

НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ

ВЕК

**ВЫСШАЯ ШКОЛА: НОВЫЕ РЕШЕНИЯ
ПРИ ПОДГОТОВКЕ КАДРОВ**

стр. 94

**ТЮМЕНСКОМУ ИНДУСТРИАЛЬНОМУ
УНИВЕРСИТЕТУ - 60 ЛЕТ!**

ФБУ ГКЗ: динамика движения запасов

стр. 160

**ТВЕРДЫЕ ПОЛЕЗНЫЕ ИСКОПАЕМЫЕ
УГЛЕВОДОРОДНОЕ СЫРЬЕ
ПОДЗЕМНЫЕ ВОДЫ**



НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ

ВЕК

Nedropolzovanie XXI vek

Межотраслевой
научно-технический журнал
№ 4 АВГУСТ 2016
Издается с ноября 2006 года

12+

УЧРЕДИТЕЛЬ

Ассоциация организаций в области недропользования
«Национальная ассоциация по экспертизе недр»

ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР

И.В. Шпуров, генеральный директор ФБУ «ГКЗ», д-р техн. наук

ЭКСПЕРТНЫЙ СОВЕТ:

С.Д. Викторов, заместитель директора УРАН ИПКОН РАН, д-р техн. наук

С.Ю. Глазьев, академик РАН

И.С. Гутман, канд. геол.-мин. наук, профессор РГУНГ им. И.М. Губкина

А.Н. Дмитриевский, академик РАН, д-р геол.-мин. наук

О.С. Каспаров, заместитель руководителя Федерального агентства по недропользованию

В.И. Кашиш, председатель комитета ГД РФ по природным ресурсам, природопользованию и экологии, д-р с.-х. наук, профессор

С.Г. Кашуба, председатель НП «Союз золотопромышленников»

Е.А. Козловский, вице-президент РАЕН, профессор РГГРУ, д-р техн. наук

А.Э. Конторович, академик РАН, д-р геол.-мин. наук

М.Ф. Корнилов, генеральный директор компании RJC

Н.П. Лаверов, академик РАН, д-р геол.-мин. наук

Дэвид МакДональд, вице-президент по запасам British Petroleum, Председатель Экспертной группы по ресурсным классификациям (EGRC) при ЕЭК ООН

Ю.Н. Малышев, почетный президент НП «Горнопромышленники России», президент Академии горных наук, академик РАН

Н.Н. Мельников, директор Горного института Кольского научного центра РАН, академик РАН

С.Д. Минаев, директор по геологии управляющей компании «Руссдрагмет», канд. геол.-мин. наук

Р.Х. Муслимов, консультант президента Республики Татарстан по вопросам разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений, д-р геол.-мин. наук, профессор КФУ, академик АН РТ

Д.Л. Никишин, заместитель директора ФБУ «Росгеоэкспертиза», канд. юрид. наук, заместитель главного редактора

А.В. Пак, заместитель генерального директора ООО «Интернедра Менеджмент» (управляющая компания ЗАО «ОГК Групп» и дочерних обществ)

А.Д. Писарнический, заместитель генерального директора ВНИГНИ, председатель ЕОЭН, канд. техн. наук

К.Н. Трубецкой, главный научный сотрудник УРАН ИПКОН РАН, академик РАН

А.В. Шпильман, директор Научно-аналитического центра рационального недропользования им. В.И. Шпильмана, канд. геол.-мин. наук

Джон Этеринтон, Управляющий директор PRA International Ltd (Канада), Председатель Технической Консультативной группы (TAG) при ЕЭК ООН

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ:

В.М. Аленичев, главный научный сотрудник Института горного дела УрО РАН, профессор, д-р техн. наук

М.П. Астафьева, профессор РГГРУ, д-р экон. наук

Т.В. Башлыкова, директор НВП Центр-ЭСТАгео

В.Г. Братков, начальник отдела мониторинга, анализа и методологии ФБУ «ГКЗ»

В.И. Воропаев, заместитель генерального директора ФБУ «ГКЗ»

Г.В. Демура, профессор РГГРУ, д-р геол.-мин. наук

Р.Г. Джамалов, зав. лабораторией Института водных проблем РАН, д-р геол.-мин. наук, академик РАЕН

В.М. Зуев, заместитель начальника аналитического управления УК Алроса ЗАО

В.А. Карпов, канд. геол.-мин. наук

М.А. Комаров, директор ВИЭМС, д-р экон. наук, академик РАЕН, профессор

А.Б. Лазарев, главный геолог ФБУ «ГКЗ»

Т.П. Линде, ученый секретарь ФБУ «ГКЗ», канд. экон. наук

Е.С. Ловчева, начальник отдела подземных вод ФБУ «ГКЗ»

Р.Г. Мелконян, вице-президент НП РСР-Стекло, д-р техн. наук

Н.С. Пономарев, начальник управления по УВС «НАЭН-Консалт»

И.Ю. Рассказов, директор ИГД ДВО РАН, д-р техн. наук

М.И. Саакян, заместитель генерального директора ФБУ «ГКЗ», канд. геол.-мин. наук

Н.А. Сергеева, начальник управления по недропользованию ОАО Сургутнефтегаз, канд. экон. наук

С.В. Шаклеин, ведущий научный сотрудник Института вычислительных технологий СО РАН, д-р техн. наук

А.Н. Шандрыгин, заместитель директора филиала ДеГольер энд МакНотон, д-р техн. наук

В.В. Шкиль, заместитель генерального директора ФБУ «ГКЗ»

ПРЕДСТАВИТЕЛИ:

От Федеральных округов РФ

Центральный федеральный округ

С.С. Серый, ФГУП ВИОГЕМ, заместитель директора по науке, канд. техн. наук, lggt@mail.ru

Северо-Западный федеральный округ

С.В. Лукичев, начальник отдела Горного института КНЦ РАН, д-р техн. наук, lu24@goi.kolasc.net.ru

Приволжский федеральный округ

А.К. Вишняков, заведующий лабораторией ЦНИИГеолнеруд, канд. геол.-мин. наук, root@geolnerud.net, Technology-geolnerud@yandex.ru

Южный федеральный округ

И.И. Сендецкий, генеральный директор ООО Южный центр экспертизы недр, канд. геол.-мин. наук, yug-ekspertiza@mail.ru

Уральский федеральный округ

А.В. Гальянов, профессор кафедры маркшейдерии Уральского государственного горного университета, д-р техн. наук, sgimd@mail.ru

Сибирский федеральный округ

С.В. Костюченко, заместитель директора ООО СИАМ-Инжиниринг, д-р техн. наук, KostuchenkoSV@siamoil.ru

В зарубежных государствах

Австралийский Союз

М.В. Середкин, ведущий геолог CSA Global, Maxim.Seredkin@csaglobal.com

Азербайджанская Республика

И.С. Гулиев, вице-президент Национальной Академии наук Азербайджана, академик НАНА, iguliyev@gia.az, ant@azdata.az

Кыргызская Республика

Б.Т. Толобекова, Институт геомеханики и освоения недр Кыргызской Республики, д-р техн. наук

О.В. Ким, управляющий директор Kazakhstan mineral company, канд. геол.-мин. наук, okim@wkmk.kz

Республика Армения

Ю.А. Агабалиян, профессор Государственного инженерного университета Армении, д-р техн. наук, aghabalyan@mail.ru

Республика Беларусь

Я.Г. Грибик, ведущий научный сотрудник Института природопользования НАН Беларуси, канд. геол.-мин. наук, yaroslavgribik@tut.by

Республика Казахстан

В.В. Данилов, технический директор Kazakhstan mineral company, vdanilov@wkmk.kz

РЕДАКЦИОННАЯ ЖУРНАЛА

Руководитель – Александр Шабанов, shabanov@naen.ru, shabanovbook@yandex.ru
Ведущий редактор – Сергей Матвеевич, matvichuk@naen.ru

АДРЕС РЕДАКЦИИ:

115054, Москва, Б. Строченовский пер., 7
Тел.: +7 (985) 788 35 92, +7 (495) 780 33 12
www.naen.ru
info@naen.ru, shabanov@naen.ru, shabanovbook@yandex.ru

Подписано в печать 29.08.2016 г.

Формат 60x90/8, объем 19 п.л.

Печать: ООО «Центр Инновационных Технологий»

Заявленный тираж 5000 экз.

Подписные индексы по каталогам:

«Роспечать» – 81974, «Книга Сервис» – 86297

«Недропользование XXI век», 2016.

Перепечатка материалов журнала «Недропользование XXI век» невозможна без письменного разрешения редакции.

При цитировании ссылка на журнал «Недропользование XXI век» обязательна.

Мнение редакции может не совпадать с мнением авторов.

Журнал по решению ВАК Министерства образования и науки РФ включен в «Перечень российских рецензируемых научных журналов, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученых степеней доктора и кандидата наук»

Журнал зарегистрирован Федеральной службой по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций.
Свидетельство ПИ № ФС77-28159 от 25.05.2007.

ISSN 1998-4685

Тема номера

ВЫСШАЯ ШКОЛА: НОВЫЕ РЕШЕНИЯ ПРИ ПОДГОТОВКЕ КАДРОВ

№ 4
август
2016

- ВОПРОС НОМЕРА**
- 4 *И.Э. Мандрик, С.В. Делия, В.Л. Чирков, Р.Р. Хамадьяров*
Изменилось ли качество подготовки выпускников вузов, приходящих в вам на работу, за последние 5 лет?
- ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ВЗГЛЯД**
- 8 *С.М. Миронов*
Горные инженеры должны стать настоящей элитой горного дела
- 12 О реализации новых полномочий субъектов РФ в сфере охраны и использования подземных вод. Рекомендации семинара-совещания в Комитете Совета Федерации ФС РФ
- 19 *О.А. Новоселов*
Инженерное образование: опора развития реального сектора экономики
- ПРАВОВЫЕ ОСНОВЫ: ПРИРОДОРЕСУРСНОЕ ПРАВО**
- 22 *А. Дроздов, П. Галактионов, Я. Волокитин*
В недрах лицензирования
- 30 *М.В. Твердова*
Правовой анализ при аудите горнодобывающего предприятия
- НАУКИ О ЗЕМЛЕ: СЫРЬЕВАЯ БАЗА И ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА**
- 38 *С.Е. Сутормин, Л.А. Рогожина, В.А. Лушпеев*
Новый этап проектирования разработки месторождений углеводородов
- 46 *А.С. Завьялов, Л.С. Бриллиант, А.А. Недождий, И.О. Александрова, А.В. Кондратьева, В.С. Васильева*
Комплексный подход к установлению текущей структуры запасов нефти методами геолого-промыслового анализа. Оценка технологической эффективности ГТМ
- 60 *Д.Ю. Баженов, В.Н. Архипов, Ф.И. Полковников, Д.С. Логинова*
Оптимизация технологии разработки нефтяных оторочек
- 68 *Ю.А. Агабалян*
От промышленной оценки месторождений к общей теории оптимального освоения недр
- 76 *А.В. Малков, И.М. Першин, И.С. Помеляйко*
Методика подсчета запасов и баланса подземных вод гидравлическим методом
- НАУКИ О ЗЕМЛЕ: СЕРВИС И ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ**
- 86 *Р.Д. Каневская, А.В. Потапова, С.С. Манджиева*
Возможности комплексного подхода к моделированию и прогнозированию длительно разрабатываемых месторождений
- НАУКИ О ЗЕМЛЕ: ТЕМА НОМЕРА**
- 94 *Н.Н. Андреева, П.К. Калашиников, В.В. Кононов*
Создание многоуровневой системы обучения информационным технологиям
- 102 *Л.С. Бриллиант, Д.В. Грандов, Е.М. Волкова*
Политехническая школа Тюменской области
- 106 *В.Ю. Керимов, А.В. Осипов, Р.Н. Мустаев*
Высшая школа: новые решения при подготовке кадров для ТЭК
- 114 *Ю.А. Бобылов*
Инновационные задачи развития высшего профессионального образования для МГРИ
- 120 *П.В. Цыбуленко*
Подготовка инженерных кадров для горной отрасли
- НАУКИ О ЗЕМЛЕ: ДИСКУССИОННЫЙ КЛУБ**
- 124 *Я.Г. Грибик*
Об особых типах скоплений трудноизвлекаемых запасов углеводородов
- 132 *Б.Р. Кусов*
Залежи водонефтяных эмульсий – природные объекты или мираж?
- 134 *В.И. Морозов*
Сохранить Александровскую колонну в Санкт-Петербурге
- ЭКОЛОГИЯ**
- 142 *Е.Е. Ермолаева*
Изменение гидрогеологических условий при строительстве на территории Москвы
- ЭКОНОМИКА ПРИРОДОПОЛЬЗОВАНИЯ**
- 148 *В.Л. Уланов*
Взаимозависимость инвестиционной привлекательности и рейтинговой оценки нефтегазовых компаний
- К 90-ЛЕТИЮ ГКЗ**
- 156 «Справка о возникновении и истории развития Всесоюзной Комиссии по запасам полезных ископаемых Министерства геологии СССР», 1950 г.
- НОВОСТИ**
- 160 *О.В. Трофимова*
ФБУ ГКЗ: динамика движения запасов
- 162 *Т.П. Линде*
Новости ГКЗ



THE QUESTION OF THIS ISSUE

- 4 *I.E. Mandrik, S.V. Delija, V.L. Chirkov, R.R. Khamad'yarov*
Does the quality of training of graduates has changed, coming to you at work, in the last 5 years?

STATE POINT OF VIEW

- 8 *S.M. Mironov*
Mining engineers have become a real elite of mining engineering
- 12 On the implementation of the new powers of the subjects of the Russian Federation in the sphere of protection and use of groundwater. Recommendations of the seminar-meeting of the Committee of the Federation Council The Federal Assembly of the Russian Federation

- 19 *O.A. Novoselov*
Engineering education: support the development of the real economy

LEGAL FUNDAMENTALS: NATURAL RESOURCES LAW

- 22 *A. Drozdov, P. Galaktionov, Ya. Volokitin*
In the depths of licensing

- 30 *M.V. Tverdova*
Legal analysis at the mining enterprise audit

GEOSCIENCES: MINERAL RESOURCES BASE AND GEOLOGIC EXPLORATION

- 38 *S.E. Sutormin, L.A. Rogozhina, V.A. Lushpeev*
The new stage of the design development of hydrocarbon deposits
- 46 *A.S. Zav`yalov, L.S. Brilliant, A.A. Nedozhdi, I.O. Alexandrova, A.V. Kondrat'eva, V.S. Vasil'eva*
A comprehensive approach to the establishment of the current oil reserves structure by geological-production analysis. Estimation of technological efficiency of geological and technical measures

- 60 *D.Yu. Bazhenov, V.N. Arkhipov, F.I. Polkovnikov, D.S. Loginova*
Optimization of oil rims technology

- 68 *Yu.A. Agabalyan*
From industrial assess fields toward the overall theory of optimal exploitation of mineral resources

- 76 *A.V. Malkov, I.M. Pershin, I.S. Pomelyaiko*
Method of calculation of reserves and balance of groundwater hydraulic method

GEOSCIENCES: SERVICE AND IMPORT SUBSTITUTION

- 86 *R.D. Kanevskaya, A.V. Potapova, S.S. Mangieva*
Features an integrated approach to modeling and forecasting long-developed fields

GEOSCIENCES: THE MAIN TOPIC OF THE ISSUE

- 94 *N.N. Andreeva, P.K. Kalashnikov, V.V. Kononov*
Create multi-level training system information technology
- 102 *L.S. Brilliant, D.V. Grandov, E.M. Volkova*
Ecole polytechnique Tyumen region
- 106 *V.Yu. Kerimov, A.V. Osipov, R.N. Mustaeov*
High School: New Solutions Training for Energy
- 114 *Yu.A. Bobyilov*
Innovative development objectives of higher education for MGRI
- 120 *P.V. Tsybulenko*
Training of engineers for the mining industry

GEOSCIENCES: DEBATING CLUB

- 124 *Ya.G. Gribik*
On special types of accumulations hard-to-inventory hydrocarbons
- 132 *B.R. Kusov*
Deposits of oil-water emulsions - natural sites or mirage?
- 134 *V.I. Morozov*
Save Alexander Column in St. Petersburg

ECOLOGY

- 142 *E.E. Ermolaeva*
Change of hydro-geological conditions be in the construction in Moscow

ECONOMICS OF NATURE USE

- 148 *V.L. Ulanov*
Interdependence of investment attractiveness, and rated oil and gas companies

ON THE 90TH ANNIVERSARY OF THE GKZ

- 156 "Information about the origin and history of the All-Union Commission on Mineral Reserves of the Ministry of Geology of the USSR", 1950

NEWS

- 160 *O.V. Trofimova*
State Commission for Reserves of Commercial Minerals: dynamics of reserves
- 162 *T.P. Linde*
News of GKZ

Уважаемые коллеги!



Настоящий номер выходит накануне замечательного праздника – Дня нефтяника и газовика! Мне кажется, что это не просто рядовой праздник людей трудной, но замечательной профессии. В сегодняшнем геополитическом контексте – это праздник всей нашей страны! Всех людей, которым небезразлична судьба нашей Родины. Всех людей, которые желают ей процветания и добра. Всех, кто связывает свою судьбу с судьбой страны. Не знаю как вам, а мне глубоко неприятны люди, которые называют великие богатства страны «сырьевым проклятием», и тем более, нашу с вами Родину чьим-то «сырьевым придатком». И мне кажется, что говоря так, эти люди не знают и, как правило, не хотят понять, что нефть и газ сами по себе не добываются. И месторождения – это не подземные озёра и реки с волшебным краником, как это часто представляют различные некомпетентные СМИ. Что разведка и добыча углеводородов – это усилия многих и многих людей, результат применения самых современных технологий, разработанных на основе последних достижений науки самых разных дисциплин.

По меткому выражению академика Н.П. Лаверова, добыча нефти и газа, например на шельфе – по уровню научных и технологических решений

является задачей, сравнимой с полетом на Марс. И это действительно так. Прозорливые люди, которые понимают это, понимают и другое – добыча полезных ископаемых, в том числе нефти и газа, может и должна стать основным локомотивом новой индустриализации в нашей стране. И настоящим ключом к запуску инновационных механизмов российской экономики, основанной на опережающем научно-техническом развитии. Как сделать это? Мы сами и наши авторы в многочисленных публикациях на страницах журнала предлагали различные варианты решений, основанных на вовлечении в разработку трудноизвлекаемых запасов. Мы видим нашу задачу, как редакции журнала, в том, чтобы популяризировать эти идеи и способствовать их скорейшей реализации. Но это будущее. Надеюсь, что недалекое. А пока хочу вместе с вами ещё раз поздравить всех работников нефтегазовой отрасли и поблагодарить вас от имени наших читателей за тяжелый, но очень важный труд, который позволяет нам и в сегодняшние непростые времена с уверенностью смотреть в будущее.

С уважением,

Игорь Шпуров

Изменилось ли качество подготовки выпускников вузов, приходящих к вам на работу, за последние 5 лет?



И.Э. Мандрик, *д-р техн. наук, вице-президент по геологоразведке ПАО ЛУКОЙЛ*

Общий уровень высшего образования в стране в целом и нефтяной сфере, в частности, к сожалению, неуклонно снижается. Такое положение является следствием многих причин, включая изменение системы среднего образования и падение престижа преподавательского труда.

Базовое геологическое образование за последние 5 лет не стало лучше.

При этом развитие информационных технологий позволило повысить подготовку выпускников вузов геолого-геофизических факультетов в области освоения современной техники и компьютерных методов обработки данных.

Сейчас студенты получают навыки и умения, позволяющие профессионально освоить специализированные программные комплексы, используемые в ведущих нефтегазовых компаниях страны и мира.

Нынешние молодые специалисты легче ориентируются в большом объеме геологической информации, сопровождающей процесс поиска и разведки месторождений нефти и газа.

Кроме того, в последние годы выпускники вузов знакомы и с мировыми практиками по оценке запасов и ресурсов по международным стандартам, правилам и требованиям *SEC*, *SPE* и *PRMS*.



С.В. Делия, *канд. геол.-мин. наук, заместитель генерального директора по геологоразведке АО «РИТЭК»*

В компанию АО «Российская инновационная топливно-энергетическая компания» ежегодно трудоустраиваются выпускники ведущих высших учебных заведений страны, таких как МГУ им. М.В. Ломоносова, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, Казанский (Приволжский) федеральный университет, СГУ им. Н.Г. Чернышевского, УГНТУ и др., в том числе по направлениям геологоразведки и разработки месторождений.

Отвечая на вопрос о качестве получаемого в последние годы студентами образования, необходимо отметить, что помимо традиционных летних производственных практик студенты многих вузов в течение всего учебного года активно привлекаются к участию в реальных коммерческих научно-технических проектах. Данный опыт работы приносит определенный положительный результат в их подготовке, т.к. при участии в подобных проектах студенты наблюдают и чувствуют на себе всю этапность выполнения работы, от сбора и анализа информации до защиты проекта перед заказчиком.

Также стоит обратить внимание и на качество оснащенности в последние годы учебных классов ведущих университетов страны современными программными комплексами и специальным лабораторным оборудованием. В процессе обучения студенты имеют возможность получить хорошие базовые навыки, к примеру, в области трехмерного геологического моделирования, что позволяет быстрее адаптироваться выпускникам во многих нефтесервисных и добывающих организациях.

В целом можно констатировать наличие в последние годы положительной тенденции улучшения условий обучения в стенах российских вузов, но как и ранее определяющую роль играет отношение самих выпускников к этому высокоответственному процессу.



В.Л. Чирков, главный геолог – заместитель генерального директора ОАО «Сургутнефтегаз»

В основном специалисты геологической службы ОАО «Сургутнефтегаз», принятые на работу в период с 2011 по 2016 гг., получили образование в трех организациях высшего образования РФ:

- ФГБОУ ВПО «Тюменский индустриальный университет» (ТИУ), г. Тюмень;
- ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной технический университет (УГНТУ), г. Уфа;
- ФГБОУ ВПО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ), г. Томск

Средний балл по результатам оценки профессионально-технических компетенций 69 работников геологической службы ОАО «Сургутнефтегаз» со стажем менее 1 года, являющихся выпускниками вышеуказанных вузов, в 2011 г. составил 71%.

В 2016 г. проведена оценка академических знаний 219 студентов выпускных курсов ТИУ, УГНТУ и ТПУ по направлениям «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» и «Геология нефти и газа», средний балл составил 64,9%.

Р.Р. Хамадьяров, начальник отдела кадров ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, SafiullinRF@tatneft.ru

С целью выявления мнения руководителей и специалистов цехов и отделов об уровне подготовки выпускников учебных заведений среднего профессионального и высшего образования, группой развития персонала и управления карьерой ПАО «Татнефть» проведен социологический опрос. Всего в опросе приняло участие 227 человек из 16 предприятий (нефтегазодобывающие управления ПАО «Татнефть», Институт «ТатНИПИнефть», АО «ТАНЕКО», ООО «УК «Татнефть-Нефтехим» и другие предприятия).

Как показал опрос, при отборе выпускников учебных заведений на предприятие для руководителей и специалистов компании **наиболее важными критериями являются** средний балл по диплому (67%), наличие у выпускника опыта работы (50,7%), престижность учебного заведения (48,5%) и результат прохождения практики (43,2%). Меньше всего представителей компании интересует семейное положение выпускника (5,7%) и рекомендации преподавателей учебного заведения (7,5%).

У многих из представителей бизнеса сложилось четкое понимание, каким должен быть выпускник учебного заведения, **какими достоинствами он должен обладать** для того, чтобы соответствовать вышеуказанным критериям отбора. Так, для представителей ПАО «Татнефть» наиболее важными являются личностные качества соискателей, такие как «желание выпускников работать» (72,2%) и «желание выпускников к саморазвитию и самообразованию» (70%). Кроме этого, руководители и специалисты компании заинтересованы в том, чтобы студент-выпускник обладал теоретическими знаниями (63,9%), имел высокий уровень практической подготовки

ВОПРОС НОМЕРА



(52%). В меньшей степени опрошенных интересует, как студент владеет специализированными программными комплексами (15,9%) и знает иностранные языки (4,8%).

Представители производства предъявляют требования и к учебным заведениям относительно того, **какие умения и навыки должно формировать профессиональное образование у студентов.**

По мнению большинства опрошенных, наиболее важным является не знание своей профессии и специализации или технологии производства, а умение студентов применять теоретические знания, полученные в ходе обучения, на практике (82,8%) и умение работать с информацией (аналитические способности) (58,15%). Далее по значимости руководители и специалисты компании выделяют знания в области специализации (53,7%), техническую грамотность – умение читать чертежи, технологические процессы и т.д. (49,3%), знание технологии производства (46,2%). В наименьшей степени отмечена заинтересованность представителей компании в развитии «научного поиска» среди студентов (6,2%).

В соответствии с указанными выше требованиями к выпускникам на основе анализа данных опроса были выявлены основные недостатки при подготовке студентов.

Эти недостатки при подготовке студентов напрямую связаны с уровнем развития компетенций. По шкале «абсолютно не удовлетворен – 1», «не удовлетворен – 2», «средняя степень удовлетворенности – 3», «удовлетворен – 4», «абсолютно удовлетворен – 5» представители компании оценили ряд компетенций выпускников учебных заведений:

№ п/п	Индикаторы компетенций	Ср. балл
1	Способность применения теоретических знаний, полученных в ходе обучения, на практике	2,9
2	Уровень знаний в области специализации	3,3
3	Знание специализированных компьютерных программ	2,8
4	Знание офисных компьютерных программ	3,4
5	Знание компьютера на уровне «уверенный пользователь»	3,6
6	Владение современными информационно-коммуникационными технологиями	3,4
7	Уровень владения практическими навыками	2,4
8	Способность к решению инженерных задач в области специализации	2,3
9	Способность к проведению научных исследований и творческих поисков в рамках профессии	2,0
10	Способность к быстрому изучению специфики организации	2,91
11	Способность к командной работе	2,83
12	Способность к самообучению	2,91
13	Исполнительность, ответственность	3,33
14	Необходимый уровень владения иностранным языком	2,45

АНОНС!

НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ **XXI** ВЕК

В следующем, 2017 г., исполняется 90 лет со дня образования Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых. Готовясь к этому славному юбилею, журнал «Недропользование XXI век» публикует в рубрике «К 90-летию ГКЗ» материалы, связанные с историей этой организации, ее делами, достижениями, людьми, которые в ней работали. На стр. 156 помещен интересный документ из Российского государственного архива экономики – «Справка о возникновении и истории развития Всесоюзной комиссии по запасам полезных ископаемых Министерства геологии СССР», составленная в 1950 г. под руководством заместителя председателя ВКЗ В.П. Новикова.

Не пропустите сентябрьский номер нашего журнала (№ 5–2016), который будет посвящен предстоящему VIII Всероссийскому съезду геологов (26–28 октября). Будут в нем и материалы, рассказывающие об истории нашего журнала – в конце 2016 г. «Недропользованию XXI век» исполняется 10 лет. В юбилейном для нас номере мы опубликуем интервью с руководителями, более 10 лет возглавлявшими Федеральное агентство по недропользованию – А.А. Ледовских, А.П. Поповым, В.А. Паком, Е.А. Киселевым. Они расскажут о своем видении проблем, накопившихся за это время в российском недропользовании, о том, что уже сделано и какие актуальные вопросы предстоит решить в ближайшем будущем.



Подписка на журнал «Недропользование XXI век»

Подписаться – ПРОСТО и ДЕШЕВО:

- зайти на сайт www.naen.ru
- распечатать и заполнить квитанцию
- оплатить подписку в любом отделении любого банка

Мы пришлем вам готовую к оплате квитанцию, если вы заполните на сайте форму «Заявка на подписку»

Стоимость годовой подписки:
на печатную версию – 6000 руб.
на электронную версию – 5400 руб

Члены Евразийского союза экспертов по недропользованию могут оформить льготную (50%) подписку на электронную версию журнала, обратившись в редакцию по адресу info@naen.ru

Для студентов, аспирантов и преподавателей ВУЗов существует льготная годовая подписка на электронную версию (2400 руб.)

От **юридических** лиц ждем реквизиты (карточку предприятия) для выставления счета.

При подписке на 10 экземпляров – скидка 10%.

Телефон отдела подписки: 8 (495) 780 33 12

Оформляя подписку через подписные агентства, указывайте индекс нашего журнала:

81974 – в каталоге «Газеты. Журналы» Агентства «Роспечать»
86297 – в Объединенном каталоге «Пресса России»



С.М. Миронов
партия «Справедливая Россия»
председатель
info@spravedlivo.ru

Горные инженеры должны стать настоящей элитой горного дела

Россия, 107031, Москва, Большая Дмитровка, 12/1, стр. 3

Техника, кадры и финансы – вот три кита, на которых держится недропользование. Не будет преувеличением сказать, что решение всех проблем нужно начинать с решения вопросов надежного кадрового обеспечения. Причем такого обеспечения, которое позволит эффективно развивать все основные составляющие этой отрасли. А проблем с кадровым обеспечением накопилось сегодня немало

Многолетние упования либералов на то, что в условиях рынка все решится само собой, провалились. В результате за последние 15 лет количество профессионально подготовленных людей по специальностям, например, горно-геологического профиля уменьшилось в полтора раза. Отрасль лишь на 13% обеспечена квалифицированными кадрами. Инженерно-технических работников для отрасли необходимо более 20 тыс., а все вузы страны в год выпускают порядка 3,5 тыс. Переломить негативную тенденцию сокращения доли экономически активной возрастной категории специалистов пока не удается. Остро стоит проблема с кадрами на горных предприятиях, не хватает специалистов среднего звена, инженеров, техников и др. Имеется дефицит молодых специалистов с высшим образова-

нием. Я уже не говорю о том, что острый недостаток менеджеров технических профессий отрицательно сказывается на безопасности горнодобывающих производств.

Те же негативные кадровые процессы мы видим и в сфере обеспечения недропользователей высокотехнологичным оборудованием. Сегодня, к сожалению, большинство выпускаемой для отрасли техники уступает мировому уровню и, по известным причинам, далеко не все можно купить за рубежом. Производственная база заводов устаревает. Создание образцов перспективного оборудования идет медленно, уходят наиболее подготовленные специалисты, ученые, конструкторы, а полноценной замены пока нет.

Особое значение квалификация кадров приобретает в геологоразведке. Формирование поискового задела заключается не только

в росте физических объемов геологоразведочных работ, но и в повышении их информативности и достоверности. Промахи здесь просто недопустимы – слишком дорого обходятся последствия ошибочных прогнозов, перерасход ресурсов, потеря времени.

Конечно, это далеко не полный перечень проблем «кадрового голода», которые напрямую влияют на состояние минерально-сырьевой базы экономики. Вместе с тем очевидно, что все проблемы тесно взаимосвязаны и требуют незамедлительных системных решений. При этом «финансовый блок» Правительства РФ фактически тормозит развитие стратегической для нашей страны отрасли, каждую копейку на ее развитие приходится выбирать с боем. А сегодня, в условиях кризиса, активная политика государства, безусловно, востребована – только так можно преодолеть комплекс накопившихся проблем.

Горная профессия

Проблемы «кадрового голода» будут эффективно решены только тогда, когда профессия горного инженера станет престижной и уважаемой в обществе. Излишняя ориентация вузов на массовый платежеспособный спрос на образовательные услуги не создает серьезных стимулов для формирования современного конкурентоспособного поколения горных инженеров и исследователей. Перекосы в подготовке кадров, когда количество юристов и экономистов в России в несколько раз превышает потребности, а специалисты с технической подготовкой явно не хватает, должны остаться в прошлом. Горный инженер – это особая профессия, опасная профессия. Горняки должны быть надежно социально защищены, причем такая защита должна быть существенно выше, чем у работников других отраслей экономики.

Больше внимания решению проблемы кадров должны уделять владельцы предприятий. Необходимо максимально использовать все возможности «целевой», как говорили раньше, подготовки кадров для производства. Сегодня на предприятиях уже понимают, что кадровой политикой нужно заниматься серьезно и постоянно, активно внедрять целевые программы подготовки, переподготовки и закрепления перспективных специалистов. Вместе с тем убежден, что для обеспечения главных потребностей эффективной работы минерально-сырьевого комплекса страны именно государство должно формировать основной заказ на подготовку кадров в сфере недропользования.

Пока мы имеем нарастающий дефицит подготовленных кадров, обусловленный снижением численности студентов горно-геологических специальностей в техникумах и вузах, в том числе из-за снижения количества бюджетных мест. Минобрнауки России, занимая ошибочную позицию, не считает горно-геологические специальности приоритетными для развития экономики.

27 января этого года в Государственной Думе состоялся «правительственный час» с участием руководителя Минобрнауки России, где речь шла о настоящем и будущем российского образования. У нас накопилось слишком много вопросов к министру образования – и необходимость отмены ЕГЭ, который просто калечит школьников, и так называемая оптимизация учебных заведений, и многое другое. Достаточно упомянуть инициативу министерства по объединению Российского государственного геологоразведочного университета, членом попечительского совета которого я являюсь, с Российским университетом дружбы народов.

Хорошо понятны проблемы, с которыми сталкиваются вузы, получая школьников после ЕГЭ – во многом их приходится переучивать заново, причем – за счет собственных образовательных задач, в условиях ограниченных ресурсов.

Нужно всерьез заняться уровнем квалификации горных специалистов, который сегодня, к сожалению, в ряде учебных заведений не отвечает современным требованиям. Практические навыки выпускников оставляют желать лучшего, учебные программы отстают от реальных потребностей производства. Многие, приходя на предприятия, должны все «начинать с нуля». Это, а также тяжелые условия производства, недостаточная социальная защищенность, приводит к тому, что нередко выпускники отказываются от работы по специальности.

Статус и подготовка

Представляется правильным закрепить на законодательном уровне статус горного инженера, четко оговорить достойный социальный пакет, зарплату, жилье по месту работы. Сфера недропользования должна стать по-настоящему привлекательной для молодых людей, чтобы они стремились в горную отрасль и с желанием в ней работали.

В ходе учебы нужно обеспечить студентам крышу над головой и стипендию не ниже прожиточного минимума, которая должна своевременно индексироваться на величину ин-

фляции. Именно такую позицию не один год отстаивает партия «Справедливая Россия» в Государственной Думе – студент должен заниматься, прежде всего, учебой. Мы предлагаем ограничить ежегодный рост отпускных цен на учебные пособия, питание студентов прогнозируемым уровнем инфляции, ограничить стоимость оплаты общежития и др. Аналогичные нормы нужно ввести и в отношении стоимости транспортных перевозок для обучающихся, и платных образовательных услуг. При подготовке специалистов всех горных профессий необходимо выплачивать повышенные стипендии. Только тогда можно рассчитывать на сильные кадры, привлекательность нужных для государства профессий и их высокий общественный статус.

По качественным показателям подготовки учебные заведения страны должны ориентироваться на наши лидирующие профильные вузы – в Санкт-Петербурге, Москве, Екатеринбурге, Красноярске, Кузбассе, где есть важнейшие составляющие – сильный профессорско-преподавательский состав, современное техническое оснащение, а у молодежи есть все возможности качественно осваивать выбранную профессию. В тоже время нельзя допустить территориального неравенства, когда молодые люди лишаются возможности получить хорошее образование. Поэтому вновь созданные федеральные университеты должны больше внимания уделять горным профессиям.

Особую важность имеет взаимодействие вузов и других учебных заведений с успешно работающими научными, производственными организациями и компаниями-недропользователями. Оно должно идти по всем направлениям, главным из которых, конечно, является подготовка квалифицированных кадров. Необходимо работать на упреждение, своевременно формировать общие и специальные требования к знаниям и умениям современного инженера, техника, специалиста. Нужно кардинально усилить внимание к получению практических навыков, чем раньше студент столкнется с практикой – тем лучше.

По личному опыту знаю, насколько важно привлекать к учебному процессу ведущих производственников – это позволяет научиться выделять главное, глубже понимать связь между «сухой» теорией и живой практикой горного дела. Не менее важно и такое сотрудничество с производством, когда преподаватели вузов периодически стажировались в тех отраслях, для которых готовят специалистов. Такая стажировка дает возможность лучше

видеть острые проблемы реальной экономики, своевременно реагировать на них в процессе обучения тех, кто уже завтра придет на производство. Только путем оперативного уточнения номенклатуры специальностей, содержания изучаемых курсов можно угнаться за реальными потребностями завтрашнего дня. Тесное взаимодействие позволит также и вузовской науке обоснованно ставить и решать злободневные научные задачи, будет способствовать созданию совместных научных лабораторий с горнодобывающими объединениями для исследования конкретных проблем.

Горные инженеры должны стать настоящей элитой горного дела, лидерами всего нового и передового. В условиях высокой динамики технического процесса уже со студенческой скамьи нужно прививать молодым стремление к постоянному самосовершенствованию – главному показателю качества современного специалиста.

Системный подход

Сегодня горнодобывающая, металлургическая и нефтегазовая отрасли требуют глубоких инновационных преобразований, а для этого нам, в первую очередь, необходимы специалисты, обладающие высокими профессиональными знаниями, современным стилем управления, глубокими практическими навыками. На современном производстве необходимо знание рынка, инновационный взгляд на отраслевые проблемы. Чтобы достичь именно таких показателей подготовки кадров, необходимо прививать любовь к профессии и учить основам специальности уже со школьной скамьи. Талантливых ребят нужно искать и заботливо выращивать по всей России. Примеры таких подходов у нас есть. Так, в прошлом году на базе Государственного геологического музея им. В.И. Вернадского РАН совместно с НИТУ МИСиС, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина и МГРИ-РГГРУ им. Серго Орджоникидзе был создан «Межвузовский академический центр навигации по специальностям горно-геологического профиля». По существу – это организация работы по профориентации учащихся и студентов, обеспечение связи с крупными предприятиями минерально-сырьевого комплекса. В результате на базе музея создан сегмент «школа – ВУЗ – производство». Главная цель – поиск и формирование кадрового резерва для производства и науки. Это хороший пример системной работы, которая необходима для осуществления Государственной программы

Президента РФ по профориентации детей и молодежи. Важно, чтобы таких положительных примеров было как можно больше.

С другой стороны, следует заметить, что одной из причин нынешнего неблагоприятного положения дел с кадровым обеспечением является недостаток специальных знаний в сфере недропользования у тех, кто принимает решения по этим вопросам. А поскольку добыча и переработка полезных ископаемых являются одной из важнейших отраслей экономики России, считаю необходимым, чтобы их основы преподавались всем студентам вузов по специальностям экономики, финансов, права и госуправления, а также госслужащим при повышении квалификации. Как говорил выдающийся российский геолог В.А. Обручев: «Человек, который не знает основ геологии, в известном смысле подобен слепому».

Необходимые меры

В условиях кризиса в качестве первоочередных мер в вузовской подготовке кадров мы предлагаем:

- объявить мораторий на закрытие вузов, их объединение, ликвидацию действующих направлений подготовки, сокращение бюджетных мест;
- вузы должны заморозить тарифы на все свои образовательные услуги;
- перевести установление льгот для студентов на федеральный уровень;
- предусмотреть для хорошо успевающих малоимущих студентов первоочередной перевод на бюджетные места;
- существенно увеличить количество бюджетных мест в магистратуре и аспирантуре.

Ни один студент-геолог не должен оказаться «на улице», ни один преподаватель – безработным. При этом борьба с «продажей» дипломов должна быть доведена до конца.

Принимая первоочередные меры, нельзя забывать о главном. «Справедливая Россия» уже ряд лет предлагает воссоздать Министерство геологии России – это настоящая стратегическая и организационная необходимость. Разработка обоснованных планов развития минерально-сырьевой базы на перспективу, восстановление и объединение ре-

гиональных подразделений, способных вести весь цикл необходимых работ, позволят министерству обеспечить комплексное решение всех кадровых проблем отрасли.

Стране остро необходим современный механизм управления кадровым обеспечением геологии. Во многом нам еще только предстоит создать эффективную инфраструктуру среднетехнического, высшего и послевузовского образования. Причем особое внимание следует уделять подготовке научных кадров. Нужно отказаться от финансирования научных исследований по остаточному принципу – действуя так, мы программируем отставание в техническом прогрессе.

Для реализации на практике все это требует соответствующего нормативного обеспечения, поэтому мы должны уделять постоянное внимание совершенствованию законодательства. Например, действующий Закон РФ «О недрах», принятый более 20 лет назад, содержит ряд принципиальных положений, которые поощряют излишнюю для нынешних условий монополизацию отрасли. Для комплексного решения всех проблем мы предлагаем разработать и принять Горный кодекс РФ, в котором соответствующее место должны занимать и вопросы надежного кадрового обеспечения.

Для совершенствования действующего законодательства в сфере поддержания и развития минерально-сырьевой базы фракция нашей партии только в завершающем свою работу VI созыве Государственной Думы внесла, активно участвовала в разработке и рассмотрении более чем 30 законопроектов.

