas service, VINK, drilling.

На мировом рынке нефтесервисных услуг для снижения издержек нефтегазовые компании применяют два основных подхода: вертикальную интеграцию и аутсорсинг. При вертикальной интеграции нефтегазовые компании выполняют нефтесервисные работы, привлекая собственные подразделения или компании, которые были интегрированы в структуру компаний. Вертикальная интеграция позволяет контролировать весь процесс: от начала разработки и добычи до поставки продукции конечному потребителю, что позволяет добиться существенной экономии за счет масштаба и контроля над поставщиками, а также повысить прибыль благодаря рыночному доминированию. С другой стороны, данная система требует содержания сложного и высокочувствительного аппарата [1].

При использовании аутсорсинга нефтегазовые компании передают свои непрофильные активы под управление сторонним сервисным организациям и задействуют независимые компании для выполнения конкретных задач. Данный подход характеризуется рядом преимуществ и недостатков. Основные преимущества аутсорсинга заключаются в отказе от нерентабельных видов деятельности, сокращении избыточного персонала. Это позволяет нефтегазовым компаниям сфокусировать ресурсы на основные направления деятельности. Помимо этого, за счет масштаба и экономии на издержках нефтесервисные компании могут добиваться значительного снижения предоставляемых нефтегазовым компаниям услуг.

Однако основной выгодой являются возможность использовать чужой высокопрофессиональный опыт, накопленный при решении аналогичных задач, и постоянный доступ к новым технологиям и знаниям. Недостатками аутсорсинга являются возможные риски низкого качества предоставляемого сервиса, потеря контроля над стратегически важными функциями и технологической независимости от иностранных компаний. Существенное влияние оказывает также недостаточная развитость аутсорсинга в России по сравнению с другими странами [2].

Для нефтесервисного рынка бурения в России (более половины нефтесервисных услуг) характерны большие доли собственных сервисов нефтегазовых компаний ВИНК, а также небольших нефтесервисных компаний (рисунок) [3, 4].

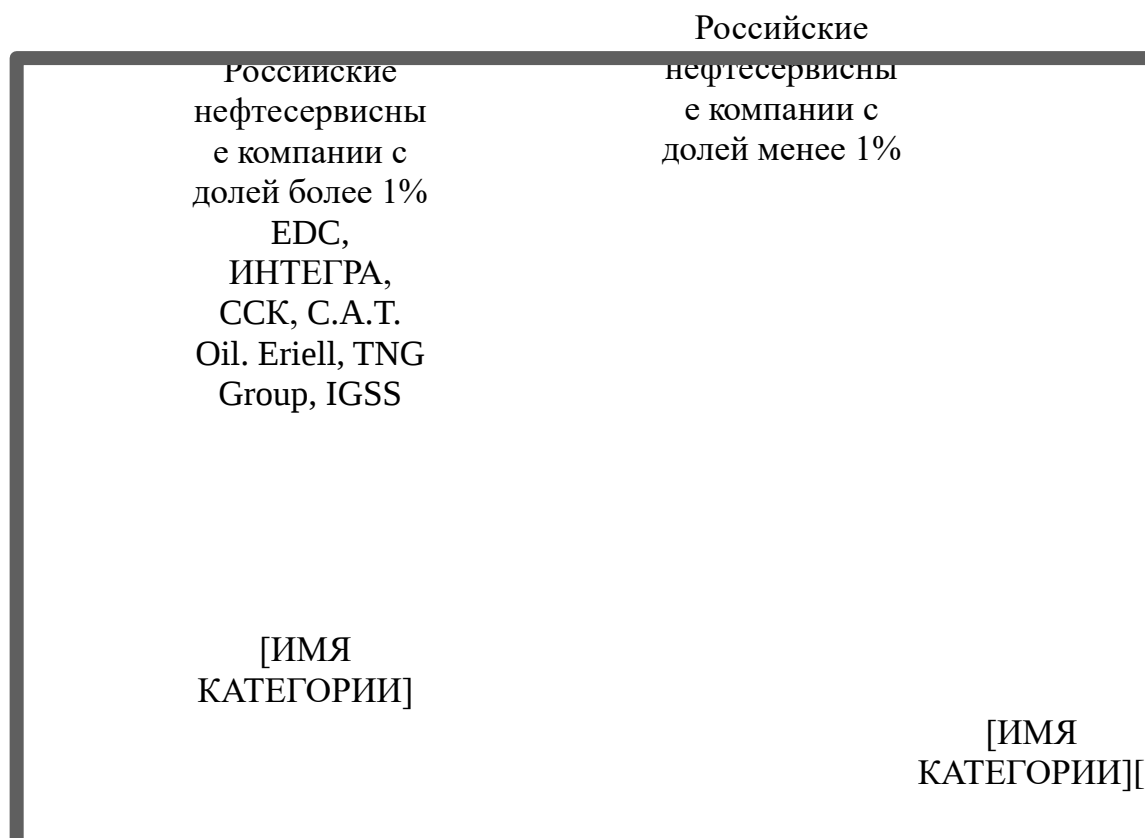


Рис. Структура нефтесервисного рынка бурения в России 2014 гг. [5]

Все это оказывает негативное влияние на развитие аутсорсинга в России. Большую часть спроса на нефтесервисные услуги формируются нефтегазовыми компаниями ВИНК, которые удовлетворяются за счет собственных сервисов.

Большинство контрактов заключаются на короткие сроки, что не дает небольшим нефтесервисным компаниям иметь долгосрочные денежные доходы и неизбежно сказывается на качестве предоставляемых услуг. В результате компании-операторы вынуждены привлекать иностранные нефтесервисные компании, обладающие большим резервом и качеством, для решения технологически сложных задач. При этом на иностранные компании оказывают влияние санкции и достаточно высокая цена сервиса в рублевом эквиваленте. Тем не менее для решения и оптимизации современных задач, стоящих перед российской нефтегазовой индустрией, будет происходить рост на услуги нефтесервисных аутсорсинговых компаний, обладающих должными технологиями и ресурсами.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Конторович А.Э., Эдер Л.В. Новая парадигма стратегии развития сырьевой базы нефтедобывающей промышленности Российской Федерации // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. - 2015. - № 5. - С. 8-17.
2. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Мочалов Р.А. Эффективность бизнес-стратегий российских нефтегазовых компаний // Бурение и нефть. - 2015. - № 3. - С. 3-10.

3. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Моисеев С.А. Нефтегазовый комплекс Восточной Сибири и Дальнего Востока: тенденции, проблемы, современное состояние // Бурение и нефть. - 2015. - № 12. - С. 3-12.
4. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Немов В.Ю., Проворная И.В. Современное состояние и основные тенденции развития нефтяной промышленности // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. - 2014. - № 3. - С. 40-51.
5. Конторович А.Э., Эпов М.И., Эдер Л.В. Долгосрочные и среднесрочные факторы и сценарии развития глобальной энергетической системы в XXI веке // Геология и геофизика. - 2014. - Т. 55, № 5-6. - С. 689-700.

© А. В. Сипполайнен, 2016

ПРОБЛЕМЫ ФОРМИРОВАНИЯ РОССИЙСКОГО СЕКМЕНТА ГАЗОВОГО РЫНКА ВОСТОЧНОЙ АЗИИ

Борис Григорьевич Санев

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, 664033, Россия, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 130, доктор технических наук, профессор, заведующий отделом региональных проблем энергетики, тел. (3952)500-646-350, e-mail: saneev@isem.irk.ru

Сергей Петрович Попов

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, 664033, Россия, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 130, кандидат технических наук, ведущий научный сотрудник, тел. (3952)500-646-312, e-mail: popovsp@isem.irk.ru

Екатерина Валерьевна Ершова

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, 664033, Россия, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 130, инженер, тел. (3952)500-646-343, e-mail: ershovaev@isem.irk.ru

Рынок природного газа Восточной Азии¹ является наиболее привлекательным сегментом формирующегося мирового рынка газа. В первую очередь в расчете на его высокую конъюнктуру осуществляются проекты по производству СПГ. Несмотря на высокую степень готовности проектов экспорта российского газа, имеется ряд негативных факторов, существенно влияющих на их эффективность. Рассматривается значимость этих факторов и предлагаются методы их элиминирования или минимизации.

Ключевые слова: газовый рынок, конкурентоспособность, ценообразование, Восточная Азия.

EAST ASIAN GAS MARKET: THE RUSSIAN SHARE FORMATION

Boris G. Saneev

Melentiev Energy Systems Institute SB RAS, 664033, Russia, Irkutsk, 130 Lermontov Str., Professor, Doctor of Sciences, Head of Department of the regional energy problems, tel. (3952)500-646-350, e-mail: saneev@isem.irk.ru

Sergey P. Popov

Melentiev Energy Systems Institute SB RAS, 664033, Russia, Irkutsk, 130 Lermontov Str., Ph. D., Leading Researcher, tel. (3952)500-646-312, e-mail: popovsp@isem.irk.ru

Ekaterina V. Yershova

Melentiev Energy Systems Institute SB RAS, 664033, Russia, Irkutsk, 130 Lermontov Str., Engineer, tel. (3952)500-646-343, e-mail: ershovaev@isem.irk.ru

¹ Здесь и далее под регионом Восточная Азия понимаются семь экономик – Китайская Народная Республика (КНР), Япония, Республика Корея (РК), Тайвань, Корейская Народно-Демократическая Республика, Монголия, Гонконг.