«Справедливая Россия» всегда была последовательным лоббистом интересов геологической отрасли – отрасли, на которой держится вся минерально-сырьевая база экономики России. Мы уверены: будут подвижки в кадровой политике – будут достижения и в отрасли. Эту взаимосвязь мы хорошо понимаем. Пользуясь случаем, обращаюсь к читателям журнала – ваши предложения по всем затронутым в статье вопросам направляйте в нашу партию. Объединив усилия, мы обеспечим развитие экономики страны и социальное благополучие наших граждан. ☺

S.M. Mironov, the party "Fair Russia"¹, chairman

¹12/1, bldg 3, Bolshaya Dmitrovka street, Moscow, 107031, Russia; info@spravedlivo.ru

Mining engineers have become a real elite of mining engineering

О реализации новых полномочий субъектов РФ в сфере охраны и использования подземных вод

Рекомендации семинара-совещания 16 июня 2016 г. в Комитете Совета Федерации Федерального Собрания РФ по аграрно-продовольственной политике и природопользованию

Проведя с участием членов СФ, депутатов Государственной Думы, представителей Минприроды России и других федеральных органов исполнительной власти, исполнительных и законодательных (представительных) органов власти субъектов РФ, представителей научно-исследовательских учреждений, Российского союза гидрогеологов и других общественных организаций обсуждение актуальных проблем реализации новых полномочий субъектов РФ в сфере охраны и использования подземных вод (ПВ), участники семинара-совещания отмечают следующее.

1. ПВ являются одним из специфических видов полезных ископаемых, важным ресур-

сом жизнеобеспечения, развития промышленности и сельского хозяйства. Основными преимуществами использования ПВ для питьевого и хозяйственного назначения являются высокая степень защищенности от атмосферного и наземного загрязнения, стабильность эксплуатационных запасов и качества воды в течение года и в многолетнем разрезе, возможность создания надежной охраны водозаборов, в том числе и при чрезвычайных ситуациях (наводнениях, засухе).

ПВ являются не только природным ресурсом, но и объектом охраны окружающей среды. Геологическое изучение и добыча ПВ регулируется законодательством о недрах, охрана подземных водных объектов – зако-

нодательством о недрах, а также водным, природоохранным, санитарно-гигиеническим законодательством.

28 ноября 2013 г. Комитет СФ по аграрно-продовольственной политике и природопользованию провел «круглый стол» на тему: «О правовых проблемах учета и использования подземных вод» и принял соответствующие рекомендации, часть из которых уже реализована, в том числе принятием Федерального закона от 29.12.2014 № 459-ФЗ «О внесении изменений в Закон РФ «О недрах» и отдельные законодательные акты РФ» (далее – ФЗ № 459).

2. ФЗ № 459 были внесены существенные изменения в Закон РФ «О недрах» (далее – Закон о недрах) в части регулирования геологического изучения и использования подземных пресных вод, в том числе:

– в ст. 2.3 в перечень участков недр местного значения, полномочия по которым отнесены к субъектам РФ, дополнительно включены «участки недр, содержащие ПВ, которые используются для целей питьевого и хозяйственно-бытового водоснабжения или технологического обеспечения водой объектов промышленности либо объектов сельскохозяйственного назначения и объем добычи которых составляет не более 500 м³/сут»;

– в ст. 10.1 внесены соответствующие изменения о новых полномочиях субъектов РФ в части геологического изучения и добычи ПВ;

– ст. 19 изложена в новой редакции, позволяющей землевладельцам без ведома государственных органов, уполномоченных за геологическое изучение и пользование недрами, бурить скважины ниже первого водоносного горизонта: «Собственники земельных участков, землепользователи, землевладельцы, арендаторы земельных участков имеют право осуществлять в границах данных земельных участков без применения взрывных работ использование для собственных нужд... подземных вод, объем извлечения которых должен составлять не более 100 м³/сут, из водоносных горизонтов, не являющихся источниками централизованного водоснабжения и расположенных над водоносными горизонтами, являющимися источниками централизованного водоснабжения. ...Подземные воды... не могут отчуждаться или переходить от одного лица к другому»;

– в ст. 23.2 для водозаборов с объемом добычи не более 100 м³/сут отменяется требование подготовки, согласования и утверждения технических проектов;

– в ст. 29 для водозаборов с объемом добычи не более 100 м³/сут отменяется требование проведения государственной экспертизы запасов ПВ.

3. Учет ресурсов, запасов, добычи ПВ, а также их состояния в настоящее время обеспечивается системой государственного мониторинга состояния недр (ГМСН), контролируемой и финансируемой Роснедра. Система ГМСН решает задачи информационного обеспечения управления государственным фондом недр и рационального недропользования на федеральном (РФ), и региональном (федеральные округа), и территориальном (субъекты РФ), и локальном (объекты недропользования) уровнях. На протяжении последних десятилетий наблюдается деградация системы ГМСН территориального и локального уровней: уполномоченные органы субъектов РФ не участвуют в ведении мониторинга ПВ, на локальном уровне наблюдения за добычей и состоянием ПВ должным образом не ведутся.

Система кодирования и структура лицензий в субъектах РФ отличается от системы кодирования и структуры, используемой на федеральном уровне. Это привело к прекращению поступления информации о лицензиях в федеральную информационную систему, отсутствию информации о половине суммарного водоотбора, невозможности составления балансов ПВ и оценки имеющихся ресурсов. Необходимо использовать единую структуру и систему кодирования лицензий, как на федеральном уровне, так и в субъектах РФ, чтобы можно было вести оперативный мониторинг и периодическую отчетность об используемых ресурсах подземных вод.

Кроме того, существует проблема перехода права пользования недрами и переоформления лицензий при повышении водоотбора сверх установленной величины (500 м³/сут) либо снижении водоотбора. Существующий порядок предусматривает отказ от прежней лицензии в одних органах и получение новой лицензии в других органах, на что требуется время от полугода до 2 лет, в течение которого недропользователь не имеет права пользоваться недрами и вынужденно становится нарушителем закона. Очевидно, необходимо предусмотреть иной порядок перехода прав для добычи подземных пресных вод без прерыва прав пользования недрами.

4. Участники семинара-совещания имеют следующую согласованную позицию по указанным изменениям Закона о недрах.

4.1. ФЗ № 459 разрешает землевладельцам по своему усмотрению бурить скважины на ПВ практически на любой водоносный горизонт без учета характера взаимосвязи водоносных горизонтов и защищенности водоносных горизонтов, являющихся источниками централизованного водоснабжения, что в ряде случаев может привести к попаданию загрязнения в питьевые воды.

Члены СФ указывали на недопустимость бесконтрольного бурения скважин на ПВ владельцами земельных участков. Однако Государственная Дума отклонила соответствующие поправки, а представители Минприроды России обещали урегулировать указанную проблему в разрабатываемых подзаконных актах. Поскольку никаких нормативных правовых актов по указанной проблеме за прошедшие полтора года так и не появилось, необходимо срочно внести изменения в ст. 19 Закона о недрах в части ограничения условий самовольного бурения скважин владельцами земельных участков.

Участники семинара-совещания считают допустимым разрешать землевладельцам по своему усмотрению бурить скважины только на первый водоносный горизонт, как это было предусмотрено в прежней редакции ст. 19 Закона РФ «О недрах». Для добычи ПВ из более глубоких горизонтов землевладельцы должны иметь право подать заявку на пользование недрами и при наличии положительного заключения государственных органов получить в упрощенном порядке такое право с условием, что строительство скважины будет выполнять профессиональная буровая бригада, имеющая необходимые разрешения. В настоящее время бурение и обустройство абсолютного большинства скважин на ПВ выполняют бригады, не имеющие необходимой квалификации, опыта и технологии.

4.2. В соответствии со ст. 19 Закона РФ «О недрах» владельцы земельных участков имеют право добывать подземные пресные воды с помощью колодцев и скважин, т.е. пользоваться недрами. Однако в ст. 9 Закона РФ «О недрах» физические лица не являются пользователями недр. Это противоречие не позволяет предоставлять лицензии землевладельцам на бурение скважин для добычи подземных пресных вод из глубоких горизонтов. Представляется необходимым устранить указанные противоречия включением в ст. 9 в качестве пользователей недр с ограниченными правами только на своих земельных участках, если не всех физических лиц, то хотя бы граждан РФ.

4.3. Отмена обязательного наличия или утверждения технических проектов (ст. 23.2 Закона РФ «О недрах») и экспертизы запасов ПВ (ст. 29 Закона РФ «О недрах») для водозаборов с объемом добычи не более 100 м³/сут по мнению участников семинара-совещания является обоснованной по следующим основаниям:

- водоотбор объемом 100 м³/сут соответствует погрешности гидрогеологических расчетов.

- по статистике водопотребление в большинстве населенных пунктов сельской местности составляет 10–15 м³/сут, а в районных центрах – 100–150 м³/сут, при этом скважины с водотобором до 100 м³/сут обеспечивают 60% суммарного водоотбора;

- геологическое изучение, экспертиза запасов, разработка и утверждение технических проектов даже отдельных скважин требует затрат более миллиона рублей, что многократно превышает стоимость их строительства и не соответствует платежеспособности сельских водопотребителей.

Участники семинара-совещания считают, что к участкам недр местного значения можно отнести водозаборы ПВ производительностью не более 100 м³/сут, которые обеспечивают около 90% сельских населенных пунктов, включая значительную долю районных центров.

Указанный в ФЗ № 459 уровень добычи ПВ для «участков недр местного значения» до 500 м³/сут (ст. 2.3 Закона о недрах) достаточен для водообеспечения малых городов с населением до 5 тыс. человек. Такие водозаборы имеют необходимые правоустанавливающие документы и учтены на федеральном уровне, в том числе в расчетах балансов ПВ. Государственная экспертиза запасов ПВ по новому в субъектах РФ проводится, как правило, на неудовлетворительном уровне без привлечения специалистов-гидрогеологов.

С учетом вышеизложенного передача полномочий субъектам РФ по водозаборах от 100 до 500 м³/сут представляется необоснованной, особенно в случаях, когда водопотребители – объекты федерального значения (ЗАТО, в/ч).

Вместе с тем, в Законе о недрах осталось избыточное требование по согласованию технических проектов разработки питьевых и технических ПВ с комиссией, которая создается федеральным органом управления государственным фондом недр и в состав которой включаются представители органов государственного горного надзора и органов

исполнительной власти в области охраны окружающей среды (ч. 2 ст. 23.2). Однако перед этим оптимальная схема водозабора фактически уже прошла государственную экспертизу в ГКЗ на стадии экспертизы запасов ПВ, в связи с чем ее согласование является повторным, требующим немалых затрат времени и финансов.

5. В настоящее время федеральный мониторинг ПВ осуществляется за счет средств федерального бюджета, а региональный и локальный мониторинг производится за счет средств водопользователей. При этом полнота, оперативность и объективность регионального и локального мониторинга оставляет желать лучшего. Представляется целесообразным проводить и финансировать мониторинг на всех уровнях за счет средств бюджета, что повысит качество мониторинга при небольших дополнительных затратах. Однако Бюджетный кодекс РФ не предусматривает такого финансирования.

При модернизации существующих водозаборов их балансовая стоимость увеличивается, что приводит к увеличению амортизации и налога на имущество, что в свою очередь также сказывается на росте тарифов ЖКХ. В связи с проводимой политикой ограничения роста тарифов ЖКХ возникает искусственное препятствие для проведения модернизации или строительства новых водозаборов.

6. Выборочные проверки по отдельным территориям показали, что большинство одиночных скважин не имеют никаких правоустанавливающих документов, т.е. нигде и никак не учтены, а их количество на территории каждого субъекта РФ может достигать 100 тыс. и более, из чего следует необходимость для их выявления, учета и документирования привлечения сил и средств субъектов РФ.

ФЗ № 459 полномочия по таким водозаборах переданы субъектам РФ, что предполагает создание самостоятельной гидрогеологической службы в каждом субъекте РФ численностью 7–10 человек с расходами на обеспечение их деятельности не менее 20 млн руб./год. Общая численность по стране составит около 1000 специалистов с расходами на обеспечение их деятельности не менее 2 млрд руб./год.

Кроме того, для первичного выявления, инвентаризации скважин и малых водозаборов необходимо провести разовую масштабную кампанию с привлечением в десятки раз большего числа лиц и соответствующими за-

тратами порядка 20 млрд руб. Причем такая паспортизация должна проводиться по единым для всей страны учетным документам и единой методике.

Наряду с созданием отдельной гидрогеологической службы в каждом из субъектов РФ необходимо разработать и принять соответствующие законы субъектов РФ о геологическом изучении, учете, охране и использовании подземных пресных вод, а также соответствующие нормативные правовые акты.

При этом необходимо учитывать вопросы взаимодействия гидрогеологических служб субъектов РФ, имеющих общие границы и общие подземные водные объекты, не признающие административных границ, а также вопросы взаимодействия с федеральными органами исполнительной власти, уполномоченными на геологическое изучение, учет, мониторинг, охрану и использование ПВ. Причем указанное взаимодействие должно быть не только геологическим, но и нормативно-правовым. Поэтому законы субъектов РФ должны соответствовать федеральному законодательству и быть едиными по основным правовым нормам, различаясь только отдельными региональными деталями. Из этого следует необходимость разработки модельного закона субъекта РФ о геологическом изучении, учете, охране и использовании подземных пресных вод, на основе которого будут уточняться и приниматься законы конкретных субъектов РФ.

Вместе с тем участники семинара-совещания считают, что вместо создания отдельных разрозненных гидрогеологических служб в каждом субъекте РФ и организации их взаимодействия целесообразнее расширять и укреплять единую федеральную гидрогеологическую службу с подразделениями во всех субъектах РФ, которая должна проводить единую политику геологического изучения, экспертизы, учета и мониторинга состояния ПВ при существенно меньшей численности работающих, экономии финансовых и материально-технических ресурсов. Полномочия по распоряжению ПВ целесообразно сделать совместными, как это было с 1992 по 2002 гг. Решение о пользовании ПВ должно быть согласованным, с одной стороны – органом исполнительной власти субъекта РФ, определяющим потребности обеспечения ПВ, с другой стороны – федеральной гидрогеологической службой, определяющей конкретные условия рациональной добычи ПВ.

7. Принятие ФЗ № 459 привело к тому, что большинство субъектов РФ оказались не

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ВЗГЛЯД

готовы к реализации новых полномочий по ПВ по следующим основным причинам:

– отсутствие разъяснительной работы, переходного периода (до 5 лет) и подготовительных мероприятий;

– отсутствие необходимых квалифицированных кадров гидрогеологов в большинстве субъектов РФ;

– отсутствие необходимых нормативных правовых актов и законов субъектов РФ;

– отсутствие в большинстве субъектов РФ собственных фондов геологической информации по ПВ и их взаимодействия с территориальными геологическими фондами Росгеолфонда;

– отсутствие в большинстве субъектов РФ необходимых финансовых средств и материально-технической базы.

В сложившейся ситуации субъекты РФ вынуждены выполнять возложенные на них функции в неполном объеме и с невысоким качеством, либо фактически отказываться от выполнения незнакомых им функций по организации и проведению геологического изучения недр на своих территориях, государственной экспертизе запасов, постановке на баланс запасов подземных пресных вод, предоставлении прав на добычу, контролю и надзору охраны и рационального использования подземных пресных вод.

Роснедра и его территориальные подразделения, в ведении которых находились практически все водозаборы, также неожиданно оказались в тупиковой ситуации.

Во-первых, Роснедра одновременно лишилось всех полномочий по водозаборам до 500 м³/сут, что привело к прекращению всех находящихся в работе проектов, выполняемых профессиональными гидрогеологическими организациями по геологическому изучению, экспертизе запасов, проектированию водозаборов. Во-вторых, перед гидрогеологической службой Роснедра неожиданно встал вопрос о передаче всей документации по водозаборам до 500 м³/сут в ведение несуществующих гидрогеологических служб субъектов РФ. В-третьих, Роснедра перестало получать оперативную информацию по режимным наблюдениям водозаборов до 500 м³/сут, что привело к неполноте исходных данных о балансе ПВ и фактически имеющихся ресурсах.

В неоднозначной ситуации оказались также недропользователи, имеющие правоустанавливающие документы, сроки действия которых заканчиваются и требуют актуализации и продления; в Роснедра их заявки на

продление уже не принимают, а в некоторых администрациях субъектов РФ – еще не принимают, в связи с чем водопользователи вынужденно становятся нарушителями Закона о недрах и могут быть привлечены к ответственности.

Возникшая ситуация с подземными пресными водами является недопустимой и требует скорейшего разрешения.

Подчеркивая исключительную важность подземных питьевых вод как основы защищенного и гарантированного обеспечения населения, сельского хозяйства и промышленности питьевыми водами, обеспечения национальной безопасности, участники «круглого стола» **рекомендуют:**

Правительству РФ

1. Рассмотреть на заседании Правительственной комиссии по вопросам природопользования и охраны окружающей среды вопросы состояния геологического изучения, учета, мониторинга, использования и охраны питьевых, технических и минеральных ПВ, в том числе вопросы:

– восстановления единой системы геологического изучения, учета и предоставления в пользование (лицензирования) подземных пресных вод;

– проведения в ближайшие годы Всероссийской паспортизации (инвентаризации) всех объектов добычи питьевых ПВ, включая скважины, колодцы, родники, с созданием единой базы данных по административным районам, субъектам РФ, федеральным округам и территории РФ в целом;

– финансирования мониторинга ПВ за счет средств бюджета и предоставления налоговых льгот для вновь построенных и модернизированных водозаборов.

2. Разработать и принять постановление Правительства РФ «Об утверждении Порядка информационного взаимодействия между органом управления государственным фондом недр и органами государственной власти субъектов РФ в области лицензирования пользования участками недр, которые используются для целей питьевого водоснабжения или технологического обеспечения водой объектов промышленности либо объектов сельскохозяйственного назначения».

Министерству природных ресурсов и экологии РФ

3. При разработке проекта федерального закона «О внесении изменений в Закон РФ

«О недрах», включенного в План законопроектных работ Правительства РФ на 2016 г. (сентябрь), предусмотреть внесение изменений:

– в ст. 2.3 в части отнесения к участкам недр местного значения участков недр, содержащих подземные пресные воды, объем добычи которых составляет не более 100 м³/сут;

– в ст. 9 в части включения граждан РФ как пользователей участков недр местного значения на принадлежащих им земельных участках;

– в ст. 17.1 в части перехода права пользования недрами и переоформления лицензии в случаях изменения объемов добычи ПВ относительно установленной величины 100 м³/сут;

– в ст. 19 в части уточнения права добычи подземных пресных вод по своему усмотрению (без разрешения органов исполнительной власти) и упрощенного порядка получения лицензии для добычи ПВ из глубоких горизонтов;

– в ст. 23.2 в части исключения согласования технических проектов разработки питьевых и технических ПВ, как избыточной процедуры с учетом проводимой экспертизы оптимальной схемы водозабора в рамках государственной экспертизы запасов ПВ.

4. При подготовке проекта федерального закона о внесении изменений в Водный кодекс РФ предусмотреть внесение изменения в ст. 5 в части отнесения природных выходов ПВ (родников и гейзеров) к подземным водным объектам.

5. Разработать и утвердить методики:

– инвентаризации (паспортизации) объектов добычи ПВ, включая скважины, колодцы, родники с созданием единой базы данных по территориям населенных пунктов, административным районам, субъектам РФ;

– обследования брошенных бесхозяйных скважин, в том числе самоизливающихся.

Федеральному агентству по недропользованию

6. Рассмотреть вопрос о восстановлении «Отдела подземных вод по Центральному федеральному округу» в ФБУ «ГКЗ» для более тесного контакта в управлении водными ресурсами.

7. Рассмотреть вопрос о создании в каждом федеральном округе Центров постоянного гидрогеологического моделирования (Центров ПДМ) для целей оперативного учета запасов ПВ и прогнозирования использования ресурсов ПВ.

Органам законодательной и исполнительной власти субъектов РФ

8. Совместно с Минприроды России разработать модельный закон субъекта РФ о геологическом изучении, учете, охране и использовании подземных питьевых вод с объемом добычи не более 100 м³/сут с упрощенной процедурой первичного учета выявленных скважин и оформления разрешительной документации, а также проекты необходимых нормативных правовых актов.

9. На основе одобренного модельного закона субъекта РФ принять закон своего субъекта РФ о геологическом изучении, учете, охране и использовании подземных питьевых вод с объемом добычи не более 100 м³/сут и необходимые для его реализации нормативные правовые акты.

10. Организовать и провести на своей территории инвентаризацию (паспортизацию) объектов добычи ПВ, включая скважины, колодцы, родники, с созданием единой базы данных по территориям населенных пунктов, административным районам, субъекту РФ по единой методике, разработанной Минприроды России.

11. Разработать программу обследования, ликвидации, консервации или ремонта и дальнейшего использования брошенных, бесхозяйных скважин, в том числе самоизливающихся, и приступить к ее реализации.

12. При взаимодействии с Роснедра и с привлечением местных гидрогеологических организаций организовать службы государственного мониторинга состояния недр территориального уровня.

13. Совместно с МЧС РФ разработать схемы резервного питьевого и хозяйственно-бытового водоснабжения с использованием имеющихся скважин и колодцев для добычи ПВ.

Федеральному Собранию РФ

14. Комиссии Совета законодателей по аграрно-продовольственной политике, природопользованию и экологии рассмотреть вопрос о разработке модельного закона субъекта РФ о геологическом изучении, учете, охране и использовании подземных питьевых вод, рекомендованного в качестве основы для разработки и принятия соответствующих законов субъектов РФ.

15. Проекты федеральных законов, регламентирующие геологическое изучение и охрану ПВ, их учет и рациональное использование, считать приоритетными и рассматривать в первоочередном порядке. 



.....

Уважаемые коллеги!

Тюменскому индустриальному университету, опорному вузу России – 60 лет!

Подготовка квалифицированных специалистов, как считает губернатор Тюменской области Владимир Якушев, вопрос сейчас не менее важный, чем привлечение инвестиций. Аналогичная задача стояла перед Тюменским нефтегазовым университетом в эпоху формирования топливно-энергетического комплекса Западной Сибири – тогда успешная реализация важнейшего для развития страны государственного проекта во многом зависела от уровня его обеспеченности кадрами. Наряду с другими отраслевыми НИИ и вузами Тюменский нефтегазовый университет со всей ответственностью принял вызов освоения Севера. Со своей задачей университет успешно справился – более ста семидесяти тысяч специалистов было подготовлено за прошедшие годы для экономики региона. Инженерный корпус ТЭК Западной Сибири, по мнению многих экспертов, на 75% состоит из выпускников вашего вуза, многие из них – во главе крупных, известных в стране и мире компаний нефтегазового комплекса, ведущих сервисных предприятий.

Значение вашего вуза для основной отрасли региона сегодня не уменьшилось. Но задачи перед вами стоят новые, и решать их коллективу университета и его ректору Олегу Александровичу Новоселову предстоит в новых условиях. Современная тенденция в освоении углеводородов характеризуется падением запасов на крупных месторождениях и введением в оборот нетрадиционных, глубокозалегающих месторождений, а также освоением шельфовых и арктических территорий. Для освоения сложных и нетрадиционных источников углеводородов требуются новые подходы и технологии. Поэтому руководством вуза поставлена стратегическая цель – коренная модернизация содержания и технологий образования. Наряду с этим развиваются партнерские связи с ведущими компаниями нефтегазового промышленного комплекса, как в образовательном, так и в научно-технологическом направлении.

*Поздравляю коллектив Тюменского индустриального университета с юбилеем!
Желаю творческих успехов в реализации ваших амбициозных целей и задач!*

.....

О.С. Каспаров,

заместитель руководителя Федерального агентства по недропользованию



О.А. Новоселов
канд. техн. наук
Тюменский индустриальный
университет¹
ректор
general@tyuiu.ru



Инженерное образование: опора развития реального сектора экономики

¹Россия, 625000, Тюмень, ул. Володарского, 38

Сегодня на наших глазах выстраивается принципиально новая система высшего образования. Университеты России становятся все более конкурентоспособными на мировом уровне. Появляются новые форматы статусных вузов, например – федеральные, национальные исследовательские. А замыкают этот формат вновь созданные опорные университеты, созданные всего в 11 регионах России

И в нашем регионе теперь есть опорный Тюменский индустриальный университет, созданный путем объединения Тюменского нефтегазового университета и Тюменского строительного университета. Сегодня нет ни одной нефтегазовой компании, где бы в руководящем составе не было выпускника нашего университета. А весь кадровый состав предприятий Западной Сибири наполнен ими до 2/3. Сегодня ТИУ – это крупнейший университет региона – 7 институтов и более 39 000 обучающихся, 78% которых – в системе высшего образования.

Министерство образования РФ поставило перед опорными вузами одну ключевую задачу – всеми силами участвовать в развитии своего региона. Оттуда и название «опорный» – самые крупные компании базовой отрасли страны могут опереться на университет при решении своих базовых задач, работать с ним как с полноценным серьезным партнером.

Структура мирового потребления нефти и газа не подвергнется изменениям еще минимум 40 лет. Для университета это – серьезный горизонт планирования! На сегодняшний день Тюменская область – это 68% всей нефти России и 92% всего газа. А еще это 40% бюджета страны.

На какие современные вызовы должен отвечать сильный университет нефтегазового профиля? Прежде всего, на два основных:

- стабильное снижение добычи нефти в Западной Сибири;
- традиционные залежи практически выработаны.

Какие решения мы можем предложить в этом случае?

- поиск нетрадиционных неклассических запасов;
- применение высоких технологий;
- подготовка инженеров новой формации.

Мы определили для себя основные приоритеты на ближайшие 5 лет.

1. Законченный результат нашей научной деятельности – это не патенты, а прибыльные нефтесервисные и инжиниринговые компании с технологическим и кадровым насыщением. Мы планируем создавать при участии университета как можно больше таких компаний, что обеспечит финансовую состоятельность университета в долгосрочной перспективе.

2. В образовании мы делаем ставку на модульное образование с ориентацией на производственную практику, которую планируем увеличить в 20 раз по сравнению с предыдущими годами. Трансформация образовательной модели бакалавров и магистров смещается главным образом на целевые программы обучения.

К такой форме обучения мы шли основательно и наработали достаточный опыт. Возьмем, например, такое направление как «бурение нефтяных и газовых скважин». Что мы сделали в этом направлении в части образовательного блока?

1. Корпорации сформулировали для нас набор компетенций, и теперь Тюменский индустриальный университет обучает именно по их профилю. Мы первые и единственные получили их из рук компании Роснефть, потому что признаны Роснефтью лучшими в России по бурению. Такой же вывод сделали в отношении наших специалистов и в компании Сургутнефтегаз.

2. Организовали семестровые практики малыми группами на реальных производственных объектах, и в ближайшие годы 80% всех наших программ будут строиться именно по модульным программам, которые синхронизированы со сложившимся в регионе нефтегазовым бизнесом.

Чего мы достигли в науке в разработке прорывных технологий за последние несколько лет?

– разработали технологию производства винтовых забойных двигателей и стали сами производить их на собственном экспериментальном заводе буровой техники;

– разработали технологию строительства многоствольных скважин TAML-4 и выходим с ней на Краснодарское газоконденсатное месторождение. Во многом благодаря именно этой разработке мы стали опорным вузом

ГАЗПРОМа. Также мы выходим на строительство 11 скважин для Уватнефтегаза и на проекты компании ЛУКОЙЛ. Отработав тесное взаимодействие в разных точках России, мы готовы выходить на полуостров Ямал.

Что мы сделали в инновационном блоке?

– сумели создать реально работающую экспериментальную базу для воплощения разработанных технологий;

– научились обеспечивать интеграцию технологий в реальный производственный процесс.

Созданный задел дал годовой оборот нашей компании ТБК-Инжиниринг в полмиллиарда рублей, перспектива 2020 г. – 3 млрд руб. Благодаря этому мы становимся все более финансово самостоятельным и стабильным университетом.

Пилотный проект «Бурение» мы будем тиражировать по всем приоритетным направлениям деятельности нашего университета:

- геология;
- экологическая и промышленная безопасность;
- нефтегазовое машиностроение;
- проектирование обустройства месторождений и нефтегазовое строительство;
- рациональное природопользование.

В нашем университете везде созданы заделы уже сегодня.

Наше позиционирование на ближайшие годы – быть первым вузом корпораций.

Это значит:

– готовить инженеров в соответствии с высокими требованиями корпораций;

– разрабатывать новые технологии для корпораций (не на бумаге, а реально применимые и работающие);

– принимать активное участие в основании необходимых крупному бизнесу нефтесервисных и инжиниринговых компаний, на которые корпорации действительно смогут опереться в своих задачах.

Мы уверены – в долгосрочной перспективе Тюменский индустриальный университет сможет составить на территории России, и Западной Сибири в частности, конкуренцию «большой четверке» (*Schlumberger, Baker Hughes, Halliburton, Weatherford*). Это требует от нас серьезных изменений и серьезной работы. Но такой задачи мы не боимся. 

'16



ТЮМЕНСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

21–
22

сентября
2016

Место
проведения:

«Западно-Сибирский
инновационный центр»
Тюменский технопарк

Принять участие
в форуме:



8 800 234 43 23



www.oilgasforum.ru

Тюменский нефтегазовый форум

На уникальной площадке Тюменского технопарка состоится самое значимое и авторитетное конгрессное событие в нефтегазовой отрасли. Форум предлагает уникальную возможность провести встречи с профессионалами рынка, в режиме диалога обсудить стоящие перед отраслью вопросы.



Повестка VII Форума:

«Инженерное образование: опора развития реального сектора экономики»

«Нефтегазовые технологии: от импортозамещения к экспорту»



Спикеры и участники:

- Руководство федеральных министерств, курирующих нефтегазовую отрасль
- Губернаторы ряда российских регионов
- Руководители ведущих нефтегазовых компаний
- Делегации из стран Европы, Ближнего Востока и Азии



Организаторы:



Правительство
Тюменской
области



Министерство
природных ресурсов
и экологии РФ



**ПРАВОВЫЕ ОСНОВЫ:
ПРИРОДОРЕСУРСНОЕ ПРАВО**

В недрах лицензирования

В июне 2016 г. СПД одной из первых иностранных компаний в отрасли актуализировала условия лицензионного соглашения на право пользования недрами. Лицензионная комиссия Роснедра продлила права «Салым Петролеум» на разработку Западно-Салымского месторождения до 31 декабря 2130 г. О беспрецедентном увеличении лицензионного периода рассказывают представители СПД и компаний-акционеров

Каковы причины актуализации, инициированной поручением Президента РФ от 12.02.2015 № Пр54 «О проведении разовой актуализации лицензий на пользование недрами»?

Анатолий Дроздов (А.Д.), начальник департамента лицензирования недропользования ПАО «Газпром нефть» (ГПН):

Сегодня лицензирование в отрасли характеризуется многообразием форм и содержания документов, выданных в период до и после принятия Закона РФ «О недрах»

в 1995 г. По состоянию на 2015 г. в России действовало более 7000 правоустанавливающих документов на пользование недрами, в том числе около 3000 – на углеводородное сырье и порядка 4000 – на твердые полезные ископаемые. При этом, согласно данным Минприроды России, более половины из них имеют неустраняемые нарушения лицензионных обязательств. Речь идет о неактуальных для отрасли технических и технологических решениях, которые сегодня объективно заменены современными адекватными мерами. Более того, значительная часть этих лицензий содержала ошибки или вообще не содержала

Лицензирование недропользования – кроссфункциональная дисциплина на стыке геологии, разработки, экономики, налогов, права, статистической отчетности, где крайне важен практический опыт во всех этих сферах. Всех троих участников интервью отличает большой опыт работы как на руководящих должностях, так и в начале карьеры – на рабочих специальностях. Каждый из них убежден, что без азов профессии геолога, буровика, инженера невозможно расти и развиваться в нефтяной отрасли. Навыки и знания, полученные в период работы промышленным геологом, отборщиком проб, инженером-петрофизиком, – необходимая база для дальнейшего профессионального роста. Только совокупный опыт и экспертные знания представителей всех трех компаний – СПД, «Шелл», «Газпром нефть» – позволяют добиваться таких беспрецедентных результатов, как продление лицензии за Западно-Салымское месторождение на 130 лет.

четких условий пользования недрами. Как правило, это относится к документам, выданным в первой половине 1990-х гг., когда оформление осуществлялось в сжатые сроки, в отсутствие практического опыта лицензирования и адекватной нормативно-методической базы. Даже у одного недропользователя лицензии, выданные в разное время, могли отличаться по содержанию и по условиям. Не учитывались факторы, негативно влияющие на темпы освоения участков недр, например, отсутствие необходимой инфраструктуры, сезонность работ, влияние технико-экономических показателей и др. Все это многообразие необходимо было привести в соответствие с существующей нормативно-правовой базой, а также к единому, актуальному формату.

Павел Галактионов (П.Г.), руководитель направления по работе с федеральными и надзорными органами РФ «Шелл»: Вместе с этим в настоящее время Роснедра актуализирует всю совокупность сведений о запасах полезных ископаемых распределенного фонда недр, проверяет и обновляет проектную документацию на производство геологоразведочных работ и разработку месторождений. И, конечно, глобально все это делается в целях развития минерально-сырьевой базы России.

В чем преимущество такого значительного срока лицензии?

А.Д.: Суть лицензии – это право собственности на УВС, добываемое в установленных границах на протяжении определенного срока. Иными совами, для СПД подтверждены безостановочные права на разведку и добычу с целью поддержания добычи на активе до 2130 г., а также сделана прирезка Западно-Салымского участка за счет Восточно-Шапшинского лицензионного участка из нераспределенного фонда недр.

Яков Волокитин (Я.В.), начальник управления геологии, разработки месторождений и новых технологий СПД: Сейчас СПД работает над запасами 2019 г. 2017 и 2018 гг. мы уже хорошо знаем, и работы по ним спроектированы. Наличие долгой лицензии позволяет компании осуществлять более долгосрочное планирование под гарантированный возврат инвестиций наших акционеров. Обычно в течение года мы обновляем 8 проектных документов: водяные и нефтяные лицензии, оперативный пересчет запасов, дополнения к технической схеме по разработке, проект ГРП, нормы эксплуатации. У нас формируется сетка с координатами каждой скважины. Весь этот комплекс работ мы делаем очень интенсивно и оперативно, на этом и строится успешное выполнение плана по добыче. Эта проектная и производственная цепочка развивается за 2–3 года до того, как на место строительства той или иной скважины встает буровая. СПД сейчас находится на такой фазе проекта, которая не позволяет непрогнозируемо долго оформлять согласования. Все очень спрессовано во времени. И очень важно, что СПД научилась работать в таких условиях. Например, залежи, которые мы разрабатываем в районе 47 куста и которые дают компании практически пятую часть добычи, – это запасы, открытые совершенно недавно и уже введенные в разработку. Без них уровень добычи сейчас был бы ниже на 20%.

А.Д.: Безусловно, такая лицензия – это защита инвестиций до 2130 г., а не до 2021–2023 гг., например. А также это возможность подбирать новые технологии для повышения коэффициента извлечения нефти (КИН). Мы видим апсайды (участки, перспективные с точки зрения разведки и добычи нефти – *Прим. ред.*) по доюрскому комплексу, а в действовавшей конфигурации лицензии прав на их геологическое изучение у СПД не было.



Анатолий Дроздов

начальник департамента лицензирования
и недропользования ПАО «Газпром нефть»

Окончил Южно-Российский государственный технический университет по специальности «Геология и разведка месторождений полезных ископаемых». Трудовую деятельность начал в Тимано-Печорской нефтяной провинции, где прошел путь от помощника бурильщика до начальника управления геологоразведочных работ и лицензирования. В 2007–2008 гг. – заместитель, а затем начальник отдела лицензирования и геологоразведочных работ «ЛУКОЙЛ-Коми». В 2008–2013 гг. – заместитель директора департамента лицензирования «ТНК-ВР Менеджмент». В 2013–2015 гг. – начальник управления лицензирования и недропользования «Газпром нефти». С 2015 г. – начальник департамента лицензирования и недропользования ПАО «Газпром нефть». Член Общественного совета при Росприроднадзоре Министерства природных ресурсов, член Союза маркшейдеров РФ, награжден благодарностью Министерства энергетики РФ и почетной грамотой Федерального агентства по недропользованию Министерства природных ресурсов и экологии РФ.



Сейчас мы реанимировали эти права в рамках всего блока недр по Западному Салыму.

П.Г.: В ходе актуализации лицензии СПД и акционеры провели существенную репутационную работу. Ее результатом стало то, что регулирующие органы, акционеры и сама компания удостоверились, что у нее нет долгов по регуляриным и иным платежам за пользование недрами, нет задолженностей по сдаче материалов в фонды геологической информации, неотработанных предписаний. Всеми своими действиями СПД подтвердила статус ответственного недропользователя.

Я.В.: У нас рекордно короткие сроки от открытия залежи до ввода ее в разработку. Это требует максимально оперативного внесения изменений во всю проектную документацию, очень быстрого обновления лицензий, что невозможно без хорошей репутации. Наличие задолженностей или неотработанных предписаний любого уровня чревато пробуксовыванием или отказом в рассмотрении пакета документов в государственной комиссии по запасам (ГКЗ) и центральном комитете по разработке (ЦКР). СПД вместе с акционерами проделала впечатляющий объем работ и согласований по поводу доказательной базы по исполнению ГРП с федеральными лицензионными органами и комиссиями. Это по-

зволило нам в кратчайшие сроки успешно реализовать прирезку запасов нераспределенного фонда за счет собственных средств, снизив соответствующие затраты компании почти в 3 раза.

Справедливо ли мнение, что система лицензирования неповоротлива и забюрократизирована?

А.Д.: Скорее нет. Именно сейчас идет процесс, когда государственное учреждение – Роснедра – приняло логику проектного управления недропользованием, предложенную рядом компаний и принятую распорядителем недр. В результате актуализации лицензионных соглашений из проектов будет исключено то, что объективно устарело, и будет зафиксировано ровно то, во что верят нефтяники, и то, куда они намерены двигаться. Будут созданы максимально комфортные условия для работы. Уже есть определенный эффект. Через механизм актуализации компании начали избавляться от устаревших обязательств, пришли к актуальным алгоритмам и этапам ГРП, в которые верит бизнес, которые по расчетам, планам и прогнозам должны принести синергетический эффект и государству, и компаниям.



Павел Галактионов

руководитель направления по работе с федеральными и надзорными органами РФ «Шелл»

Окончил Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина. Работал в министерстве газовой промышленности СССР, «КомиНефть», был первым главным инженером по транспорту нефти и разрешительной политике проекта «Полярное сияние», совместного предприятия CONOCO американской компании СопосоPhillips и «Архангельскгеологодобыча». До 2002 г. – руководитель департамент инжиниринга компании «ЮКОС». С 2002 г. – заместитель генерального директора компании Marathon Oil в России, далее – заместитель генерального директора по добыче компании «Транс Нефта». С 2011 г. управляющий по федеральным и надзорным органам РФ в «Шелл» (Россия).

П.Г.: Полагаю, что наше министерство не более консервативно, чем, например, распорядители недр других государств. Это такая система в себе, и вместе с тем, она открыта к конструктивному диалогу, но на ее языке.

Было ли что-то устаревшее, неактуальное, от чего СПД избавился в ходе актуализации лицензии?

Я.В.: Да, у нас были архаичные с точки зрения отрасли обязательства в виде узлов коммерческого учета с каждой лицензией. Сейчас этот вопрос пересмотрен. Обновилась ситуация с разработкой песка. Теперь можно вести работы без дополнительных запросов на горный отвод как на геолого-разведку УВС сырья, так и общераспространенные полезные ископаемые (песок, вода, торф). Теперь он согласован на весь лицензионный период.

А.Д.: Государству нужны адекватные меры контроля месторождений. Мы проанализировали вопрос узлов коммерческого учета на Салымской группе месторождений, подготовили соответствующее обоснование того, что закрепленная лицензией мера избыточна, что новая схема представительна, что математическими и прочими методами мы можем декомпозировать добычу, и что СПД ведет

правильный учет добычи для корректного начисления налогов.

Как распределялся объем работ по подготовке актуализации лицензионного соглашения между компаниями?

А.Д.: Всю техническую документацию сформировало управление геологии и разработки месторождений. В СПД много сильных грамотных специалистов с высоким уровнем экспертизы. Со стороны «Газпром нефти» работу вел департамент лицензирования недропользования. В этом направлении у нашей компании накоплен большой опыт. Общий портфель лицензий ГПН – чуть больше 200. Они рассредоточены по всему миру, есть лицензии как в 100-процентном владении, так и через совместные предприятия. Мы понимаем, что многие решения зависят от качества коммуникаций с госорганами, от способности команды правильно развернуть задачу, предложить варианты ее решения, донести аргументацию в защиту предлагаемого варианта. Знаете, говорят, «два геолога – три мнения». СПД смотрит на недра с точки зрения геолога, а государство – с точки зрения рационализма, уплаты налогов, повышения КИН. Зачастую его не интересуют технологические решения, ведь задача государства – максимизировать

Яков Волокитин



**САЛЫМ
ПЕТРОЛЕУМ**

**начальник управления геологии,
разработки месторождений
и новых технологий СПД**

Окончил Московский физико-технический институт, аспирантуру университета г. Лейден, Нидерланды. В 1997–2006 гг. – инженер-петрофизик, старший инженер-петрофизик в «Шелл» на проектах в Нидерландах и США. Участвовал в проектах Шелл по глубоководной геологоразведке Мексиканского залива. В 2006–2012 гг. – заместитель главного геолога, начальник департамента стратегического планирования, начальник департамента новых технологий «Салым Петролеум Девелопмент». С 2013 г. – начальник управления геологии, разработки месторождений и новых технологий СПД.



получение налогов от добываемой нефти. И в известной степени – это искусство защитить ту конфигурацию проектного решения, которая удобна недропользователю и подкреплена инвестициями. В этом мы, как акционер, помогаем СПД на федеральном уровне, а на уровне регионов «Салым Петролеум» занимается получением вспомогательных лицензий самостоятельно, обращаясь к нам за консультациями при необходимости.

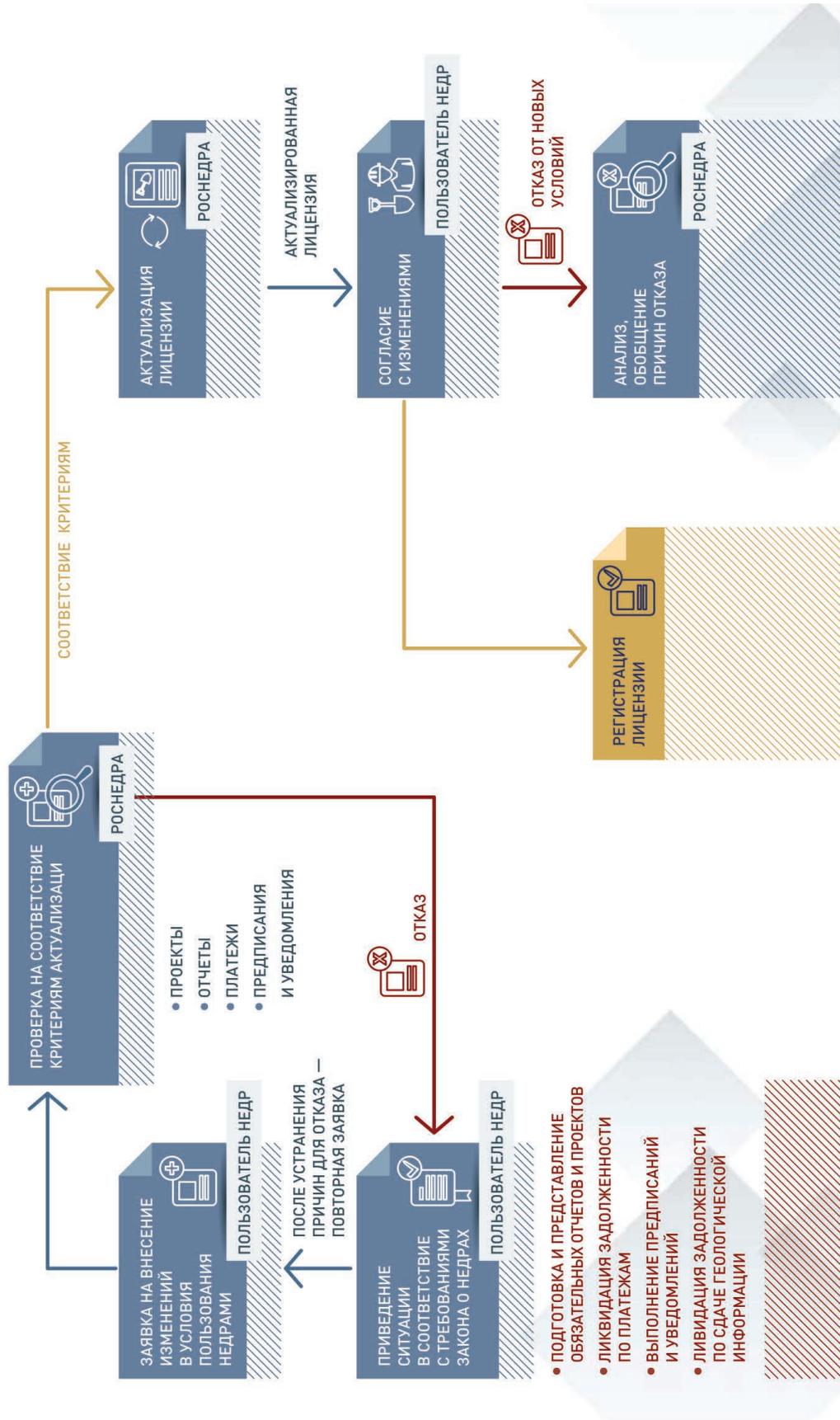
Какие вопросы лицензирования решаются на региональном уровне?

А.Д.: Во-первых, это статистическая отчетность по каждой из лицензий, которая сдается ежеквартально: сколько добыто, пробурено, какие виды ГРП и геолого-технических мероприятий ведутся. Это некая фиксация перед распорядителем недр того, что недропользователь в соответствии с лицензией и проектными документами ведет определенную деятельность и формирует определенную добычу. Всю эту отчетность собирают и консолидируют региональные структуры по всей стране. Во-вторых, это вспомогательные лицензии на воду и на песок. Кроме того, по уровню обеспеченности запасами есть такое деление: по Западной Сибири до 10 млн т извлекаемых запасов – это уровень компетентности региональных подразделений Роснедра, то, что выше, – курируется на федеральном уровне.

Что еще характеризует СПД как ответственного недропользователя?

Я.В.: Мы очень много работаем в сфере геологоразведки и увеличения нефтеотдачи. Экологическая служба СПД многократно отмечена за достижения в области охраны окружающей среды. Компания ведет активную социальную политику в регионе. Это важные стороны ответственного недропользования. И конечно, СПД максимально рационально работает с ресурсами. Лицензия не только удостоверяет право пользования недрами в установленных границах и на определенный срок, но и содержит обязательства перед государством. СПД, как недропользователь, должен их выполнять, и важнейшее из них – это сроки начала выполнения ГРП и ввода месторождений в эксплуатацию. Наши эксперты делают все, чтобы то, что доверено компании, ввести в разработку максимально эффективно. Мы работаем над снижением затрат и повышением эффективности, поддерживаем заданную добычу, осуществляем выплаты в бюджет РФ. Сейчас СПД активно проводит трехмерную сейсморазведку, реализует пилотный проект АСП, ведет исследование доюрского и нижнеюрского комплексов. Три года назад их не было в наших планах по разработке, а сегодня мы работаем над пониманием структуры недр. Совместно с региональными институтами и независимо от них

ПРОЦЕДУРА АКТУАЛИЗАЦИИ



мы проводим исследования и уже переходим к стадии поискового бурения. Таким образом, СПД постоянно ищет новые запасы, которые стремится вовлечь в рентабельную разработку. Это все работа на перспективу и на имидж СПД как добросовестного недропользователя.

П.Г.: Актуализация условий лицензионных соглашений на право пользования участками недр – один из пунктов Плана первоочередных мероприятий по обеспечению устойчивого развития экономики и социальной стабильности, утвержденного распоряжением Правительства РФ от 27.01.2015 № 98-р. В целом по отрасли наблюдается невысокая активность недропользователей по актуализации имеющихся у них лицензий, а СПД энергично отреагировала и подала свой пакет документов в добровольной заявительной форме. Очевидно, «Салым Петролеум» показала себя добросовестным недропользователем, готовым принимать новые условия, соответствовать актуальным требованиям государственного регулирования в сфере недропользования.

Какими будут дальнейшие шаги по развитию СПД и его лицензионного портфеля?

А.Д.: Как уже отметил Яков, команда СПД ведет большую работу по доюрскому комплексу. В подсчетах тут помогает ведущий институт Роснедра – Западно-Сибирский научно-исследовательский институт геологии и геофизики. На разработку этого комплекса необходимо будет оформить соответствующие права, кроме того необходимо завершить актуализацию всего портфеля на тот срок, который позволит проектная документация. Эта работа идет уже сейчас. Кроме того, есть программа по неорганическому развитию компании с перспективой расширения за счет нераспределенного фонда недр. Это большая и интересная работа.

Я.В.: Мы не знаем прецедентов досрочного возвращения лицензии, хотя такая норма предусмотрена российским законодательством. Нефтяники продолжают добывать, работая с новыми затратами, новым потенциалом, новыми технологиями. И мы видим серьезные перспективы развития. Пока СПД сосредотачивается на апсайдах внутри наших месторождений. Но кроме уже прирезанных Южно-Ямского и части Восточно-Шапшинского участков мы рассматриваем другие расширения, которые помогли бы нарастить добычу СПД. Мы изучаем участки в радиусе 150 км с учетом использования положения Салымской группы месторождений как ин-

фраструктурного хаба, а также новых технологий по геологоразведке и по трудноизвлекаемым запасам. У нас есть необходимые технологии, понимание недр, команда и производственные мощности. И имеет смысл использовать всю эту синергию.

Изменится ли что-то в компании в связи с такой длинной лицензией? Каким вы видите будущее СПД?

А.Д.: СПД – технологичная, динамично развивающаяся компания. И перспективы будут слагаться из того, что мы сегодня делаем обща: доюрский комплекс, прирезки, АСП. Доюрский комплекс – это большие глубины, сложные горно-геологические условия, которые требуют льготирования. И конечно, как акционер, мы понимаем, что СПД – это уникальный коллектив геологов, разработчиков, буровиков, специалистов, умеющих добиваться поставленной цели.

Я.В.: Сегодня у «Салым Петролеум» есть специалисты по сейсмике, геологоразведке, есть модельеры, которые считают секторные модели под бурение, есть подразделение недропользования, которое занимается защитой проектных показателей и пересчетом проектных документов, – все они обладают необходимыми компетенциями для дальнейшего эффективного развития Салымского проекта. Добыча с применением технологии АСП – это тоже дальние горизонты планирования, на которые будет работать наша длинная лицензия. Я думаю, что компания повзрослела и теперь увереннее смотрит в будущее. СПД перестала быть компанией одного проекта. Есть устойчивое ощущение, что жизнь только началась, – ощущение перспектив. Мы ежедневно обеспечиваем себя работой на весьма отдаленное будущее. Мы ищем новые запасы и вводим их в разработку. Мы инвестируем в наше будущее, причем не меньше, чем в начале проекта. СПД ввела Западно-Салымское месторождение в промышленную разработку более 10 лет назад, сегодня перед нами стоят новые задачи, у нас есть новые возможности.

П.Г.: СПД стабильно выполняет свои обязательства в виде соблюдения сроков начала выполнения ГРП и ввода месторождений в эксплуатацию. «Салым Петролеум» – это отличный пример устойчивого недропользования в отрасли, где одной из ключевых проблем является невовлечение в добычу значительной части разведанных запасов. Я думаю, «Салым Петролеум» и дальше будет двигаться вперед, заряжая будущее. 



KIOGE
Kazakhstan



24-я КАЗАХСТАНСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ

НЕФТЬ И ГАЗ

24th KAZAKHSTAN
INTERNATIONAL

OIL & GAS

EXHIBITION AND CONFERENCE

www.kioge.ru

5-7

ОКТАБРЯ / OCTOBER

2016

ВЕДУЩЕЕ НЕФТЕГАЗОВОЕ
МЕРОПРИЯТИЕ
В ЦЕНТРАЛЬНОЙ АЗИИ

КАЗАХСТАН, АЛМАТЫ
KAZAKHSTAN, ALMATY

THE LEADING
OIL & GAS EVENT
IN THE CENTRAL ASIA

ОРГАНИЗАТОР
ORGANISED BY



CONNECTING
YOUR BUSINESS
TO THE WORLD

ITE МОСКВА
+7 (499) 750 0828
oil-gas@ite-expo.ru
www.kioge.ru

ITE GROUP PLC
+44 (0) 207 596 5011
og@ite-events.com
www.oilgas-events.com



М.В. Твердова
Российская академия народного хозяйства
и государственной службы при Президенте РФ
аспирант
ЗАО КТК-Р¹
специалист по контрактам
tverdova.m@mail.ru

Правовой анализ при аудите горнодобывающего предприятия

¹ЗАО «Каспийский трубопроводный консорциум». Россия, 119017, Москва, Б. Ордынка, 40, стр. 4, Деловой центр «Легион-1», 4 этаж.

Автор рассматривает особенности горного производства как объекта правового аудита. На основании проведенного анализа рисков, с которыми сталкивается недропользователь, определены цели правового аудита объектов недропользования, предложено выделение этапов правового аудита

Ключевые слова: недра; недропользование; горнодобывающее предприятие; правовой аудит; объект недропользования; изъятие земель

Несмотря на то, что прямой вклад от недропользования в ВВП страны оценивается в чуть более чем в 10%, в реальности вклад в ВВП от бизнес-процессов, связанных с добычей полезных ископаемых, существенно выше. С учетом смежных отраслей, обеспечи-

вающих процессы недропользования (транспортировка полезных ископаемых, энергообеспечение, производство материальных ресурсов и т.д.), которые в отрыве от объектов недропользования теряют существенный рынок потребления, добыча полезных ископаемых может составлять 50–60% ВВП страны.

При этом горный бизнес характеризуется очень высокой ликвидностью и капитализацией. Ежегодно объем сделок, совершаемых в горной отрасли, исчисляется миллиардами долларов. Любую сделку сопровождает проверка объекта инвестирования. Одной из наиболее ответственных составляющих проверки объектов недропользования является правовой аудит.

Правовой аудит минерально-сырьевых компаний может быть осуществлен как в виде самостоятельной работы, так и в составе комплексных аудиторских проверок.

Фактически необходимость правового аудита возникает на всех стадиях освоения участка недр [4] – от получения лицензии на геологическое изучение недр до эксплуатации и ликвидации объекта недропользования (рудника, шахты, карьера, разреза). В современных правовых и экономических реалиях потребность в правовом аудите недропользования возникает в следующих основных случаях:

- подготовка к лицензированию и получение лицензии на недропользование;
- сделка купли-продажи и другие случаи передачи права собственности;
- сделки по слиянию и поглощению горнодобывающего предприятия;
- реструктуризация минерально-сырьевой компании;
- привлечение минерально-сырьевой компанией внешнего инвестора;
- подготовка минерально-сырьевой компании к IPO и дополнительной эмиссии акций;
- оценка ресурсов и запасов по международным стандартам (JORC, SAMREC, NI-43101, кодекс НАЭН и др.);
- экспертиза материалов, подаваемых на защиту в ГКЗ;
- подготовка минерально-сырьевой компанией финансовой отчетности по международным стандартам (МСФО, GAAP и др.);
- страхование объектов минерально-сырьевой компании;
- оценка стоимости минерально-сырьевой компании (бизнеса);
- обоснование параметров залогового обеспечения обязательств по кредитному договору минерально-сырьевой компании, в том числе залог и выкуп акций;
- обоснование уровня налоговых отчислений, осуществляемых минерально-сырьевой компанией (налог на прибыль, НДС и т.д.);
- подготовка независимых заключений по соблюдению минерально-сырьевой компанией законодательства, для решения спорных

вопросов с налоговыми органами, Ростехнадзором, Роснедра и т.д.

- необходимость повышения эффективности управления предприятием;
- залог имущества и банкротство минерально-сырьевой компании.

Следует отметить, что правовой аудит недропользования является неотъемлемой составляющей процесса подготовки различных документов по международным стандартам [6], он входит в состав проектной документации (*Scoping study, Pre-feasibility, Feasibility, Bankable TEO*), аудиторских заключений при подготовке компании к листингу на бирже (*Competent person Report, CPR* или *Mineral Expert Report, MER*), в состав *Due Diligence* горного предприятия. Правовой анализ необходим также при подготовке отчетности по ресурсам и запасам в соответствии с международными стандартами. По своей сути отчетность о ресурсах и запасах подтверждает объем сырьевой базы, закрепленной за недропользователем (**ресурсы** по международной классификации), а также ту ее часть, которая имеет высокую степень подтверждения возможности рентабельной отработки (**запасы** по международной классификации). Анализ правовых факторов напрямую указан как составляющая аудита и один из возможных модифицирующих факторов при конвертации ресурсов в запасы по кодексу JORC [7]. При определенных правовых рисках, сопровождающих недропользование (отсутствие главгосэкспертизы на проект строительства и др.), компетентное лицо вправе понизить категоризацию запасов по международным стандартам или отказать в конвертации ресурсов в запасы – в зависимости от уровня правовых рисков.

Особенности горного производства, как объекта правового аудита

Полноценному правовому аудиту подлежат все юридические лица, так или иначе задействованные в процессе недропользования. В сферу правового анализа включаются и договорные обязательства, что существенным образом усложняет правовой аудит горного предприятия.

Необходимо отметить следующие основные особенности объектов недропользования, напрямую влияющие на вопросы, подлежащие правовому аудиту.

- В России контроль недропользователей осуществляется органами различной властной принадлежности [3]: Росприроднадзором

(контроль соблюдения природоохранного законодательства), Ростехнадзором (контроль соблюдения требований промышленной безопасности и охраны труда, а также рациональности недропользования), Пожарной инспекцией, ФСБ (контроль соблюдения гостайны), Государственной комиссией по запасам (контроль рациональности недропользования), ЦКР Роснедра, МЧС, ФНС и др.

- Горнодобывающее предприятие – крайне сложный инженерный объект повышенной опасности, деятельность которого регулируется самыми разными законами, СНиПами, ГОСТами, постановлениями и нормативными актами в области охраны труда, промышленной безопасности, промышленной санитарии, рационального недропользования, а также стандартами проектирования. Пакет документов, сопровождающий недропользование, очень обширен, зачастую для их правовой оценки требуется привлечение узких специалистов в области горного дела, обогащения полезных ископаемых, геологов, геофизиков, гидрогеологов и представителей других геологических дисциплин. Таким образом, правовой аудит горного предприятия является составляющей аудита недропользования и горного аудита и реализуется в тесном взаимодействии со специалистами различных направлений.

- Полезным ископаемым является часть недр, которая при достигнутом развитии технологии и техники может быть рентабельно извлечена. Стоимость объекта недропользования и платежи за недра напрямую зависят от качества и объема полезного ископаемого. При этом динамика рынка напрямую отражается на перспективах освоения месторождения. Вероятностный характер знаний об условиях залегания полезных ископаемых в недрах не позволяет получить гарантированные данные о качестве и объеме полезных ископаемых на рассматриваемых участках недр [5]. Наличие соответствующих профессиональных квалификационных заключений об объекте недропользования (технико-экономические оценки, геологические оценки) и их актуальность – неотъемлемая часть анализируемых документов при правовом аудите.

- Недропользователь несет обязательства за обеспечение безопасного недропользования. Нарушение правил безопасности может привести к финансовым потерям предприятия, административной и уголовной ответственности работников компании, а также приостановке горных работ, что самым нега-

тивным образом сказывается на финансовой устойчивости компании. Опасные горно-геологические факторы, сопровождающие процесс недропользования, носят вероятностный характер. Зачастую аварии и инциденты являются следствием форс-мажорных обстоятельств, которые невозможно учесть на этапе проектирования и эксплуатации объекта недропользования. Следует разграничивать последствия, обусловленные халатностью и нарушением правил безопасности со стороны недропользователя, и последствия стихийных явлений.

- Недропользователь несет обязательства за обеспечение рационального недропользования, включая исключение выборочной отработки и соблюдение норматива потерь на добычу полезных ископаемых [1]. Превышение норматива эксплуатационных потерь обуславливает штрафы. При выборочной отработке недр возможен отзыв лицензии.

- Недропользователь несет обязательства за соблюдение экологических норм и требований, включая ограничение добычных работ на особо охраняемых природных территориях, обеспечение требований по выбросам и сбросам [2]. В ряде случаев это приводит к существенным финансовым обременениям, связанным с природоохранными мероприятиями, рекультивацией нарушенных земель, расселением населенных пунктов, попадающих в санитарно-защитную зону предприятия. Иногда возникает необходимость корректировки границ горных работ либо корректировки объемов добычи, методов и систем отработки.

- Лицензия выдается на пользование недрами и не распространяется на право пользования землями в районе строительства горного предприятия. Зачастую процесс выкупа (аренды) и перевода земель в промышленную категорию сопряжен с большими финансовыми издержками и длительными сроками.

- Рыночная стоимость горнодобывающей компании определяется стоимостью основных средств, принадлежащих компании (капитальных горных выработок, оборудования, объектов административно-бытового обслуживания и т.д.), а также «потенциальной» доходностью в результате добычи полезных ископаемых [5]. При этом основная капитализация горной компании определяется именно перспективными возможностями генерации прибыли от добычи полезного ископаемого, в то время как основные средства могут не представлять ценности в отрыве от месторождения, и даже напротив, быть обремене-

нием, как в случае с практически полностью отработанным месторождением, требующим ликвидации и рекультивации нарушенных земель, при малой ликвидности движимого оборудования в силу его износа.

- Недропользователь получает права на пользования недрами, но не является их собственником. Согласно Конституции РФ и российскому законодательству, недра принадлежат государству [1]. Недропользователем является юридическое лицо, на которое оформлена лицензия на право пользования недрами. Продажа лицензии невозможна, может быть продано только юридическое лицо, на которое оформлена лицензия. Право собственности на полезное ископаемое переходит к недропользователю в момент отделения его от породного массива недр.

Некоторыми специалистами ввиду специфики горного производства выделяется специальная отрасль права – «горное право» [3], причем ряд юристов оспаривают такое выделение. Тем не менее, очевидно, что процессы недропользования находятся в сфере пересечения различных отраслей права (*рис. 1*).

Количество отраслей права, которые являются важными для регулирования процессов недропользования, существенно зависит от объекта. В некоторых случаях даже мор-

ское право является одной из основ регулирования процессов недропользования (при добыче газа и нефти на шельфе, транспортировке сырья, морской добыче твердых полезных ископаемых).

Цели правового аудита объектов недропользования

Основные и главные цели правового аудита объектов недропользования можно сформулировать следующим образом:

- подтверждение правовых оснований для обеспечения всей совокупности процессов недропользования, осуществляемого минерально-сырьевой компанией;
- подтверждение правовых оснований для обеспечения плановых показателей эффективности недропользования.

При этом вторая цель тесно связана с первой, имеет высокую степень важности, и, пожалуй, более значима для аудита минерально-сырьевой компании.

В организационном плане горное предприятие – очень сложный объект. Преобразование полезного ископаемого в товарную продукцию включает самые различные технологические процессы и бизнес-процессы, в том числе добычу полезного ископаемого, его переработку, транспортировку товарной продукции до потребителя, поддержание производства, обеспечение производства материальными и энергоресурсами.

В состав горного предприятия входит целый ряд обеспечивающих различные процессы структурных единиц, задействованных в преобразовании полезного ископаемого, залегающего в недрах, в товарную продукцию, отгружаемую потребителю. Достаточно часто отдельные процессы недропользования (переработка полезных ископаемых, ремонтные процессы, транспортировка, экскавация и т.д.) производятся различными юридическими лицами, аффилированными или не аффилированными с держателем лицензии на недропользование. При этом исключение из цепочки отдельного юридического лица подрывает финансовую устойчивость компании и возможность реализовать главную задачу – сбыт товарной продукции и обеспечение планируемого уровня рентабельности производства.

Нередко, приобретая горнодобывающую компанию, инвестор сталкивается с ситуацией неподтверждения плановой эффективности ведения горных работ, происходит это не в последнюю очередь из-за недостаточного качественного правового анализа объекта

Рис. 1.
Взаимодействие недропользования с различными отраслями права



недропользования, проведенного на стадии подготовки к сделке. Следует учитывать, что экономическая эффективность не всегда учитывает устойчивость хозяйственных связей отдельных субъектов процесса недропользования. Так, резкий рост себестоимости может произойти по причине изменения тарифных ставок на отдельные аутсорсинговые процессы, выполняемые другими юридическими лицами, оставшимися под контролем прежнего собственника.

Примером рисков снижения эффективности реализации всей цепочки получения товарной продукции может служить принадлежность части основных средств (оборудования, транспортных коммуникаций и т.д.) другим юридическим лицам. Очень многие горные проекты тормозились по причине невозможности осуществлять отгрузку товарной продукции на приемлемых условиях.

В редких случаях горные выработки как капитализируемый объект и лицензия на недропользование принадлежат разным юридическим лицам. Это формирует риски полного срыва добычных процессов в случае невозможности достичь компромисса по их эксплуатации (по стоимости и условиям) между собственником выработок и владельцем лицензии на недропользование.

Соответственно, правовому анализу подлежит не только объект недропользования, но и все обязательства компании, связанные с преобразованием полезного ископаемого в товарную продукцию.

Таким образом, правовой аудит объекта недропользования должен подтвердить отсутствие правовых рисков реализации планов по освоению месторождения на всей цепочке становления товарной продукции, либо четко их идентифицировать и дать оценку значимости данных рисков, предложив меры по их компенсации.

Основные этапы и вопросы правового аудита объектов недропользования

Одним из этапов правового аудита объекта недропользования является анализ правоустанавливающих документов, содержания лицензии на недропользование и всех смежных процессов, связанных с реализацией товарной продукции горного предприятия.

Часто юристы анализируют только факт наличия тех или иных документов без глубокой критической оценки влияния содержательной части документов на устойчивость бизнес-процессов. По сути, наличие документов – важное, но не главное условие обес-

печения эффективного недропользования. Для полноценной оценки компании важно наладить тесное взаимодействие юристов с техническими специалистами, анализирующими горные работы, геологию, обогащение, инфраструктуру и экономику. При этом для полноценной коммуникации с техническими специалистами аудиторской группы и вычленения главных направлений для правовой оценки юристу важно иметь хотя бы базовые представления об объекте исследования и его функционировании.

В целом этапы правового аудита включают сбор документов; анализ документов и обсуждение со специалистами значимости отдельных позиций для обеспечения устойчивости горного проекта; постановку техническим специалистам задач для проверки в ходе горно-геологического и горнотехнического аудита, итоговый риск-анализ проекта освоения участка недр.

Анализ наличия лицензии на недропользование и ее содержания является одной из основных задач правового аудита, сохраняющей актуальность при проработке всех стадий освоения объекта недропользования.

Согласно Закону РФ «О недрах», недрами является «часть земной коры, расположенной ниже почвенного слоя, а при его отсутствии – ниже земной поверхности и дна водоемов и водотоков, простирающейся до глубин, доступных для геологического изучения и освоения» [1]. За исключением недропользования, направленного на рекреационные цели, сбор геологических коллекций и т.д., недра служат коммерческим целям, которые, в том числе сопровождают следующие бизнес-процессы:

- геологическое изучение недр и поисково-оценочные работы;
- разведку и добычу полезных ископаемых;
- строительство и эксплуатацию подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых.

Коммерческое недропользование осуществляется на основании соответствующих лицензий, выдаваемых федеральным агентством по недропользованию в результате конкурса или аукциона.

Особый акцент при анализе лицензии на недропользование следует сделать на лицензионном соглашении, которое регламентирует сроки и этапы освоения месторождения, проектную мощность предприятия, объем необходимых работ по геологическому изучению месторождения и другие значимые для оцен-



Рис. 2.
Этапы правового аудита объекта недропользования

ки предприятия показатели. Естественно, что данный вид работ проводится в тесном взаимодействии с техническими специалистами, которые должны подтвердить реалистичность выполнения лицензионных обязательств.

Немаловажно также оценить закрепленные лицензией социальные обязательства, напрямую не предусмотренные законодательством. Достаточно часто лицензионные обязательства включают дополнительные отчисления в местные и федеральные бюджеты, обязательства по развитию социальной инфраструктуры и т.д.

Следует учитывать, что лицензия на недропользование не дает права на пользования землями в районе участка недр. В настоящее время рассматривается возможность выдачи «сквозных» лицензий на недропользование с отчуждением земельных участков, однако этот вопрос пока не решен. Недропользователям приходится порой тратить значительные средства и время на выкуп/аренду земель. Поэтому земельные вопросы достаточно критичны для успешного освоения объекта недропользования. К главным вопросам землепользования относятся следующие:

- принадлежность земель (государственная, частная и др.);
- категория земель;
- наличие согласований на перевод земель в промышленную категорию;
- кадастровая и рыночная стоимость земельных участков;
- наличие на участке строительства ООПТ, водотоков местности и т.д.;
- наличие на участке строительства археологических и палеонтологических памятников – результаты проведенных на эту тему изысканий;
- наличие на участке строительства в границах, опасных по БВР, в зоне, подверженной геомеханическому воздействию горных работ, инфраструктурных ограничений (промышленных объектов, транспортной инфраструктуры и т.д.);
- наличие на участке строительства в границах, опасных по БВР, в зоне, подверженной геомеханическому воздействию горных работ, и в пределах санитарно-защитных зон жилой застройки и селитебных территорий.

В случае наличия в границах земельного участка промышленных объектов и застройки важно установить, было ли согласовано их строительство, в какой период. Согласно законодательству, застройка района расположения месторождений допустима в исключительных случаях. Если застройка была осознанно осуществлена без согласования, возможно в судебном порядке требовать сноса самовольных построек, мешающих эксплуатации месторождения.

Важная задача правового анализа – оценка контрактов на поставку оборудования, выполнение строительных и монтажных работ, что, в конечном счете, определяет надежность данных по капитальным вложениям и срокам освоения объекта.

Наличие корректных контрактов, а также независимых квалифицированных маркетинговых исследований является частью правового аудита. Контракты на сбыт товарной продукции подлежат совместной проработке с маркетологами. С целью «раскрутить» капитализацию компании, в некоторых случаях недропользователь заключает фиктивные контракты с завышенной ценой на товарную продукцию, что должно учитываться при проведении анализа.

На этапе правового аудита должно быть также подтверждено и проанализировано:

- наличие всех необходимых инженерных изысканий для строительства объекта недропользования, выполненных специализированными организациями, допущенными к специфическому виду деятельности (геодезическими, маркшейдерскими, геологическими и др.);

- наличие проекта на геологоразведочные работы;

- наличие документов по утверждению кондиций в ГКЗ, постановки запасов на баланс ГКЗ;

- наличие технико-экономических оценок, раскрывающих эффективность освоения месторождения, выполненных специализированными организациями;

- наличие проекта строительства горного предприятия (проекта обустройства месторождения) со всеми необходимыми экспертизами (Главгосэкспертиза, МЧС, экспертиза промышленной безопасности и т.д.);

- наличие всех необходимых техусловий (техусловий на подключение к сетям электропитания, согласованных РЖД техусловий на транспортировку товарной продукции) и согласований на строительство объекта;

- наличие согласований на размещение отвалов на площадях залегания полезного ископаемого (если это предусмотрено планами компании);

- документы по земельным вопросам (категория земель, принадлежность земель, кадастровая и рыночная оценки);

- лицензии и разрешения на осуществление специальной деятельности (маркшейдерская лицензия, лицензия на хранение и перевозку взрывчатых веществ, лицензия на ведение взрывных работ и др.);

- наличие горного и земельных отводов. Границы участка недр (могут корректироваться при прохождении экспертизы запасов в ГКЗ);

- соответствие границ отводов проекту строительства;

- штрафные санкции и предписания от контролирующих органов;

- наличие документов по аттестации персонала на знание ПБ и ОТ и допуск к работе;

- наличие документов по аттестации рабочих мест;

- ведение официальных форм статотчетности, предусмотренных лицензионными соглашениями и законодательством (формы 5-гр., 70-тп, 11-шрп и др.);

Правовой аудит является важной составляющей деятельности горных предприятий, его целесообразность возникает на всех этапах недропользования и охватывает различные отрасли права

- соответствие организационной структуры законодательству об охране труда и промышленной безопасности;

- контракты на аутсорсинговые услуги, объем услуг, принадлежность аутсорсинговых компаний;

- контракты на выполнение строительно-монтажных работ с согласованной сметной стоимостью;

- контракты на поставку оборудования;

- контракты на реализацию товарной продукции.

Отдельным вопросом являются обременения компании-недропользователя, в т.ч. долговые.

При правовом аудите не следует забывать, что горное предприятие – «живой» объект, это не только документация, но и процессы, динамика их изменения. К тому же необходимо учитывать многодисциплинарность процесса недропользования и разрозненность единиц хозяйственной деятельности.

Выводы

Правовой аудит является важной составляющей деятельности горных предприятий, его целесообразность возникает на всех этапах

недропользования и охватывает различные отрасли права. Каждая стадия освоения месторождения лишь увеличивает число анализируемых правовых аспектов, сохраняя актуальность всех ранее анализируемых. Специфика аудируемого объекта для корректности правовой оценки требует привлечения к процессу технических специалистов различных направлений горного производства. Главной целью правового аудита является подтверждение приемлемости правовых рисков реализации планов по освоению месторождения.

В настоящее время отсутствует общепризнанное структурирование этапов и составляющих правового аудита в зависимости от стадии освоения месторождения по аудируемым горным и бизнес-процессам и операциям, а также по отдельным узким аспектам недропользования.

Таким образом, очевидна актуальность задачи по разработке методических основ и совершенствованию алгоритма правового анализа горнодобывающих объектов и горных процессов. ■

Литература

1. Закон РФ от 21.02.1992 № 2395-1 «О недрах». Доступно на: <http://base.garant.ru/10104313/> (обращение 01.06.2016).
2. Федеральный закон от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды». Доступно на: <http://base.garant.ru/12125350/> (обращение 01.06.2016).
3. Певзнер М.Е. Горное право. М.: МГГУ. 2001. 375 с.
4. Певзнер М.Е. Горный аудит. М.: МГГУ. 2004. 215 с.
5. Ампилов Ю.П., Герт А.А. Экономическая геология. М.: Геоинформмарк. 2006. 329 с.
6. Требования фондовых бирж Лондона и Торонто к техническим отчетам по месторождениям твердых полезных ископаемых. Полный перевод. СПб.-М.: ТОМС инжиниринг, НП НАЭН. 2012. 304 с.
7. The JORC Code, 2012 Edition. Доступно на: <http://www.jorc.org/library.asp> (обращение 01.06.2016).

UDC 349.4:349.6:346.9

M.V. Tverdova, Post-graduate Student of The Russian Presidential Academy of National Economy and Public Administration (RANEPA), Contractual Specialist of CJSC Caspian Pipeline Consortium¹, tverdova.m@mail.ru.

¹Business center «Legion-1», 4th floor, 40, bldg. 4, Bolshaya Ordynka street, Moscow, 119017, Russia.

Legal analysis at the mining enterprise audit

Abstract. Annotation: Publication denote the need in legal audit of mining companies and consider peculiarities of mining production as a legal audit object. On the basis of risk analysis of mining production author determined legal audit goals and suggested dividing legal audit into several steps.

Keywords: subsurface; subsurface exploitation; mining enterprise; legal audit; object of subsurface exploitation; seizure of land

Reference

1. *Zakon RF ot 21.02.1992 № 2395-1 "O nedrakh"* [RF Law of 21.02.1992 № 2395-1 "On Subsurface"]. Available at: <http://base.garant.ru/10104313/> (accessed 01 June 2016).
2. *Federal'nyi zakon ot 10.01.2002 № 7-FZ "Ob okhrane okruzhaiushchei sredy"* Federal Law of 10.01.2002 number 7-FZ "On Environmental Protection". Available at: <http://base.garant.ru/12125350/> (accessed 01 June 2016).
3. Pevzner M.E. *Gornoe pravo* [Mining Law], Moscow, MGGU Publ., 2001, 375 p.
4. Pevzner M.E. *Gornyi audit* [Mountain Audit], Moscow, MGGU Publ., 2004, 215 p.
5. Ampilov Yu.P., Gert A.A. *Ekonomicheskaya geologiya* [Economic Geology], Moscow, Geoinformmark Publ., 2006. 329 s.
6. *Trebovaniia fondovykh birzh Londona i Toronto k tekhnicheskim otchetam po mestorozhdeniiam tverdykh poleznykh iskopaemykh. Polnyi perevod* [The requirements of stock exchanges in London and Toronto to the technical reports on the deposits of solid minerals. Full translation], St. Petersburg-Moscow, TOMS inzhiniring and NP NAEN Publ., 2012, 304 p.
7. The JORC Code, 2012 Edition. Available at: <http://www.jorc.org/library.asp> (accessed 01 June 2016).



С.Е. Сутормин
канд. техн. наук
Северо-Западный филиал
ФБУ «ГКЗ»¹
заместитель директора
Северо-Западная нефтегазовая
секция ЦКР Роснедра по УВС
руководитель
sutormin@gkz-rf.ru



Л.А. Рогожкина
Северо-Западный филиал
ФБУ «ГКЗ»¹
главный специалист
Северо-Западная
нефтегазовая секция ЦКР
Роснедра по УВС
Секретарь



В.А. Лушпеев
канд. техн. наук
Северо-Западный филиал
ФБУ «ГКЗ»¹
главный специалист
Северо-Западная
нефтегазовая секция ЦКР
Роснедра по УВС
заместитель секретаря
lushpeev@gkz-rf.ru

Новый этап проектирования разработки месторождений углеводородов

¹Россия, 199155, Санкт-Петербург, ул.Одоевского, 24, корп. 1

Авторы анализируют новые требования к технологическим проектным документам на разработку месторождений углеводородов и формулируют ряд предложений для дальнейшего совершенствования процесса проектирования

Ключевые слова: месторождения углеводородов; проектные документы; правила разработки; регламент; авторский надзор; методические рекомендации

Разработка месторождений УВ осуществляется на основе технологических проектных документов, которые проходят согласование в государственных органах и утверждают основные требования и показатели разработки, рекомендуемые для выполнения недропользователем.

Основные требования, согласно которым осуществляется проектирование, были сформированы еще в 70–80-х годах прошлого века. Первым регламентом, устанавливающим правила для процесса составления документов на разработку месторождений УВ, стал «Регламент составления проектов

и технологических схем разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений», утвержденный 29.12.1977 министром нефтяной промышленности Н.А. Мальцевым [1]. Он предусматривал два вида проектных документов: технологическую схему разработки и проект разработки. В последующие годы произошли существенные изменения как экономического, так и технологического характера, которые потребовали внесения изменений и в процесс проектирования, и в процесс согласования и утверждения проектных документов.

Долгое время основными руководствами по разработке месторождений УВ и созданию проектных документов являлись «Правила

разработки нефтяных и газонефтяных месторождений», утвержденные Коллегией министерства нефтяной промышленности СССР в 1984 г. [2], Регламенты на составление проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений [3–6].

Существенные изменения в требованиях по разработке месторождений УВ внесены после утверждения Президентом РСФСР 21 февраля 1992 г. Закона РФ «О недрах».

Появление трехмерного геолого-гидродинамического моделирования также внесло существенные коррективы в процесс создания проектного документа и предопределило выпуск требований к создаваемым моделям в виде регламентных документов [7].

В 2007 г. появились «Методические рекомендации по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений» [8], которые отменили «Анализ разработки» и ввели в состав проектных документов «Авторский надзор за разработкой месторождений». При этом основные требования к проектным документам остались прежними.

В марте 2010 г. вышло постановление Правительства РФ [9], в котором утверждалось новое Положение о подготовке, согласовании и утверждении проектов разработки месторождений полезных ископаемых. В этом документе определен состав проектных документов, кратко обозначены требования к содержанию проектной документации и процедуре их согласования в государственных органах. «Авторский надзор» вновь был исключен из состава проектных документов.

Вопрос о необходимости выполнения «Авторского надзора» сегодня остается открытым. Еще в «советский» период, когда «Авторские надзоры» также не входили в состав проектных документов, они выполнялись с целью контроля за процессом разработки месторождений. Согласно регламенту [5], «при авторском надзоре контролируется реализация проектных решений и соответствие фактических технико-экономических показателей принятым в технологических схемах или проектах разработки, вскрываются причины, обусловившие расхождение. Предлагаются мероприятия, направленные на достижение проектных показателей».

В настоящий момент этот документ также необходим как самим недропользователям, так и государственным органам для контроля выполнения проектных решений и, при необходимости, своевременного внесения корректив. Учитывая текущую ситу-

ацию с выполнением проектных документов, а также опыт работы Правительства ХМАО – Югры (ежегодное заслушивание на территориальной комиссии ХМАО – Югры хода выполнения проектных документов на основе утвержденного регламента [10]), предлагается авторский надзор сделать ежегодным документом и рассматривать его региональными (по месту нахождения месторождения) надзорными органами совместно со специалистами научно-производственных предприятий (т.е. территориальными отделениями ЦКР) в рамках проведения мониторинга выполнения недропользователями лицензионных соглашений.