Natural gas market in East Asian is the most attractive segment of the emerging global gas market. The long pipeline of the LNG projects has been lined up reckoning its high return. Several of the Russian gas export projects are undergoing. However, there are a number of negative factors significantly affecting their efficiency. We consider the importance of these factors and suggest methods for their elimination or minimisation.

Key words: natural gas market, competitiveness, pricing, East Asia.

С начала текущего столетия темпы роста потребления природного газа в регионе Восточной Азии составили 7,7 %, а в Китае – 15,3 %. Для сравнения: в мире в целом рост происходил существенно меньшими темпами – 2,4 %, а в Европейском Союзе в 2014 г. снизился по сравнению с 2000 г. на 62 млрд м³. Суммарное потребление природного газа в регионе Восточной Азии в 2014 г. достигло 379 млрд м³, или 10,8 % от мирового. Вместе с тем регион недостаточно обеспечен собственными ресурсами газа, так как в настоящее время обладает всего 1,9 % мировых запасов. При этом лишь Китай обеспечивает собственным производством значительную часть своих потребностей, остальные потребляющие природный газ экономики региона практически полностью зависят от его импорта [1].

В период значительного роста и сохранения высоких цен на нефть (вследствие привязки ценовой формулы на импортируемый природный газ в долгосрочных контрактах к цене на нефть) этот крупнейший сегмент мирового рынка СПГ стал основным целевым объектом для новых проектов по производству СПГ во всем мире, в том числе и в России. Важным фактором, способствующим такому вниманию отрасли, явилась в 2007 г. смена курса энергетической политики в Северной Америке – от программы широкомасштабного импорта газа на континент к его самообеспеченности за счет добычи газа из так называемых “нетрадиционных” ресурсов. Переход к такой политике стал возможен вследствие синергии двух тенденций:

- появления технологической возможности добычи газа (а впоследствии и нефти) из плотных пластов вследствие эволюции технологий направленного бурения скважин и гидроразрывов продуктивного пласта;
- бурно развивающегося финансового инжиниринга, в том числе хеджирования сырьевых товаров на основе биржевых деривативов.

Высокие цены на энергию наряду с особенностями прав собственности и пользования подземными ресурсами существенно способствовали высокой скорости диффузии данных технологий в нефтяной и газовой промышленности Северной Америки.

Обладающие компетенциями в сфере производства СПГ транснациональные компании активно занялись освоением ресурсов природного газа в Австралии, Папуа Новой Гвинее и Индонезии, в том числе таких “нетрадиционных”, как метан угольных пластов и малые месторождения, разрабатываемые с помощью плавающих заводов СПГ. Существенная ценовая разница на газ в Северной Америке и Восточной Азии вызвала бум предложений по строительству мощностей для экспорта природного газа. С

2010 по 2015 г. было принято 22 инвестиционных решения по строительству заводов СПГ суммарной мощностью более чем на 150 млн т, в том числе в США – 56 млн т, в Австралии – 46 млн т, в России – 23 млн т [2]. Большая часть проектов в США базируется на предоставлении услуг производства и отгрузки СПГ при условии самостоятельного обеспечения сырья покупателем. Частично данным предложениям способствовало наличие инфраструктуры для импорта СПГ, заблаговременно, в начале 2000х годов, подготовленной инвесторами в соответствии с существовавшими тогда планами импорта на континент до 100 млн т СПГ в год.

Традиционное направление экспорта российского газа в Европу остается преобладающим, несмотря на рост осложняющих взаимную торговлю факторов (таблица) [8]. Основным является вмешательство регуляторов и рост значения механизмов конкурентного ценообразования.

Таблица

Структура экспорта российского природного газа, млрд м³

Год	2012	2013	2014	2015
Европа и Закавказье	178,7	196,4	174,3	186,0
Восточная Азия	14,9	16,3	12,7	13,1

Обозначенные тенденции в мировом потреблении природного газа обуславливают необходимость диверсификации и расширения поставок российского природного газа.

Важнейшим из специфических требований экономик Восточной Азии к поставщикам природного газа в регион является обеспечение требований национальной безопасности в части импорта энергоносителей. Учитывая силу и неопределенность продолжающегося мирового кризиса финансовой системы, намечающегося избытка мощностей по производству СПГ вследствие завершения инвестиционных проектов в отрасли и снижения потребления², на период до 2020 г. можно констатировать наступление такой ситуации, когда при обсуждении сделок покупатель будет иметь существенные преимущества в переговорной позиции перед продавцом.

Обязательным условием для вхождения экспортеров на газовый рынок экономик Восточной Азии и занятия на нем своей ниши становится высокая конкурентоспособность, выражающаяся в наименьшей цене за единицу товара.

К настоящему времени цены на природный газ в регионе определяются следующими способами [4, 5]:

ОРЕ – скользящая цена на нефть (привязка цен к конкурентным видам топлива, обычно к нефти и нефтепродуктам)

² В 2015 г. импорт СПГ в регион Восточной Азии по сравнению с 2014 г. снизился на 3,9 % [3]

GOG – конкурентные цены внутри газовой отрасли (цена зависит от соотношения спроса и предложения на реальных или фиктивных хабах, цен спотового рынка, индексов газовых цен)

RCS – регулирование на основе себестоимости (уровень цен устанавливается регулятором для покрытия затрат, включая возврат инвестиций и “разумную” норму прибыли)

Цена на 64 % всего потребляемого в регионе Восточной Азии природного газа определяется в зависимости от цен на нефтяные бенчмарки; на основную часть собственной добычи цена устанавливается государством (Китай), и лишь для 8,3 % потребности, обеспечиваемые краткосрочными контрактами и спотовым сделкам, оцениваются по-настоящему конкурентным способом: в зависимости от соотношения спроса и предложения на основе действующих в конкретный момент времени и в конкретном месте цен на природный газ.

Цена на 73 % потребляемого в регионе газа и на 100 % его импорта формируется на основе того или иного индекса цен: нефтяные индексы для долгосрочных контрактов на импорт; биржевые газовые индексы для спотовых сделок и краткосрочных контрактов. Вследствие высокой ликвидности торговых площадок, на которых они формируются, надежность таких индексов гарантирует включение их в формулы расчета контрактных цен на природный газ. Так, индекс Генри хаб все чаще используется в формулах цен на торгуемый вне пределов Северной Америки СПГ, оказывая таким образом влияние на цены других сегментов мирового газового рынка. Стоит отметить, что китайская сторона настаивала на привязке к этому индексу в процессе переговоров по будущим трубопроводным поставкам российского газа.

Возможное управление значениями таких индексов³ обеспечивает последующий контроль над реальными ценами заключаемых на их основе контрактов и, следовательно, над ценами на весь импортируемый в регион Восточной Азии природный газ.

Существенное повышение объемов, привязанных к нефтяным ценам и пунктам поставки СПГ в Восточной Азии, а также структурные изменения потребления в 2002-2014 гг. привели к увеличению доли поставок по краткосрочным контрактам и спотовым сделкам на данном рынке в 2014 г. до 28 %. Кроме того, совместно с ростом волатильности цен возрастает использование производных биржевых инструментов в целях хеджирования.

Назрела необходимость создания в Восточной Азии системы региональных газовых хабов, которые предоставляли бы надежные ценовые сигналы для создания основ механизма справедливого ценообразования не только в сегменте СПГ, но на всем рынке природного газа. Основным аргументом является расширение регионального рынка за счет все возрастающего потребления газа в Китае и создания им мощной инфраструктуры для импорта трубопроводного газа из Средней Азии, Бирмы, России. В результате на территории этой страны

³ см., например, [6] и [7]

уже заложены основы для конкуренции трубопроводного газа и СПГ, прежде всего в наиболее экономически развитых и первоочередных с точки зрения объемов перспективного потребления газа Восточных (прибрежных) провинций.

Одной из важнейших задач по эффективной реализации экспортного потенциала России, крупнейшего в мире экспортера энергии, строящего планы по дальнейшему увеличению поставок энергоносителей в Азиатско-Тихоокеанском регионе, является создание инструментов обеспечения справедливой цены на собственные энергоносители.

С учетом высокой степени заинтересованности России в расширении своего присутствия на региональном газовом рынке Восточной Азии представляется чрезвычайно важным создание, развитие и применение системы национальных бенчмарков, которые будут признаны надежными ценовыми сигналами другими участниками рынка и будут оказывать влияние на цены международных контрактов.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Восточный вектор энергетической стратегии России: современное состояние, взгляд в будущее / Под ред. Н.И. Воропая, Б.Г. Санеева. - Новосибирск: Академическое изд-во «Гео», 2011. - 368 с.
2. Geoffroy Hureau, Oil prices and the gas market / CEDIGAZ, the International Association for Natural Gas, Gastech Singapore 27-30 October 2015. URL: [http://www.cedigaz.org/documents/2015/Oil prices and the gas market v7 f169.pdf](http://www.cedigaz.org/documents/2015/Oil%20prices%20and%20the%20gas%20market%20v7%20f169.pdf) (дата обращения: 25.02.2016).
3. Eastern Asian LNG gross imports fell by 3.9% in 2015. URL: <http://blog.cedigaz.org/eastern-asian-lng/> (дата обращения: 25.02.2016).
4. IGU World LNG Report – 2015 Edition. URL: [http://www.igu.org/sites/default/files/node-page-field_file/IGU-World LNG Report-2015 Edition.pdf](http://www.igu.org/sites/default/files/node-page-field_file/IGU-World%20LNG%20Report-2015%20Edition.pdf) (дата обращения 25.02.2016)
5. IGU Whole Sale Gas Price Survey Report 2015 Edition. URL: [http://www.igu.org/sites/default/files/node-page-field_file/IGU Whole Sale Gas Price Survey Report 2015 Edition.pdf](http://www.igu.org/sites/default/files/node-page-field_file/IGU%20Whole%20Sale%20Gas%20Price%20Survey%20Report%202015%20Edition.pdf) (дата обращения: 25.02.2016).
6. 原油価格急落には需給以外の要因が大きく 寄与 URL: eneken.ieej.or.jp/data/6284.pdf (дата обращения: 15.02.2016).
7. Permanent Subcommittee on Investigations, Committee on Homeland Security and Governmental Affairs, U.S. Senate, "The Role of Market Speculation in Rising Oil and Gas Prices: A Need to Put the Cop Back on the Beat". June 27, 2006. URL: [http://levin.senate.gov/newsroom/supporting/2006/PSI.gas and oil spec 062606.pdf](http://levin.senate.gov/newsroom/supporting/2006/PSI.gas%20and%20oil%20spec%20062606.pdf) (дата обращения: 22.07.2008).
8. Данные Федеральной Таможенной Службы.