Содержание «Авторского надзора» должно быть максимально упрощенным, но достаточными для того, чтобы в случае наметившихся отклонений текущей разработки от проектных решений были выявлены причины расхождений и предложена программа мероприятий для обеспечения выполнения утвержденных решений.

«Авторские надзоры» в таком формате должны стать основой для принятия решений о необходимости пересчета запасов и выполнения новых проектных документов.

Негативным результатом отсутствия существенных изменений процесса проектирования после перехода работы нефтяных компаний на условия рыночной экономики явилось значительное (до 1–2 лет) сокращение сроков действия проектных документов, снижение качества проектирования, разработка недропользователями многих месторождений по своим внутренним планам, которые зачастую не согласуются с решениями действующих проектных документов.

Исторически процесс проектирования делится на три стадии, в зависимости от изученности месторождения.

1. Начальная стадия, первые проектные документы – ППЭ, ТСОПР (с 2016 г. исключена).

2. Стадия разбуривания месторождения – ТСР и ДТСР.

3. Заключительная стадия – ПР и ДПР.

Основная задача *первой, начальной стадии* – исследовательская: изучение геологического строения месторождения или его части, закономерностей изменения пластовых давлений и температур по площади месторождения и во времени, определение допустимых пределов их снижения, изучение режима работы залежи, коллекторских и фильтрационных свойств пласта, исследование физико-химических свойств пластовых флюидов,

изучение поведения насыщенного флюидом коллектора для оценки допустимой депрессии без разрушения скелета породы. С целью получения необходимого количества информации, используемой для обоснования системы и показателей промышленной разработки при составлении технологической схемы, выполняют гидродинамические, геофизические и лабораторные исследования на разведочных скважинах и минимальном количестве опережающих (первых добывающих скважинах). Для получения максимального объема информации на этой стадии для проведения исследовательских работ возможно объединение группы пластов многопластового месторождения в один эксплуатационный объект. В этом случае исследования каждого пласта в отдельности проводятся с применением известных технологий (например пакеров, многодатчиковой технологии и т.д.).

На первой стадии вопросы максимальной добычи нефти, достижения максимально возможного КИН, полного разбуривания месторождения не являются целью проектного документа. Требований по утверждению рентабельного варианта разработки и достижению утвержденного КИН на этой стадии не ставится. В проектном документе на данной стадии предлагается рассматривать один (максимум два – для очень сложных объектов) вариант разработки. Задачей недропользователя является минимизация сроков эксплуатации месторождения на первой стадии (для сокращения затрат), но при этом – получение максимального объема информации для качественного решения основного вопроса второй стадии – разбуривания месторождения. Требовать на первой стадии качественного прогноза разработки месторождения на полное развитие (обоснования конечного КИН) не имеет смысла, как и требовать от проектантов составления на этой стадии качественной трехмерной геолого-гидродинамической модели. Проектные документы, составляемые на начальной стадии, имеют самый короткий срок жизни, но достаточный для того, чтобы, используя полученные результаты, составить качественный второй документ (технологическую схему) на разбуривание месторождения.

На *второй стадии* основной задачей проектного документа является разбуривание месторождения сеткой эксплуатационных скважин и формирование системы разработки. В процессе разбуривания происходит уточнение геологического строения месторождения. Соответственно, немаловажное значение на этой стадии имеет продолжение исследо-

вательских работ, включая весь комплекс: сейсмику, ГИС, отбор и исследование керна, гидродинамические исследования, исследование насыщающих пласт флюидов и др. Вторая стадия, по сравнению с первой, гораздо продолжительней. В этот период составляется несколько проектных документов. Кроме продолжения насыщения информационной базы месторождения, основной задачей проектирования второй стадии является внедрение системы разработки и подбор технологий нефтеизвлечения для достижения максимального КИН при оптимальных (экономически оправданных) затратах. На этой стадии в проектном документе должно быть рассмотрено несколько вариантов (значительно большее по сравнению с другими стадиями) прогнозных расчетов, которые должны вестись до максимальной обводненности и минимального дебита. В вариантах разработки должен быть обоснован КИН в зависимости от изученности каждого продуктивного пласта. Немаловажными задачами второй стадии являются процесс доразведки месторождения и перевод запасов в более высокие категории. К сожалению, в настоящее время на многих месторождениях, разрабатываемых по Проектам разработки (третья стадия), числится существенный объем (более 20%) запасов непромышленных категорий.

Третья стадия проектирования соответствует четвертой стадии разработки месторождения и является самой продолжительной. Основной задачей проектирования на данной стадии является проведение детального анализа процесса разработки и выработки запасов с выявлением зон остаточных запасов. На основе этого производится корректировка основных проектных решений в области системы разработки, применения методов интенсификации отборов и повышения нефтеотдачи. Изученность месторождения на этой стадии проектирования является наибольшей, что дает право вносить коррективы в проектные решения на качественном, наиболее обоснованном уровне. Третья стадия характеризуется наибольшим простаивающим фондом эксплуатационных скважин по причине высокой обводненности и низких дебитов, что требует значительного увеличения проведения ГТМ. Остаточные запасы на этой стадии часто попадают в разряд трудноизвлекаемых, что увеличивает затраты на их извлечение, в том числе за счет поиска новых технологических и технических решений. С другой стороны, месторождение к этому времени обычно полностью обустроено

и практически полностью разбурено, а значит, не требует серьезных капитальных затрат.

Новая классификация запасов [11] выделяет две стадии: стадию разведки и стадию промышленной разработки, что автоматически отделяет Проекты пробной эксплуатации от других документов, и ставит перед ними задачу изучения месторождения и подготовки к промышленной разработке. Утраченная в последние годы значимость проектных документов привела к частым невыполнениям недропользователями задачи по изучению месторождений на стадии разведки. Но экономия недропользователей на процессе исследований и изучения месторождения на начальной стадии существенно осложняет процесс проектирования и является причиной низкой точности прогноза на стадии разбуривания. Значительное сокращение исследовательских работ и работ по доразведке, которое наблюдается в последние годы, не согласуется с развитием компьютерной техники. Появление новых компьютерных технологий позволяет повысить детальность и точность анализа и прогноза, являющихся основой проектных документов, составляемых на стадии промышленной разработки.

Ранее проектные документы на разработку месторождений УВ составлялись на геологические и извлекаемые запасы, числящиеся на государственном балансе. Перед постановкой на баланс они обосновывались в подсчетах запасов и оперативных подсчетах запасов (ПЗ и ОПЗ), проводилось технико-экономическое обоснование коэффициентов нефтеизвлечения (ТЭО КИН). После прохождения государственной экспертизы запасы утверждались на государственной комиссии по запасам (ГКЗ). Достижение утвержденных в ТЭО КИН коэффициентов извлечения являлось обязательным условием при согласовании проектных документов.

Изменения, связанные с введением с января 2016 г. новой классификации запасов [11], отражены в документах [12–15] и коснулись следующих вопросов:

- состав и статус проектных документов;
- государственная экспертиза проектной документации;
- технико-экономическое обоснование извлекаемых запасов нефти, газа и конденсата;
- технико-экономическое обоснование рентабельных извлекаемых запасов УВ;
- технико-экономическое обоснование рекомендуемого варианта разработки каждого выделенного объекта разработки;
- выбор рекомендуемого варианта разработки месторождения;

Впервые в Методических рекомендациях [14] приведены правила проектирования разработки нефтяных, чисто газовых (включая конденсат) месторождений и месторождений, расположенных на шельфе.

Состав и статус проектных документов

Установлен следующий состав проектной документации, который зависит от изученности и стадии разработки месторождения:

- Проекты пробной эксплуатации месторождения (залежи) или Дополнения к ним (на стадии разведки) – ППЭ или ДППЭ;
- Технологические схемы разработки месторождений и Дополнения к ним (на стадии промышленной разработки) – ТСР или ДТСР;
- Технологические проекты разработки и Дополнения к ним (на стадии промышленной разработки) – ТПР или ДТПР.

Методическими рекомендациями [14] из состава проектных документов исключены Технологические схемы опытно-промышленных работ. Однако выделение опытных участков для проведения испытаний новых для данных геологических условий технологий и методов повышения нефтеотдачи может проводиться на любой стадии разработки месторождения, а значит – обосновываться в любом проектном документе.

Положительным фактором в новых требованиях является и то, что срок действия Проекта пробной эксплуатации в зависимости от величины запасов и сложности месторождения может быть увеличен до 7, а в случае обоснования мероприятий по проведению испытаний новых технологий – 10 лет.

С введением Методических рекомендаций [14] у недропользователей появилась возможность выполнения «упрощенных» проектных документов (ДТСР, ДТПР). В этих документах в объеме максимальных требований рассматриваются новые объекты и объекты, нуждающиеся в корректировке проектных решений. По остальным объектам приводится краткая информация и результаты расчета одного варианта разработки, основанного на актуализации утвержденных проектных решений на 1 января года выполнения нового проектного документа.

Проведение государственной экспертизы проектной документации

С 2016 г. перед согласованием в государственных органах проектные документы проходят государственную экспертизу [12]. В качестве экспертов на каждый проектный документ

(кроме ППЭ и ДППЭ) назначаются минимум четыре специалиста по направлениям:

- геология;
- разработка;
- моделирование;
- экономика.

При составлении ППЭ и ДППЭ не предъявляется строгих требований к трехмерным моделям, а, следовательно, при проведении экспертизы не обязательно назначение эксперта по моделированию (достаточно трех из перечисленных выше специалистов).

Основной задачей эксперта является проверка представленной авторами работы на соответствие требованиям действующих нормативно-правовых документов (9–15 и др.). Возникающие у экспертов вопросы оформляются в виде замечаний и обсуждаются на рабочих совещаниях в ГКЗ (филиалах ГКЗ). В экспертизе, кроме критики и замечаний, должны содержаться конструктивные предложения эксперта по совершенствованию ПТД. Результатом совместной работы экспертной комиссии, авторов и недропользователя должен стать качественный, реально «работающий» документ с обоснованным на высоком уровне вариантом разработки.

Результаты государственной экспертизы регистрируются в Роснедра.

Технико-экономическое обоснование извлекаемых запасов нефти, газа и конденсата

Перенос обоснования величины извлекаемых запасов и КИН с ТЭО КИН на проектный документ отменяет требования к недропользователю по созданию лишнего документа (ТЭО КИН) и сокращает сроки создания проектного документа на меняющуюся геологическую модель, а значит, повышает актуальность нового проектного документа.

Новые требования в области обоснования коэффициентов нефте-, газо- и конденсатотдачи снимают задачу выхода на коэффициенты извлечения УВ, стоящих на балансе, и позволяют на основе технико-экономических расчетов ставить на баланс реальные величины извлекаемых запасов нефти, газа и конденсата.

Технико-экономическое обоснование рентабельных извлекаемых запасов УВ

Обоснование в проектном документе и постановка на государственный баланс рентабельных извлекаемых запасов позволяет выявить запасы УВ, требующие применения дополнительных льгот по вовлечению их в разработку,

повышению коэффициентов нефте- и газотдачи. В этом случае госорганы получают возможность на более качественном и обоснованном уровне решать вопросы о введении дополнительных льгот, параметрах и сроке их действия.

Технико-экономическое обоснование рекомендуемого варианта разработки каждого выделенного объекта разработки

Ранее выбор рекомендуемого варианта разработки каждого объекта проходил через совместное решение авторов и членов государственной комиссии (ЦКР Роснедра по УВС). В Методических рекомендациях [14] впервые предложено решать этот вопрос через обоснованный технико-экономическими расчетами интегральный показатель, зависящий от коэффициента нефте-, газотдачи, чистого дисконтированного дохода пользователя недр (ЧДД) и накопленного дисконтированного дохода государства (ДДГ).

Этот вопрос требует дальнейшей доработки и, возможно, в последующие годы будут внесены правки в требования к проектным документам в этом направлении.

Содержание проектных документов

Из содержания документов исключены разделы, в меньшей степени влияющие на процесс разработки. Дополнительно введены разделы по обоснованию извлекаемых запасов (из ТЭО КИН), а также изменены требования к разделам технико-экономического обоснования вариантов разработки.

Выводы

Принятие новых требований к проектным документам позволяет повысить их уровень, сделать ПТД более актуальными и приблизить их после утверждения к реальной обстановке на месторождении (это в большей степени касается месторождений, находящихся в активном разбурировании и изучении). Положительными решениями являются:

- перенос функции обоснования коэффициентов извлечения УВ на проектные документы;
- обоснование реальной величины извлекаемых запасов газа, а, следовательно, и конденсата, с постановкой их на государственный баланс;
- сокращение количества видов проектных документов с 5 (установлено в 2007 г. [8]) до 3 (в новых требованиях по проектированию [14]);

- проведение государственной экспертизы проектных документов перед их согласованием в госорганах и утверждением недропользователем;
- увеличение срока проведения пробной эксплуатации месторождения в зависимости от величины числящихся запасов УВ на месторождении;
- выделение участков опытно-промышленных работ и проведение работ по испытанию новых технологий на любой стадии разработки месторождения, в любом проектном документе;
- изменение требований к технико-экономическим расчетам, включая обоснование рентабельных извлекаемых запасов УВ, что позволит значительно повысить роль меняющихся экономических факторов на принятие решений.

Рекомендации

Для дальнейшего совершенствования процесса проектирования разработки месторождений УВ предлагается:

- использовать утвержденные методические рекомендации и документы в области разработки и проектирования месторождений УВ;

- на основе опыта применения действующих документов по проектированию готовить и утверждать дополнения и изменения к ним;
- создать новые регламенты в области моделирования. Предусмотреть создание по месторождениям постоянно-действующих (обновляемых) трехмерных геолого-технологических моделей, позволяющих оперативно принимать обоснованные решения по разработке в условиях изменяющихся геологических моделей.
- ввести новый документ – «Авторский надзор за разработкой месторождений УВ», на основе которого недропользователями и государственными органами осуществлять контроль выполнения утвержденных проектных решений, обращая особое внимание на разработку запасов, попадающих в область трудноизвлекаемых;
- на основе анализа структуры остаточных запасов, проектных документов и предложений недропользователей вести поиск и опробование новых технологий и методов увеличения коэффициентов извлечения УВ с целью активного ввода в разработку трудноизвлекаемых запасов и повышения рентабельности добычи. **III**

Литература

1. Регламент составления проектов и технологических схем разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений. РД-39-3-25-77. Утвержден 29.12.1977 Министерством нефтяной промышленности СССР.
2. Правила разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. Утверждены Коллегией Министерства нефтяной промышленности СССР (п. IV протокола от 15.10.1984 № 44), согласованы Госгортехнадзором СССР (постановление от 18.10.1984 № 52), Министерством геологии СССР (письмо от 23.10.1984 № РС-04/65-6502), Министерством газовой промышленности СССР (письмо от 12.09.1984 № ВТ-708) // Доступно на: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_89121/ (обращение 24.08.2016)
3. Регламент составления проектов и технологических схем разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений. РД 39-9-452-80. М.: ВНИИ-Нефть. 1980.
4. Регламент составления проектов и технологических схем разработки нефтяных месторождений с применением новых методов повышения нефтеотдачи пластов. РД 39-9-135-79. М.: ВНИИнефть. 1979.
5. Регламент составления проектов и технологических схем разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. РД 39-0147035-207-86. Утвержден Первым заместителем Министра нефтяной промышленности СССР 08.04.1986 // Доступно на: <http://gostrf.com/normadata/1/4293828/4293828858.pdf> (обращение 24.08.2016).
6. Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений. РД 153-39-007-96. Утвержден и введен в действие Минтопэнерго РФ 31.01.1997 // Доступно на: <http://docs.cntd.ru/document/1200034203> (обращение 24.08.2016).
7. Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. РД 153-39.0-047-00. Утвержден и введен в действие приказом Минтопэнерго России от 10.03.2000 № 67 // Доступно на: <http://docs.cntd.ru/document/1200056055> (обращение 24.08.2016).
8. Методические рекомендации по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. Утверждены приказом министра МПР РФ от 21.03.2007 № 61 // Доступно на: <http://www.mnr.gov.ru/regulatory/detail.php?ID=20367> (обращение 24.08.2016).
9. Положение о подготовке, согласовании и утверждении технических проектов разработки месторождений полезных ископаемых и иной проектной документации на выполнение работ, связанных с пользованием участками недр, по видам полезных ископаемых и видам пользования недрами. Постановление Правительства РФ от 03.03.2010 № 118 // Доступно на: <http://base.garant.ru/12173740/> (обращение 24.08.2016).

10. Предварительный стандарт «Организация мониторинга разработки нефтяных и газонефтяных месторождений на территории ХМАО». ПС153-39.0-147-2003. Утвержден и введен в действие приказом Минэнерго России от 21.06.2001 № 246 //Доступно на: <http://base.garant.ru/6146184/> (обращение 24.08.2016).
11. Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов. Утверждена приказом МПР России от 01.11.2013 № 477 //Доступно на: <http://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293774/4293774699.htm> (обращение 24.08.2016).
12. О внесении изменений в Положение о государственной экспертизе запасов полезных ископаемых, геологической, экономической и экологической информации о предоставляемых в пользование участках недр, об определении размера и порядка взимания платы за ее проведение. Постановление Правительства РФ от 18.02.2016 № 116 //Доступно на: <http://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/71236070/> (обращение 24.08.2016).
13. О внесении изменений в положение о подготовке, согласовании и утверждении технических проектов разработки месторождений полезных ископаемых и иной проектной документации на выполнение работ, связанных с использованием участками недр, по видам полезных ископаемых и видам пользования недрами. Постановление Правительства РФ от 18.02.2016 № 117 //Доступно на: <http://rulaws.ru/government/Postanovlenie-Pravitelstva-RF-ot-18.02.2016-N-117/> (обращение 24.08.2016).
14. Временные методические рекомендации по подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья. Утверждены распоряжением Минприроды России от 18.05.2016 № 12-р //Доступно на: http://www.gkz-rf.ru/sites/default/files/docs/metodicheskie_rekomendacii_po_pravilam_prektirovaniya_uvs.pdf (обращение 23.08.2016).
15. Правила разработки месторождений углеводородного сырья. Утверждены приказом Минприроды России от 14.06.2016 г. №356 //Доступно на: http://www.gkz-rf.ru/sites/default/files/docs/160827_prikaz_mpr_356_ob_utverzhdenii_pravil_razrabotki_uvs_zareg_minjust.pdf (обращение 30.08.2016).
16. Давыдов А.В., Курамшин Р.М. Новые правила проектирования – пора действовать //Недропользование XXI век. 2015. № 7. С. 68–73.
17. Клубков С.В. Новая классификация ресурсов и запасов УВС: вопросы экономической оценки извлекаемых запасов // Недропользование XXI век. 2015. № 7. С. 60–67.
18. Шпуров И.В., Браткова В.Г. Ключевые решения новой классификации запасов и ресурсов нефти и газа и результаты ее апробации //Недропользование XXI век. 2015. № 7. С. 38–46.
19. Янин А.Н. Проблемы разработки нефтяных месторождений Западной Сибири. Тюмень: Зауралье. 2010.

UDC 622.276

S.E. Sutormin, PhD, Deputy Director of North–West Branch of the State Commission on Mineral Reserves¹, Head of North–West Oil and Gas Section of Central Development Commission of Federal Subsoil Resources Management Agency by hydrocarbon crude
L.A. Rogozhkina, Member of Staff of North–West Branch of the State Commission on Mineral Reserves¹, Secretary of North–West Oil and Gas Section of Central Development Commission of Federal Subsoil Resources Management Agency by hydrocarbon crude
V.A. Lushpeev, PhD, Chief Specialist of North–West Branch of the State Commission on Mineral Reserves¹, Deputy Secretary of North–West Oil and Gas Section of Central Development Commission of Federal Subsoil Resources Management Agency by hydrocarbon crude

¹24, build. 1, Odoevski street, St. Petersburg, 199155, Russia; spbgkzfillal@mail.ru

The new stage of the engineering design development of hydrocarbon deposits

Abstract. The authors analyze the new requirements for technological design documents for the development of hydrocarbon fields and allows formulate a number of proposals for further improving the engineering design process

Keywords: hydrocarbon deposits; project documents; rules for the development; regulations; author's supervision; guidelines

References

1. *Reglament sostavleniia proektov i tekhnologicheskikh skhem razrabotki neftiaykh i neftegazovykh mestorozhdenii. RD-39-3-25-77. Utverzhen 29.12.1977 Ministerstvom neftianoi promyshlennosti SSSR* [Rules of drafting and technological schemes of oil and gas fields. RD-39-3-25-77. Approved 29.12.1977 by the Ministry of Oil Industry of the USSR].
2. *Pravila razrabotki neftiaykh i gazoneftiaykh mestorozhdenii. Utverzheny Kollegiei Ministerstva neftianoi promyshlennosti SSSR (p. IV protokola ot 15.10.1984 № 44), soglasovany Gosgortekhnadzorom SSSR (postanovlenie ot 18.10.1984 № 52), Ministerstvom geologii SSSR (pis'mo ot 23.10.1984 № RS-04/65-6502), Ministerstvom gazovoi promyshlennosti SSSR (pis'mo ot 12.09.1984 № VT-708)* [Rules for the development of oil and gas deposits. Approved by the Board of the Ministry of Oil Industry of the USSR (p. IV from 10/15/1984 protocol number 44), agreed Gosgortekhnadzor USSR (judgment of 18.10.1984 number 52), the USSR Ministry of Geology (letter dated 10.23.1984 number of MS-04 / 65-6502) , the Ministry of gas industry of the USSR (letter dated 12/09/1984 number BT-708)]. Available at: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_89121/ (accessed 24 August 2016).
3. *Reglament sostavleniia proektov i tekhnologicheskikh skhem razrabotki neftiaykh i neftegazovykh mestorozhdenii. RD 39-9-452-80* [Rules of drafting and technological schemes of oil and gas fields. RD 39-9-452-80]. Moscow, VNII-Neft' Publ., 1980.
4. *Reglament sostavleniia proektov i tekhnologicheskikh skhem razrabotki neftiaykh mestorozhdenii s primeneniem novykh metodov povysheniia nefteotdachi plastov. RD 39-9-135-79* [Operational procedure of drafting and technological schemes of oil field development with application of new methods of enhanced oil recovery]. Moscow, VNIIneft' Publ., 1979.

5. *Reglament sostavleniia proektov i tekhnologicheskikh skhem razrabotki neftnykh i gazoneftnykh mestorozhdenii. RD 39-0147035-207-86. Utverzhden Pervym zamestitel'm Ministra neftnoi promyshlennosti SSSR 08.04.1986* [Rules of drafting and technological schemes of oil and gas deposits. RD 39-0147035-207-86. Approved by the First Deputy Minister of Oil Industry of the USSR 08.04.1986]. Available at: <http://gostrf.com/normadata/1/4293828/4293828858.pdf> (accessed 24 August 2016).
6. *Reglament sostavleniia proektnykh tekhnologicheskikh dokumentov na razrabotku neftnykh i gazoneftnykh mestorozhdenii. RD 153-39-007-96. Utverzhden i vveden v deistvie Mintopenergo RF 31.01.1997* [Rules of drawing up the design process documents on the development of oil and gas deposits. RD 153-39-007-96. Approved and put into effect the Ministry of Energy of the Russian Federation 31.01.1997]. Available at: <http://docs.cntd.ru/document/1200034203> (accessed 24 August 2016).
7. *Reglament po sozdaniiu postoianno deistvuiushchikh geologo-tekhnologicheskikh modelei neftnykh i gazoneftnykh mestorozhdenii. RD 153-39.0-047-00. Utverzhden i vveden v deistvie prikazom Mintopenergo Rossii ot 10.03.2000 № 67* [Regulation on the establishment of permanent geological-technological models of oil and gas deposits. RD 153-39.0-047-00. Approved and put into effect by order of the Ministry of Energy of Russia from 10.03.2000 number 67]. Available at: <http://docs.cntd.ru/document/1200056055> (accessed 24 August 2016).
8. *Metodicheskie rekomendatsii po proektirovaniu razrabotki neftnykh i gazoneftnykh mestorozhdenii. Utverzhdeny prikazom ministra MPR RF ot 21.03.2007 № 61* [Guidelines for the design of oil and gas deposits. Approved by the Minister of Ministry of Natural Resources of 21.03.2007 number 61]. Available at: <http://www.mnr.gov.ru/regulatory/detail.php?ID=20367> (accessed 24 August 2016).
9. *Polozhenie o podgotovke, soglasovanii i utverzhdenii tekhnicheskikh proektov razrabotki mestorozhdenii poleznykh iskopaemykh i inoi proektnoi dokumentatsii na vypolnenie rabot, svyazannykh s pol'zovaniem uchastkami nedr, po vidam poleznykh iskopaemykh i vidam pol'zovaniia nedrami. Postanovlenie Pravitel'stva RF ot 03.03.2010 № 118* [Regulation on the preparation, negotiation and approval of technical projects to develop mineral deposits and other project documentation for execution of works related to subsoil users, by type of mineral and subsoil types. RF Government Decree of 03.03.2010 number 118]. Available at: <http://base.garant.ru/12173740/> (accessed 24 August 2016).
10. *Predvaritel'nyi standart «Organizatsiia monitoringa razrabotki neftnykh i gazoneftnykh mestorozhdenii na territorii KhMAO». PS153-39.0-147-2003. Utverzhden i vveden v deistvie prikazom Minenergo Rossii ot 21.06.2001 № 246* [Pre-standard "Organization of monitoring the development of oil and gas deposits on the territory of the Khanty-Mansiysk District." PS153-39.0-147-2003. It approved and put into effect by order of the Ministry of Energy of Russia from 21.06.2001 number 246]. Available at: <http://base.garant.ru/6146184/> (accessed 24 August 2016).
11. *Klassifikatsiia zapasov i resursov nefti i goriuchikh gazov. Utverzhdena prikazom MPR Rossii ot 01.11.2013 № 477* [Classification of reserves and resources of oil and combustible gas. Approved by order of the Ministry of Natural Resources of Russia from 1/11/2013 number 477]. Available at: <http://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293774/4293774699.htm> (accessed 24 August 2016).
12. *O vnesenii izmenenii v Polozhenie o gosudarstvennoi ekspertize zapasov poleznykh iskopaemykh, geologicheskoi, ekonomicheskoi i ekologicheskoi informatsii o predostavliaemykh v pol'zovanie uchastkakh nedr, ob opredelenii razmera i poriadka vzimaniia platy za ee provedenie. Postanovlenie Pravitel'stva RF ot 18.02.2016 № 116* [On Amendments to the Regulations on the public examination of mineral reserves, geological, economic and environmental information provided by the subsoil blocks, on determining the order and charging for its implementation. RF Government Decree of 18/02/2016 number 116]. Available at: <http://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/71236070/> (accessed 24 August 2016).
13. *O vnesenii izmenenii v polozhenie o podgotovke, soglasovanii i utverzhdenii tekhnicheskikh proektov razrabotki mestorozhdenii poleznykh iskopaemykh i inoi proektnoi dokumentatsii na vypolnenie rabot, svyazannykh s pol'zovaniem uchastkami nedr, po vidam poleznykh iskopaemykh i vidam pol'zovaniia nedrami. Postanovlenie Pravitel'stva RF ot 18.02.2016 № 117* [On Amendments to the provision of training, coordination and approval of technical projects to develop mineral deposits and other project documentation for execution of works related to subsoil users, by type of mineral and subsoil types. RF Government Decree of 18/02/2016 number 117]. Available at: <http://rulaws.ru/government/Postanovlenie-Pravitel'stva-RF-ot-18.02.2016-N-117/> (accessed 24 August 2016).
14. *Vremennyye metodicheskie rekomendatsii po podgotovke tekhnicheskikh proektov razrabotki mestorozhdenii uglevodorodnogo syr'ia. Utverzhdeny rasporiazheniem Minprirody Rossii ot 18.05.2016 № 12-r* [Interim guidelines for the preparation of the technical project development of hydrocarbon deposits. Approved by order of the Russian Ministry of Natural Resources on 18.5.2016 number 12-p]. Available at: http://www.gkz-rf.ru/sites/default/files/docs/metodicheskie_rekomendacii_po_pravilam_prektirovaniya_Uvs.pdf (accessed 24 August 2016).
15. *Pravila razrabotki mestorozhdenii uglevodorodnogo syr'ia. Utverzhdeny prikazom Minprirody Rossii ot 14.06.2016 r. №356* // Available at: http://www.gkz-rf.ru/sites/default/files/docs/160827_prikaz_mpr_356_ob_utverzhdenii_pravil_razrabotki_Uvs_zareg_minjust.pdf (accessed 30 August 2016).
16. Davydov A.V., Kuramshin R.M. *Novyye pravila proektirovaniia – pora deistvovat'* [New rules of engineering design - time to act]. *Nedropol'zovanie XXI vek* [Subsoil XXI century], 2015, no. 7, pp. 68–73.
17. Klubkov S.V. *Novaya klassifikatsiia resursov i zapasov UVS: voprosy ekonomicheskoi otsenki izvlekaemykh zapasov* [New classification of resources and reserves of hydrocarbons: Questions of economic assessment of recoverable reserves]. *Nedropol'zovanie XXI vek* [Subsoil XXI century], 2015, no. 7, pp. 60–67.
18. Shpurov I.V., Bratkova V.G. *Kliuchevyye resheniia novoi klassifikatsii zapasov i resursov nefti i gaza i rezul'taty ee aprobatsii* [Key decisions of the new classification and reserves of oil and gas resources and the results of its testing]. *Nedropol'zovanie XXI vek* [Subsoil XXI century], 2015, no. 7, pp. 38–46.
19. Ianin A.N. *Problemy razrabotki neftnykh mestorozhdenii Zapadnoi Sibiri* [Problems of development of oil fields in Western Siberia]. Tiumen', Zaural'e Publ., 2010.



А.С. Завьялов
ЗАО «ТИНГ»¹
заместитель генерального
директора
zavialovas@togi.ru



Л.С. Бриллиант
канд. техн. наук
ЗАО «ТИНГ»¹
генеральный директор
ting@togi.ru



А.А. Недождий
ЗАО «ТИНГ»¹
ведущий инженер
lexunder91@gmail.com



И.О. Александрова
ЗАО «ТИНГ»¹
инженер-геофизик
aleksa_irina72region@mail.ru



А.В. Кондратьева
ТюмГУ²
студент
AKondratyeva1993@gmail.com



В.С. Васильева
ЗАО «Лукойл-АИК»³
главный геолог
vasilevavs@lukoil-aik.ru

Комплексный подход к установлению текущей структуры запасов нефти методами геолого-промыслового анализа. Оценка технологической эффективности ГТМ

¹ЗАО «Тюменский институт нефти и газа». Россия, Тюмень, ул. Герцена, 64

²Тюменский государственный университет. Тюмень, ул. Володарского, 6

³ЗАО «Лукойл-АИК», Россия, Когалым, ул. Мира, 23а

Методы геолого-гидродинамического 3D-моделирования являются основополагающими для решения большинства задач нефтегазовой промышленности. Авторы статьи предлагают отойти от современного 3D-моделирования и обратиться к геолого-промысловому анализу для комплексной оценки выработки запасов

Ключевые слова: геолого-промысловый анализ; промыслово-геофизические исследования; геолого-статистический разрез; пачка; выработка; коэффициент охвата; коэффициент нефтенасыщенности; уплотняющее бурение; бурение боковых стволов; остаточные запасы

В настоящее время развитие технологий геолого-гидродинамического моделирования привело к формированию достаточно устойчивой тенденции – задачи оценки выработки и установления текущей структуры запасов при анализе разработки месторождений УВС решаются без привлечения методологии геолого-промыслового анализа и исключительно в специализированных пакетах моделирования. При этом совершенно упускается из виду тот факт, что модель – это лишь трехмерное отражение идеи геолога и разработчика, количественное ее описание. Формирование же самой концепции невозможно без детального изучения процесса, анализа всей совокупности промысловых данных и исследований.

Геолого-промысловый анализ служит базой для 3D-моделирования и позволяет описать процесс на качественном и количественном уровне (в первом приближении). Применение комплексного подхода дает возможность установить не только базовые характеристики, но и оценить распределение текущей нефтенасыщенности по площади и разрезу залежи, установить зоны локализации остаточных запасов, спрогнозировать технологическую эффективность буровых работ, выделить наиболее перспективные участки.

Настоящая статья посвящена изучению текущей структуры запасов и оценке перспектив уплотняющего бурения на участке объек-

та БС₁₁ Когалымского месторождения методами геолого-промыслового анализа. Результаты каждого этапа могут служить основой для построения и адаптации 3D-модели с целью повышения достоверности технологических расчетов и описания процесса в количественной трехмерной постановке.

Объект исследования представлен меловыми отложениями, типичными для большинства месторождений Западной-Сибири. Геолого-физическая характеристика представлена в *табл. 1*. Геологический разрез с севера на юг изображен на *рис. 1*.

Последовательность действий

I этап посвящен изучению анизотропии свойств по разрезу и выделению пачек. Его целью является оценка характера неоднородности по разрезу и выявление перспективных интервалов, в которых могут локализоваться остаточные запасы нефти.

1.1. Построение геолого-статистической модели разреза для различных свойств пласта, выделение пачек.

1.2. Построение геолого-статистической модели разреза работы интервалов пласта по данным ПГИС.

1.3. Расчет коэффициента охвата пачек в нагнетательных и добывающих скважинах.

1.4. Построение вероятностных зональных карт охвата выработкой коллекторов по данным ПГИС.

II этап – определение текущей нефтенасыщенности, его цель – исследовать рас-

Таблица 1.
Геолого-физическая характеристика объекта исследования

Показатели	Ед. изм	БС ₁₁
Тип залежи		ПСЛО
Тип коллектора		Теригенный поровый
Глубина залегания (а.о.)	м	-2408,1
Общая толщина	м	33,3
Нефтенасыщенная толщина	м	7,9
Пористость	%	18,5
Проницаемость	мД	160,0
Нефтенасыщенность	д.ед	0,40
Песчанистость	д.ед.	0,52
Расчлененность	ед.	4,40
Температура	°С	81
Начальное пластовое давление	МПа	23,8
Вязкость нефти в пластовых условиях	сПз	0,81
Плотность нефти в поверхностных условиях	т/м ³	0,833
Давление насыщения	МПа	8,3
Газосодержание	м ³ /т	83,0
Коэффициент вытеснения	д.ед.	0,634

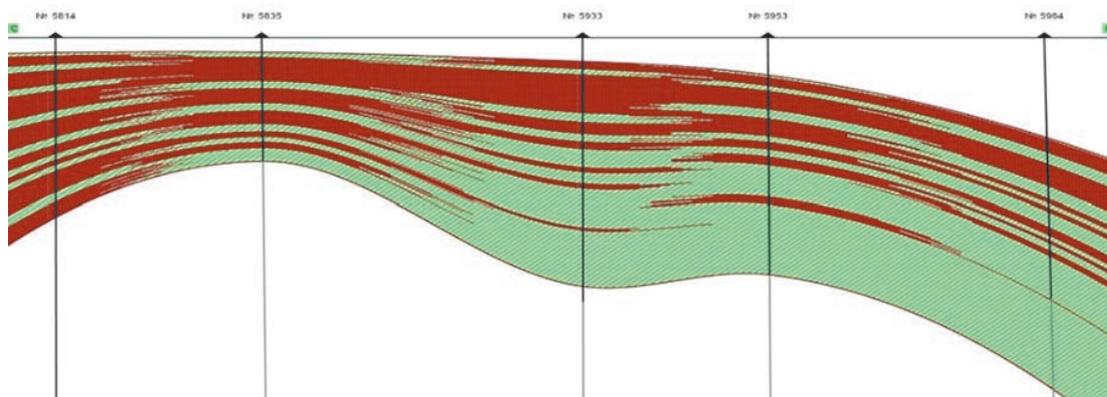


Рис. 1.
Геологический разрез объекта исследования с севера на юг

пределение запасов нефти по продуктивным интервалам разреза и площади залежи.

2.1. Расчет текущей нефтенасыщенности в скважинах методом В.М. Ревенко.

2.2. Обоснование методов интерполяции нефтенасыщенности в системе скважин.

2.3. Построение карты и профиля текущей нефтенасыщенности.

2.4. Построение карты и профиля выработки запасов.

2.5. Сравнение фактических показателей уплотняющего бурения с прогнозными.

III заключительный этап включает в себя выделение перспективных зон для бурения уплотняющих скважин. Его цель – выделение наиболее перспективного участка для бурения уплотняющего фонда скважин.

3.1. Построение карты текущей плотности подвижных запасов.

3.2. Выделение перспективных зон для бурения боковых стволов и уплотняющих скважин

3.3. Оценка технологической эффективности мероприятий.

Этап I: Изучение анизотропии свойств по разрезу. Выделение пачек

Типизация разреза проводилась на основе анализа изменчивости проводимости, т.к. именно этот показатель напрямую характеризует скорость фильтрации флюидов и будет определять характер выработки.

Для выделения пачек применяется методика «скользящего окна» [4], которая на основе анализа изменчивости свойств по разрезу позволила выделить границу контрастных (резкой смены) значений.

Суть метода заключается в том, что для каждой скважины на основе интерпретации данных ГИС устанавливается промежуточная

граница и рассчитывается абсолютная разность площадей первого и второго участка:

$$|S_1 - S_2| = \delta_{\max}, \quad (1)$$

где: S_1 – площадь первого участка; S_2 – площадь второго участка; δ_{\max} – максимальная абсолютная разница площадей.

Промежуточная граница при максимальном абсолютном значении разности площадей будет искомым границей контрастных свойств.

Далее, объединяя выделенные границы по каждой скважине, можно получить интегральную характеристику пачек (рис. 2).

Так, для верхней пачки проводимость составляет 41 мД·м, нижней – 12 мД·м; песчаность для верхней пачки – 0,61 д.ед., нижней – 0,43 д.ед.; коэффициент начальной нефтенасыщенности ($K_{\text{нн}}$) для верхней пачки – 0,56 д.ед., нижней – 0,47 д.ед. и начальные подвижные запасы (НПЗ), 4018 тыс. т и 1737 тыс. т для верхней и нижней пачек, соответственно (табл. 2).

Исходя из этого, выдвинуто предположение, что неоднородность геологических свойств по разрезу будет определять характер процесса выработки запасов. Существенное отличие параметров выделенных пачек может приводить к опережающей выработке запасов в верхней пачке и обводнению по ее интервалам. При этом запасы нефти, приуроченные к подошвенной части, в разработку при совместном вскрытии будут вовлекаться слабо. Одним из направлений развития системы разработки в такой ситуации может служить бурение боковых стволов и/или уплотняющего фонда скважин со вскрытием перфорацией только нижней пачки, совместно с выполнением комплекса мероприятий по увеличению охвата воздействием.

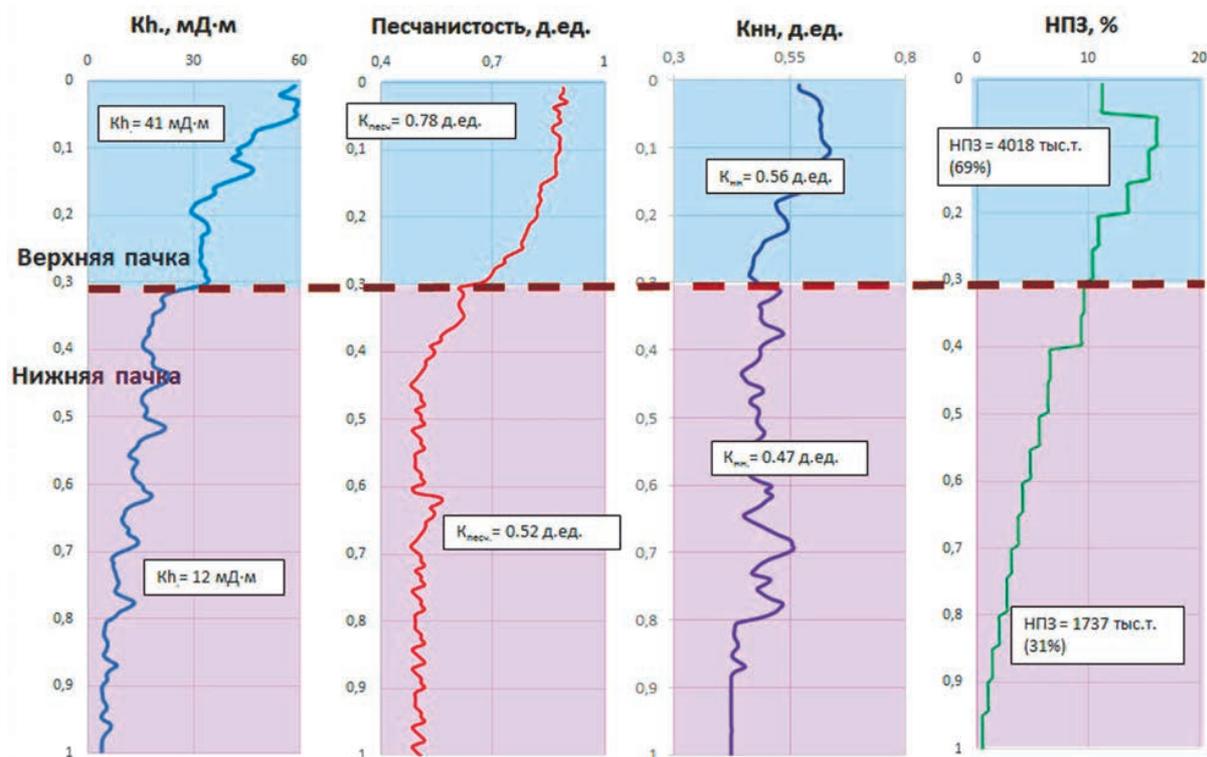


Рис. 2. Геолого-статистический разрез параметров: проводимости, песчаности, начальной нефтенасыщенности, начальных подвижных запасов

Для проверки предположения о неравномерной выработке запасов были проанализированы данные промысловых геофизических исследований (ПГИ) нагнетательных скважин. Анализ результатов ПГИ позволяет оценить интенсивность выработки каждой пачки и статистическую составляющую коэффициента охвата ($K_{охв}$), как аналога коэффициента работающих толщин ($K_{рТ}$). При расчете коэффициента охвата по пласту берется

отношение работающей толщины к эффективной толщине пласта:

$$K_{охв} = H_{раб} / H_{эфф} \quad (2)$$

Зачастую особенности организации системы ППД сопровождаются формированием систем техногенных трещин, что накладывает отпечаток на достоверность результатов ПГИС [5, 7].

Эксплуатация нагнетательных скважин на объекте БС₁₁ не сопровождается формированием техногенной трещиноватости, что дает возможность применять результаты ПГИС для дальнейшего анализа. Об этом позволя-

Таблица 2. Характеристики изменчивости свойств для верхней и нижней пачек

Показатели	Ед. изм	В целом	Верхняя пачка	Нижняя пачка
НГЗ	тыс. т	8998	6081	2917
НПЗ	тыс. т	5755	4018	1737
% НГЗ	%	–	68	32
% НПЗ	%	–	69	31
Н (толщина)	М	33,3	17,3	16,0
Нэфф (эфф. толщина)	М	7,9	3,7	3,3
$K_{песч}$	д.ед.	0,65	0,78	0,52
$K_{пп}$	мД	160,0	208,0	80,0
K_n	д.ед.	0,19	0,19	0,18
$K_{ин}$	д.ед.	0,52	0,56	0,47
Kh	мД·м	26,5	41,0	12,0

ют судить данные ГДИС по нагнетательному фонду и анализ режимов (давления нагнетания не превышали давления разрыва породы).

Расчет $K_{\text{охв}}$ в нагнетательных скважинах показал неравномерное распределение параметра по разрезу – нижняя пачка 0,18 д.ед., верхняя – 0,51 д.ед. (**табл. 3**).

Таким образом, по результатам ПГИС выдвинутое предположение подтверждается, но также необходимо оценить $K_{\text{охв}}$ и по фонду, не охваченному прямыми исследованиями.

Прежде чем переносить результаты исследований на добывающий фонд, необходимо обосновать достаточность и непротиворечивость исследований по нагнетательным скважинам. Первым шагом к обоснованию служит сравнение геологических параметров в целом по фонду скважин с нагнетательными скважинами. Геологические характеристики в нагнетательных скважинах близки по распределению со средними значениями в целом (**табл. 4**).

Второй шаг к обоснованию достаточности исследований – анализ энтропии проводимости для произвольного количества скважин с ПГИС (**рис. 3**).

Условием достаточности объема исследований является стабилизация энтропии. В данном случае объем исследований достаточен, т.к. дальнейшее увеличение количества исследований не приводит к изменению энтропии.

Для расчета $K_{\text{охв}}$ в добывающих скважинах необходимо сформировать выборку пропластков в нагнетательных скважинах, отражающую их проводимость и количество [9, 12]. Далее рассчитывается вероятность подключения пропластков для каждой проводимости:

$$P_{\text{п}} = N_{\text{п}} / N_i \quad (3)$$

где: N_i – количество пропластков; $N_{\text{п}}$ – количество работающих пропластков, $P_{\text{п}}$ – вероятность подключения пропластков. В последующем вероятность подключения пропластков по полученной зависимости переносится для

$K_{\text{охв}}$ по ПГИ		
№	Верхняя пачка	Нижняя пачка
5752	0,22	–
5811	0,83	–
5755	0,27	–
5814	0,22	0,14
5822	0,16	0,09
5825	0,63	–
5834	0,35	0,35
5915	0,24	–
5924	0,40	0,06
5932	0,50	–
5944	0,55	0,33
5935	0,25	0,33
5955	0,43	–
5952	0,73	–
5964	0,38	0,02
5975	0,67	–
5922	0,27	0,18
Средние значения	0,51	0,18

Таблица 3.
Таблица оценок $K_{\text{охв}}$ по ПГИС

добывающего фонда скважин. $K_{\text{охв}}$ для скважин без ПГИС рассчитывается путем осреднения вероятностей подключения, взвешенных по проводимости пропластков [5, 9]:

$$K_{\text{охв}} = \sum (P_j K h_j) / \sum K h_j \quad (4)$$

На основании расчета коэффициента охвата по скважинам были построены карты, отражающие охват процессом разработки в нижней и верхней пачках (**рис. 4**). $K_{\text{охв}}$ составляет для верхней пачки 0,60 д.ед., для нижней – 0,24 д.ед.

Таким образом, установлено, что именно геологическая неоднородность определила неравномерный охват по разрезу. Далее необходимо выполнить расчет текущей нефтенасыщенности в пропластках, которые под-

Таблица 4.
Таблица геологических параметров по фонду скважин

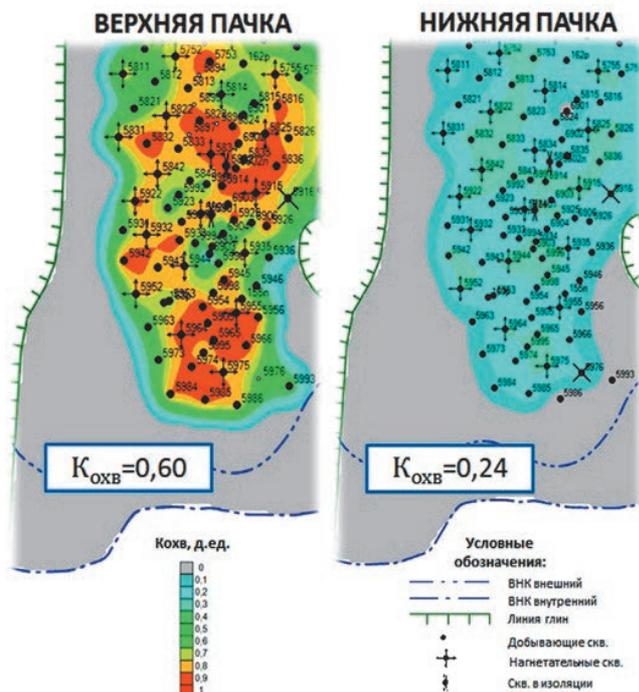
Пачка	Фонд скважин	$H_{\text{эфф}}$, м	Kh , мД·м	K_p , д.ед.	$K_{\text{пес}}$, д.ед.
Верхняя пачка	Нагнетательные скважины	3,5	38	0,19	0,58
	Общий фонд скважин	3,7	41	0,19	0,61
Нижняя пачка	Нагнетательные скважины	3,4	15	0,18	0,45
	Общий фонд скважин	3,3	12	0,18	0,43



Рис. 3.
Достаточность исследований ПГИ

вержены выработке и оценить объемы недре-
нируемых и/или слабодре-
нируемых запасов
подошвенной части разреза.

Рис. 4.
Карты коэффициента охвата для верхней
и нижней пачек



Этап 2: Определение текущей нефтенасыщенности

Обратимся к функции текущей нефтенасы-
щенности ($K_{нт}$), которая представляет собой
степенную зависимость:

$$z = k \cdot f_{нт}^D \quad (5)$$

где z – текущая нефтенасыщенность; $f_{нт}^D$ –
доля нефти в потоке; k и D – параметры,
в общем случае определяющиеся на основа-
нии исследований ядра [2, 10]. Для решения
задачи определения коэффициента текущей
нефтенасыщенности была использована моде-
ль Баклея-Леверетта. Обратимся к фазо-
вым проницаемостям и функции Баклея-
Леверетта, которая определяет долю воды
в потоке (рис. 5).

Рассмотрим дифференциальное уравне-
ние Баклея-Леверетта:

$$q(t) f'_-(S) \frac{\partial S}{\partial l} + mF(l) \frac{\partial S}{\partial t} = 0, \quad (6)$$

где $q(t)$ – расход жидкости; S – водо-
насыщенность; m – пористость; $F(l)$ – площадь попереч-
ного сечения ядра; l – длина ядра. Объеди-
ним множители, выразив текущий объем пор
 V и объем прокачанной жидкости Q , получим:

$$V = \int mF(l) dl, \quad (7)$$

$$Q = \int_0^t q(t) dt \quad (8)$$

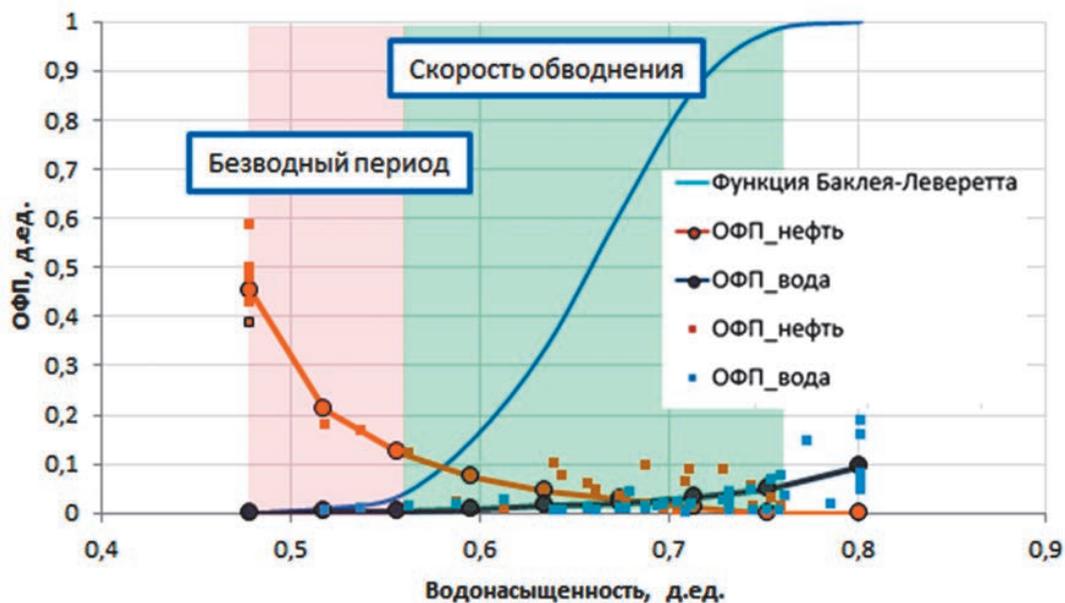


Рис. 5. Фазовые проницаемости и функция Бакля-Левретта

Тогда решение дифференциального уравнения Бакля-Левретта [10] в частных производных относительно водонасыщенности приводит к следующему результату:

$$S(V, Q) = c_1 \left(\frac{V}{Q} \right)^D + c_2, \quad (9)$$

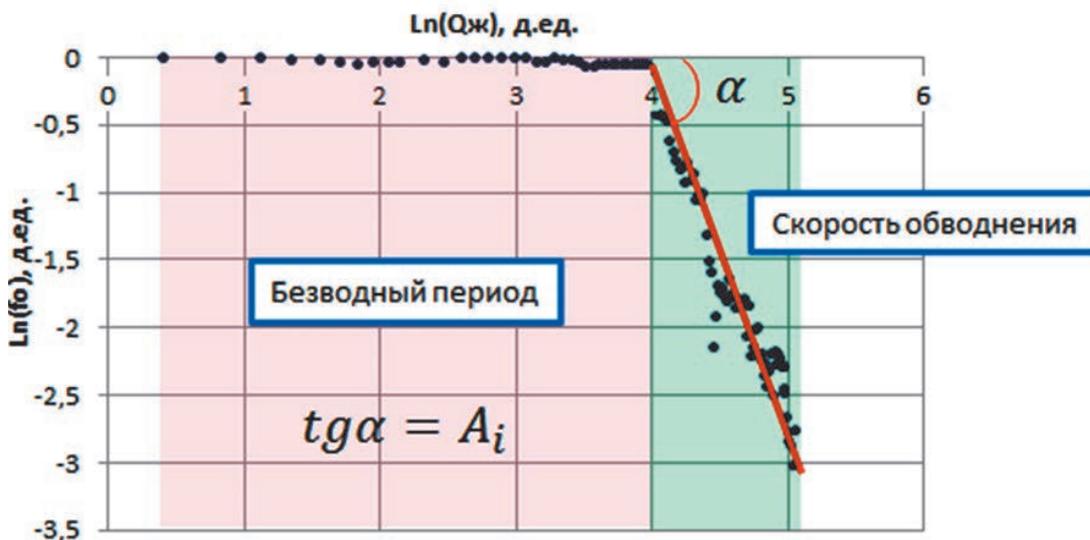
где c_1 , c_2 и D – константы.

Параметр D может быть определен в том случае, если динамика обводнения скважин

носит степенной характер. Для установления его значения, а также значений констант c_1 , c_2 были использованы результаты исследований, обоснованные в диссертации В.М. Ревенко [10]. Установлено, что параметр D может быть определен характеристиками вытеснения логарифма доли нефти от логарифма накопленной жидкости. В таком случае степен-

Рис. 6.

Характеристики вытеснения в логарифмических координатах на примере скв. № 5815



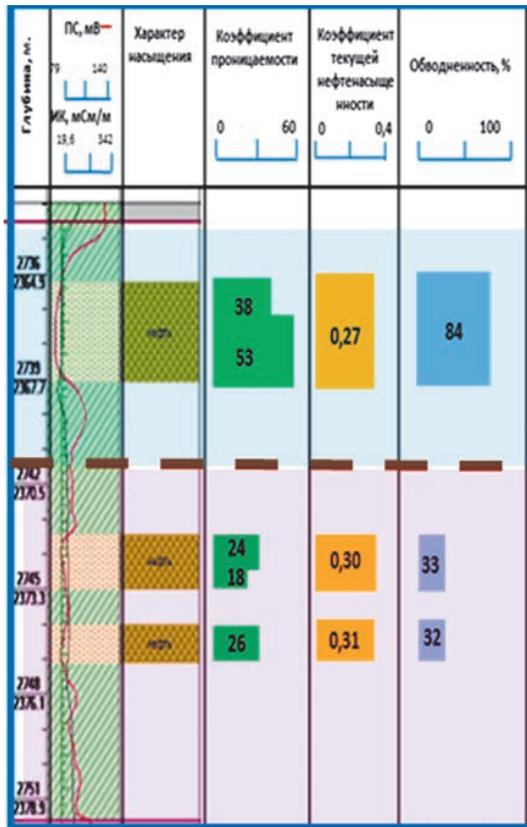


Рис. 7. Оценка текущей нефтенасыщенности и обводненности по разрезу на примере скв. № 5815

скважины показал их линейную зависимость на участке обводнения скважины после прорыва воды, как показано на **рис. 6**.

Это позволяет использовать решение уравнения Баклея-Лeverетта для определения неизвестных параметров.

Таким образом, методика определения доли текущей подвижной нефти сводится к следующим этапам [2, 10].

1. Построение зависимости логарифма доли нефти в потоке от логарифма накопленной добычи жидкости по фактическим промышленным данным.

2. Определение параметра A_i – скорости обводнения для i -ой скважины. Параметр определяется как тангенс угла наклона прямой на участке роста обводнения:

$$A_i = \frac{\ln f_{01} - \ln f_{02}}{\ln Q_{ж1} - \ln Q_{ж2}}, \quad (10)$$

где f_{01} , f_{02} – доли нефти в потоке в момент времени t_{01} и t_{02} ; $Q_{ж1}$, $Q_{ж2}$ – накопленная жидкость в момент времени t_{01} и t_{02} .

3. Определение коэффициента заводнения, который характеризует долю добытой за безводный период нефти D_i :

$$D_i = \frac{A_i}{A_i + 1} \quad (11)$$

4. Определение доли подвижной жидкости b :

$$b = S_n + S_b - S_{но} - S_{во}, \quad (12)$$

где S_n , S_b – текущая нефте- и водонасыщенность; $S_{но}$, $S_{во}$ – остаточная нефте- и водонасыщенность.

5. Определение доли подвижной нефти в i -ой скважине:

$$z_i = b f_{-}^{D_i} \quad (13)$$

Расчет текущей нефтенасыщенности по площади и разрезу может быть осуществлен следующим образом.

1. После определения текущей доли подвижной нефти в скважине выполняется переход к распределению текущей доли подвижной

Рис. 8. Карты текущей нефтенасыщенности для верхней и нижней пачек

ной характер динамики обводнения скважин преобразуется в линейную зависимость – прямую, тангенс угла наклона которой определяет скорость обводнения.

Анализ динамики обводнения и построение характеристик вытеснения для каждой

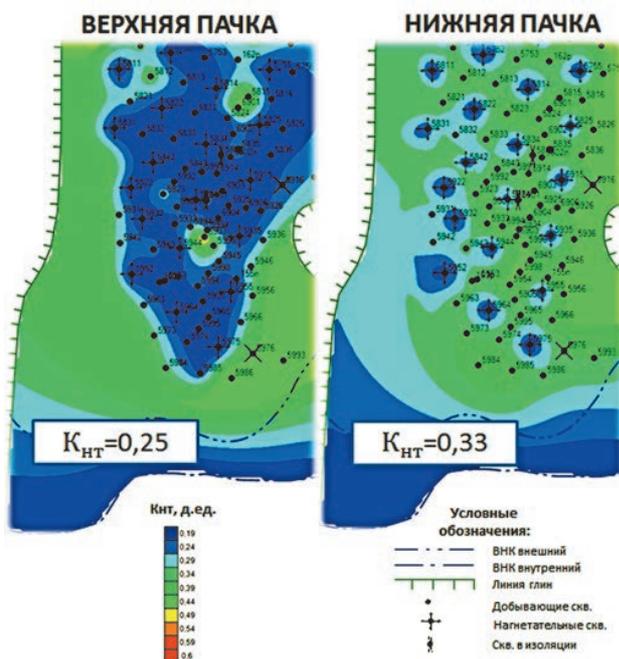


Рис. 9.
 Карты текущей выработки запасов для верхней и нижней пачек

ной нефти в скважине по пропласткам $z_{\text{пропл}}$. Учитывается допущение: доля подвижной нефти обратно пропорциональна величине проводимости Kh , которая, как было установлено ранее, имеет тесную связь с $K_{\text{охв}}$:

$$z_{\text{пропл}} \sim 1/Kh. \quad (14)$$

2. Далее проводится расчет значений текущей доли подвижной нефти между скважинами по представленной нелинейной зависимости:

$$z_x = z_i \left(\frac{l_i}{L} \right)^A, \quad (15)$$

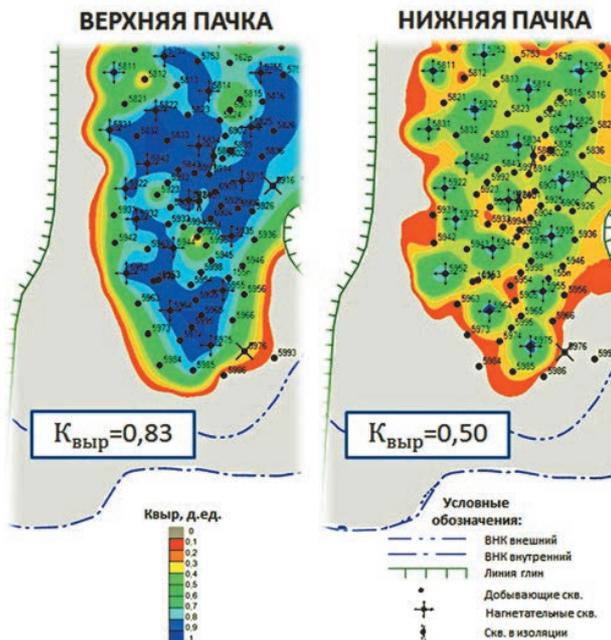
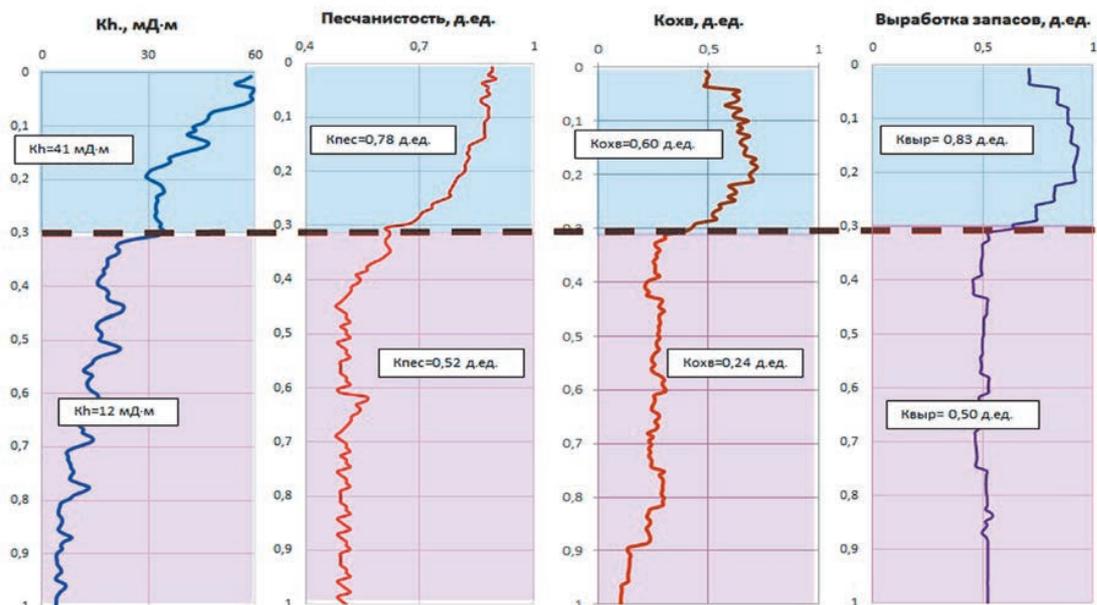
где z_x – текущая доля подвижной нефти на расстоянии l_i от скважины вдоль оси x ; L – расстояние между скважинами; l_i – текущее расстояние от скважины.

3. На последнем этапе переходим от доли подвижной нефти к искомому коэффициенту текущей нефтенасыщенности с учетом остаточной нефтенасыщенности $z_{\text{ост}}$:

$$z_{\text{тек}} = z_x + z_{\text{ост}} \quad (16)$$

Рассмотрим результаты расчетов текущей нефтенасыщенности по разрезу на примере одной из скважин, представленных на рис. 7.

Рис. 10.
 Оценка выработки запасов по разрезу



По описанной выше методике было получено распределение $K_{\text{нт}}$ по разрезу для каждого пропластка в скважине. Нормированная на $K_{\text{во}}$ и $K_{\text{но}}$ функция Баклея-Лeverетта позволила рассчитать текущую обводненность в каждом интервале. Результаты показали высокую обводненность кровельной зоны в сравнении с подошвенной зоной, что подтверждается и результатами ПГИС, как было показано ранее.

Рассмотрим результаты расчетов текущей нефтенасыщенности по площади. Определение текущей нефтенасыщенности между сква-

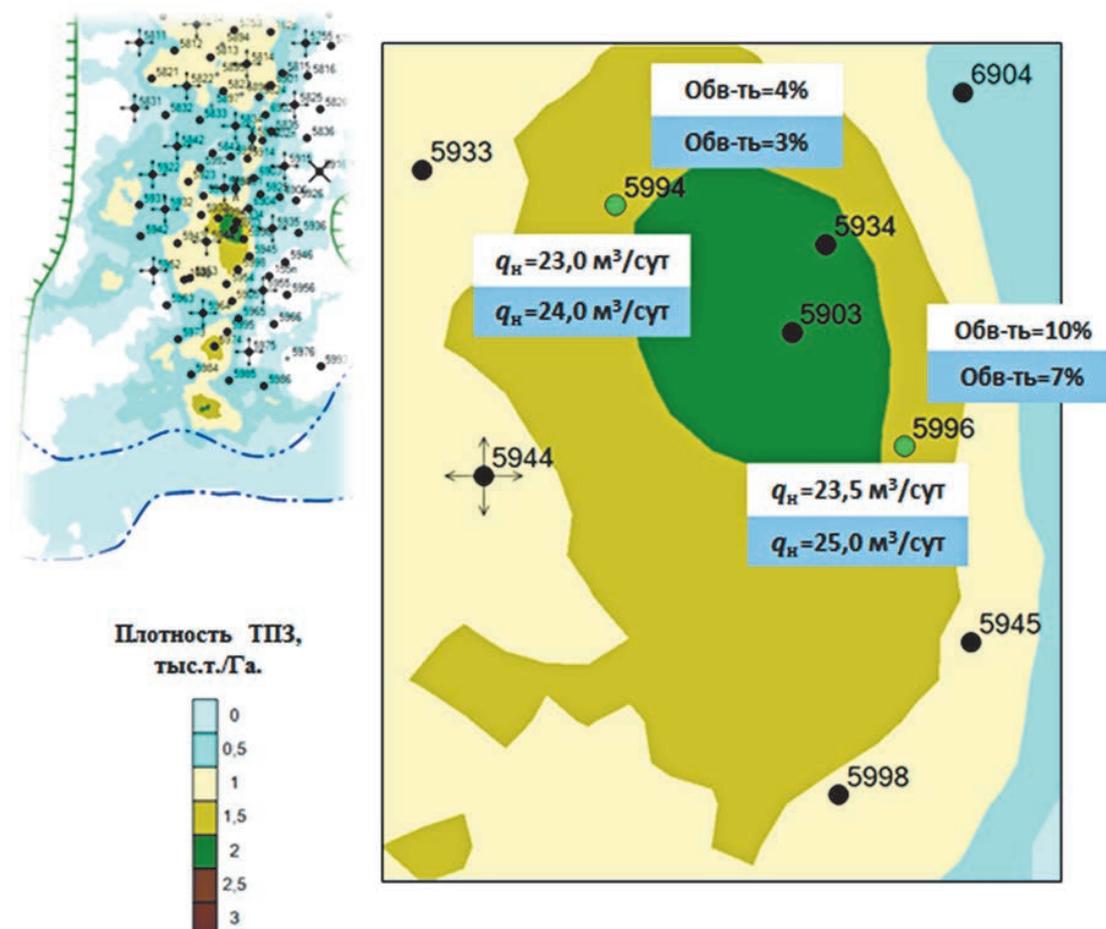
Показатели	Ед. изм.	В целом	Верхняя пачка	Нижняя пачка
НГЗ	тыс. т	8998	6081	2917
НПЗ	тыс. т	5755	4018	1737
ТПЗ	тыс. т	1533	664	869
H (толщина)	М	33,3	17,3	16,0
H _{эфф} (эфф. толщина)	М	7,9	3,7	3,3
K _{пер}	д.ед.	0,65	0,78	0,52
K _{пр}	мД	160	208	80
K _п	д.ед.	0,19	0,19	0,18
K _{нн}	д.ед.	0,52	0,56	0,47
K _{нт}	д.ед.	0,30	0,25	0,33
K _{выг}	д.ед.	0,64	0,66	0,60
K _h	мД·м	26,5	41,0	12,0
K _{охв}	д.ед.	0,42	0,60	0,24
K _{выр}	д.ед.	0,73	0,83	0,5

Таблица 5.
Итоговые характеристики изменчивости свойств для верхней и нижней пачек

жинами позволило построить карты текущей нефтенасыщенности для верхней и нижней пачек для анализа распределения свойств по площади, не прибегая к 3D-моделированию, представленные на *рис. 8*.

При построении карт принималось допущение, что в нагнетательных скважинах значение текущей нефтенасыщенности равно

Рис. 11.
Участок с уплотняющим фондом



№ скв.	q _ж , м ³ /сут		q _н , м ³ /сут		Обводненность, %	
	факт	расчет	факт	расчет	факт	расчет
5994	24,0	25,0	23,0	24,0	4	3
5996	26,0	27,0	23,5	25,0	10	7

Таблица 6.
 Сравнительная таблица входных показателей

остаточной нефтенасыщенности, в неразбуренной зоне – начальной нефтенасыщенности (согласно оценке $K_{охн}$). Существенные различия средних значений доли подвижной нефти в дренируемом объеме: 84% и 34% для верхней и нижней пачки, соответственно, подтверждают предположение об опережающей выработке в верхней пачке.

Определение текущей нефтенасыщенности позволяет оценить текущее состояние выработки запасов. По известной формуле для $K_{выр}$ [6]:

$$K_{выр} = 1 - \frac{(K_{нт} - K_{но})}{(K_{ни} - K_{но})} \quad (17)$$

Для его определения были построены карты начальной нефтенасыщенности по РИ-ГИС, карты текущей нефтенасыщенности по описанной методике, затем карты выработки запасов по разбуренной зоне. Карты выработки для верхней и нижней пачки представлены на **рис. 9**.

Средние значения $K_{выр}$ также демонстрируют неравномерное распределение выработки. Приведенный методологический и математический аппарат позволяет построить поскважинные и интегральные разрезы коэффициента выработки.

Представленный на **рис. 10** ГСР демонстрирует наибольшую степень выработки запасов в верхней пачке, где средние значения $K_{выр}$ равны 0,83 и 0,50 д.ед., соответственно, для кровельной и подошвенной части. Это подтверждает мысль об опережающей выработке запасов верхней пачки и локализации остаточных запасов в подошвенной части разреза, отбор которых будет затруднен при совместном вскрытии обеих пачек ввиду повышенной проводимости и обводненности верхней пачки.

В результате комплексного анализа текущего состояния выработки запасов по промысловым данным и расчетов динамики обводнения скважин выполнена дифференциация текущих запасов по площади и разре-

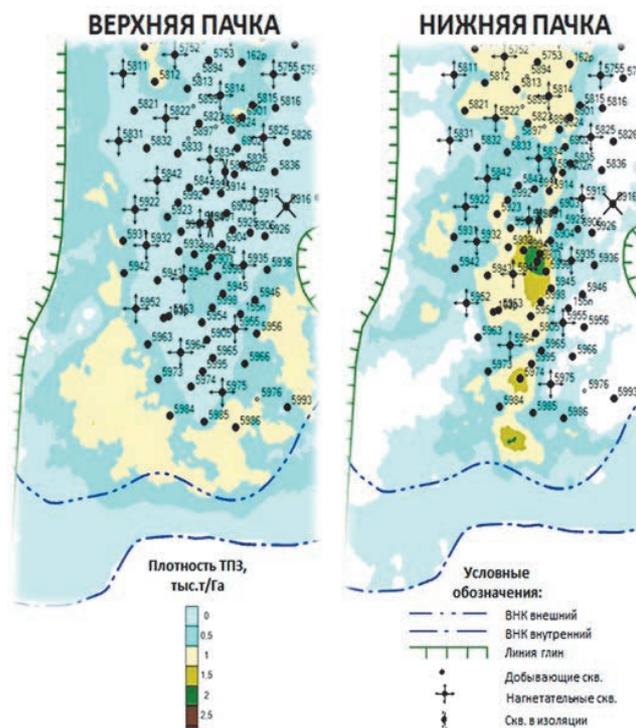
зу. Опережающая выработка характерна для верхней пачки. Остаточные запасы локализованы в нижней пачке, эффективный отбор таких запасов возможен при вскрытии в новых точках отбора только подошвенной части.

Для того чтобы убедиться в достоверности выполненных расчетов и представлений о модели выработки запасов, было выполнено тестирование методики с применением фактических данных. На **рис. 11** приведен участок, на котором в конце декабря 2015 г. были пробурены 2 уплотняющие скважины № 5994, № 5996.

Рассчитанные по известным соотношениям с учетом фазового состояния системы дебит жидкости и обводненность сопоставлены с фактическими данными (**табл. 6**).

Рис. 12.

Карты текущей плотности подвижных запасов для верхней и нижней пачек



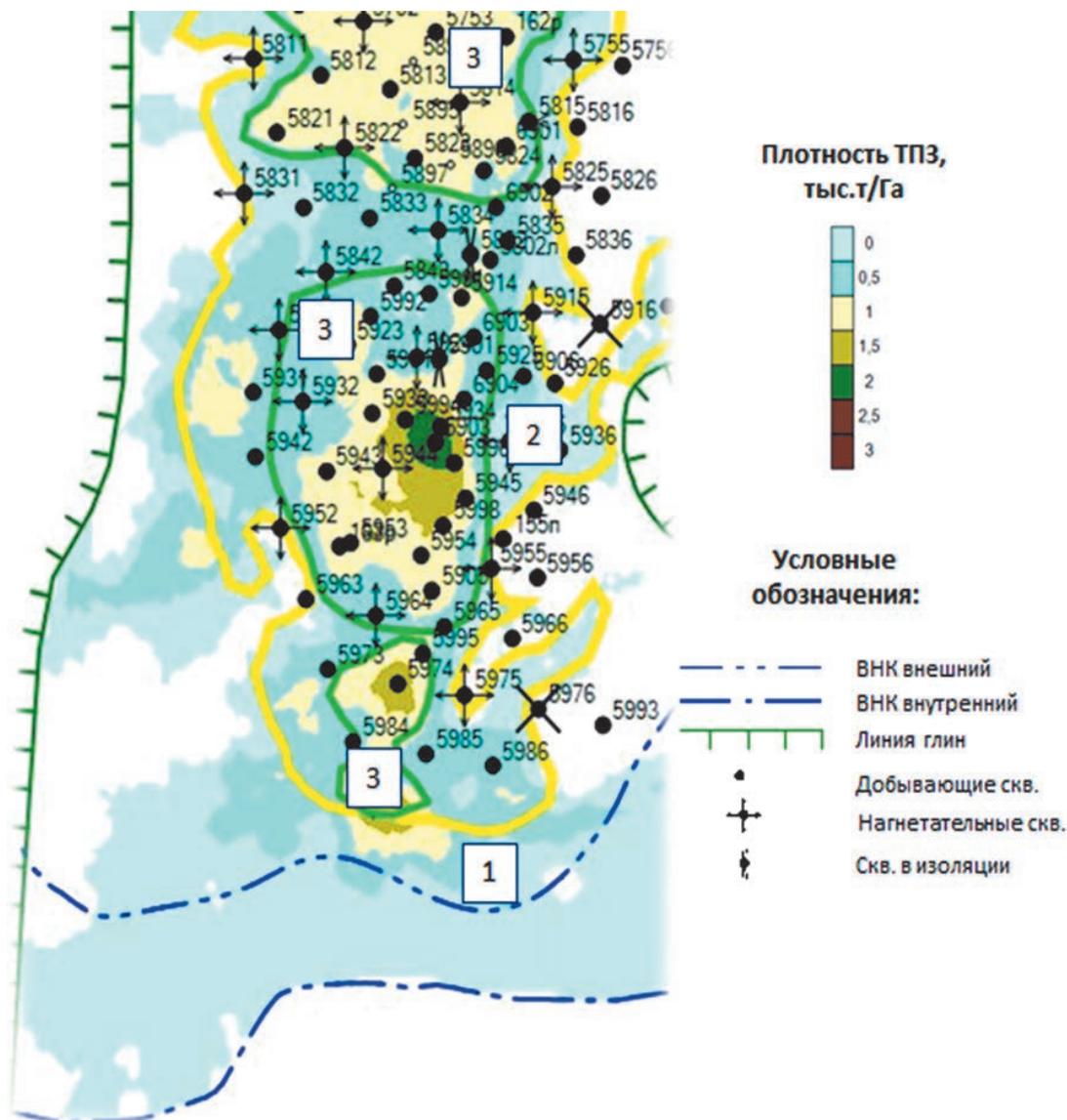


Рис. 13. Ранжирование перспективных зон для бурения уплотняющего фонда с боковых стволов: 1 – неразбуренная зона; 2 – разбуренная зона; 3 – перспективная зона

Удовлетворительная сходимость результатов говорит о правомерности применяемого подхода к оценке выработки и локализации

запасов. Полученные выводы могут служить основой для обоснования программы работ.

Таблица 7.
Характеристика зон

Этап 3: Выделение перспективных зон для бурения уплотняющих скважин
С целью выделения зон для проведения уплотняющего бурения были построены кар-

№ зоны	ТПЗ, тыс. т	ППЗ, тыс. т/Га	Прогнозная обводненность, %	$q_{ж}, м^3/сут$	$Q_{уд}^{уд}, тыс. т/скв.$
1	90,8	0,45	51	5,2	7,0
2	378,9	0,5	29	19,0	17,2
3	886,3	1,12	21	27,7	25,3

ты текущей плотности подвижных запасов для нижней и верхней пачки, представленные на *рис. 12*.

Ввиду установленных особенностей процесса выработки запасов интерес представляет именно нижняя пачка. Для нижней пачки наибольшая плотность подвижных запасов сконцентрирована в районе скв. № 5903 с плотностью подвижных запасов от 1,5 до 2,5 тыс. т/Га.

На карте текущей плотности подвижных запасов (ППЗ) выделяются 3 зоны, изображенные на *рис. 13*.

Для каждой зоны оценены: текущие подвижные запасы, плотность текущих подвижных запасов, средняя обводненность и потенциальный отбор на одну проектную единицу фонда [3]. Результаты расчетов приведены в *табл. 7*.

С учетом показанной прогнозной эффективности работ наиболее перспективным участком с точки зрения наращивания добычи нефти и увеличения текущего КИН является зона 3. Входная обводненность по новым точкам отбора в зоне 3 оценивается на уровне 20%, дебит нефти 18,2 т/сут (при текущих фактических по объекту в целом 84,9% и 8,2 т/сут, соответственно). Удельный потенциал по накопленной добыче нефти составляет 25,3 тыс. т.

Выводы

1. На основе результатов ПГИС и динамики обводнения добывающего фонда выполнена количественная оценка выработки запасов и локализация зон концентрации остаточных запасов. Результаты выполненных расчетов демонстрируют удовлетворительную сходимость с фактическими данными, что дает основания для их применения в задачах планирования ГТМ.

2. В локализованных участках концентрации текущих подвижных запасов оценена эффективность УБ и БС, установлены наиболее перспективные участки.

3. Применение комплексного подхода дает возможность установить не только базовые характеристики, но и оценить распределение текущей нефтенасыщенности по площади и разрезу залежи, установить зоны локализации остаточных запасов, спрогнозировать технологическую эффективность буровых работ, выделить наиболее перспективные участки. Геолого-промысловый анализ позволяет описать процесс выработки запасов на качественном и количественном уровне (в первом приближении) и необходим при обосновании параметров 3D-модели. 

Литература

1. Антипин М.А., Плиткина Ю.А., Девятков А.П., Вершинина А.В. Развитие аппарата структурного анализа в рамках методики локализации остаточных запасов нефти на примере Покровского месторождения Самарской области // Оптимизация технологии разработки нефтяных месторождений. Сборник трудов научно-практической конференции. 2008. Выпуск II.
2. Бриллиант Л.С. Повышение эффективности геолого-технологических мероприятий по оптимизации плотности сетки скважин и интенсификации системы заводнения на Самотлорском месторождении: дисс... канд. техн. наук. Тюмень. 1990. 184 с.
3. Ведыцкий Ю.В. Нефтегазопромысловая энциклопедия. М.: Недра. 2004.
4. Грешилов А.А., Стакун В.А., Стакун А.А. Математические методы построения прогнозов. М.: Радио и связь. 1997. 112 с.
5. Донцов К.М. Разработка нефтяных месторождений. М.: Недра. 1977.
6. Жданов М.А. Нефтегазопромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа. М.: Недра. 1981.
7. Иванов М.М., Дементьев Л.Ф. Нефтегазопромысловая геология и геологические основы разработки месторождений нефти и газа. М.: Недра. 1992.
8. Кибирев А.В., Клочков А.А., Выдрин А.Г. Применение результатов ПГИ для воспроизведения структуры остаточных запасов в гидродинамической модели (на примере Трехозерного месторождения) // Оптимизация технологии разработки нефтяных месторождений. Сборник трудов. 2012. Выпуск IV.
9. Максимов М.И. Геологические основы разработки нефтяных месторождений. М.: Недра. 1957.
10. Ревенко В.М. Применение метода фильтрационных параметров и сопротивлений при разработке нефтяных месторождений Западной Сибири: дисс... канд. техн. наук. Тюмень. 1974. 148 с.
11. Утусиков Я.В., Евдошук П.А. Прогноз показателей эксплуатации скважин методом характеристик вытеснения // Оптимизация технологии разработки нефтяных месторождений. Сборник трудов. 2014. Выпуск V.
12. Хамидуллина А.Н. Геолого-промысловое обоснование доразработки нефтяных месторождений бурением боковых горизонтальных стволов. Бугульма. 1999.