© Б. Г. Санеев, С. П. Попов, Е. В. Ершова, 2016

СПОСОБЫ ПОВЫШЕНИЯ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ УПРАВЛЕНИЯ АКТИВАМИ ГАЗОДОБЫВАЮЩЕЙ КОМПАНИИ

Борис Александрович Романов

ООО «Газпром добыча Надым», 629730, Россия, г. Надым, ул. Пионерская, 14, начальник отдела управления имуществом, тел. (344)956-74-25, (916)952-68-67, e-mail: romanov.ba@nadym-dobycha.gazprom.ru, boryaromanov@yandex.ru

В статье рассматриваются практические и методологические подходы, обеспечивающие эффективное управление имуществом на примере дочерней компании ОАО «Газпром» – ООО «Газпром добыча Надым». Представлен анализ структуры основных фондов. Рассмотрены основные подходы при разработке методологии стратегии управления имущественным комплексом ООО «Газпром добыча Надым» с учетом отраслевой специфики и особенностей деятельности.

Ключевые слова: управление активами, управление имуществом, методология стратегии управления имущественным комплексом, непрофильные активы.

WAYS OF IMPROVING ECONOMIC EFFICIENCY OF ASSETS GAS COMPANIES

Boris A. Romanov

«Gazprom dobycha Nadym», 629730, Russia, Nadym, 14 Pionerskaya Str., Head of the Property Management Department, tel. (344)956-74-25, (916)952-68-67, e-mail: romanov.ba@nadym-dobycha.gazprom.ru, boryaromanov@yandex.ru

The article deals with the practical and methodological approaches to ensure effective management of the property to a subsidiary of Open Society "Gazprom" - LLC "Gazprom mining Nadym." The analysis of the structure of fixed assets. The basic approaches in the development of methodology for the property complex management strategy of "Gazprom mining Nadym" with industry-specific features and activities.

Key words: asset management, property management, property management strategy methodology complex, non-core assets.

Обеспечение эффективного управления активами газодобывающего предприятия неразрывно связано с вопросами управления имуществом (производственных активов). Имущество является основным материально-вещественным ресурсом, обеспечивающим формирование и развитие потенциала организации, и от того, как осуществляется управление активами, в значительной мере зависит эффективность всей производственно-хозяйственной деятельности предприятия [1].

Статья освещает практические и методологические подходы, обеспечивающие эффективное управление имуществом на примере дочерней компании ОАО «Газпром» – ООО «Газпром добыча Надым».

ООО «Газпром добыча Надым» в настоящее время является уникальным газодобывающим предприятием. В его составе старейшее газовое месторождение в Западной Сибири – Медвежье нефтегазоконденсатное месторождение, ввод которого был осуществлен еще в 1972 г., а также новейшее, введенное в промышленную эксплуатацию на полуострове Ямал в 2012 г. Бованенковское нефтегазоконденсатное месторождение.

ООО «Газпром добыча Надым» является 100 % дочерним предприятием ОАО «Газпром» и представляет собой имущественный комплекс, характеризующийся следующими специфическими признаками:

- предприятие как имущественный комплекс входит в состав имущественного комплекса более высокого уровня управления – ОАО «Газпром», что ограничивает принятие решений по эффективному управлению имуществом сферой операционной деятельности;
- имущественный комплекс имеет сложный состав и структуру активов, с существенным разнообразием размещения объектов имущественного комплекса;
- специфика формирования имущества и передачи прав на него определяется инвестиционной и имущественной политикой материнской компании;
- наличие и существенность объектов социальной инфраструктуры;
- замкнутая система сервисного обслуживания основных производственных фондов, основанная на договорных отношениях внутри холдинга.

Практически все основные производственные фонды ООО «Газпром добыча Надым» являются арендуемым у материнской компании имуществом (рис. 1).



Рис. 1. Структура основных производственных фондов ООО «Газпром добыча Надым»

Анализ структуры основных фондов по местам возникновения затрат МВЗ) позволяет сделать вывод, что повышение эффективности использования собственных основных фондов ООО «Газпром добыча Надым» должно производиться в обслуживающих, вспомогательных и общехозяйственных подразделениях (рис. 2) [2].

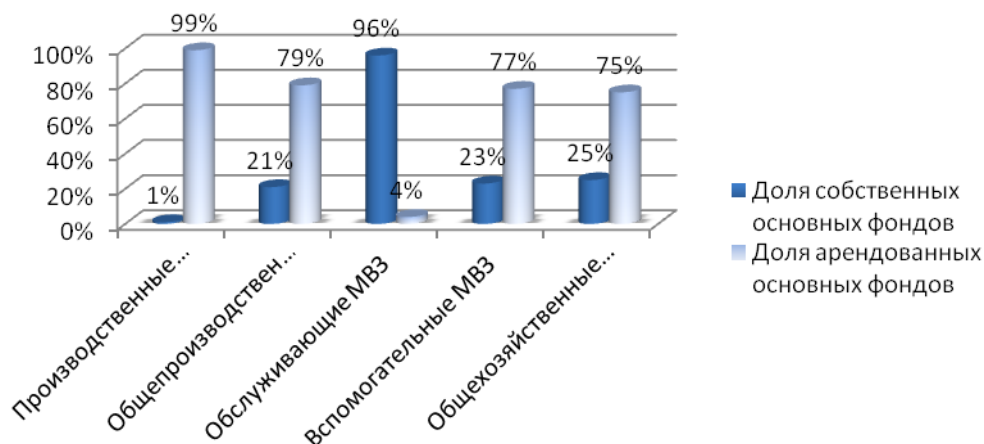


Рис. 2. Структура основных производственных фондов

Эти направления управления имуществом являются наиболее перспективными с точки зрения роста эффективности использования активов за счет ООО «Газпром добыча Надым».

Наибольшая доля собственных основных фондов приходится на обслуживающие МВЗ. В основном это основные фонды, относящиеся к непрофильным активам предприятия и формирующие социальный пакет, необходимый для обеспечения нормальных условий жизнедеятельности работников ООО «Газпром добыча Надым», членов их семей. Такие активы характеризуются гарантированным спросом при низкой экономической эффективности использования, что отражается на рентабельности и создает дополнительную нагрузку по содержанию данных объектов. Последнее определяет то, что за 2011-2013 гг. фактически складывается тенденция к снижению показателей обновления социальных объектов (детских учреждений, спорткомплексов, дворцов культуры). Наиболее перспективной с точки зрения доходности является группа активов «пансионаты, турбазы, профилактории». В 2013 г. по использованию этих объектов удалось выйти на неотрицательную рентабельность (3 %) [3].

Действующие в настоящее время принципы определения непрофильных и неэффективных активов не учитывают важную социальную значимость и имиджевую составляющую объектов социальной инфраструктуры, созданных для обеспечения в первую очередь работников газодобывающих предприятий и их семей.

По результатам проведенного анализа и выявленных проблем деятельности ООО «Газпром добыча Надым» необходимо отметить недостаточную

эффективность существующей системы управления имуществом на предприятии, что обусловлено отсутствием современных подходов, адаптированных к специфике газодобывающей компании. По мнению автора, целесообразно разработать методологию стратегии управления имущественным комплексом ООО «Газпром добыча Надым» с учетом отраслевой специфики и особенностей деятельности: суровые природно-климатические условия, удаленное географическое расположение, территориальная удаленность от центральных районов страны, разбросанность объектов, экономические условия (низкий уровень развития инфраструктуры, неразвитость рынка услуг, отсутствие или недостаточное количество сервисных компаний в регионе, удаленность от крупных транспортных магистралей, высокая капиталоемкость строительства).

В качестве основного инструмента планирования изменений имущественной стратегии предлагается использовать целевые модели предприятий холдинга, пакетной реструктуризации на основе проектного подхода, мониторинга эффективности корпоративных решений и действий с использованием критерия прироста стоимости на единицу вложений.

Методология стратегии управления имущественным комплексом включает:

- основные принципы построения стратегии управления имуществом предприятия – принцип иерархии стратегий; принцип производительности активов при идентификации имущества; принцип жизненного цикла; принцип комплексности стратегий управления имуществом;
- иерархию стратегий и декомпозицию стратегии управления имущественным комплексом;
- алгоритм построения стратегии управления имуществом ООО «Газпром добыча Надым».