A.S. Zavyalov, Deputy director general of Tyumen Oil and Gas Institute, LLC¹, zavyalovas@togi.ru
L.S. Brilliant, PhD, Corresponding Member of the RANS, Director general of Tyumen Oil and Gas Institute, LLC¹, ting@togi.ru
A.A. Nedozhdiy, Leading engineer of Tyumen Oil and Gas Institute, LLC¹, lexunder91@gmail.com
I.O. Aleksandrova, Engineer–geophysicist of Tyumen Oil and Gas Institute, LLC¹, aleksa_irina72region@mail.ru
A.V. Kondratyeva, Student of Tyumen State University², AKondratyeva1993@gmail.com
V.S. Vasilyeva, Chief Geologist of Lukoil–AIK LLC³, vasilevavs@lukoil-aik.ru

¹Tyumen Oil and Gas Institute, LLC. 64 Gercen street, Tyumen, Russia

²Tyumen State University. 6 Volodarskogo street, Tyumen, Russia

³Lukoil–AIK LLC, 23a Mira street, Kogalym, Russia

The integrated approach to setting the current structure of oil reserves by geological and field production analysis. Estimation of technological efficiency

Abstract. Methods of 3D geological and hydrodynamic modeling are fundamental for most purposes the oil and gas industry. However, in this article the authors propose to depart from the modern 3D modeling and to refer to geological and field production analysis for a comprehensive assessment of recovery of reserves.

Keywords: geological and field production analysis; downhole logging; geology–statistic profile; formation; recovery of reserves; surface efficiency; oil–saturation factor; infill drilling; sidetracking; current recoverable reserves

References

1. Antipin M.A., Plitkina Iu.A., Deviatkov A.P., Vershinina A.V. *Razvitie apparata strukturnogo analiza v ramkakh metodiki lokalizatsii ostatochnykh zapasov nefti na primere Pokrovskogo mestorozhdeniia Samarskoi oblasti* [Development of the device structural analysis techniques in the framework of the localization of the residual oil on the example of Pokrovsky deposit Samara region]. *Optimizatsiia tekhnologii razrabotki neftianykh mestorozhdenii. Sbornik trudov nauchno-prakticheskoi konferentsii* [Technology Optimization of oil field development. Proc. conf.], 2008, issue II.
2. Brilliant L.S. *Povyshenie effektivnosti geologo-tekhnologicheskikh meropriiatii po optimizatsii plotnosti setki skvazhin i intensivifikatsii sistemy zavodneniia na Samotlorskom mestorozhdenii: diss... kand. tekhn. nauk* [Improving the efficiency of geological and technical measures to optimize well spacing and stimulation flooding system at the Samotlor field. PhD Diss.], Tyumen, 1990, 184 p.
3. Vedetskii Iu.V. *Neftegazopromyslovaia entsiklopediia* [Oil and gas encyclopedia], Moscow, Nedra Publ., 2004.
4. Greshilov A.A., Stakun V.A., Stakun A.A. *Matematicheskie metody postroeniia prognozov* [Mathematical methods of forecasting], Moscow, Radio i sviaz' Publ., 1997, 112 p.
5. Dontsov K.M. *Razrabotka neftianykh mestorozhdenii* [The development of oil fields], Moscow, Nedra Publ., 1977.
6. Zhdanov M.A. *Neftegazopromyslovaia geologiia i podschet zapasov nefti i gaza* [Oil and gas geology and estimation of reserves of oil and gas]. Moscow, Nedra Publ., 1981.
7. Ivanov M.M., Dement'ev L.F. *Neftegazopromyslovaia geologiia i geologicheskie osnovy razrabotki mestorozhdenii nefti i gaza* [Oil and gas geology and geological basis for the development of oil and gas], Moscow, Nedra Publ., 1992.
8. Kibirev A.V., Klochkov A.A., Vydrin A.G. *Primenenie rezul'tatov PGI dlia vosproizvedeniia struktury ostatochnykh zapasov v gidrodinamicheskoi modeli (na primere Trekhazernogo mestorozhdeniia)* [Application of the results of the PIP to play the remaining reserves in the structure of the hydrodynamic model (on the field Trehozernogo example)]. *Optimizatsiia tekhnologii razrabotki neftianykh mestorozhdenii. Sbornik trudov* [Technology Optimization of oil field development. Proc.], 2012, issue IV.
9. Maksimov M.I. *Geologicheskie osnovy razrabotki neftianykh mestorozhdenii* [Geological bases of oil field development], Moscow, Nedra Publ., 1957.
10. Revenko V.M. *Primenenie metoda fil'tratsionnykh parametrov i soprotivlenii pri razrabotke neftianykh mestorozhdenii Zapadnoi Sibiri: diss... kand. tekhn. nauk* [Application of the method of filtration parameters and resistance in the development of oil fields in Western Siberia. PhD Diss.], Tyumen, 1974, 148 p.
11. Utusikov Ia.V., Evdoshchuk P.A. *Prognoz pokazatelei ekspluatatsii skvazhin metodom kharakteristik vytesneniia* [Forecast indicators of well operation by displacement characteristics]. *Optimizatsiia tekhnologii razrabotki neftianykh mestorozhdenii. Sbornik trudov* [Technology Optimization of oil field development. Proc.], 2014, issue V.
12. Khamidullina A.N. *Geologo-promyslovoe obosnovanie dorazrabotki neftianykh mestorozhdenii bureniem bokovykh gorizonta'nykh stvolov* [Geological and commercial rationale for redevelopment oilfield drilling horizontal sidetracks], Bugulma, 1999.



Д.Ю. Баженов
Газпромнефть-Ямал¹
главный геолог
gpn-yamal@tmn.gazprom-neft.ru



В.Н. Архипов
ЗАО «ТИНГ»²
заместитель директора
департамента
ting @ togi.ru



Ф.И. Полковников
Политехническая школа
ТюмГУ³



Д.С. Логинова
Политехническая
школа ТюмГУ³

Оптимизация технологии разработки нефтяных оторочек

¹Россия, 625000, Тюмень, 50 лет Октября, 86

²Россия, 625000, Тюмень, ул. Герцена, 64, Сити-Центр, 10–11 эт.

³Россия, Тюмень, ул. Ленина, 25

Повышение рентабельности разработки нефтяных оторочек – актуальная задача, т.к. освоение большей части запасов нефти, осложнённых наличием подстилающей воды и газовых шапок, сегодня экономически нецелесообразно. Авторы выделяют два направления повышения эффективности разработки нефтяных оторочек, которые позволят добиться лучшей выработки запасов, повысить конечную нефтеотдачу и максимизировать прибыль. Первое связано с обоснованием оптимальных режимов работы скважин, второе направлено на поиск и применение инновационных технологий

Ключевые слова: разработка нефтяных оторочек; трудноизвлекаемые запасы нефти; оптимальные режимы работы скважин; физические методы повышения КИН

Активы большинства предприятий ТЭК включают месторождения, залежи которых представлены сочетанием обширной газовой шапки с «тонкой» нефтяной оторочкой. Доля таких запасов составляет 13% от всех ТРИЗ (3,7 млрд т подгазовых зон и нефтяных оторочек не разрабатывается) [1].

На сегодняшний день нет четкого понимания, какие запасы относить к нефтяным оторочкам. Закономерно возникает вопрос, что же такое нефтяная оторочка? В разное время рассматриваемое понятие находило своё отражение в следующих нормативных документах:

– 1987 г. – «Правила разработки нефтяных и газонефтяных месторождений» – пред-

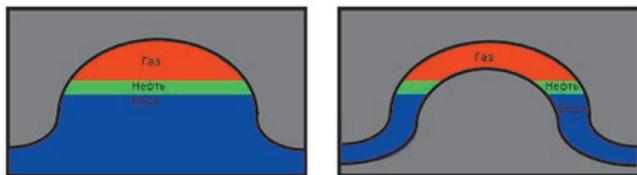


Рис. 1.
Типы пластовых залежей: а – массивная; б – с кольцевой оторочкой

ложено определять нефтяную оторочку по доле нефтенасыщенного объема (< 25%) [2];

– 2009 г. – «Классификации запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов» – оторочка определяется по объему условного топлива нефтяной части (объем < 50%) [3];

– 2016 г. – «Правила разработки, классификация запасов» – к нефтяной оторочке относится нефтегазовая залежь с нефтенасыщенным объемом, меньше чем газонасыщенным [4].

Сложности в разработке нефтяных оторочек напрямую следуют из особенностей их геологического строения – структура запасов такова, что они заключены в продуктивных интервалах разреза, характеризующихся сравнительно малой мощностью и при этом перекрываемых газовой шапкой и подстилающихся водой.

Согласно условиям залегания выделяют: сплошные нефтяные (т.е. подстилающие газоконденсатную область залежи) и кольцевые или окаймляющие (нефть залегает в виде узкого кольца или цепочки фрагментов кольца) оторочки (*рис. 1*).

Применяемые на практике системы разработки нефтегазовых залежей (как на истощении, так и с поддержанием пластового давления) характеризуются невысокой эффек-

тивностью, т.к. не способны удержать газовую шапку в ее первоначальном положении. Перечисленные выше сложности обуславливают как низкие конечные коэффициенты извлечения нефти (КИН < 0,2), так и экономическую эффективность [5].

По характеру воздействия на оторочку выделяют следующие методы:

- отделение оторочки от газовой шапки;
- перестроение оторочки (смещение или испарение);
- удержание оторочки в динамическом равновесии.

Обращаясь к отечественному и зарубежному опыту разработки месторождений с нефтяными оторочками, обобщенному в работе [6], следует выделить несколько примеров. Начальный этап освоения запасов нефтегазоконденсатного месторождения Карадаг (Азербайджан) сопровождался высокими темпами отбора свободного газа, и к моменту начала разработки нефтяной оторочки пластовое давление в залежи оказалось снижено на 20% относительно первоначального. Соответственно, конечная величина КИН, по данным [7] обеспеченная на режиме истощения с проявлением режима растворенного газа, не превысила 10%. Также следует рассмотреть месторождение Алдьё (Венгрия), на котором было принято решение об опережающей разработке нефтяной части залежи на естественном режиме вытеснения с последующим вводом барьерных скважин. В результате конечный КИН составил 16%.

Представление об эффективных технологиях разработки подгазовых зон формируется согласно опыту Самотлорского, Лянторского, Федоровского месторождений Западной Сибири, новейшими достижениями техники и технологии добычи нефти, которые определяют современные тренды в практике нефтяных компаний. Какие существуют системы и способы освоения запасов, актуальные при рассмотрении перспективных вариантов извлечения углеводородов из недр? Очевидно, что в первую очередь это барьерное заводнение [8], практика которого, впрочем, не является безальтернативной. Однако в этом случае предоставляется наилучшая возможность ограничивать поступление нефти в га-

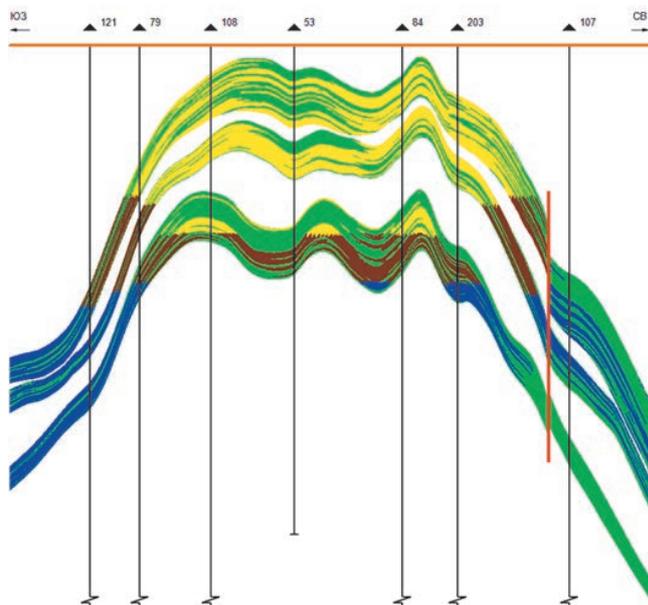


Рис. 2.
Разрез новопортовской толщи пластов НП

зовую часть залежи, регулировать объём газа прорыва, обеспечивать приемлемый баланс давлений, препятствующий выпадению конденсата в пласте при отборе газа. Также для улучшения технико-экономических показателей разработки можно рассмотреть разработку на предельных безгазовых депрессиях [9] и использование многозабойных «интеллектуальных» горизонтальных скважин [10, 11].

Основные закономерности разработки нефтяных оторочек:

- снижение давления в газовой шапке приводит к миграции нефти в «сухое» газовое пространство коллектора, где она становится неподвижной и извлечь ее традиционными методами не представляется возможным;
- существенные перемещения ГНК вниз по разрезу и защемление нефти (расширение газовой шапки при отборах нефти);
- конусообразование и прорывы газа к добывающим скважинам приводят к значительному снижению подвижности нефти.

Следствием этих закономерностей являются низкие значения нефтеотдачи (10–20%) и отрицательный экономический эффект. При этом целесообразность разработки в рассматриваемом случае неразрывно связана с мощностью нефтенасыщенной доли разреза и, следовательно, становится необходимым определение минимальной рентабельной толщины. С целью формализации этого процесса в работе [12] на основе аналитической технико-экономической модели представлена методика оценки порогового значения эффективной толщины нефтяной оторочки. При этом следует отметить, что даже в рентабельных толщинах крайне важен выбор депрессии на пласт.

Известен факт, что при интенсивной разработке нефтяной оторочки в короткие сроки происходит опережающий прорыв газа из газовой шапки – по этой причине важно ограничивать депрессию на пласт на определенном уровне. После прорыва газа получить высокий КИН будет уже невозможно.

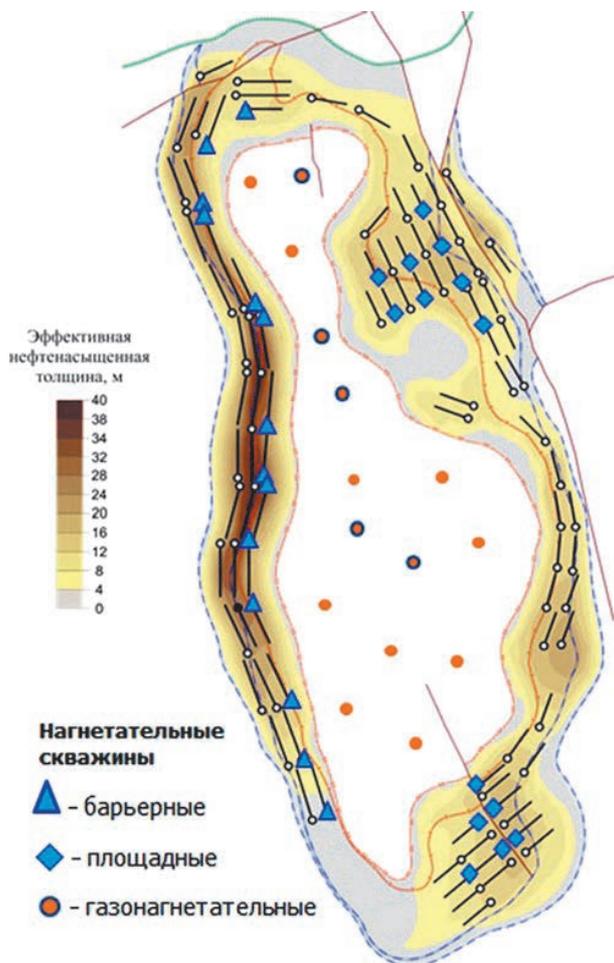
В качестве объекта исследования рассмотрена нефтяная оторочка новопортовской толщи одного из ключевых активов ПАО «Газпром нефть» – Новопортовского месторождения, открытого в 1964 г., а в 2014 г. введенного в промышленную разработку. По запасам УВ месторождение относится к ряду крупных. В разрезе пластов доля запасов нефтяных оторочек новопортовской толщи составляет 40%. Учитывая это, для дальнейших расчётов выбран объект НП₄, который содержит 36% НГЗ от новопортовской группы.

Залежь пласта НП₄ пластовая, по типу содержащихся флюидов – нефтегазоконденсатная с нефтяной оторочкой кольцевого типа. Размеры залежи 24×10 км, высота газовой части залежи порядка 70 м, нефтяной оторочки – 45 м. Эффективные газонасыщенные толщины изменяются по скважинам от 2 до 30 м, нефтенасыщенные – от 4 до 21 м в восточной части и от 4,5 до 40 м – в западной.

Согласно утверждённым технологическим решениям, разработка нефтяной оторочки предполагается горизонтальными скважинами с применением барьерного заводнения и обратной закачки газа в газовую шапку (рис. 3).

Значительные различия в нефтенасыщенных толщинах диктуют необходимость поиска оптимальных режимов эксплуатации скважин в присутствии конусов и прорывов газа.

Рис. 3.
Объект исследования: пласт НП₄ Новопортовского месторождения в плане



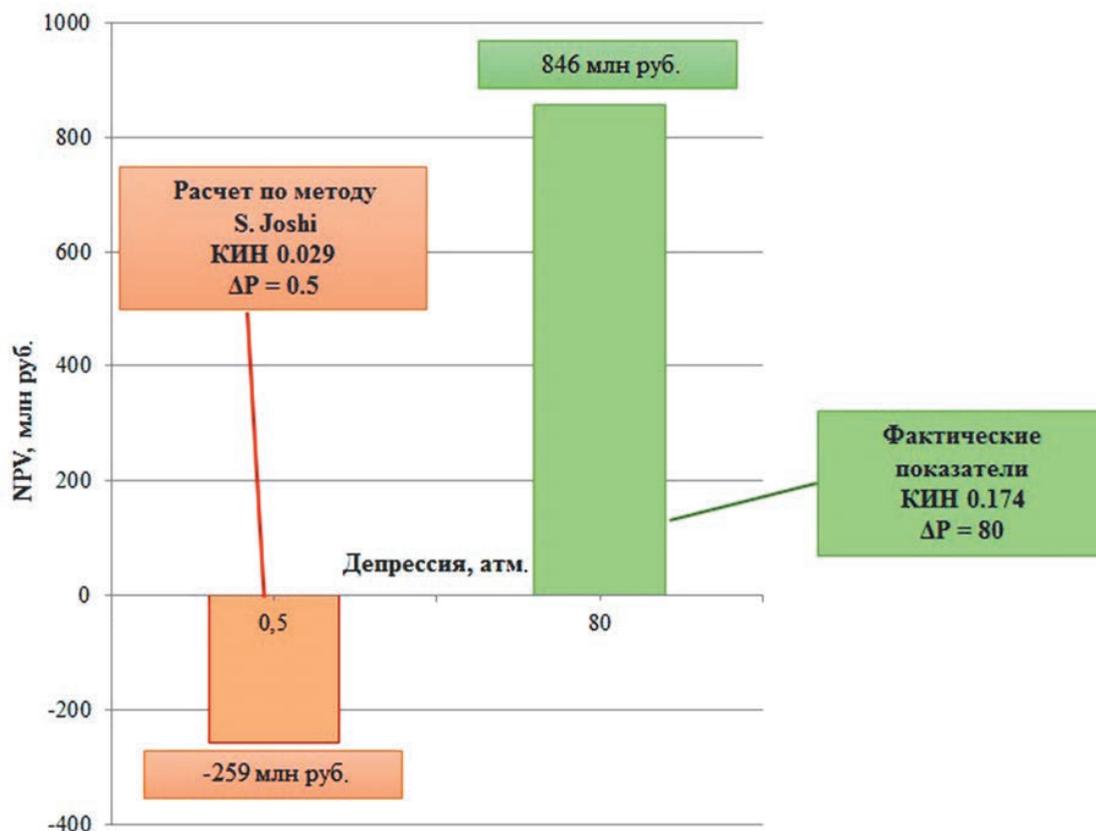


Рис. 4. Сопоставление результатов расчетов технико-экономических показателей разработки на безгазовых режимах эксплуатации и с прорывами газа (TCP-2015)

На первом этапе проведен расчет безгазового дебита по методу *S. Joshi*, т.к. он нашел широкое применение в современной практике и подтвердил эффективность [13]. Величина оптимального дебита нефти составила $67 \text{ м}^3/\text{сут}$ при депрессии 0,5 атм. Следует отметить, что в текущих экономических параметрах эксплуатация скважин при подобных ре-

жимах экономически неэффективна (**рис. 4**). Закономерно, что фактическая эксплуатация скважин осуществляется при депрессии 80 атм, обеспечивая положительные денежные поступления.

Поскольку разработка нефтяных оторочек на безгазовых режимах экономически неэффективна, на втором этапе рассмотрен потенциал увеличения депрессий на пласт за счет возможности насосного оборудования работать с повышенным значением газового фактора, тем самым улучшая экономическую составляющую. Исходя из сложившейся практики разработки, ограничение значения газонефтяного фактора установлено на уровне $2000 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

Гидродинамические расчеты для выбора оптимального режима разработки применительно к различным геолого-физическим условиям пласта (с дифференциацией режи-

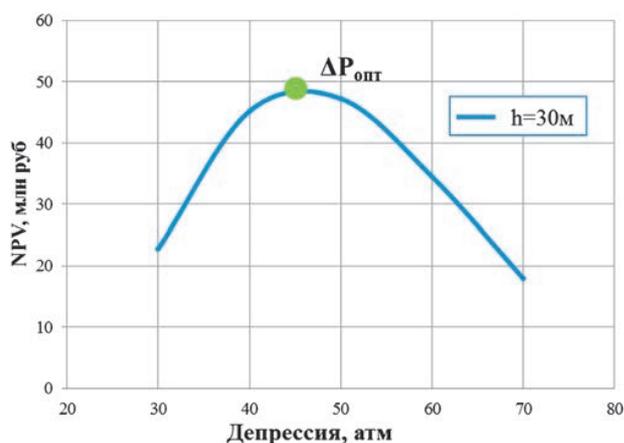


Рис. 5. Зависимость NPV от депрессии для нефтенасыщенной толщины 30 м

Рис. 6.

Матрица рентабельности разработки нефтяных оторочек

мов работы скважин от нефтенасыщенной толщины пласта) проведены на секторной модели пласта НП₄.

Алгоритм решения следующий.

1. Проведены многовариантные расчеты при разных значениях эффективных толщин в диапазоне от 5 до 40 м и депрессии от 1 до 100 атм.

2. На основе анализа полученных технологических показателей производилась оценка экономической эффективности по величине чистого дисконтированного дохода (*NPV*) и индекса доходности (*PI*).

3. Для каждого значения толщины выполнен поиск оптимальной депрессии исходя из максимального *NPV* по полученной зависимости.

В качестве примера на **рис. 5** приведена зависимость *NPV* от депрессии для нефтенасыщенной толщины 30 м, на которой отчетливо определяется оптимальная депрессия 45 атм.

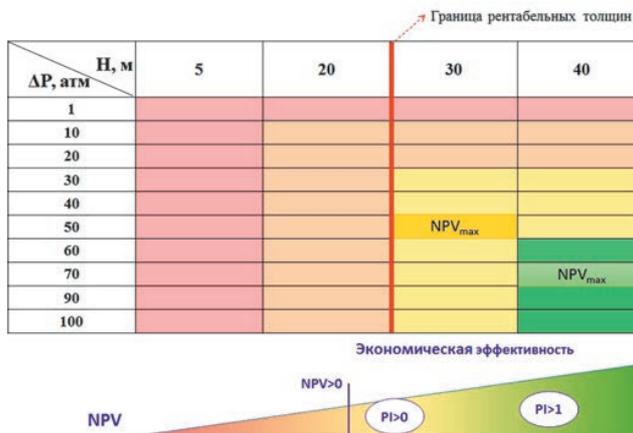
Результаты расчета сведены в матрицу, отражающую экономическую эффективность разработки нефтяных оторочек применительно к разным геолого-физическим условиям в зависимости от режима эксплуатации скважин (**рис. 6**).

Интерес представляют проекты, где рентабельность добычи из нефтяной части по показателю *PI* превышают 1 (зеленый цвет). Желтым цветом показаны области с положительным *NPV*, но *PI* < 1 – в этом случае для однозначного решения необходимы дополнительные веские основания; красным – области отрицательного *NPV*. Как видно из **рис. 6**, оторочки с толщинами менее 20 м разрабатывать нерентабельно ни при каких депрессиях. Построенная зависимость депрессии от толщины оторочки может быть использована инженерами-геологами как экспресс-метод выбора депрессий на пласт (**рис. 7**).

Как уже отмечено, восточная часть исследуемого объекта – пласта НП₄ – характеризуется эффективными нефтенасыщенными толщинами менее 20 м, что соответствует зоне нерентабельной разработки при любых режимах эксплуатации скважин (**рис. 8**).

Рис. 7.

Зависимость оптимальной депрессии от эффективной нефтенасыщенной толщины оторочки

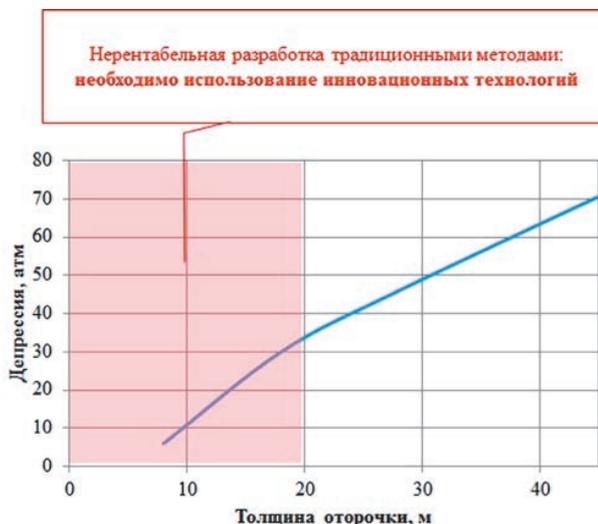


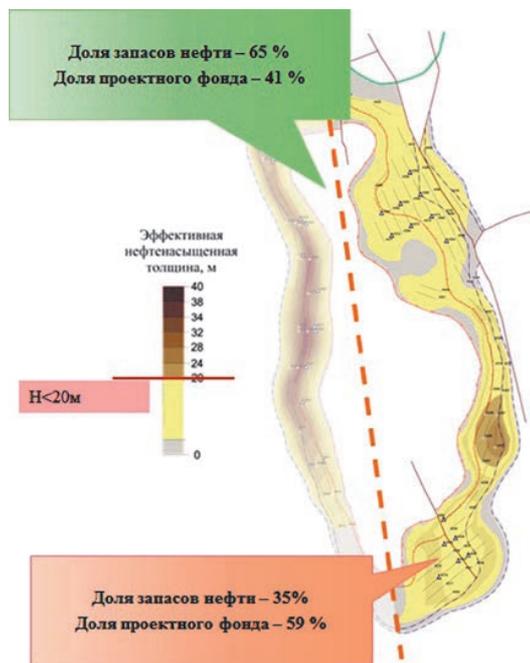
Затраты недропользователя для реализации принятых решений предполагают бурение более 50 скважин, что соответствует 6 млрд руб. капитальных вложений. С позиции дисконтированного дохода, Восточная часть залежи характеризуется убытками в 13,9 млрд руб.

Соответственно, для повышения экономической эффективности разработки «тонких» нефтяных оторочек, где существующие технологии и режимы эксплуатации скважин не дают положительного эффекта, необходимо сокращение издержек и применение инновационных технологий, способных обеспечить более высокие экономические показатели.

Вариантом такой технологии является методика, основанная на процессе испарения нефти [14].

Суть технологии: сухой газ, фильтруясь через нефтенасыщенный коллектор, насыщается легкими фракциями УВ, которые впоследствии стабилизируются на газосепараторной установке. На **рис. 9** схематично показан процесс изменения доли конденса-





та в продукции добывающей скважины. Сухой газ под высоким давлением закачивается в нагнетательную скважину, расположенную в нефтяной оторочке и, помимо вытеснения подвижной нефти, обеспечивает испарение,

Рис. 9. Концептуальная схема сайклинг-процесса для добычи нефти

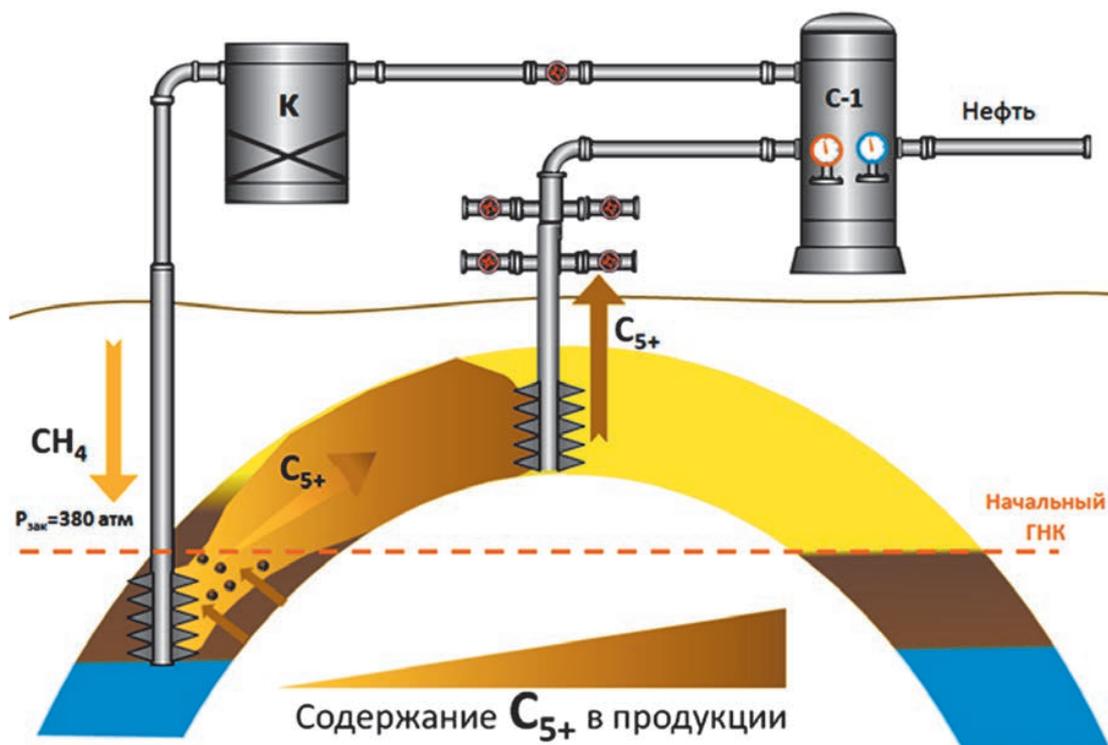


Рис. 8. Объект НП₄ – карта эффективных нефтенасыщенных толщин

в том числе защемленных УВ. Затем смесь добывается газовой скважиной, после чего нефть с конденсатом отделяются на сепараторе, а газ вновь закачивается в пласт, тем самым обеспечивая цикличность процесса.

Реализация сайклинг-процесса на новопортовской толще объекта исследования потенциально позволяет существенно улучшить экономическую эффективность разработки, обеспечивая дисконтированные экономические поступления в размере 3,7 млрд руб. (рис. 10).

Выводы

1. Эксплуатация скважин на безгазовых депрессиях экономически неэффективна.
2. Матрица «NPV – нефтенасыщенные толщины» позволяет определить границу рентабельности толщин нефтяных оторочек.
3. Исследование влияния мощности продуктивной части пласта на депрессию на первоначальном этапе позволит обоснованно выбрать режимы эксплуатации скважин.
4. Инновационная технология на основе испарения нефти в сухой газ позволяет обеспечить рентабельность разработки тонких нефтяных оторочек. III

Восточная часть пласта		ППД	Сайклинг
Добыча нефти	тыс. т	22 532	24 375
ЧДД	млн руб.	-13 926	3 673

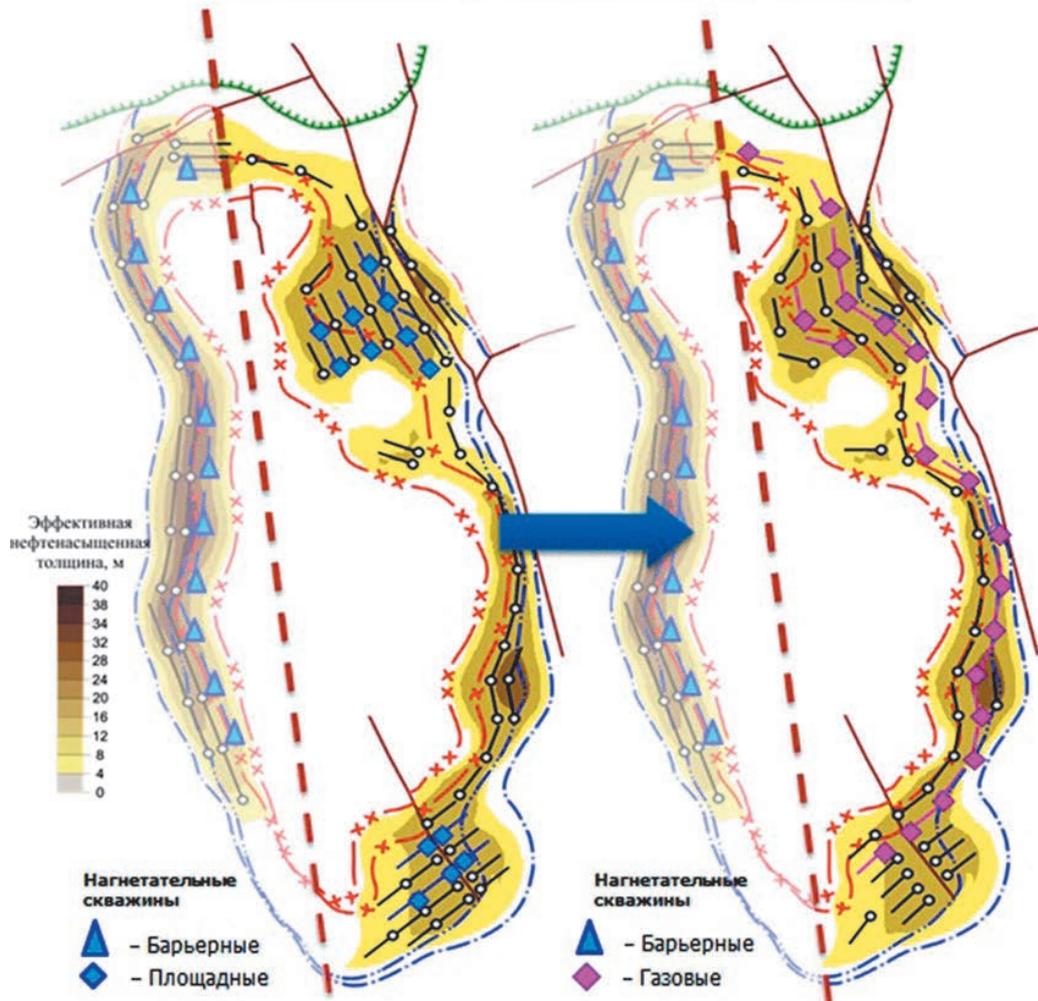


Рис. 10.
Сопоставление систем разработки объекта НП₄

Литература

1. Шпуров И.В. Современное состояние сырьевой базы. Тенденции добычи нефти и вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов. М. 2015.
2. Правила разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. М. 1987.
3. Классификация запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов, 01.01.2009.
4. Классификация запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов, 01.01.2016.
5. Косачук Г.П., Билалов Ф.Р. Оценка коэффициента извлечения нефти нефтегазовых месторождений с нефтяной оторочкой //Газовая промышленность. 2009. Специальный выпуск. С. 19–22.
6. Желтов Ю.В., Мартос В.Н., Мирзаджанзаде А.Х., Степанова Г.С. Разработка и эксплуатация нефтегазоконденсатных месторождений. М.: Недра. 1979. 254 с.
7. Косачук Г.П., Сагитова Д.З., Титова Т.Н. Опыт разработки газовых и газоконденсатных месторождений с нефтяными залежами и оторочками //Газовая промышленность. 2005. № 3. С. 27–30.

8. Афанасьева А.В. Зиновьева Л.А. Опыт разработки нефтегазовых залежей. М.: Недра. 1980. 225 с.
9. Zakirov S. Coning effects examined for oil-rim horizontal wells //Oil and Gas Journal, 1995, June 26.
10. Denney Dennis, JPT Senior Technology Editor 0513-0131-JPT SPE Journal Paper, 2013.
11. Optimal inflow control devices configuration for oil rim reservoirs OTC 22963.
12. Хасанов М.М., Ушмаев О.С., Самоловов Д.А., Овчаров В.В. Оценка рентабельных толщин при разработке нефтяных оторочек горизонтальными скважинами //Нефтяное хозяйство. 2013. № 12. С. 44–47.
13. Салаватов Т.Ш., Аль Саид Гариб. Изучение влияния различных параметров пласта и жидкости на процесс конусообразования в горизонтальных скважинах //Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. 2010. № 2. С. 31–41.
14. Приоритетная справка на изобретение «Способ разработки нефтяной оторочки и подгазовой зоны сложно построенных залежей», № 2015155176.

UDC 622.276.344

L.Yu. Bazhenov, Chief Geologist of Gazpromneft–Yamal¹, gpn-yamal@tmn.gazprom-neft.ru

V.N. Arkhipov, Deputy Director of the Department of analysis and design of oil and gas development Closed Joint Stock Company “TOGI”².
ting@togi.ru

F.I. Polkovnikov, Ecole polytechnique TSU³

L.S. Loginova, Ecole polytechnique TSU³

¹8b 50 October street, Tyumen, 625000, Russia

²Closed Joint Stock Company “TOGI”. 10–11 floor “City Center”, Herzen street, 64, Tyumen, 625000, Russia

³25 Lenin street, Tyumen, Russia

Optimization of oil rims technology

Abstract. This paper is dedicated to the problem of oil rims development at the gas–condensate fields since bulk of such objects aren't recoument. There are two goals to reach: first is to validate well operation conditions by pointing out the drawdown and the second is to represent a new technology that will allow to develop thin oil rims concurrently with gas–cap and simultaneously solving the problem of gas disposition.

Keywords: oil rims; hard-to-extract reserves; optimal well operation conditions; EOR

References

1. Shpurov I.V. *Sovremennoe sostoianie syr'evoi bazy. Tendentsii dobychi nefiti i вовлечeniia v razrabotku trudnoizvlekaemykh zapasov* [The current state of the raw material base. Trends in oil and involvement in the development of HTR]. Moscow, 2015.
2. *Pravila razrabotki nefitnykh i gazoneftnykh mestorozhdenii* [Rules for the development of oil and gas deposits]. Moscow, 1987.
3. *Klassifikatsiia zapasov i prognoznykh resursov nefiti i goriuchikh gazov* [Classification of reserves and resources of oil and combustible gases], 01.01.2009.
4. *Klassifikatsiia zapasov i prognoznykh resursov nefiti i goriuchikh gazov* [Classification of reserves and resources of oil and combustible gases], 01.01.2016.
5. Kosachuk G.P., Bilalov F.R. *Otsenka koeffitsienta izvlecheniia nefiti neftegazovykh mestorozhdenii s nefianoj otorochkoi* [Evaluation of recovery rate of oil and gas fields with oil rim]. *Gazovaia promyshlennost'* [Gas industry], 2009, special issue, pp. 19–22.
6. Zheltov Iu.V., Martos V.N., Mirzadzhanzade A.Kh., Stepanova G.S. *Razrabotka i ekspluatatsiia neftegazokondensatnykh mestorozhdenii* [Development and exploitation of oil-gas condensate field]. Moscow, Nedra Publ., 1979, 254 p.
7. Kosachuk G.P., Sagitova D.Z., Titova T.N. *Opyt razrabotki gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdenii s nefitnymi zalezhami i otorochkami* [Experience in the development of gas and gas condensate fields with oil deposits and rims]. *Gazovaia promyshlennost'* [Gas industry], 2005, no. 3, pp. 27–30.
8. Afanas'eva A.V. Zinov'eva L.A. *Opyt razrabotki neftegazovykh zalezhei* [Experience in the development of oil and gas deposits], Moscow, Nedra Publ., 1980, 225 p.
9. Zakirov S. Coning effects examined for oil-rim horizontal wells //Oil and Gas Journal, 1995, June 26.
10. Denney Dennis, JPT Senior Technology Editor 0513-0131-JPT SPE Journal Paper, 2013.
11. Optimal inflow control devices configuration for oil rim reservoirs OTC 22963.
12. Khasanov M.M., Ushmaev O.S., Samolovov D.A., Ovcharov V.V. *Otsenka rentabel'nykh tolshchin pri razrabotke nefitnykh otorochek gorizontal'nykh skvazhinami* [Assessment of the development of cost-effective thickness of oil rims horizontal wells]. *Neftianoe khoziaistvo* [Oil Industry], 2013, no. 12, pp. 44–47.
13. Salavatov T.Sh., Al' Said Garib. *Izuchenie vliianiia razlichnykh parametrov plasta i zhidkosti na protsess konusoobrazovaniia v gorizontal'nykh skvazhinakh* [The study of the effect of various reservoir parameters and fluid in the process of coning in horizontal wells]. *Nauchnye trudy NIPI Neftgaz GNKAR* [Proceedings of SOCAR Oil and Gas Research and Design Institute], 2010, no. 2, pp. 31–41.
14. *Prioritetnaia spravka na izobretenie «Sposob razrabotki nefitianoj otorochki i podgazovoi zony slozhno postroennykh zalezhei», № 2015155176* [Priority certificate for the invention “Method of developing the oil rim and podgazovoy zone complicated structure of deposits”, no. 2015155176].