Основные подходы, описанные выше, к формированию методологии стратегии управления имуществом позволяют выявить резервы улучшения использования основных фондов, разработать политику обновления и систему мероприятий по повышению уровня использования основных средств за счет эффективной ремонтной политики, а также совершенствовать механизм работы с непрофильными активами.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Захарченко В.В., Козловский А.В., Моисеенко Н.А. Управление имущественным комплексом в вертикально-интегрированных компаниях: учеб.-метод. пособие. - М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2009. - 170 с.
2. Ковалев А.П. Управление имуществом на предприятии. - М.: Финансы и статистика; ИНФРА-М, 2009. - 272 с.
3. Информационный бюллетень Управления по работе с недвижимым имуществом и землепользованию Департамента по управлению имуществом и корпоративным отношениям ОАО «Газпром» - фото, дизайн, препресс – ООО «Газпром экспо».

© Б. А. Романов, 2016

УДК 553.982

ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ОСВОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ КРАЙНЕГО СЕВЕРА

Зульфия Сагитовна Резванова

ООО «Газпром добыча Надым», 629730, Россия, г. Надым, ул. Зверева, 1, заместитель начальника Нормативно-исследовательской лаборатории, тел. (349)956-73-53, e-mail: manager@nadym-dobycha.gazprom.ru

Повышение эффективности газодобывающих предприятий целесообразно осуществлять на основе контроллинга, включающего в себя методы и инструменты управления затратами с использованием информационного обеспечения на базе информационно-интегрированной системы ERP-класса.

Ключевые слова: добыча газа, Газпром, освоение месторождений Крайнего Севера, труднодоступные углеводороды.

ECONOMIC PROBLEMS OF DEVELOPMENT FAR NORTH FIELDS

Zulfia S. Rezvanova

«Gazprom dobycha Nadym», Russia, 629730, Nadym, Zvereva Str. 1, Deputy Head of Legal and Research Laboratory, tel. (349)956-73-53, e-mail manager@nadym-dobycha.gazprom.ru

Improved gas companies it is advisable to carry out on the basis of controlling, including the methods and cost management tools using information support based on ERP information-integrated system -class.

Key words: gas production, Gazprom, the development of deposits of the Far North, inaccessible hydrocarbons.

За 20-летний период в ООО «Газпром добыча Надым» проведено порядка 13 исследований в области экономических проблем освоения месторождений Крайнего Севера. На данном и последующем слайдах представлены направления исследований в хронологическом порядке. В своих исследованиях авторы рассматривают разные проблемы, которые объединяет одно – поиск направлений, рекомендаций, мероприятий, позволяющих повысить эффективность освоения газовых месторождений Крайнего Севера.

За исследуемый период внешняя и внутренняя среды постоянно меняются, на условия хозяйствования предприятий нефтегазового сектора оказывают

влияние кризисы 1998 г., 2008-2009 гг., а также начавшийся кризис 2014 г., который носит долговременный характер. В связи с этим возникают новые, неотложные задачи, проблемы, которые необходимо решать на основе системного подхода.

Контроллинг – это система управления предприятием, интегрирующая функциональные сферы планирования, учета, контроля, анализа данных о затратах на базе информационного обеспечения, ориентированная на контроль за использованием ресурсов и затрат, принятие оперативных и стратегических управленческих решений, оценку результатов деятельности предприятия.

Управление материально-технического снабжения и комплектации (УМТСиК) организует и осуществляет своевременное обеспечение филиалов Общества, производственные объекты которых располагаются на территории Надым-Пур- Тазовского региона и полуострова Ямал. В группу месторождений Надым-Пур-Тазовского региона входят Медвежье НГКМ, Юбилейное НГКМ, Ямсовейское НГКМ, п-ва Ямал – Бованенковское НГКМ, Харасавэйское ГКМ. Эксплуатируемые месторождения территориально разбросаны.

Реинжиниринг бизнес-процессов включает в себя создание «сервисной логистики», заключающейся в организации централизованного вывоза ТМЦ со складов баз производственно-технического обслуживания УМТСиК до филиалов.

Механизм организации входного контроля ТМЦ в базовом «Распределительном центре» материально-технического снабжения предприятия.

Выполненные исследования позволяют сделать следующие выводы.

Были сформулированы основные проблемные направления, которые целесообразно в первую очередь решить для повышения эффективности материально-технического обеспечения с целью снижения затрат при освоении уникальных газовых месторождений Крайнего Севера и Арктического шельфа, в частности: совершенствование методологии управления материально-техническими ресурсами; совершенствование управления материальными запасами; совершенствование организационной логистики при доставке грузов в труднодоступные регионы [1].

Раскрыты условия и предпосылки изменения системы управления ресурсообеспечением предприятия с учетом освоения месторождений полуострова Ямал и дальнейшего развития логистического подхода при управлении материальными потоками в интегрированных цепях поставок.

Предложено создание «сервисной логистики», заключающейся в организации централизованного вывоза материально-технических ресурсов на склады филиалов силами Управления МТСиК.

Предложена интегрированная модель цепи поставки ТМЦ на полуостров Ямал для партий малого размера, объема; оптимизации логистической схемы доставки груза на месторождения полуострова Ямал – создание распределительного склада в г. Надым.

Предложены рекомендации, касающиеся направлений использования и выявления избыточных объектов инфраструктуры, обоснование оптимальных

направлений использования избыточных складских мощностей. В качестве стандартных решений относительно возможных направлений использования избыточных объектов складских мощностей рекомендуется матрица в зависимости от вероятности появления потребности в перспективе.

Общая экономическая эффективность промышленной медицины ($\mathcal{E}_{об}$) – сумма прямого ($\mathcal{E}_{пр}$) и сопутствующего ($\mathcal{E}_{сп}$) экономического эффекта от предотвращенного медико-социального ущерба за счет снижения показателей временной утраты нетрудоспособности (X), первичного выхода на инвалидность (Y), смертности (Z).

Прямой экономический эффект промышленной медицины ($\mathcal{E}_{пр}$) – отношение суммы сохраненных финансовых ресурсов предприятия ($C_{i,jk}$) за счет изменения показателей по предприятию временной утраты нетрудоспособности (X), первичного выхода на инвалидность (Y), смертности (Z) в отчетном периоде (1) по сравнению с базисным/предшествующим (0) и стоимости произведенной продукции ($\mathcal{C}_{пр}$) за счет сохраненной трудоспособности по вышеперечисленным медико-социальным показателям к совокупным затратам на содержание промышленной профилактической медицины (ЗПМ) [2].

Сопутствующий экономический эффект промышленной медицины ($\mathcal{E}_{пр}$) – отношение суммы сохраненных финансовых ресурсов предприятия ($C_{i,jk}$) за счет недопущенного роста показателей временной утраты нетрудоспособности (X), первичного выхода на инвалидность (Y), смертности (Z) работников Общества по предприятию в текущем периоде (1) в сравнение с показателями по исследуемому региону (сп) и стоимости произведенной продукции ($\mathcal{C}_{пр}$) за счет сохраненной трудоспособности по вышеперечисленным медико-социальным показателям к совокупным затратам на содержание промышленной профилактической медицины (ЗПМ)

Таким образом, оценку экономической эффективности промышленной профилактической медицины необходимо производить комплексно, учитывая критерии изменения параметров медико-социальных показателей, выбор критического пути по влиянию на стоимость производимой продукции и нераспределенной прибыли, возможный аутсорсинг медицинских услуг.

Промышленная профилактическая медицина предприятия в tandem с непосредственным производством приносит существенный экономический эффект за счет предотвращенного социального ущерба – сохранения здоровья, профессионального долголетия работников и экономические преимущества по сравнению с покупкой на действующем рынке медицинских услуг.

Промышленная профилактическая медицина как элемент социальной ответственности бизнеса должна занять достойное место среди крупных промышленных предприятий, так как процветание предприятия зависит от благополучия каждого работника.

Опыт организации промышленной профилактической медицины в суровых климатических условиях Крайнего Севера с большой удаленностью от объектов городской инфраструктуры может иметь практическую ценность в реализации

геополитических планов по освоению ресурсов российского Арктического шельфа.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Захарченко В.В., Козловский А.В., Моисеенко Н.А. Управление имущественным комплексом в вертикально-интегрированных компаниях: учеб.-метод. пособие. - М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2009. - 170 с.
2. Ковалев А.П. Управление имуществом на предприятии. - М.: Финансы и статистика; ИНФРА-М, 2009. - 272 с.

© 3. С. Резванова, 2016

УДК 550.8.003.1:553.98

КЛАССИФИКАЦИЯ И КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ОЦЕНКА ФАКТОРОВ, ВЛИЯЮЩИХ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ

Валентин Иванович Назаров

Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт, 191014, Россия, г. Санкт-Петербург, Литейный пр., 39, доктор экономических наук, главный научный сотрудник, тел. (812)273-73-87, e-mail: nazarovvi2012@yandex.ru

Людмила Владимировна Медведева

Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт, 191014, Россия, г. Санкт-Петербург, Литейный пр., 39, кандидат экономических наук, зав. лабораторией, тел. (812)273-73-87, e-mail: lyudmila.v.medvedeva@mail.ru

Статья посвящена методике факторного анализа эффективности геологоразведочных работ (ГРП) на нефть и газ на лицензионных участках. Определены основные показатели геологической и экономической эффективности поисков и разведки месторождений нефти и газа и разработана классификация управляемых и неуправляемых факторов, влияющих на эффективность ГРП.

Ключевые слова: факторный анализ, эффективность геологоразведочных работ на нефть и газ, управляемые и неуправляемые факторы.

CLASSIFICATION AND QUANTITATIVE EVALUATION OF FACTORS INFLUENCING THE EFFECTIVENESS OF EXPLORATION FOR OIL AND GAS

Valentin I. Nazarov

All-Russia Petroleum Research Exploration Institute, 191014, Russia, St. Petersburg, 39 Liteyny Prospect, Doctor of Sciences, Chief Researcher, tel. (812)273-73-87, e-mail: nazarovvi2012@yandex.ru

Lyudmila V. Medvedeva

All-Russia Petroleum Research Exploration Institute, Russia, 191014, St. Petersburg, 39 Liteyny Prospect, Ph. D., Head of the Laboratory, tel. (812)273-73-87, e-mail: lyudmila.v.medvedeva@mail.ru

The article is devoted to the methodology of factor analysis of the efficiency of exploration for oil and gas in the licensed areas. The basic parameters of the geological and economic efficiency of oil and gas fields' prospecting and exploration are determined; classification of controllable and uncontrollable factors affecting the efficiency of exploration are developed.

Key words: factor analysis, efficiency of exploration for oil and gas, controllable and uncontrollable factors.

Геологоразведочная деятельность в нефтегазовом секторе является сложным многостадийным процессом, конечные результаты которого и их эффективность определяются под воздействием различных групп факторов, сила воздействия которых меняется во времени и различается по отдельным регионам и предприятиям.

Для количественной оценки факторов необходима разработка специальной методики, которая позволяла бы выявлять основные факторы, влияющие на эффективность ГРП, классифицировать эти факторы по характеру влияния на показатели эффективности и, наконец, давать количественную оценку степени их влияния.

Использование методики позволяет решать следующие задачи:

- 1) выявлять и количественно оценивать факторы, влияющие на отклонение фактических показателей эффективности ГРП по отдельным лицензионным участкам от проектных;
- 2) осуществлять контроль за соблюдением проектных показателей эффективности в процессе поисков и разведки месторождений и выявлять причины отклонений от этих показателей;
- 3) проводить сравнительный анализ влияния различных групп факторов на показатели эффективности ГРП в различных нефтегазовых регионах деятельности нефтяных и газовых компаний;
- 4) количественно оценивать влияние различных групп факторов на динамику фактических показателей эффективности ГРП по нефтегазовым компаниям.

Выбор факторов зависит от принятой методики оценки эффективности ГРП.

Общепринятой официальной методики оценки эффективности ГРП на нефть и газ пока не существует. В практических целях принято оценивать геологическую и экономическую эффективность полученных результатов.

Показатели геологической эффективности характеризуют результаты отдельных стадий и видов ГРП и направлены на соизмерение полученных геологических результатов с соответствующими затратами на их получение.

Показатели экономической эффективности дают представление об экономической значимости выявленных и разведанных запасов нефти и газа.

Факторный анализ различных групп факторов, влияющих на эффективность ГРП, может проводиться по двум направлениям. По первому направлению такой анализ целесообразно проводить в рамках геолого-экономического аудита углеводородной сырьевой базы с целью принятия стратегических управленческих решений по перемещению фронта поисковых и разведочных работ в новые перспективные районы или продолжения их в районах с предельной освоенностью углеводородной сырьевой базы. В этом случае к анализу привлекается наиболее широкий круг факторов.

Для принятия же оперативных управленческих решений по результатам мониторинга эффективности ГРП на лицензионных участках следует проводить факторный анализ основных показателей эффективности, используя для этих целей базовые факторы, определяющие уровень геологической и экономической эффективности поисков и разведки месторождений нефти и газа.

Оценка влияния различных групп факторов, определяющих уровень эффективности ГРП, производится на основе их классификации. Схема классификации факторов, воздействующих на тот или иной показатель эффективности ГРП, формируется в зависимости от стадии ГРП и принятых показателей эффективности.

По характеру воздействия на геологоразведочный процесс факторы можно разделить на группы, зависящие от деятельности геологов и, следовательно, управляемые и независимые, то есть неуправляемые [1-3].

В группу управляемых входят методические, организационно-управленческие и технико-технологические факторы, неуправляемых – горно-геологические, географо-экономические и макроэкономические факторы.

Классификация различных групп влияющих факторов, определяющих уровень показателей геологической и экономической эффективности на различных стадиях ГРП, приведена в табл. 1, 2.

Таблица 1

Классификация факторов, определяющих уровень показателей геологической эффективности геологоразведочных работ

Стадия ГРП	Показатель эффективности	Влияющие факторы	Характер воздействия фактора
Поиски месторождений	Прирост запасов на поисково-оценочную скважину	Величина запасов	Неуправляемый
		Количество скважин	Управляемый
	Прирост запасов на 1 м проходки поисково-оценочного бурения	Величина запасов	Неуправляемый
		Количество скважин	Управляемый
		Глубина бурения	Неуправляемый
	Прирост запасов на 1 рубль затрат на поисково-оценочное бурение или удельные затраты на прирост 1 т запасов	Величина запасов	Неуправляемый
		Количество скважин	Управляемый
		Глубина бурения	Неуправляемый
		Стоимость метра работ	Управляемый
Разведка месторождений	Прирост запасов на разведочную скважину	Величина запасов	Неуправляемый
		Количество скважин	Управляемый
	Прирост запасов на 1 м проходки разведочного бурения	Величина запасов	Неуправляемый
		Количество скважин	Управляемый
		Глубина бурения	Неуправляемый
	Прирост запасов на 1 рубль затрат на разведочное бурение	Величина запасов	Неуправляемый
		Количество скважин	Управляемый

	или удельные затраты на прирост 1 т запасов	Глубина бурения	Неуправляемый
		Стоимость метра работ	Управляемый
Поисково-разведочные работы в целом	Прирост запасов на поисково-разведочную скважину	Величина запасов	Неуправляемый
		Количество скважин	Управляемый
	Прирост запасов на 1 м проходки поисково-разведочного бурения	Величина запасов	Неуправляемый
		Количество скважин	Управляемый
		Глубина бурения	Неуправляемый
	Прирост запасов на 1 рубль затрат на поисково-разведочное бурение или удельные затраты на прирост 1 т запасов	Величина запасов	Неуправляемый
		Количество скважин	Управляемый
		Глубина бурения	Неуправляемый
		Стоимость метра работ	Управляемый

Таблица 2

Классификация факторов, определяющих уровень показателей экономической эффективности ГРП

Показатели эффективности	Влияющие факторы	Характер воздействия факторов
Чистый дисконтированный доход ⁴	Объем добычи нефти (газа)	управляемый
	Продуктивность скважин	неуправляемый
	Цена нефти (газа)	неуправляемый
	Затраты на ГРП	управляемый
Внутренняя норма доходности*	Затраты на добычу	управляемый
	Затраты на транспорт	управляемый
	Налоги и платежи	неуправляемый
Срок окупаемости инвестиций*	Норматив дисконтирования	управляемый
	Срок разработки месторождения	управляемый

Количественную оценку факторов, определяющих уровень показателей эффективности ГРП, рекомендуется исследовать с помощью методов экономического моделирования. В результате моделирования определяется степень влияния тех или иных управляемых и неуправляемых факторов на показатели геологической и экономической эффективности ГРП по отдельным объектам работ, лицензионным участкам или их группам, характеризующимся несходными горно-геологическими и географо-экономическими условиями поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа.

Моделирование показателей эффективности ГРП проводится поэтапно в соответствии с этапами и стадиями освоения ресурсов нефти и газа.

⁴ Рассчитываются при проектировании и оценке конечных результатов каждой стадии ГРП.

При выборе методов факторного анализа показателей эффективности ГРР необходимо учитывать особенности процесса их проведения, стадийность и сроки поисков и разведки месторождений, а также принятые показатели эффективности подготовки запасов нефти и газа.

Решающее значение при этом имеет возможность привлечения большого числа наблюдений, в несколько раз превосходящих количество влияющих факторов [1, 2]. Данное обстоятельство затрудняет применение стохастических методов факторного анализа для решения задач, связанных с оценкой факторов, влияющих на эффективность ГРР в пределах лицензионных участков, поскольку сроки работ на них ограничены.

Для этих целей, учитывая ограниченность числа наблюдений и волатильность внешнеэкономической среды, рекомендуются детерминированные методы факторного анализа, среди которых наиболее целесообразно применение

метода цепных подстановок, отличающегося универсальностью построения моделей и достаточно простой наглядностью расчетов. Использование этого метода требует знания взаимосвязи и соподчиненности факторов, умения правильно их классифицировать и систематизировать для более полного факторного разложения.

Для построения моделей, адекватно отражающих изменения показателей эффективности ГРР, необходимо формирование исходной информационной базы. Такая база должна строиться на основе данных геолого-экономического мониторинга, результатов геологоразведочных работ на лицензионных участках, отражающих фактические и проектные значения влияющих факторов.

В заключение следует отметить, что разработанная методика факторного анализа является важным инструментом выявления резервов снижения издержек и повышения эффективности ГРР на всех стадиях поисков и разведки месторождений нефти и газа.