Ю.А. Агабальян
д-р техн. наук
Государственный политехнический университет
Армении¹
профессор
aghabalyan@mail.ru

От промышленной оценки месторождений к общей теории оптимального освоения недр

¹Республика Армения, 0009, Ереван, ул. Терян, 105

В статье с использованием единого критерия оптимальности приведены аналитические решения важнейших задач недропользования – определение лимитов содержаний полезных компонентов в одно- и двухкомпонентных рудах, выбор оптимальных систем подземной разработки и обоснование граничного коэффициента вскрыши при четких и нечетких контактах рудных тел, границ валовой и селективной выемки руд в зависимости от коэффициента рудоносности при открытой разработке, а также решения ряда задач с учетом фактора времени

Ключевые слова: месторождение; балансовые запасы; забалансовые запасы; критерий оптимальности; лимиты содержаний; выбор систем разработки; фактор времени; граничный коэффициент вскрыши; режим горных работ

В области изучения и освоения недр одним из основополагающих нормативных документов является «Классификация запасов месторождений и прогнозных ресурсов твердых полезных ископаемых».

Значение Классификации трудно переоценить. Она призвана выработать единые требования к изучению месторождений, способствовать снижению риска инвестиций при их освоении до разумных пределов, обеспечить защиту как интересов государства – собственника недр, так и инвестора. Не случайно во многих странах мира этому документу уделя-

ется исключительно большое внимание. Являясь председателем ГКЗ Республики Армения, автор статьи разработал классификацию, которая была утверждена постановлением Правительства РА в 1998 г. Ее концептуальные положения были дважды (1988, 1999) доложены в Женеве на заседаниях Европейской Экономической Комиссии ООН и опубликованы в статье «О концептуальных положениях классификации запасов месторождений твердых полезных ископаемых» [1].

Экономическая классификация запасов в РА осуществлена на основе «коэффициента ценности» K_c , который представляет собой

отношение извлекаемой ценности $I_{ц}$ к приведенным затратам $Z_{пр}$, т.е. сумме себестоимости добычи, переработки и приемлемой для инвестора прибыли с 1 т полезного ископаемого:

$$K_{ц} = \frac{I_{ц}}{Z_{пр}} \quad (1)$$

Для балансовых запасов нижней границей является $K_{ц} = 1$, забалансовых – $K_{ц} < 1$.

Поскольку забалансовые (потенциально экономические) запасы в последующем могут представить промышленный интерес, желательно определить ориентировочные сроки τ их возможного перевода в балансовые (экономические).

Величину τ можно определить из следующего уравнения:

$$I_{ц} \epsilon_{ц}^{\tau} = Z_{пр} \epsilon_{з}^{\tau}, \quad (2)$$

где $I_{ц}$ и $Z_{пр}$ – извлекаемая ценность и приведенные затраты 1 т руды, соответственно, долл.; $\epsilon_{ц}$ и $\epsilon_{з}$ – прогнозируемые показатели годового изменения цен на металлы и удельных затрат на добычу и переработку 1 т руды, доли ед.

Огромное значение богатства недр в развитии человечества невозможно переоценить. С течением времени это значение многократно возрастает в связи с исчерпаемостью запасов полезных ископаемых и ростом их потребления. Рост мирового потребления связан с двумя причинами:

- приростом населения;
- ростом удельного потребления, особенно в развивающихся странах.

Наглядный пример – бурное развитие экономик Китая и Индии (2005–2006 гг.), население которых составляет порядка 40% всего

человечества. Рост потребления, в свою очередь, ведет к росту цен на производимую из минеральных ресурсов продукцию. Это связано с вовлечением в освоение запасов месторождений и их частей с худшими природными условиями. В этой связи очевидно, что $\epsilon_{ц} > \epsilon_{з}$.

С учетом этого обстоятельства логарифмированием обеих частей уравнения (2) определена величина τ :

$$\tau = \frac{\lg Z_{пр} - \lg I_{ц}}{\lg \epsilon_{ц} - \lg \epsilon_{з}} \quad (3)$$

Ввиду того, что $\epsilon_{ц} > \epsilon_{з}$, равенство прибыли в момент оценки не может служить основанием равноценности вариантов в статике.

Допустим, что на момент произведенной оценки варианты характеризуются следующими показателями:

I – $I_{ц1} = 20$ долл/т; $Z_{до1} = 16$ долл/т; $A_1 = 1000$ тыс. т/год;

II – $I_{ц2} = 17$ долл/т; $Z_{до2} = 13$ долл/т; $A_2 = 1000$ тыс. т/год,

где $Z_{до}$ – себестоимость добычи и обогащения 1 т руды; A – годовая производительность ГОКа.

Нетрудно убедиться, что варианты в статике равноценны, т.к. и в момент оценки, и в последующие годы показатели прибыли не будут отличаться друг от друга.

Произведем сравнение вариантов в динамике с использованием следующих значений показателей: $\epsilon_{ц} = 1,01$; $\epsilon_{з} = 0,99$. Результаты расчетов сведены в **табл. 1**. Расчеты $I_{ц}$ и $Z_{до}$ каждого n -го года выполнены путем умножения этих величин в статике (начало 1 года) на коэффициенты ϵ^n .

Нетрудно убедиться в преимуществе I варианта.

Таблица 1.
Сравнительная оценка вариантов в динамике

Варианты	Показатели, долл/т	Коэффициенты		Показатели по итогам n-го года				
		$\epsilon_{ц}$	$\epsilon_{з}$	1	5	10	15	25
I вариант	$I_{ц1} = 20$	1,02		20,4	22,08	24,38	26,92	32,81
	$Z_{до1} = 16$		0,99	15,84	15,22	14,47	13,76	12,45
Прибыль с 1 т руды, долл/т				4,56	6,86	9,91	13,16	20,36
II вариант	$I_{ц2} = 17$	1,02		17,34	18,77	20,72	22,88	27,89
	$Z_{до2} = 13$		0,99	12,87	12,36	11,76	11,18	10,11
Прибыль с 1 т руды, долл/т				4,47	6,41	8,96	11,7	17,78
Разность прибыли с 1 т руды между I и II вариантами				0,09	0,45	0,95	1,46	2,58
То же годовой прибыли при $A = 1$ млн т/год, тыс. долл/год				90	454	950	1459	2588
Накопительная годовая прибыль, тыс. долл/год					1368	5107	11355	32026

α_6^{Cu} , долл/т	0,21	0,17	0,15	0,13	0,11	0,09	0,07	0
ΔD_6^{Mo} , %	0	0,27	1,00	1,74	2,47	3,20	3,93	6,50
α_6^{Mo} , %	0	0,006	0,013	0,021	0,028	0,035	0,043	0,068

Таблица 2.
 Взаимодополняющие ряды бортовых содержаний меди и молибдена

Большое внимание необходимо уделять анализу известных методов обоснования важнейших параметров кондиций – лимитов содержаний полезных компонентов в руде. В формулах их определения неправомерно использовать полные затраты на добычу и переработку руды, а также принимать извлечение металлов в концентраты постоянной величиной, тогда как оно зависит от содержания полезного компонента в перерабатываемой руде.

Уровень затрат определяется с учетом определяемого лимита содержания, а вместо постоянного коэффициента извлечения металла в концентрат автором обоснована зависимость содержания металла в хвостах от его содержания в перерабатываемой руде [2]:

$$\theta = a \alpha_d + b, \quad (4)$$

где a и b – постоянные численные коэффициенты для данного типа руд; α_d – содержание полезного компонента в добытой руде, % (г/т).

В итоге получена следующая формула определения лимитов содержаний:

$$\alpha_{\text{лим}} = \frac{D_{\text{лим}}(\beta - a) + a \Pi_{\text{к}}}{(\Pi_{\text{к}}(1 - b) + D_{\text{лим}} b) K_{\text{к}}}, \quad (5)$$

где $D_{\text{лим}}$ – стоимостное выражение лимита содержания, долл/т; β – содержание полезного компонента в концентрате, % (г/т); $\Pi_{\text{к}}$ – цена 1 т соответствующего концентрата.

В статье [3] впервые доказано, что при определении бортового содержания α_6 коэффициент изменения качества руды при добыче $K_{\text{к}} = 1$.

Стоимостные выражения бортового D_6 и минимального промышленного $D_{\text{мин}}$ содержаний определяются с учетом способа разработки.

При открытом способе:

$$D_6 = D_{\text{мин}} = Z_o + Z_p - Z_b - a_n, \quad (6)$$

где Z_o – эксплуатационные затраты на обогащение руды, долл/т; Z_p – затраты на выемку и транспортирование 1 т руды, долл/т; Z_b – затраты на выемку и транспортирование 1 т вскрышных пород, долл/т; a_n – амортизация

пассивных основных фондов, включая погашение затрат на ГКР, долл/т.

При подземном способе:

$$D_{\text{мин}} = Z_{\text{пол}} - a_n, \quad (7)$$

$$D_6 = D_{\text{мин}} - Z_{\text{ин}} - Z''_o/m_o, \quad (8)$$

где $Z_{\text{пол}}$ – полная себестоимость добычи и обогащения 1 т руды, долл/т; $Z_{\text{ин}}$ – погашение затрат по подготовительно-нарезным работам, долл/т; Z''_o – затраты постоянные на всю ширину очистного пространства; m_o – ширина очистного пространства, м.

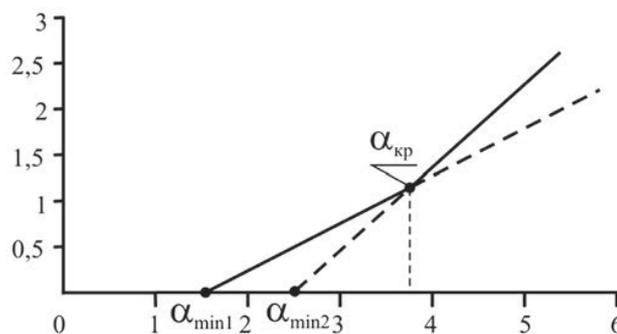
Для двухкомпонентных руд рекомендуется использовать взаимодополняющие ряды компонентов [4]. Изложение методики показано на примере оценки медно-молибденового месторождения, в котором ведущим по извлекаемой ценности является медь.

Взаимодополняющие ряды полезных компонентов состоят из трех строк.

Первая представляет собой ряд убывающих содержаний ведущего по извлекаемой ценности компонента, начиная от искомого, бортового содержания Cu в однокомпонентной руде α_6^{Cu} , и далее – в убывающем порядке с определенным шагом содержаний.

Вторая строка – недостающая часть стоимостного выражения лимита содержания ΔD_6^{Cu} , которая должна быть покрыта стоимостью второго компонента. Величина ΔD_6^{Cu} по извлекаемой ценности представляет собой

Рис. 1.
 Графическое изображение областей применения сравниваемых систем 1 и 2



разность между извлекаемыми ценностями 1 т руды при бортовом содержании первого компонента α_6^{Cu} и содержанием этого компонента в i -ом члене первой строки. Очевидно, что первый член второй строки равен нулю. Последующие члены этой строки определяются по формуле:

$$\Delta D_{\text{лимит}}^{\text{Mo}} = \frac{[(\alpha_{\text{лимит}}^{\text{Cu}} - \alpha_i^{\text{Cu}})(1 - a^{\text{Cu}})K_k - b^{\text{Cu}}]C_k^{\text{Cu}}}{\beta^{\text{Cu}} - (\alpha_{\text{лимит}}^{\text{Cu}} - \alpha_i^{\text{Cu}})a^{\text{Cu}}K_k - b^{\text{Cu}}}, \quad (9)$$

где β^{Cu} и C_k^{Cu} – содержание Cu в концентрате и цена его 1 т, соответственно.

Последний член второй строки (при $\alpha_i^{\text{Cu}} = 0$) представляет собой величину $D_{\text{лимит}}$.

Каждый член третьей строки, т.е. недостающее содержание второго компонента, покрывающее стоимостное выражение бортового содержания D_6 , определяется по формуле (5) с использованием вместо D_6 соответствующих значений ΔD_6^{Mo} :

$$\Delta \alpha^{\text{Mo}} = \frac{\Delta D_6^{\text{Mo}}(\beta^{\text{Cu}} - b^{\text{Mo}}) + b^{\text{Mo}}C_k^{\text{Mo}}}{(\Delta D_6^{\text{Mo}}a^{\text{Mo}} + C_k^{\text{Mo}}(1 - a^{\text{Mo}})K_k)}. \quad (10)$$

Оцениваемое месторождение обрабатывается открытым способом. По формуле (6) определены стоимостные значения лимитов содержаний: $D_6 = D_{\text{мин}} = 6,5$ долл/т.

Определим по формуле (5) бортовые содержания меди и молибдена в однокомпонентной руде при следующих значениях: $\beta_{\text{Cu}} = 24\%$, $\beta_{\text{Mo}} = 50\%$, $C_{\text{Cu}} = 915$ долл/т, $C_{\text{Mo}} =$

5688 долл/т, $\alpha_{6\text{Cu}} = 0,21\%$, $\alpha_{6\text{Mo}} = 0,068\%$; $a^{\text{Cu}} = 0,15$; $b^{\text{Cu}} = 0,047$; $a^{\text{Mo}} = 0,12$; $b^{\text{Mo}} = 0,004$.

С использованием формул (9) и (10) в **табл. 2** приведены результаты расчетов взаимодополняющих рядов бортовых содержаний меди и молибдена.

В монографии [2], статьях [3, 5] приведены решения важнейших горно-экономических задач – выбор оптимальных систем подземной разработки и обоснование граничных коэффициентов вскрыши при открытой и комбинированной разработке месторождения. Решения даны для рудных тел с четкими контактами.

Для получения максимальной прибыли по отработке всего месторождения, максимизация прибыли должна иметь место и при отработке любого подсчетного или эксплуатационного блока, что можно выразить следующей функцией:

$$(I_{\text{ц}} - D_{\text{мин}}) Q_{\text{э}} \rightarrow \max, \quad (11)$$

где $Q_{\text{э}}$ – эксплуатационные запасы руды в блоке, тыс. т.

Подставив вместо $I_{\text{ц}}$ ее значение и производя соответствующие преобразования, получим следующую целевую функцию:

$$(\alpha_{\text{ф}} - \alpha_{\text{мин}}) K_{\text{н}} \rightarrow \max. \quad (12)$$

С использованием последней целевой функции определено такое «критическое содержание» $\alpha_{\text{кр}}$ полезного компонента в руде

Таблица 3.

Расчетные значения критических мощностей $m_{\text{кр}}$ и прибыли с 1 т руды при $m_{\text{кр}}$

Наименование показателей	Значения показателей				
Содержание золота, г/т	1,5	2	3	4	5
Критическая мощность, мкр, м	0,74	0,56	0,37	0,28	0,22
Коэффициент изменения качества руды при добыче, $K_{\text{к1}}$	0,93	0,70	0,46	0,35	0,28
То же, $K_{\text{к2}}$	0,74	0,56	0,37	0,28	0,22
Содержание в хвостах, θ_1 , г/т	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34
То же, θ_2	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31
Содержание в концентрате, β , г/т	50	50	50	50	50
Выход концентрата, γ_1 , доли ед.	0,021	0,021	0,021	0,021	0,021
То же, γ_2	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016
Извлекаемая ценность 1 т руды, $I_{\text{ц1}}$, долл/т	42,48	42,48	42,48	42,48	42,48
То же, $I_{\text{ц2}}$	32,35	32,35	32,35	32,35	32,35
Прибыль с 1 т рудной массы, Π_1 , долл/т	2,48	2,48	2,48	2,48	2,48
То же, Π_2	2,35	2,35	2,35	2,35	2,35
Прибыль с 1 т балансовых запасов, $\Pi_{\text{б1}}$, долл/т	2,5	3,4	5,1	6,8	8,4
То же, $\Pi_{\text{б2}}$	2,5	3,4	5,1	6,8	8,4
Разность $\Pi_{\text{б1}} - \Pi_{\text{б2}}$, долл/т	0	0	0	0	0

для любых двух сравниваемых систем, при котором они равноэффективны:

$$\alpha_{кр} = (\alpha_{\min 1} K_{H1} - \alpha_{\min 2} K_{H2}) / (K_{H1} - K_{H2}). \quad (13)$$

Графическое изображение областей применения сравниваемых систем показано на **рис. 1**.

Разработана методика выбора оптимальной системы разработки весьма тонких крутопадающих жил с использованием оценочного показателя «критическая мощность жилы» [4]. Сравнению подвергнуты две системы – с магазинированием и подэтажно-щелевой выемкой руды. В результате получены следующие формулы определения $m_{кр}$ для рассматриваемых систем разработки:

$$m_{кр} = \frac{H + L}{\alpha N}, \quad (14)$$

$$bЦк(K_{H1}m_{O1} - K_{H2}m_{O2}), \quad (15)$$

$$L = \beta(Z_{001}K_{H1}m_{O1} - Z_{002}K_{H2}m_{O2}), \quad (16)$$

$$N = Цк(1 - a)(K_{H1} - K_{H2}). \quad (17)$$

Расчеты выполнены на примере оценки золоторудного месторождения, весьма тонких жил. Исходные и расчетные показатели по системам следующие: $m_{O1} = 0,8$ м, $m_{O2} = 1$ м; $K_{H1} = 0,95$, $K_{H2} = 0,8$; $\theta = 0,1\alpha + 0,2$; $Z_{001} = 40$ долл/т,

$Z_{002} = 30$ долл/т; $\beta = 50$ г/т; $Цк = 2000$ долл/т. Подставив эти показатели в формулы (15)–(17), получим: $H = -16$; $L = 317,14$; $N = 270$. Тогда зависимость $m_{кр}$ от $\alpha_{ф}$ может быть представлена следующим соотношением:

$$m_{кр} = 301,14 / 270\alpha.$$

В **табл. 3** приведены расчетные значения критических мощностей в зависимости от содержаний золота; рассчитаны также величины прибыли с 1 т руды при мощности рудного тела 0,6 м (принята здесь предельной для подэтажно-щелевой выемки).

Результаты расчетов позволяют сделать следующие выводы.

1. С ростом содержания полезного компонента в руде критические мощности уменьшаются.

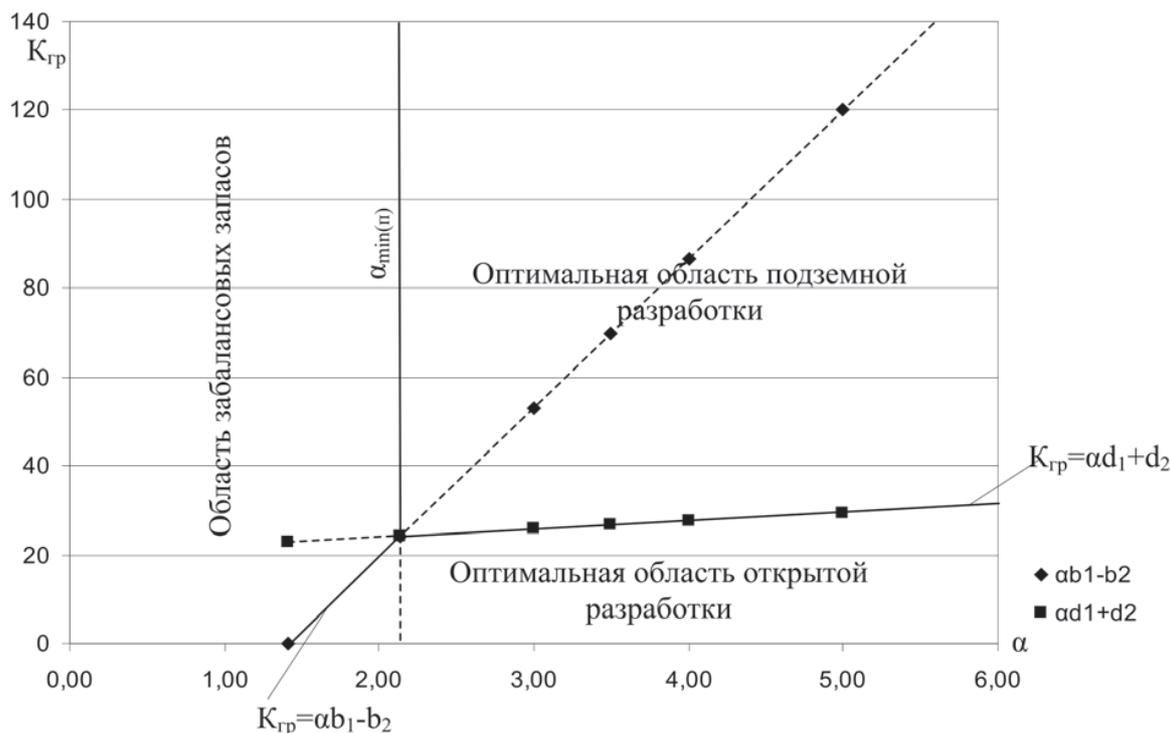
2. Одновременно со снижением критической мощности адекватно снижаются и коэффициенты изменения качества руды по обеим системам.

3. Прибыль с 1 т рудной массы по каждой системе является неизменной, независимо от содержания полезного компонента в недрах, но по первой системе она выше, чем по второй.

4. Прибыли с 1 т балансовых запасов по обеим системам имеют равные значения, что подтверждает достоверность метода.

Рис. 2.

Области применения способов при комбинированной открыто-подземной разработке месторождения



Наименование показателей	Расчетные формулы
Содержание полезного компонента в недрах	$\alpha_{\text{пр.2}} = \alpha_1$
Коэффициент изменения качества руды	$K_{\text{к пр.2}} = K_{\text{к.2}} \alpha_2 / \alpha_1$
Q_2/Q_1	δ
Коэффициент извлечения руды из недр	$K_{\text{н пр.2}} = K_{\text{н.2}} \delta \alpha_2 / \alpha_1$
Минимальное промышленное содержание	$\alpha_{\text{мин пр.2}} = \alpha_{\text{мин.2}} \alpha_1 / \alpha_2$
Критическое содержание	$\alpha_{\text{кр}} = (\alpha_{\text{мин.1}} K_{\text{н.1}} - \alpha_{\text{мин пр.2}} K_{\text{н пр.2}}) / (K_{\text{н.1}} - K_{\text{н пр.2}})$

Таблица 4.
Определение приведенных показателей вариантов с большими запасами руд

Границы открытых работ определены для двух возможных случаев [2, 4]: в первом – разработка месторождения может производиться только открытым способом; во втором – возможна комбинированная разработка месторождения открытым и подземным способами. Для первого случая получены следующие формулы:

$$K_{\text{сп}} = \alpha b_1 - b_2, \quad (18)$$

$$b_1 = \frac{C_{\text{к}} K_{\text{к}}}{(\beta - \theta) Z'_{\text{н.с}}}, \quad (19)$$

$$b_2 = \frac{C_{\text{к}} \theta}{(\beta - \theta) Z'_{\text{н.с}}} + \frac{Z'_{\text{н.доб}}}{Z'_{\text{н.с}}}. \quad (20)$$

Формулы комбинированного способа разработки:

$$K_{\text{сп}} = \alpha d_1 + d_2, \quad (21)$$

$$d_1 = \frac{K_{\text{н.о}} - K_{\text{н.п}}}{K_{\text{н.о}}} b_1, \quad (22)$$

$$d_2 = (\alpha_{\text{мин(п)}} \frac{K_{\text{н.п}}}{K_{\text{н.о}}} - \frac{\theta}{K_{\text{к.о}}}) b_1 - \frac{Z'_{\text{до.}}}{Z'_{\text{н.в}}}. \quad (23)$$

На **рис. 2** представлены в общем виде оптимальные области применения открытой и подземной разработки, а также область балансовых запасов.

В случае решения задач для рудных тел с нечеткими контактами при выборе оптимальных систем разработки функции (11), (12) и формулу (13) непосредственно использовать невозможно, т.к. величины Q_0 и $\alpha_{\text{ф}}$ по сравниваемым вариантам различны. Поэтому в основу метода заложено приведение количества и качества запасов по сравниваемым вариантам к равным величинам

Таблица 4А.
Определение приведенных показателей при комбинированном способе разработки

Наименование показателей	Расчетные формулы
Содержание полезного компонента в недрах	$\alpha_{\text{пр.о}} = \alpha_{\text{п}}$
Коэффициент изменения качества руды	$K_{\text{к пр.о}} = K_{\text{к.2}} \alpha_{\text{о}} / \alpha_{\text{п}}$
Коэффициент извлечения руды из недр	$K_{\text{н пр.о}} = K_{\text{н.2}} \delta \alpha_{\text{о}} / \alpha_{\text{п}}$
Δ	$S_{\text{о}}/S_{\text{п}}$
Граничный коэффициент вскрыши при отработке месторождения только карьером	$K_{\text{гр.1}} = \alpha b_{1 \text{ пр.о}} - b_2$
$b_{1 \text{ пр.о}}$	$C_{\text{к}} K_{\text{к пр.о}} / (\beta - \theta) Z'_{\text{в}}$
b_2	$C_{\text{к}} \theta / (\beta - \theta) Z'_{\text{в}} + Z'_{\text{дп}} / Z'_{\text{в}}$
Граничный коэффициент при отработке месторождения комбинированным способом	$K_{\text{гр.2}} = \alpha d_{1 \text{ пр.о}} + d_{2 \text{ пр.о}}$
$d_{1 \text{ пр.о}}$	$(K_{\text{н пр.о}} - K_{\text{н п}}) / K_{\text{н пр.о}} b_{1 \text{ пр.о}}$
$d_{2 \text{ пр.о}}$	$(\alpha_{\text{мин п}} K_{\text{н п}} / K_{\text{н пр.о}} - \theta / K_{\text{к пр.о}}) b_{1 \text{ пр.о}} - Z'_{\text{до.}} / Z'_{\text{в}}$

с использованием «приведенных» качественно-количественных показателей извлечения руды из недр» [4] (*табл. 4*). Индексом «1» обозначены варианты с меньшими запасами, но более высокими содержаниями полезных компонентов, а «2» – с большими запасами, но пониженными содержаниями. Балансовые запасы руд по вариантам уравниваются с помощью коэффициента $\delta = Q_{62}/Q_{61}$.

В *табл. 4* приведена методика расчета граничных коэффициентов вскрыши при нечетких контактах рудного тела [4]. Приведенные качественно-количественные показатели рассчитаны для открытого способа разработки. Здесь величина δ рассчитывается отношением горизонтальных площадей рудного тела при открытых (S_o) и подземных (S_n) горных работах, что соответствует соотношению запасов при элементарной высоте слоя.

Одна из интересных задач – обоснование целесообразных границ валовой и селективной выемки руд в зависимости от коэффициента рудоносности при открытой разработке [4]. Особое значение решение этой задачи имеет при освоении штокверковых месторождений, характерной особенностью которых является сложное внутреннее строение, прерывистость оруденения. Поэтому здесь очень важно определение границ валовой и селективной добычи руд. Иными словами, необходимо определить такое «критическое» ($K_{рк}$) значение коэффициента рудоносности, при котором валовый и селективный способы добычи руды имеют одинаковую эффективность.

В результате получены следующие расчетные формулы:

$$K_{рк} = \frac{Wp}{V - W(1 - p)}$$

$$W = 3_{до} (\beta - \theta) + \theta Ц_k, \quad (25)$$

$$V = (3_d K_{уд} + 3_o) (\beta - \theta) + \theta Ц_k, \quad (26)$$

где p – часть пород внутренней вскрыши, удаляемой в отвалы, доли единицы; $3_{до}$ – себестоимость добычи при валовом способе и обогащения руды; $K_{уд}$ – коэффициент удорожания добычи руды при селективном способе выемки.

Даны рекомендации по оптимизации технологических параметров переработки руд, а также выбору месторасположения обогатительных фабрик.

Приведены критические замечания по целому ряду предложений в области оптимизации параметров кондиций и разработки

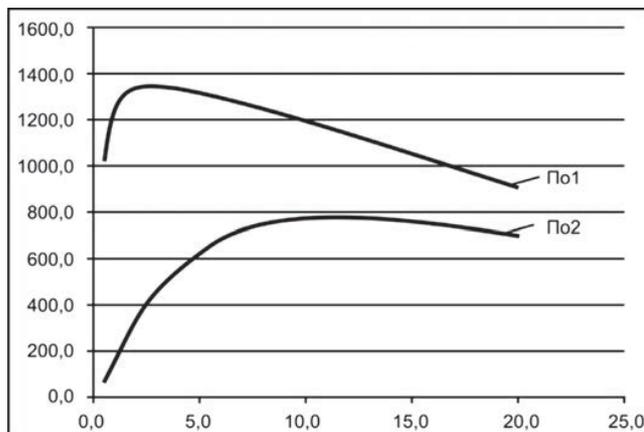
месторождений. Показана неправомерность использования критерия дисконтированной прибыли при определении оптимальной производительности ГОКа (*рис. 3*), а также решения остальных задач оптимального освоения недр. Следует отметить, что основные принципы оптимального освоения недр впервые изложены автором в работе [6].

Выводы

1. Решение всех задач проблемы осуществлено строгим аналитическим способом.
2. Определены ожидаемые сроки перевода забалансовых запасов в балансовые.
3. В качестве единого критерия оптимальности при решении всех задач проблемы оптимального освоения недр используется максимальное значение прибыли по обработке запасов месторождения.
4. Благодаря выявленной зависимости содержаний полезных компонентов в хвостах обогащения от содержаний компонентов в руде, в формулах определения лимитов содержаний используются фиксированные значения исходных показателей.
5. Доказано, что при определении бортового содержания коэффициент изменения качества руды при добыче $K_k = 1$.
6. Определены величины стоимостных и натуральных значений лимитов содержаний при подземном и открытом способах разработки.
7. Разработана методология выбора систем подземной разработки для частного случая – четкие контакты рудного тела, и общего – нечеткие контакты, с использованием показателя «критическое содержа-

Рис. 3.

Графики зависимости общей ($\Pi_{от}$) и дисконтированной ($\Pi_{д2}$) прибыли от годовой производительности ГОКа



ние полезного компонента»; при нечетких контактах используется приведение количества и качества запасов по сравниваемым вариантам к равным величинам, с использованием «приведенных качественно-количественных показателей извлечения руды из недр».

8. Для обоих случаев разработана методология обоснования граничных коэффициентов вскрыши при открытом и комбинированном способах разработки. При этом показано,

что следует принимать в качестве оптимальных наименьшие из полученных значений.

9. Дано обоснование целесообразных границ валовой и селективной выемки руд с использованием «критического» значения коэффициента рудоносности при открытой разработке.

10. Доказана неправомерность использования критерия дисконтированной прибыли при решении задач оптимального освоения недр. ¹⁰

Литература

1. Агабян Ю.А. О концептуальных положениях классификации запасов месторождений твердых полезных ископаемых // Недропользование XXI век. 2010. № 2. С. 36–39.
2. Агабян Ю.А. Теория и практика оптимального освоения недр. М.: Недра. 1994. 174 с.
3. Агабян Ю.А. Оптимизация решений при обосновании лимитов содержаний и выборе систем подземной разработки // Недропользование XXI век. 2011. № 1. С. 76–82.
4. Агабян Ю.А. Оптимизация лимитов содержаний и граничного коэффициента вскрыши при открытом и комбинированном способах разработки // Недропользование XXI век». 2012. № 6. С. 34–40.
5. Агабян Ю.А. Общая теория оптимального освоения недр. Твердые полезные ископаемые. 2015. Palmarium Academic Publishing. Saarbrücken, Deutschland. 286 с.
6. Агабян Ю.А. Принципы промышленной оценки рудных месторождений. Ереван: АрМИНИТИ. 1970. 63 с.

UDC 622.274

Yu.A. Aghabalyan, Doctor of Engineering Science, Professor of National Polytechnic University of Armenia¹, aghabalyan@mail.ru
¹105 Teryan street, Yerevan, 0009, Armenia

From an Industrial Assessment of Fields to the General Theory of Optimum Development of a Subsoil

Abstract. In the article, using a single optimality criterion the analytical solution to the critical task of mineral definition limits of ore grades in one and two-component ore, the choice of optimum systems for underground development and the rationale for the stripping ratio in the clear and fuzzy the contacts of ore bodies, borders, gross and selective excavation of ore depending on the ore-bearing factor in surface mining, as well as solving a number of tasks taking into account the time factor

Keywords: deposit; economical reserves; non economical reserves; the optimality criterion; limits of ore grades; underground mining system; time factor; stripping ratio; the mode of mining operations

References

1. Agabalian Yu.A. *O kontseptual'nykh polozheniiakh klassifikatsii zapasov mestorozhdenii tverdykh poleznykh iskopaemykh* [On the conceptual provisions of the classification of reserves of solid minerals]. *Nedropol'zovanie XXI vek* [Subsoil XXI century], 2010, no. 2, pp. 36–39.
2. Agabalian Yu.A. *Teoriia i praktika optimal'nogo osvoeniia nedr. Moscow* [Theory and practice of the optimal exploitation of mineral resources], Nedra Publ., 1994, 174 p.
3. Agabalian Yu.A. *Optimizatsiia reshenii pri obosnovanii limitov sodержanii i vybore sistem podzemnoi razrabotki* [Optimization solutions in justifying the choice of content and limits of underground mining systems]. *Nedropol'zovanie XXI vek* [Subsoil XXI century], 2011, no. 1, pp. 76–82.
4. Agabalian Yu.A. *Optimizatsiia limitov sodержanii i granichnogo koeffitsienta vskryshi pri otkrytom i kombinirovannom sposobakh razrabotk* [Optimizing content limits and boundary stripping ratio in the open and combined methods development]. *Nedropol'zovanie XXI vek* [Subsoil XXI century], 2012, no. 6, pp. 34–40.
5. Agabalian Yu.A. *Obshchaia teoriia optimal'nogo osvoeniia nedr. Tverdye poleznye iskopaemye* [The general theory of optimal exploitation of mineral resources]. 2015, Palmarium Academic Publishing, Saarbrücken, Deutschland, 286 p.
6. Agabalian Yu.A. *Printsipy promyshlennoi otsenki rudnykh mestorozhdenii* [Principles of industrial evaluation of ore deposits]. Erevan, ArmNIINTI, 1970, 63 p.



А.В. Малков
д-р техн. наук
ООО «Нарзан-гидроресурсы»¹
директор
anatol.malkov@yandex.ru



И.М. Першин
д-р техн. наук
профессор
Северо-Кавказский
федеральный университет,
филиал в г. Пятигорске²
заведующий кафедрой
«Управление в технических и
биомедицинских системах»
ivmp@yandex.ru



И.С. Помеляйко
канд. техн. наук
ООО «Нарзан-гидроресурсы»¹
ведущий инженер-гидрогеолог
irinapomelyayko@rambler.ru

Методика подсчета запасов и баланса подземных вод гидравлическим методом

¹Россия, 357700, Ставропольский край, Кисловодск, ул. Кирова, 43; ²Россия, 357500, Ставропольский край, Пятигорск, ул. 40 лет Октября.

В статье предложен универсальный гидравлический метод подсчета запасов подземных вод. Предложена методика расчета баланса подземных вод в условиях гидравлической связи водоносных горизонтов. Методика была опробована на объекте IV группы сложности – Березовском участке Кисловодского месторождения углекислых минеральных вод

Ключевые слова: гидравлический метод; подсчет запасов; расчет баланса; подземные воды; Кисловодское месторождение минеральных вод

При изучении или подсчете запасов подземных вод (ПВ), одиночных водозаборов или компактных групп скважин, расположенных в сложных гидрогеологических условиях, обычно это IV группа сложности по классификации ГКЗ РФ [1], используется гидравлический метод подсчета запасов. Гидравлика – наиболее точный метод, позволяющий

по фактическим данным дать прогноз на некоторую перспективу, однако у гидравлического метода есть два серьезных недостатка. Во-первых, неясно, как прогнозировать временную составляющую, поскольку она определяет динамику развития срезки уровня, вызванную временем, во-вторых – гидравлика не дает возможности рассчитать баланс ПВ, что затрудняет расчет прогнозирования ми-

Схема	Схема пласта, граничные условия	Характеристика временной срезки
1	Неограниченный пласт, полуограниченный пласт, пласт-квадрант с непроницаемыми границами	$\Delta S(t) = f(Lg(t))$
2	Пласт-полоса с двумя параллельными непроницаемыми границами	$\Delta S(t) = f(\sqrt{t})$
3	Пласт-круг с непроницаемым контуром (мульда)	$\Delta S(t) = f(t)$
4	Пласты с контуром постоянного напора	$\Delta S(t) = 0$

Таблица 1.
Характеристика временной срезки от граничных условий

нерализации, а при прогнозировании состава минеральных вод этот фактор бывает зачастую определяющим.

Авторами приводится опыт прогнозирования состава минеральных вод на примере Березовского участка Кисловодского месторождения углекислых минеральных вод [2].

Для изолированных в разрезе водоносных горизонтов известны четыре схемы, которыми можно описать любые краевые условия, они приведены в **табл. 1**.

Если граничные условия пласта известны, то, проследив динамику понижения уровня за период опытно-фильтрационных работ, можно дать обоснованный прогноз развития дополнительной срезки уровня в перспективе, применяя в зависимости от граничных условий одну из перечисленных схем. Строго говоря, такой подход правильнее назвать комбинированным, поскольку временная срезка рассчитывается все-таки гидродинамическим методом.

Ситуация существенно осложняется тем, что в условиях малой изученности или в сложных геологических условиях роль границ не всегда может быть установлена достоверно, а следовательно, и прогнозные оценки не могут быть обоснованы достаточно объективно. Кроме того, описанные закономерности справедливы для изолированных в разрезе пластов, что в большинстве случаев на практике не выдерживается. Водоупорные слои, разделяющие толщу горных пород на более или менее самостоятельные водоносные горизонты, являются относительно и в той или иной мере обеспечивают гидравлическую связь горизонтов. Если ко всему прочему добавить еще и воздействие инфильтрационного питания, имеющего сезонную и трендовую составляющие, то прогнозирование динамики уровня становится проблематичным.

Предлагается общее решение, объединяющее все указанные схемы, и учитывающее, в том числе, и гидравлическое взаимодействие пластов.

При выполнении условия $f_0 \geq 500$, ($f_0 = a^*t/r^2$, где: a^* – пьезопроводность; r – радиус до точки наблюдения), в схеме 1 (**табл. 1**), логарифмическая функция может быть заменена степенной [3]:

$$Lg(f_0) = \alpha \cdot (f_0)^\beta, \quad (1)$$

где α и β – некоторые эмпирические коэффициенты. При такой замене практически для всего диапазона реально встречаемых фильтрационных параметров и сроков прогнозирования, среднеквадратическая погрешность не превышает 5%.

То же самое можно сказать и об остальных схемах.

Понижение уровня при возмущении скважины с постоянным дебитом, например, для первой схемы, описывается уравнением:

$$S(t) = \frac{Q}{n \cdot km} Lg(f_0), \quad (2)$$

где n – коэффициент, определяемый краевыми условиями пласта ($n = 4\pi$ – неограниченный пласт), ($n = 2\pi$ – полуограниченный), ($n = \pi$ – пласт-квадрант); km – водопроницаемость водоносного горизонта; Q – дебит откачки ($Q = const$).