Оценку управляемых факторов рекомендуется использовать для обоснования оперативных управленческих решений в ходе проведения ГРР, оценку неуправляемых факторов – при разработке новых и уточнении существующих геологоразведочных проектов, что позволит повысить их качество и адекватность существующим условиям ГРР.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Ильинский А.А. Экономическая оценка ресурсов нефти и газа. - СПб.: Издательство СПбУ, 1992. - 164 с.
2. Ильинский А.А., Назаров В.И. Факторы экономической оценки ресурсов нефти и газа / Обзор. ВНИИ Экономика минерального сырья и геологоразведочных работ. - М.: ВИЭМС, 1989. – 54 с.
3. Назаров В.И. Экономические проблемы освоения ресурсов нефти и газа. - М.: Недра, 1989. - 166 с.

УДК 65.011.4+65.011.42

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ КОМПАНИИ ООО «ГАЗПРОМ ДОБЫЧА НАДЫМ»

Алена Александровна Беляева

Новосибирский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, аспирант, тел. (383)363-43-33, e-mail: poly@admin.nsu.ru

Нефтегазовый комплекс России играет значительную роль в социально-экономическом развитии страны, является важным элементом мирового рынка углеводородов. ПАО «Газпром» – крупнейшая газовая компания в мире, российский монополист в области добычи, переработки и продажи природного газа. В свою очередь, ООО «Газпром добыча Надым» – ключевое газодобывающее предприятие компании с центром добычи на севере Западной Сибири.

Ключевые слова: Газпром, добыча газа, трубопровод, нефтегазовый комплекс, СПГ, Анализ эффективности.

ANALYSIS OF EFFECTIVENESS OF «GAZPROM DOBYCHA NADYM»

Alena A. Belyaeva

Novosibirsk State University, 630090, Russia, Novosibirsk, 2 Pirogova Str., a graduate student, tel. (383)363-43-33, e-mail: poly@admin.nsu.ru

Oil and gas complex of Russia plays a significant role in the socio-economic development is an important element of the global hydrocarbon market. PJSC "Gazprom" - the largest gas company in the world, the Russian monopolist in the field of extraction, processing and sale of natural gas. In turn, LLC "Gazprom mining Nadym" - a key gas producing company with mining companies in the north of the center of Western Siberia.

Key words: Gazprom, gas, pipeline, oil and gas, LNG, efficiency analysis.

В настоящее время предприятие столкнулось с рядом проблем, отражающих состояние газовой отрасли России в целом. Одной из важнейших является проблема истощения крупнейших базовых месторождений предприятия, в результате чего увеличивается доля трудно извлекаемых запасов, что предполагает использование специальных технологий для добычи и подготовки газа. Помимо этого, добыча и транспортировка газа осложняется природно-климатическими условиями эксплуатации месторождений и удаленностью от центров потребления. Также следует отметить, что большинство действующих месторождений газа вступает или уже вступило в стадию падающей добычи [1].

Выявленные проблемы обуславливают потенциальные финансовые риски для ООО «Газпром добыча Надым» и, как следствие, высокую степень вероятности банкротства. Поэтому проведение комплексного финансового анализа и количественной оценки вероятности банкротства этого предприятия является весьма актуальной и своевременной темой исследования [2].

Цель исследования состоит в проведении комплексного финансового анализа ООО «Газпром добыча Надым», включающего оценку вероятности банкротства на основе разработанного автором методического подхода.

Для достижения поставленной цели был решен ряд задач. Во-первых, проанализирован обширный теоретический материал по вопросам оценки финансового состояния предприятия и диагностике вероятности банкротства. Во-вторых, по результатам сравнительного анализа существующих подходов был проведен финансовый анализ ООО «Газпром добыча Надым», основанный на количественном, коэффициентном и интегральном методах. В-третьих, дана количественная оценка вероятности банкротства предприятия на основе разработанного автором методологического подхода [3].

В результате было установлено, что предприятие в целом имеет кризисное финансовое положение, его деятельность оценивается как неэффективная. Об этом свидетельствуют низкие значения коэффициентов ликвидности и рентабельности, неудовлетворительная структура баланса, а также высокая вероятность банкротства предприятия.

Автором в работе разработан и апробирован методологический подход к оценке вероятности банкротства предприятия на основе бально-рейтинговых оценок. Риск банкротства ООО «Газпром добыча Надым» был оценен на основе шести российских моделей (Иркутской академии, Зайцевой, Сайфулина-Кадыкова, Колышкина К1, Колышкина К2, Колышкина К3) и пяти зарубежных моделей (Альтмана, Лиса, Таффлера-Тишоу, Спрингейта, Бивера). Алгоритм расчетов заключается в следующем.

1. Произведена оценка вероятности наступления банкротства по каждой модели в отдельности, а также с учетом их деления на две группы – российские, зарубежные.

2. Составлен рейтинг результатов оценки вероятности банкротства по всем моделям и затем нормирован по пятибалльной шкале: максимальная (1 балл), высокая (2 балла), средняя (3 балла), низкая (4 балла), минимальная (5 баллов),

в зависимости от интервала, куда попадает расчетный показатель конкретной модели.

3. Рассчитана итоговая вероятность наступления банкротства как среднее по пятибалльной шкале.

Результаты исследования риска банкротства ООО «Газпром добыча Надым» показали, что итоговая оценка по моделям зарубежных авторов во многом совпадает с оценкой по моделям российских авторов, и показывают высокую вероятность банкротства.

Как следствие, возникла необходимость разработки путей улучшения финансового состояния ООО «Газпром добыча Надым» и предотвращения его несостоятельности. Были рекомендованы следующие мероприятия по финансовому оздоровлению предприятия:

- увеличение собственных оборотных средств, источником которых может стать чистая прибыль, полученная в 2013 году;
- сокращение кредиторской задолженности за счет активизации работы с кредиторами, более тщательным контролем за структурой и динамикой данного показателя;
- составление программы по оптимизации затрат. Снижение общепроизводственных расходов за счет экономии топливно-энергетических ресурсов;
- улучшение инвестиционной привлекательности.

Таким образом, можно утверждать, что результатом проведения этих мероприятий следует улучшение финансового состояния ООО «Газпром добыча Надым».

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Филимонова И.В., Эдер Л.В. Особенности государственного регулирования эффективности работы нефтегазовой промышленности России // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. - 2014. - № 9. - С. 15-21.
2. Конторович А.Э., Эдер Л.В. Новая парадигма стратегии развития сырьевой базы нефтедобывающей промышленности Российской Федерации // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. - 2015. - № 5. - С. 8-17.
3. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Мочалов Р.А. Эффективность бизнес-стратегий российских нефтегазовых компаний // Бурение и нефть. - 2015. - № 3. - С. 3-10.

© А. А. Беляева, 2016

УДК 332.62

ОПЕРАЦИОННЫЕ РАСХОДЫ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ В РОССИИ В УСЛОВИЯХ КРИЗИСА

Анастасия Юрьевна Кондратова

Новосибирский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, аспирант, тел. (383)363-43-33, e-mail: poly@admin.nsu.ru

Основная часть доходов России формируется в нефтегазовом секторе. Однако ухудшение минерально-сырьевой базы может приводить к увеличению операционных расходов и, соответственно, снижению доходов, поступающих в бюджет.

Ключевые слова: операционные расходы, нефтегазовые компании, добыча нефти и газа.

OPERATING EXPENSES IN RUSSIA OIL AND GAS COMPANIES IN CRISIS

Anastasia Y. Kondratova

Novosibirsk State University, 630090, Russia, Novosibirsk, 2 Pirogova Str., a graduate student, tel. (383)363-43-33, e-mail: poly@admin.nsu.ru

The bulk of the revenues generated in the Russian oil and gas sector. However, the deterioration of the mineral resource base can lead to an increase in operating expenses, and accordingly decrease in revenue coming into the budget.

Key words: operating costs, oil and gas companies, oil and gas.

Операционные расходы являются одним из основных видов расходов, непосредственно связанных с текущей деятельностью предприятия. В связи с этим исследование их динамики и структуры, а также направлений их снижения является высоко актуальной задачей.

Объект исследования: операционные расходы 8 крупнейших нефтегазовых компаний России («Роснефть», «ЛУКОЙЛ», «Сургутнефть», «Газпром Нефть», «Татнефть», «Башнефть», «Газпром» и «НОВАТЭК») [1].

Целью исследования было проанализировать структуру и особенности операционных расходов российских нефтегазовых компаний в условиях кризиса.

Для достижения указанной цели были поставлены следующие задачи:

- проанализировать структуру операционных расходов;
- проследить динамику операционных расходов российских нефтегазовых компаний в последние три года;
- выявить наиболее значительные статьи операционных расходов.

Совокупные операционные расходы нефтегазовых компаний России выросли с 13 трлн руб. в 2012 г. до 17,5 трлн руб. в 2014 г., что несомненно связано с ухудшением качества минерально-сырьевой базы страны, удорожанием за счет курсовой разницы импортных комплектующих [2, 3].

Были рассмотрены удельные показатели операционных расходов на единицу добычи нефти и газа (таблица). Расчеты показывают, что удельные затраты ежегодно растут. Несмотря на то что добыча газа снизилась, наблюдается увеличение удельных затрат в целом по отрасли. Также стоит учесть и тот факт, что с каждым годом разработка месторождений становится все дороже.

Таблица

Динамика удельного показателя по отрасли за 2012-2014 гг. [4, 5]

	2012		2013		2014	
	млрд руб.	тыс. руб./ т у.т	млрд руб.	тыс. руб./ т у.т	млрд руб.	тыс. руб./ т у.т
Добыча нефти и газа						
Добыча нефти, млн т	356		436		438	
Добыча газа, млрд куб. м	581		603		565	
Всего	937		1039		1002	
Производств. расходы	1577	2	1915	2	2188	2
Приобретение нефти, газа и др.	3839	4	3977	4	4988	5
Коммерческие расходы	787	1	847	1	883	1
Транспортные расходы	1033	1	1253	1	1417	1
Геологоразведка	64	0	64	0	92	0
Амортизация	866	1	1173	1	1500	2
Налоги, кроме налога на прибыль	2389	3	2876	3	3270	3
Экспортная пошлина	2781	3	3266	3	3572	4
Прочие	128	0	154	0	78	0
Всего операционных	13012	14	14954	14	17428	17

расходов						
----------	--	--	--	--	--	--

В результате на основе проведенного анализа можно сделать следующие выводы.

1. В период кризиса происходит возрастание объема операционных расходов.
2. Удельный показатель операционных расходов на единицу добычи нефти и газа также ежегодно увеличивается.
3. Наблюдался беспрецедентный рост удельных расходов на приобретение нефти, газа и нефтепродуктов в прошлом году.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Конторович А.Э., Эдер Л.В. Новая парадигма стратегии развития сырьевой базы нефтедобывающей промышленности Российской Федерации // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. - 2015. - № 5. - С. 8-17.
2. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Мочалов Р.А. Эффективность бизнес-стратегий российских нефтегазовых компаний // Бурение и нефть. - 2015. - № 3. - С. 3-10.
3. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Моисеев С.А. Нефтегазовый комплекс Восточной Сибири и Дальнего Востока: тенденции, проблемы, современное состояние // Бурение и нефть. - 2015. - № 12. - С. 3-12.
4. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Немов В.Ю., Проворная И.В. Современное состояние и основные тенденции развития нефтяной промышленности // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. - 2014. - № 3. - С. 40-51.
5. Конторович А.Э., Эпов М.И., Эдер Л.В. Долгосрочные и среднесрочные факторы и сценарии развития глобальной энергетической системы в XXI веке // Геология и геофизика. - 2014. - Т. 55. - № 5-6. - С. 689-700.

© А. Ю. Кондратова, 2016

СОДЕРЖАНИЕ

1. <i>А. В. Савченко, В. П. Ступин, Р. А. Тюгаев, А. А. Сергеев.</i> Разработка скважинных дебалансных виброисточников и стендов для их исследования.....	3
2. <i>С. В. Сердюков, М. В. Курленя.</i> Применение локального гидроразрыва для интенсификации термогравитационного дренирования пласта	8
3. <i>В. М. Серяков.</i> Моделирование особенностей механического взаимодействия крепи с массивом горных пород при проходке выработок больших сечений.....	14
4. <i>В. А. Скрицкий.</i> Причины, в результате которых в шахтах, отрабатывающих пологие угольные пласты, стали происходить взрывы метана.....	20
5. <i>А. П. Татсиев, В. А. Усков.</i> Резервы эффективной отработки западного фланга рудника «Октябрьский»	26
6. <i>А. С. Танайно.</i> Количественный анализ микроструктуры горных пород обобщенным безразмерным показателем и его связь с механическими свойствами.....	31
7. <i>А. К. Ткачук, В. Н. Карпов.</i> Особенности и перспективы развития компрессионно-вакуумных машин ударного действия	37
8. <i>О. М. Усольцева, П. А. Цой, В. Н. Семенов, Б. Б. Сиволап.</i> Закономерности изменения деформационно-прочностных и акустических характеристик геоматериалов и горных пород в зависимости от структуры при одноосном сжатии	43
9. <i>О. М. Усольцева, П. А. Цой, В. Н. Семенов.</i> Влияние структуры слоистых горных пород и геоматериалов на деформационно-прочностные свойства при растяжении и объемном сжатии	48
10. <i>В. А. Григоращенко, Н. В. Ланкевич, Р. В. Кравченко.</i> Технологии и комплекты оборудования для бестраншейной замены подземных коммуникаций.....	54
11. <i>С. А. Павлов.</i> К решению сетевой задачи оптимального воздухораспределения в подземных горных выработках	59
12. <i>И. И. Фадеева.</i> Исследование температурного отклика геотермического зонда на внедрение в донные осадки.....	65
13. <i>М. Н. Цупов, А. В. Савченко.</i> Разработка стенда для исследования способов дегазации угольного пласта	71
14. <i>М. Н. Цупов, Р. А. Тюгаев, А. А. Сергеев, А. В. Козлов.</i> Технические средства для создания направленных колебаний в массиве горных пород.....	76

15. <i>А. И. Чанышев, Л. Л. Ефименко, О. А. Лукьяшко. Об одной особенности значений работы вектора напряжений на относительных смещениях площадки с произвольно выбранной нормалью</i>	80
16. <i>А. И. Чанышев. Положительные и отрицательные направления векторов в полярной системе координат. Приложение к кругам Мора</i>	86
17. <i>А. И. Чанышев, О. Е. Белоусова. Структура и волны в упругой среде</i>	92
18. <i>Т. В. Шилова, С. В. Сердюков. Сравнительный анализ способов направленного гидроразрыва с механическим якорем и щелевым инициатором</i>	98
19. <i>В. Ф. Юшкин. Методические аспекты мониторинга нарушенности скального массива</i>	104
20. <i>Э. М. Балабанова. Анализ экономической эффективности мер стимулирования производственного персонала в нефтегазовом секторе</i>	109
21. <i>Л. А. Благова, К. В. Дорохова. Проблемы выделения эксплуатационных объектов для рекомендуемого варианта разработки в рамках новой классификации запасов</i>	113
22. <i>Г. Ю. Боярко, Я. В. Золотенков. Правовые и организационные проблемы недропользования в Российской Федерации</i>	117
23. <i>Л. В. Важенина. Организационно-экономический механизм эффективного использования попутного нефтяного газа</i>	122
24. <i>Н. О. Вилков. Динамика курсов валют и ее связь с развитием нефтегазового комплекса России</i>	126
25. <i>Е. В. Волкова. Государственно-частное партнерство в нефтегазовом комплексе</i>	130
26. <i>Д. А. Глобенко. Малые независимые нефтяные компании на российском рынке</i>	133
27. <i>А. В. Гореев. Анализ доли доходов федерального бюджета от нефтегазового сектора Российской Федерации</i>	136
28. <i>С. Л. Грачев. Ключевые направления повышения эффективности использования социальной инфраструктуры (на примере ООО «Газпром добыча Надым»)</i>	139
29. <i>В. В. Елгин. Выявление и минимизация факторов, влияющих на эффективность экономической деятельности газодобывающего предприятия на завершающей стадии эксплуатации месторождений</i>	144
30. <i>А. Н. Ерина. Особенности реорганизации непроизводственных активов ООО «Газпром добыча Надым» (на примере промышленной медицины)</i>	149
31. <i>В. Д. Кожевин. Анализ эффективности функционирования российских нефтегазовых компаний в условиях кризиса</i>	154
32. <i>А. Ю. Колпаков. Изменение параметров налогообложения нефтяного сектора России в 2016 году</i>	157

33. <i>А. О. Костылев, Л. В. Скопина.</i> Качество менеджмента и принимаемых управленческих решений в ведущих нефтегазовых компаниях России	161
34. <i>Л. В. Скопина, П. В. Тенсин.</i> Выбор современных методов оценки проектов по разработке лицензионных нефтяных участков	166
35. <i>А. Н. Токарев.</i> Социально-экономические эффекты от развития нефтегазового комплекса для регионов Сибири.....	171
36. <i>И. В. Филимонова.</i> Особенности государственного регулирования в области фискальной политики в нефтегазовом комплексе	176
37. <i>Д. Н. Чадина.</i> Особенности применения специализированных методов учета риска в инвестиционных проектах нефтегазового комплекса	181
38. <i>Л. В. Эдер.</i> Направления развития сырьевой базы и добычи нефти в России.....	184
39. <i>Д. С. Юва.</i> Обоснование и ретроспективный анализ геолого-экономической оценки месторождений полезных ископаемых	188
40. <i>Д. В. Шульгина.</i> Капитализация российских нефтегазовых компаний на фондовых рынках	191
41. <i>В. И. Назаров, О. С. Краснов.</i> Геолого-экономический аудит неостребованной сырьевой базы нефтяной промышленности.....	194
42. <i>Р. А. Мочалов.</i> Технологии освоения проектов по добыче углеводородов на шельфе.....	198
43. <i>М. В. Мишенин.</i> Современное состояние сырьевой базы и прогноз перспектив добычи нефти в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции	202
44. <i>К. Н. Миловидов, А. Г. Гулулян.</i> Некоторые методические аспекты формирования рациональной политики недропользования в нефтегазовом комплексе.....	207
45. <i>Е. Н. Мельтенисова.</i> Особенности ценообразования на региональных рынках электроэнергетики РФ	212
46. <i>Т. М. Мамахатов.</i> Роль независимых газовых компаний в развитии нефтегазового комплекса страны.....	216
47. <i>А. А. Герт, К. Н. Кузьмина, О. Г. Немова, А. И. Ефремов.</i> Выбор первоочередных объектов для проведения региональных геологоразведочных работ на примере ресурсов углеводородного сырья Сибирской платформы	220
48. <i>В. Ю. Немов.</i> Структурные сдвиги в энергопотреблении автомобильным транспортом.....	223
49. <i>С. М. Никитенко, Е. В. Гоосен.</i> Современные формы сотрудничества власти и бизнеса в ресурсодобывающих отраслях России	226
50. <i>Н. И. Пляскина, В. Н. Харитонова, И. А. Вижина.</i> Стратегии развития нефтегазохимических кластеров Восточной Сибири и	

Дальнего Востока: комплексная оценка эффективности и реализуемости.....	230
51. А. В. Полторакова. Оценка стоимости российских независимых нефтяных компаний.....	235
52. И. В. Проворная. Тенденции развития нефтегазового комплекса Восточной Сибири и Дальнего Востока	238
53. Ю. В. Синяк. Новые явления в мировой энергетике и их последствия для России.....	242
54. О. С. Самсонова. Геолого-экономическое моделирование освоения месторождений Восточной Сибири.....	247
55. А. В. Сипполайнен. Аутсорсинг нефтесервисных работ как инструмент повышения экономической эффективности российских нефтегазовых компаний.....	250
56. Б. Г. Санеев, С. П. Попов, Е. В. Еришова. Проблемы формирования российского сегмента газового рынка Восточной Азии.....	253
57. Б. А. Романов. Способы повышения экономической эффективности управления активами газодобывающей компании.....	258
58. З. С. Резванова. Экономические проблемы освоения месторождений Крайнего Севера	262
59. В. И. Назаров, Л. В. Медведева. Классификация и количественная оценка факторов, влияющих на эффективность геологоразведочных работ на нефть и газ	265
60. А. А. Беляева. Анализ эффективности компании ООО «Газпром добыча Надым».....	270
61. А. Ю. Кондратова. Операционные расходы нефтегазовых компаний в России в условиях кризиса	273

CONTENTS

1. A. V. Savchenko, V. P. Stupin, R. A. Tyugaev, A. A. Sergeev. Downhole unbalance vibration exciters and related test benches.....	3
2. S. V. Serdyukov, M. V. Kurlenya. Application of local hydrofrac for the intensification of steam assisted gravity reservoir drainage	8
3. V. M. Seryakov. Modeling mechanical rock–support interaction in large cross-section drivage	14
4. V. A. Skritsky. Causes of methane explosions in gently dipping coal bed mining	20
5. A. P. Tapsiev, V. A. Uskov. Provisions effective driving west wing of the Oktyabrsky mine	26
6. A. S. Tanaino. Quantitative analysis of rock microstructure using generalized dimensionless index and connection of the index with the mechanical properties of rocks.....	31
7. A. K. Tkachuk, V. N. Karpov. Features and prospects of improvement in compression–vacuum action percussive machines.....	37
8. O. M. Usol'tseva, P. A. Tsoy, V. N. Semenov, B. B. Sivolap. Mechanisms of change in strength, deformation and acoustic characteristics of rocks and geomaterials under uniaxial compression depending on their structure	43
9. O. M. Usol'tseva, P. A. Tsoy, V. N. Semenov. Effect of structure of layered rocks and geomaterials on strength and deformation characteristics under triaxial compression and tension	48
10. V. A. Grigorashchenko, N. V. Lankevich, R. V. Kravchenko. Technologies and sets of equipment for no-dig replacing the underground services	54
11. S. A. Pavlov. Solution of network problem on optimal air distribution in underground excavations	59
12. I. I. Fadeeva. Study of the temperature response on insertion geothermal probe in bottom sediments	65
13. M. N. Tsupov, A. V. Savchenko. Test bench for coalbed methane drainage techniques	71
14. M. N. Tsupov, R. A. Tyugaev, A. A. Sergeev, A. V. Kozlov. Device for producing directional vibration in rock mass	76
15. A. I. Chanyshev, L. L. Efimenko, O. A. Luk'yashko. A feature of work done by stress vector on relative displacements in area with arbitrarily chosen normal.....	80

16. A. I. Chanyshhev. Positive and negative directions of vectors in polar coordinate system. Application to Mohr's circles	86
17. A. I. Chanyshhev, O. E. Belousova. Structure and waves in elastic medium	92
18. T. V. Shilova, S. V. Serdyukov. Comparative analysis of directional fracturing methods with mechanical anchors and slit initiator	98
19. V. F. Yushkin. Methodical aspects of monitoring damages in hard rocks.....	104
20. E. M. Balabanova. Cost-effectiveness analysis measures to promote the production staff oil and gas sector	109
21. L. A. Blagova, K. V. Dorokhova. Problems of production facilities allocation for the recommended options of development in terms of new reserves classification.....	113
22. G. Y. Boyarko, Ja. V. Zolotenkov. Legal and organizational problems of subsurface management in the Russian Federation.....	117
23. L. V. Vazhenina. Organizational and economic mechanism of effective use of associated petroleum gas	122
24. N. O. Vilkov. The dynamics of exchange rates and its relation with the development of oil and gas complex of Russia.....	126
25. E. V. Volkova. Public-private partnership in oil and gas complex.....	130
26. D. A. Globenko. Small independent oil companies in Russia.....	133
27. A. V. Goreev. Analysis of interest income federal budget of the oil and gas sector of the Russian Federation	136
28. S. L. Grachev. Increasing efficiency of social infrastructure (for example «Gazprom dobycha Nadym»).....	139
29. V. V. Elgin. Identify and minimize the factors influencing the economic performance of the gas enterprises in the final stages exploitation.....	144
30. A. N. Erina. Features of reorganization non-productive assets of «Gazprom dobycha Nadym» (example of industrial medicine)	149
31. V. D. Kozhevnikov. Analysis of efficiency of functioning of Russian oil and gas companies in crisis	154
32. A. Yu. Kolpakov. Change of Russian oil sector taxation in 2016	157
33. A. O. Kostylev, L. V. Skopina. Management quality and management decisions made in leading Russian oil and gas companies.....	161
34. L. V. Skopina, P. V. Tensin. The choice of modern valuation methods of the licensed oil fields development projects	166
35. A. N. Tokarev. Socio-economic effects of the oil and gas sector development for regions of Siberia	171
36. I. V. Filimonova. Features of state regulation of fiscal policy in the oil and gas complex.....	176
37. D. N. Chadina. Features of accounting methods of specialized risk investment projects oil and gas sector.....	181
38. L. V. Eder. The development of resources base and petroleum production in Russia.....	184

39. <i>D. S. Yuva</i> . Justification and retrospective analysis of geological and economic evaluation of fossil fuels deposits	188
40. <i>D. V. Shulgina</i> . Capitalization of Russian oil companies in the stock markets	191
41. <i>V. I. Nazarov, O. S. Krasnov</i> . Geological and economic audit of unclaimed resource base in oil industry	194
42. <i>R. A. Mochalov</i> . Technology development projects on production of hydrocarbons on shelf	198
43. <i>M. V. Mishenin</i> . The current state of the raw material base, and forecast the prospects of oil production in the Volga-Ural oil and gas province.....	202
44. <i>K. N. Milovidov, A. G. Gululyan</i> . Some methodological rational politics aspects of using the mineral resources in oil and gas complex	207
45. <i>E. N. Meltenisova</i> . Price forming on regional electricity markets in Russia.....	212
46. <i>T. M. Mamakhatov</i> . The role of independent gas companies in the development of the oilgas sector of the country	216
47. <i>A. A. Gert, K. N. Kuzmina, O. G. Nemova, A. I. Efremov</i> . Selection of priority objects for regional exploration on the example of hydrocarbon resources of Siberian Platform	220
48. <i>V. Yu. Nemov</i> . Structural changes in the energy consumption road transport.....	223
49. <i>S. M. Nikitenko, E. V. Goosen</i> . Contemporary forms of cooperation between business and government in the resource industries.....	226
50. <i>N. I. Plyaskina, V. N. Kharitonova, I. A. Vizhina</i> . Development strategy petrochemical clusters East Siberia and the Far East: comprehensive evaluation and sale	230
51. <i>A. V. Poltorakova</i> . Valuation of russian independent oil companies	235
52. <i>I. V. Provornaya</i> . Trends of oil and gas complex of East Siberia and the Far East	238
53. <i>Yu. V. Sinyak</i> . New phenomenon in the world energy and their implications for Russia.....	242
54. <i>O. S. Samsonova</i> . Geological and economic development modelling deposits in Eastern Siberia	247
55. <i>A. V. Sippolaynen</i> . Outsourcing of oil and gas service as an instrument to increase the economic efficiency of Russian oil and gas companies	250
56. <i>B. G. Saneev, S. P. Popov, E. V. Yershova</i> . East Asian gas market: the Russian share formation	253
57. <i>B. A. Romanov</i> . Ways of improving economic efficiency of assets gas companies.....	258
58. <i>Z. S. Rezvanova</i> . Economic problems of development Far North fields.....	262

59. V. I. <i>Nazarov</i> , L. V. <i>Medvedeva</i> . Classification and quantitative evaluation of factors influencing the effectiveness of exploration for oil and gas	265
60. A. A. <i>Belyaeva</i> . Analysis of effectiveness of «Gazprom dobycha Nadym»	270
61. A. Y. <i>Kondratova</i> . Operating expenses in Russia oil and gas companies in crisis	273