Выражение (2) с учетом (1) можно представить следующим образом:

$$S(t) = \frac{Q}{n \cdot km} \alpha \cdot (f_0)^\beta. \quad (3)$$

Прологарифмировав обе части уравнения (3) получим (4):

$$LgS(t) = Lg \frac{Q \cdot \alpha}{n \cdot km} + \beta \cdot Lg \left(\frac{2,25 \cdot \alpha^*}{r^2} \right) + \beta \cdot Lg(t).$$

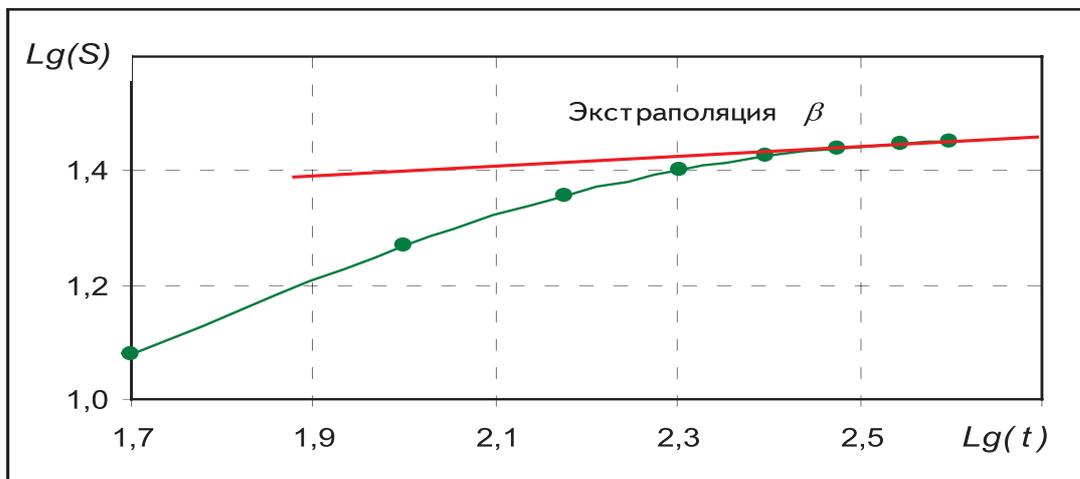


Рис. 1.
 Экстраполяция коэффициента β при наличии перетекания из смежных горизонтов

Объединив константы, уравнение (4) можно записать в ином виде:

$$Lg[S(t)] = A + \beta \cdot Lg(t). \quad (5)$$

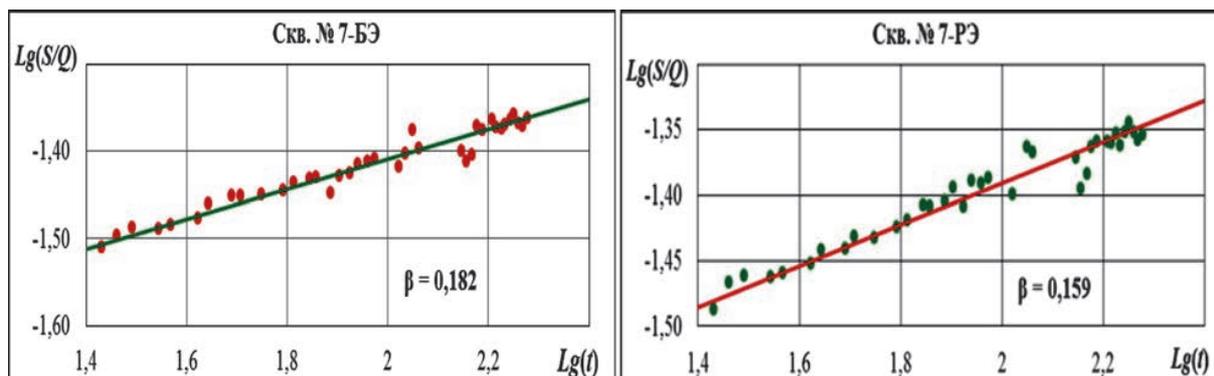
Гидравлический метод, как уже указывалось, предполагает, что в процессе опытных работ продолжительностью (t_0) в заданном режиме водоотбора будет достигнуто некоторое понижение (S_0), которое фиксируется. Конечное понижение $S(t_k)$ рассчитывается исходя из характера развития временной срезки. То есть, в уравнении (1) первые два члена в правой части устанавливаются опытным путем непосредственными измерениями. Тогда из уравнения (5) можно получить:

$$LgS(t_k) - LgS(t_0) = \beta \cdot Lg(t_k) - \beta \cdot Lg(t_0),$$

откуда, после преобразований:

$$S(t_k) = S(t_0) \cdot \left(\frac{t_k}{t_0} \right)^\beta. \quad (6)$$

Рис. 2.
 Логарифмические графики понижения



Если дебит скважины не выдерживался постоянным, что вполне естественно при откачке воды с помощью погружного насосного оборудования, то (6) следует представить в несколько ином виде:

$$S(t_k) = \bar{C}_0 \cdot Q(t) \cdot \left(\frac{t_k}{t_0} \right)^\beta, \quad (7)$$

где $\bar{C}_0 = S_0 / Q_0$ – удельное понижение скважины на момент (t_0).

Эмпирический коэффициент (β) определяется из непосредственных наблюдений за динамикой развития понижения. Он равен угловому коэффициенту графика, построенного в координатах $LgS(t)/Q(t) \div Lg(t)$ по данным откачки. При этом характер граничных условий будет учтен этим же эмпирическим коэффициентом при условии, что продолжительность откачки достаточная, чтобы проявилось влияние границ. Из этих соображений требование нормативных документов, согласно которому устанавливается не менее чем годичный срок опытных работ, представляется вполне обоснованным.

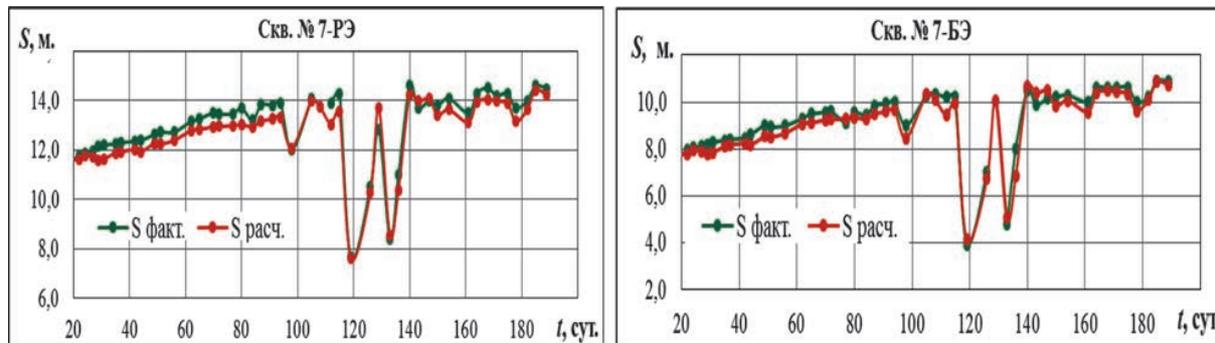


Рис. 3.
Сопоставление расчетных и фактических понижений уровня

В той или иной степени водоупорные отложения, разделяющие водоносные горизонты, являются проницаемыми и обеспечивают гидравлическую связь со смежными. Количественно степень взаимодействия горизонтов характеризуется параметром перетекания (b). В условиях гидравлической связи горизонтов динамика формирования понижения уровня для неограниченного в плане пласта описывается уравнением Тейса, которое при квазистационарном режиме, и выполнении условий ($r^2/4a^*t \leq 0,1$), и $r/B \leq 0,2$ ($B = \sqrt{km/b}$), может быть представлено следующим образом [4]:

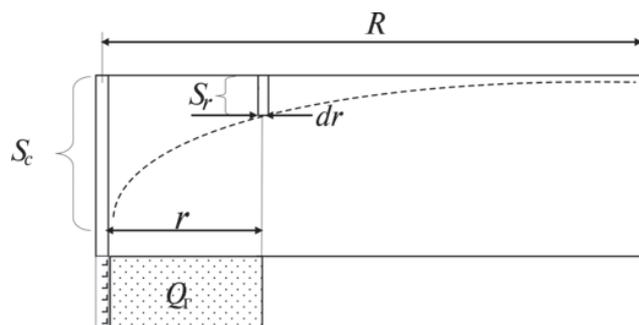
$$S = \frac{0,183 \cdot Q}{km} Lg \left(\frac{2,25a^* \cdot t}{r^2 \cdot (1 + 1,78 \frac{b}{1/4^*} t)} \right), \quad (8)$$

где μ^* – водоотдача пласта, остальные обозначения прежние.

Из (8) можно выразить радиус влияния скважины (9):

$$R = 1,5 \sqrt{\frac{a^* \cdot t}{1 + 1,78 \cdot b \cdot t / 1/4^*}} = 1,5 \sqrt{\frac{km}{1/4^* t + 1,78 \cdot b}}$$

Рис. 4.
Расчетная схема



При больших (t) зависимость (9) переходит в хорошо известную формулу:

$$R = 1,5 \sqrt{\frac{a^* \cdot t}{(1 + 1,78 \cdot b \cdot t / 1/4^*)}} = 1,12 \sqrt{\frac{km}{b}},$$

что предполагает развитие стационарного режима фильтрации. Если в пределах этого радиуса нет каких-либо границ, то пласт можно рассматривать как бесконечный с перетеканием. Обозначив $t_p = t / (1 + 1,78 \cdot b \cdot t / 1/4^*)$ через расчетное время, получим решение, принципиально ничем не отличающееся от первой схемы **табл. 1**, которое можно интерпретировать аналогично, заменив абсолютное время опыта на расчетное. В этом случае возникает необходимость в определении соотношения параметров (b/μ^*), что можно выполнить, используя комбинацию методов подбора и временного прослеживания [4].

При наличии перетекания совместное воздействие границ в плане и разрезе приводит к деформации графиков временного прослеживания, приводя их к выполаживанию, а при больших параметрах перетекания – к довольно быстрому наступлению стационарного режима. То есть, график, построенный в координатах $Lg(S) \div Lg(t)$, будет иметь нелинейный характер. Это можно проиллюстрировать графически (**рис. 1**). В соответствии с принципом предельных случаев Нельсон-Скорнякова [5], решение окажется в известном диапазоне между достигнутым понижением уровня и расчетным, полученным по уравнению (7).

В этом случае экстраполяция параметра β производится линейно по самому последнему участку наблюдений данных ОФР. При таком подходе расчетные понижения будут всегда немного больше фактических, чем обеспечивается некоторый инженерный запас, и в то же время достигается достаточно высокая точность расчетов.

НАУКИ О ЗЕМЛЕ
СЫРЬЕВАЯ БАЗА И ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА

t оп	lgt	Q м ³ /сут.	H _{7-РЭ} , м	H _{7-БЭ} , м	S/Q 7-РЭ	S/Q 7-БЭ	Lg(S/Q) 7-РЭ	Lg(S/Q) 7БЭ	H _{расч.} 7-РЭ	H _{расч.} 7-БЭ
0,0			3,5	0,1						
19,8854	1,2985	269	11,62	7,76	0,0302	0,0285	-1,5202	-1,5455	11,76	8,07
26,934	1,4303	259,4	11,96	8,12	0,0326	0,0309	-1,4866	-1,5098	11,86	8,17
30,9167	1,4902	251,57	12,2	8,3	0,0346	0,0326	-1,4611	-1,4868	11,79	8,1
34,9271	1,5432	253,84	12,26	8,36	0,0345	0,0325	-1,4621	-1,4876	12,03	8,33
36,9063	1,5671	253,14	12,3	8,4	0,0348	0,0328	-1,4589	-1,4843	12,08	8,38
41,9271	1,6225	250,36	12,36	8,48	0,0354	0,0335	-1,4511	-1,4753	12,16	8,46
48,9271	1,6895	251,8	12,64	9,02	0,0363	0,0354	-1,4401	-1,4507	12,43	8,71
50,9271	1,7069	249	12,73	8,94	0,0371	0,0355	-1,431	-1,4497	12,39	8,67
55,9271	1,7476	249,8	12,73	8,99	0,0369	0,0356	-1,4324	-1,4487	12,55	8,83
64,9375	1,8125	255,78	13,27	9,49	0,0382	0,0367	-1,418	-1,4352	12,99	9,26
69,9271	1,8446	255,73	13,51	9,57	0,0391	0,037	-1,4074	-1,4314	13,1	9,36
71,9271	1,8569	255	13,46	9,59	0,0391	0,0372	-1,4083	-1,4293	13,12	9,38
76,934	1,8861	253,05	13,47	9,14	0,0394	0,0357	-1,4045	-1,447	13,15	9,41
79,9271	1,9027	252,92	13,71	9,56	0,0404	0,0374	-1,394	-1,4271	13,2	9,46
83,934	1,9239	248,32	13,2	9,44	0,0391	0,0376	-1,4082	-1,4247	13,1	9,36
90,9688	1,9589	253,3	13,8	9,93	0,0407	0,0388	-1,3908	-1,4111	13,42	9,67
97,9271	1,9909	220,25	12	9	0,0386	0,0404			12,23	8,52
104,9271	2,0209	265,71	14,11	10,27	0,0399	0,0383	-1,3987	-1,4171	14,15	10,37
107,9479	2,0332	258,54		10,35		0,0396		-1,4018	13,91	10,14
111,9479	2,049	239,75	13,9	10,2	0,0434	0,0421	-1,3627	-1,3754	13,21	9,46
114,9271	2,0604	251,41	14,3	10,2	0,043	0,0402	-1,367	-1,3961	13,72	9,96
118,9271	2,0753	102,75	7,68	3,95	0,0407	0,0375	-1,3906	-1,4263	7,7	4,15
125,9271	2,1001	167	10,5	7	0,0419	0,0413	-1,3776	-1,3839	10,39	6,75
128,9479	2,1104	250	12,83		0,0373	-0,0004	-1,4281		13,85	10,09
132,9479	2,1237	123,63	8,38	4,8	0,0395	0,038	-1,4037	-1,42	8,65	5,06
135,9479	2,1334	167,33	11	8	0,0448	0,0472	-1,3485	-1,326	10,49	6,84
139,9479	2,146	260,75	14,6	10,5	0,0426	0,0399	-1,3709	-1,3992	14,44	10,65
142,9688	2,1552	252,91	13,69	9,9	0,0403	0,0387	-1,3948	-1,4117	14,15	10,37
146,9479	2,1672	254,32	14,01	10,15	0,0413	0,0395	-1,3838	-1,4032	14,26	10,47
149,9479	2,1759	237,67	13,8	10,21	0,0433	0,0425	-1,3631	-1,3712	13,58	9,83
153,9479	2,1874	242	14,1	10,3	0,0438	0,0421	-1,3585	-1,3752	13,81	10,05
160,9479	2,2067	228,14	13,5	10	0,0438	0,0434	-1,3582	-1,3626	13,29	9,54
163,9479	2,2147	247	14,3	10,6	0,0437	0,0425	-1,3593	-1,3715	14,13	10,35
167,9479	2,2252	248,25	14,52	10,61	0,0444	0,0423	-1,3527	-1,3733	14,22	10,45
170,9479	2,2329	246	14,2	10,62	0,0435	0,0428	-1,3616	-1,3689	14,16	10,38
177,9479	2,2503	225,33	13,7	10	0,0453	0,0439	-1,3442	-1,3572	13,33	9,58
181,9479	2,2599	235,75	14	10,2	0,0445	0,0428	-1,3513	-1,3681	13,82	10,05
188,9479	2,2763	248,46	14,5	10,9	0,0443	0,0435	-1,3539	-1,3618	14,44	10,65

Таблица 2.
Результаты опытных работ по Березовскому участку, 2015 г.

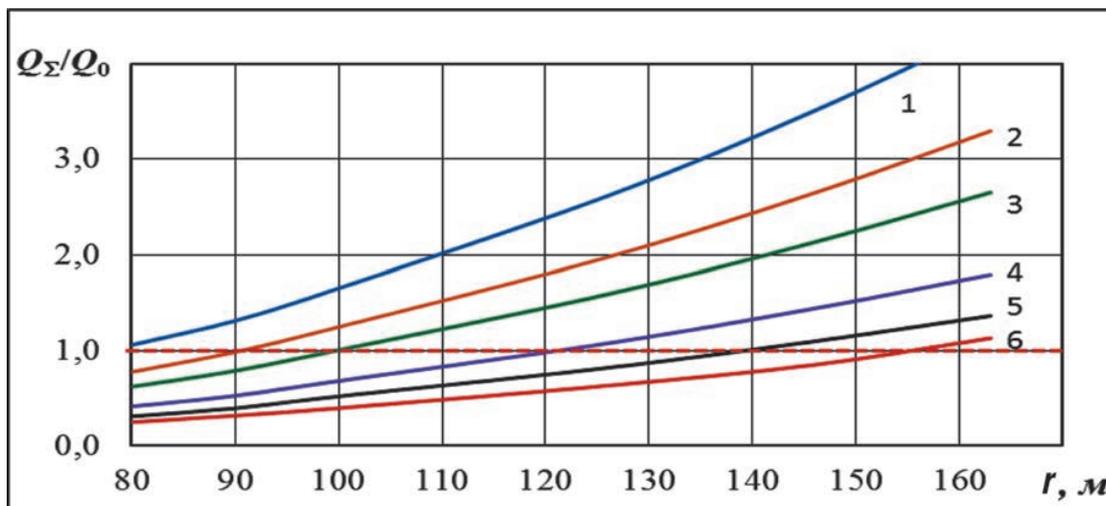
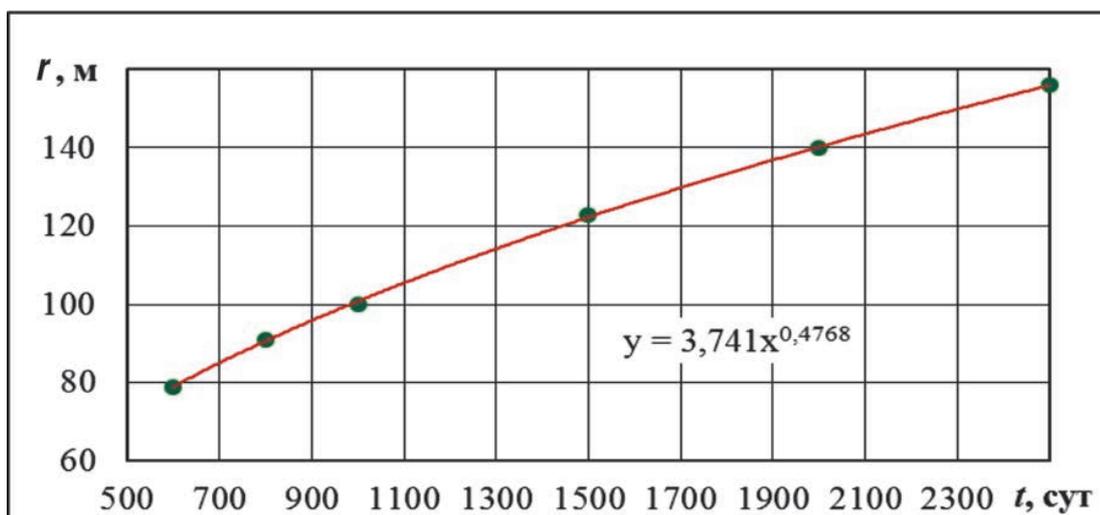


Рис. 5.
Зависимость радиуса водоотбора на различные моменты времени: 1 – $t = 600$ сут; 2 – $t = 800$ сут; 3 – $t = 1000$ сут; 4 – $t = 1500$ сут; 5 – $t = 2000$ сут; 6 – $t = 2500$ сут

В качестве примера расчета можно рассмотреть интерпретацию опытных работ периода 2014–2015 гг. (табл. 2). Откачка проводилась из скв. 7-РЭ со средним дебитом около $250 \text{ м}^3/\text{сут}$. По данным таблицы построены логарифмические графики (рис. 2) по скв. 7-РЭ и 7-БЭ. Линейной корреляцией для них определены угловые коэффициенты: $\beta_{7\text{-РЭ}} = 0,16$; $\beta_{7\text{-БЭ}} = 0,18$ (рис. 2). Далее по уравнению (7) рассчитаны положения уровня на различные моменты времени. Расчетные формулы, с учетом полученных коэффициентов, имеют вид:

$$H_{7\text{-БЭ}} = 3,5 + 0,0302 \cdot Q \left(\frac{t}{19,885} \right)^{0,16}, \quad (10)$$

Рис. 6.
Зависимость радиуса водоотбора от времени



$$H_{7\text{-БЭ}} = 0,1 + 0,0285 \cdot Q \left(\frac{t}{19,885} \right)^{0,18}$$

Сопоставление прогнозных и фактических понижений уровня, рассчитанных по данным эпигноза по (10), изображены на рис. 3. Как следует из рисунка, сходимость результатов весьма хорошая.

Оценку баланса ПВ можно получить из следующих соображений.

Положим, что формирование общего водоотбора (Q_0) поддерживается из составляющих: геометрического объема осушенного пласта (Q_r); упругих запасов (Q_{μ^*}) и за счет перетекания (Q_b):

$$Q_0 = Q_3 + Q_{1/\mu^*} + Q_b \quad (11)$$

t, сут.	r, м	Q _{μ*}	Q _b	Q _r
600	79	0,1	2,5	97,4
800	91	0,1	3,13	96,77
1000	100	0,1	3,63	96,27
1500	123	0,1	4,89	95,01
2000	140	0,05	6,1	93,85
2500	156	0,04	7,17	92,79
5000	204	0,02	19,9	80,08

Таблица 3.
Баланс подземных вод (%), скв. 7-РЭ

или

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{Q_3}{Q_0} = \frac{\pi \cdot r^2 \cdot km}{k / n_a \cdot Q_0 \cdot t} \\ \frac{Q_b}{Q_0} = \frac{\pi \cdot r^2 \cdot S_{cp} \cdot b}{Q_0} \\ \frac{Q_{1/4*}}{Q_0} = \frac{\pi \cdot r^2 \cdot S_{cp} \cdot 1/4*}{Q_0 \cdot t} \end{array} \right. , \quad (12)$$

где S_{cp} – среднее снижение уровня в пределах радиуса r на момент времени t ; k – коэффициент фильтрации; km – водопроницаемость пласта; n_a – активная пористость; μ^* – упругая водоотдача пласта.

Из (11, 12) можно получить соотношения балансовых составляющих ПВ.

Однако в выражении (12) неясной остается величина S_{cp} . Ее можно определить следующим образом. Рассмотрим схему (рис. 4). Здесь пунктиром изображена кривая депрессионной воронки, которая возникает при откачке из скважины.

В данном случае среднее понижение (S_{cp}) есть такое понижение, при котором объем фигуры, заключенный между нулевым понижением и кривой депрессии, будет равен объему цилиндра такого же радиуса (r) и высотой (S_{cp}). С этой целью выделим элементарный объем (dr) на расстоянии (r) от скважины. Элементарный объем кольца будет равен:

$$dV = 2 \cdot \pi \cdot r \cdot S_r \cdot dr . \quad (13)$$

Понижение уровня (S_r) может быть определено по формуле Дюпюи [6]:

$$S_r = \frac{Q_0}{2 \cdot \pi \cdot km} \operatorname{Ln} \frac{R}{r} . \quad (14)$$

С учетом (14), (13) может быть записано в следующем виде:

$$dV = r \cdot \frac{Q_0}{km} \operatorname{Ln} \frac{R}{r} \cdot dr \quad \text{или}$$

$$V = \int_r^R \frac{Q_0}{km} \operatorname{Ln} \frac{R}{r} \cdot r \cdot dr . \quad (15)$$

Интегрируя (15) и отбрасывая малые члены, можно получить:

$$V = \frac{Q_0 \cdot r^2}{4 \cdot km} \left(\operatorname{Ln} \frac{R^2}{r^2} + 1 \right) .$$

Полагая, с другой стороны, $V = \pi \cdot r^2 \cdot S_{cp}$, найдем (S_{cp}) (16):

$$S_{cp} = \frac{Q_0}{2 \cdot \pi \cdot km} \operatorname{Ln} \frac{\sqrt{e} \cdot R}{r} = \frac{Q_0}{2 \cdot \pi \cdot km} \operatorname{Ln} \frac{1,65 \cdot R}{r} .$$

В условиях гидравлической связи рассматриваемого горизонта с соседними величина радиуса влияния (R) может быть определена по формуле [3]:

$$R = 1,5 \cdot \sqrt{\frac{a^* \cdot t}{(1 + 1,78 \frac{b}{1/4^* t})}} ,$$

а при наличии данных – по фактическим материалам.

В конечном итоге (12) можно переписать следующим образом:

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{Q_3}{Q_0} = \frac{\pi \cdot r^2 \cdot km}{k / n_a \cdot Q_0 \cdot t} \\ \frac{Q_b}{Q_0} = \frac{r^2 \cdot b}{2 \cdot km} \operatorname{Ln} \frac{1,65 \cdot R}{r} \\ \frac{Q_{1/4*}}{Q_0} = \frac{r^2 \cdot 1/4*}{2 \cdot km \cdot t} \operatorname{Ln} \frac{1,65 \cdot R}{r} \end{array} \right. . \quad (17)$$

№	Длина дуги L , см	Средняя минерализация m , г/дм ³	$L \times m$
1	4,5	0,5	2,3
2	0,5	1,5	0,8
3	1,3	2,5	3,3
4	2,7	3,3	8,9
5	0,7	1,5	1,1
6	0,8	1,5	1,2
7	4,4	2,5	11,0
8	0,5	1,5	0,8
9	1,0	2,5	2,5
10	1,6	3,3	5,3
	18,0	М ср. г/дм ³	2,07

Таблица 4.
Расчет средней минерализации

Рассмотрим соотношение водопритоков к скв. 7-РЭ на границе контура, соответствующего отбору объема воды из пласта радиусом (r). Схема представлена на **рис. 4**. Естественно, величина его во времени будет увеличиваться, и здесь возникают проблемы с оценкой соотношения времени и радиуса. Задачу можно решить методом подбора. Задавая различные значения радиуса и времени, можно построить серию графиков, для которых следует рассчитать параметры баланса Q_{μ^*} ; Q_b ; Q_3 по (17). Расчеты представлены графически на **рис. 5**. Параметры горизонта определены по данным опытно-фильтрационных и миграционных работ: $km = 29 \text{ м}^2/\text{сут}$; $\mu^* = 0,0014$; $k/n_a = 3,76 \text{ м/сут}$; $b = 0,00009 \text{ сут}^{-1}$; $Q_0 = 250 \text{ м}^3/\text{сут}$.

$$\text{Из условия } \frac{Q_{\mu^*}}{Q_0} + \frac{Q_b}{Q_0} + \frac{Q_3}{Q_0} = 1,0 \text{ по графику 5}$$

можно установить зависимость между радиусом сжатия линзы в пласте и временем откачки. Он изображен на **рис. 6**.

Расчет баланса представлен в табличной форме (**табл. 3**).

Расчеты показывают, что в основном формирование запасов ПВ происходит преимущественно за счет водоотбора из геометрических объемов водоносного горизонта. Водоприток из смежных горизонтов составляет 7,17%, однако величина его увеличивается. Как показывают расчеты, на конец расчетного периода перетоки из смежных горизонтов будут достигать 19,9%. Что касается упругих запасов, то их величина не превышает 0,1%, причем во времени их доля снижается. Это означает, что через более или менее непродол-

жительное время режим фильтрации перейдет в стационарный.

Для прогноза на 10 лет радиус влияния оказывается равным 204 м. Иными словами, соотношение водопритоков на период 10 лет составляет по упругой водоотдаче – 0,02%; по перетокам из смежных горизонтов – 19,9%; из геометрического объема – 80,01%. При этом радиус отбора будет равен 204 м.

Схема Верхнеберезовского участка изображена на **рис. 7**.

Расчеты минерализации даны в **табл. 4**.

Необходимо учесть, что около 20 % минерализации поступает из верхнего валанжина, где ее значение составляет всего 1,4 г/дм³. Учитывая это, среднее значение минерализации на конец расчетного периода будет равно:

$$M_{ср} = \frac{2,07 \cdot 0,8 + 0,2 \cdot 1,4}{1,0} = 1,94 \text{ г/дм}^3.$$

Необходимо отметить что в целом конечное значение минерализации отвечает требованиям ГОСТ Р 54316-2011 «Воды минеральные природные питьевые», хотя и на нижнем пределе (по ГОСТ Р 54316-2011 значение минерализации по нижнему пределу равно 2,0 г/дм³). Однако необходимо учитывать, что попадая в зону развития растворенного диоксида углерода, концентрация минеральных вод довольно быстро нарастает, и в целом можно констатировать, что значение ее фактически будет больше за счет ионно-обменных процессов и растворения горных пород. По опыту миграционных исследований, выполненных в 2004 г, скорость нарастания минерализации сопоставима со скоростью фильтрации флюидов. ■

Литература

1. Методические рекомендации по применению Классификации запасов и прогнозных ресурсов питьевых, технических и минеральных подземных вод. Приказ МПР РФ от 30.07.2007 № 195. Доступно на: <http://files.stroyinf.ru/Data1/53/53011/> (обращение 13.05.2016).
2. Малков А.В., Першин И.М., Помеляйко И.С. и др. Кисловодское месторождение углекислых минеральных вод: Системный анализ, диагностика, прогноз, управление. М.: Наука. 2015. 283 с.
3. Малков А.В. Гидравлический метод оценки эксплуатационных запасов подземных вод // Разведка и охрана недр. 2009. № 11. С. 45–50.
4. Малков А.В. Определение гидродинамических параметров водоносных горизонтов в условиях перетекания // Известия Вузов. Геология и разведка. 2007. № 1. С. 31–34.
5. Справочное руководство гидрогеолога / Под ред. В.М. Максимова. Ленинград: Недра. 1967. Т. 1. 570 с.
6. Силин-Бекчурин А. И. Динамика подземных вод (с основами гидравлики). М.: МГУ. 1965. 380 с.

UDC 556.3

A.V. Malkov, Doctor of Technical Sciences, Director of Limited Liability Company “Narzan–hydroresources”¹, anatol.malkov@yandex.ru

I.M. Pershin, Doctor of Technical Sciences, Head of the department “Management in technical and biomedical systems” of North–Caucasian Federal University, a branch in the town of Pyatigorsk², ivmp@yandex.ru

I.S. Pomelyayko, PhD, Leading Engineering and Hydrogeology of Limited Liability Company “Narzan–hydroresources”¹, irinapomelyayko@rambler.ru

¹43 Kirov street, Kislovodsk, Stavropol region, 357700, Russia;

²Street 40 October, Pyatigorsk, Stavropol region, 357500, Russia.

The algorithm of calculating the reserves and balance of groundwater hydraulic method

Abstract. This paper proposes a method for calculating the universal hydraulic underground water reserves. The method of calculating the balance of groundwater in a hydraulic connection aquifers. The proposed method has been tested on the object Group IV complexity – Berezovsky plot Kislovodsk deposit carbonate mineral waters.

Keywords: hydraulic method; calculation of reserves; balance calculation; groundwater; Kislovodsk mineral waters

References

1. *Metodicheskie rekomendatsii po primeneniiu Klassifikatsii zapasov i prognoznykh resursov pit'evykh, tekhnicheskikh i mineral'nykh podzemnykh vod. Prikaz MPR RF ot 30.07.2007 № 195* (Guidelines on the application of the Classification of reserves and resources of potable, industrial and mineral underground waters. Order of the Ministry of Natural Resources of 30.07.2007 number 195). Available at: <http://files.stroyinf.ru/Data1/53/53011/> (accessed 13 May 2016).
2. Malkov A.V., Pershin I.M., Pomeliayko I.S. i dr. *Kislovodskoe mestorozhdenie uglekislykh mineral'nykh vod: Sistemyi analiz, diagnostika, prognoz, upravlenie* [Kislovodsk deposit of carbonic mineral water: System analysis, diagnosis, prognosis, management.]. Moscow, Nauka Publ., 2015, 283 p.
3. Malkov A.V. Gidravlicheskiy metod otsenki ekspluatatsionnykh zapasov podzemnykh vod [Hydraulic method for assessing the performance of groundwater reserves]. *Razvedka i okhrana nedr*, 2009, no. 11, pp. 45–50.
4. Malkov A.V. Opredelenie gidrodinamicheskikh parametrov vodonosnykh gorizontov v usloviakh peretekaniia [Determination of hydrodynamic parameters of aquifers in overflow conditions]. *Izvestiia Vuzov. Geologiya i razvedka*, 2007, no. 1, pp. 31–34.
5. *Spravochnoe rukovodstvo gidrogeologa* [Hydrogeologist Reference Guide]. Pod red. V.M. Maksimova. Leningrad, Nedra Publ., 1967, vol. 1, 570 p.
6. Silin-Bekchurin A. I. *Dinamika podzemnykh vod (s osnovami gidravliki)* [The dynamics of groundwater (the basics of hydraulics)]. Moscow, MGU Publ., 1965, 380 p.



Р. Д. Каневская
д-р техн. наук
профессор
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина
заведующая кафедрой прикладной
математики и компьютерного
моделирования
ООО «НТЦ-Русснефть»¹
заместитель генерального директора
по науке
rtkm2014@yandex.ru



А. В. Потапова
ООО «НТЦ-Русснефть»¹
ведущий специалист
potapova@ntc.russneft.ru



С. С. Манджиева
ООО «НТЦ-Русснефть»¹
специалист
mandzhieva@ntc.russneft.ru

Возможности комплексного подхода к моделированию и прогнозированию длительно разрабатываемых месторождений

¹ООО «Русснефть – Научно-технический центр». Россия, 109004, Москва, ул. Александра Солженицына, 6а, стр. 1.

Авторами предложен аналитический метод оценки эффективных фазовых проницаемостей по промысловым данным для длительно разрабатываемых пластов при наличии жесткой системы заводнения, апробированный при моделировании пластов ТТНК Вятской площади Арланского месторождения. Для длительно разрабатываемых месторождений показаны возможности интегрирования различных подходов к моделированию и прогнозированию технологических показателей. Наряду с использованием трехмерного геолого-гидродинамического моделирования привлекались различные аналитические методы, многофакторный анализ, нейронные технологии. Предложены подходы к уточнению геолого-технологической модели на основе анализа промысловой информации

Ключевые слова: длительно разрабатываемые месторождения нефти; геолого-гидродинамическое моделирование; эффективные фазовые проницаемости; многофазная фильтрация; искусственные нейронные сети; геолого-технические мероприятия

В настоящее время многие основные месторождения России вступили или вступают в позднюю стадию эксплуатации, поэтому почти половина добычи нефти приходится на длительно разрабатываемые высокообводненные запасы. Сложность их разработки определяется не только высокой обводненностью, но и многими другими факторами, среди которых основными являются геологическое строение, свойства коллекторов и насыщающих их флюидов, а также техническое состояние фонда скважин и системы обустройства. В этих условиях возрастает роль грамотного подхода к мониторингу разработки, требующего использования геолого-гидродинамической модели месторождения и других современных компьютерных технологий для анализа и прогнозирования эффективности различных геолого-технических мероприятий (ГТМ), направленных на доизвлечение нефти.

Мониторинг и моделирование зрелых месторождений предусматривают обработку и анализ очень большого объема геолого-промысловой информации, согласование разнородных, подчас кажущихся противоречивыми данных. Иногда становится необходимым пересмотр исходных материалов и изменение представлений о месторождении, что позволяет выявить неучтенные ранее запасы нефти. Отдельную проблему представляют построение и адаптация компьютерной геолого-технологической модели месторождения, т.к. требуется воспроизведение длительно-го периода истории разработки. В результате всестороннего анализа удается выделить зоны сосредоточения невыработанных запасов и организовать доизвлечение нефти, например, путем перевода скважин на другие пласты или под нагнетание, внедрения оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации.

Однако длительный промысловый опыт разработки дает и определенные преимущества. Большой объем однотипных мероприятий позволяет наряду с геолого-технологическим моделированием использовать результаты статистического анализа данных по различным технологиям, применяемым на месторождении. Продолжительный период разработки делает обоснованным привлечение характеристик вытеснения, кривых падения добычи и других альтернативных методов прогнозирования показателей разработки.

Создание и поддержание постоянно-действующей геолого-технологической модели зрелого месторождения имеет специфиче-

ские особенности, которые связаны не только с большим объемом разнородных данных и длительным периодом истории разработки, но также со сложностью адаптации модели при высокой обводненности продукции скважин, снижением остаточных запасов нефти вплоть до порогового значения и необходимостью их адекватной локализации в модели.

При воспроизведении истории разработки объекта, на котором скважины эксплуатируются с высокой обводненностью длительное время, небольшая погрешность в этом параметре приводит к существенным отклонениям расчетной добычи нефти от фактической. Например, абсолютное отклонение расчетной обводненности от фактической на 1% при текущем значении 98% и фиксированном дебите жидкости обуславливает расхождение расчетного и фактического дебита нефти в два раза. Зачастую для соседних скважин отклонения имеют противоположные знаки. Это может быть связано с неопределенностью проницаемости в межскважинном пространстве. При моделировании многопластового месторождения задача осложняется неоднозначностью распределения добычи между пластами, поскольку граничные условия на скважинах представляют собой ограничения – задается лишь суммарный дебит по всем вскрытым интервалам. Это делает невозможной точную имитацию в модели поведения отдельных скважин, особенно, если их количество достаточно велико, поэтому целесообразно анализировать параметры по группам скважин, например, по кустам.

Ключевым моментом при адаптации гидродинамической модели является обоснование коэффициента вытеснения и эффективных фазовых проницаемостей. Если при воспроизведении истории начальных этапов разработки месторождения величина коэффициента вытеснения и остаточной нефтенасыщенности не столь значима, то при моделировании поздней стадии, когда текущая нефтенасыщенность приближается к остаточной, точность модели определяется корректностью заложенного в нее коэффициента вытеснения. Поэтому при работе с постоянно-действующей геолого-технологической моделью зачастую требуется уточнение этого важного параметра в связи с изменением условий разработки и методов воздействия на пласт.

Наличие промысловой информации, соответствующей разным этапам разработки месторождения, дает дополнительные возможности для постановки и решения обратных задач. Так, например, данные о добыче

из длительно эксплуатируемых обводненных пластов при наличии жесткой системы заводнения могут быть привлечены для оценки эффективных фазовых проницаемостей, причем, в отличие от керновых данных, получаемые зависимости будут соответствовать масштабу осреднения, сопоставимому с расстоянием между скважинами и размерами ячеек гидродинамической модели.

Для идентификации фазовых проницаемостей по истории добычи скважин предложена методика, основанная на обобщении метода Велджа-Эфроса [1]. Анализируются данные длительной эксплуатации скважин, на которых обводненность продукции изменялась в широком диапазоне вплоть до высоких значений. Схематизация притока к скважине как квазиодномерного, позволяет воспользоваться решением задачи Баклея-Левретта для нахождения эффективных фазовых проницаемостей по данным о добыче нефти и жидкости с привлечением сведений о начальном нефтенасыщении.

Несмотря на условность такой постановки задачи, ее преимущество состоит в возможности оценки эффективных характеристик пласта, соответствующих масштабу реальных процессов. Размеры области дренирования определяются расстоянием между скважинами и их размещением. Интерес представляет построение функции Баклея-Левретта и фазовых проницаемостей в зависимости от средней насыщенности в прилегающей к скважине области, размер которой соответствует размеру сеточного блока в фильтрационной

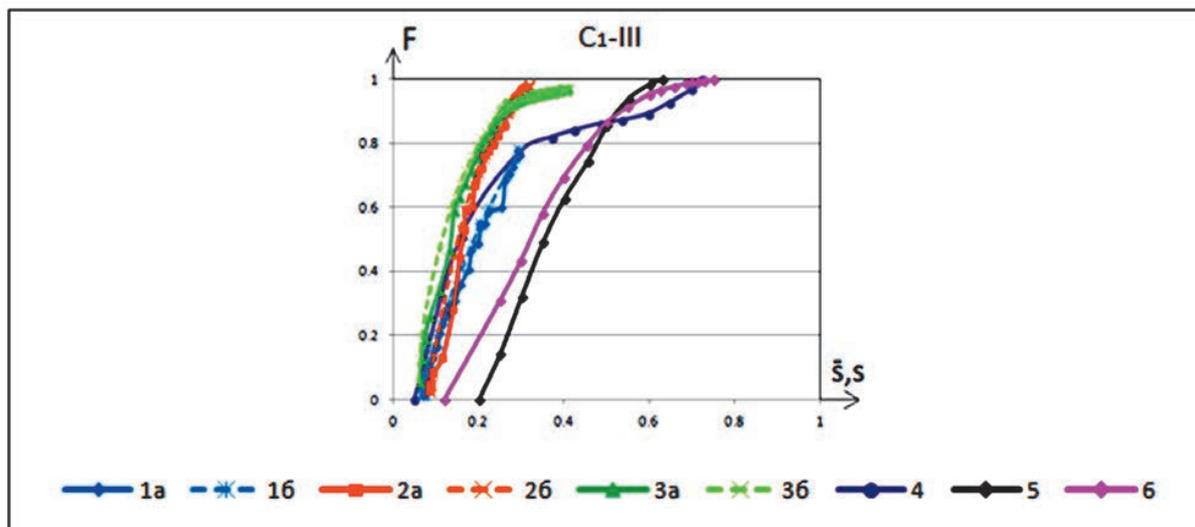
модели пласта, поскольку тогда полученные зависимости можно будет непосредственно использовать при моделировании.

Была разработана соответствующая методика решения обратной задачи. В качестве исходных данных по скважинам используются сведения о текущей и накопленной добыче нефти и жидкости, забойные давления, а также нефтенасыщенная толщина, пористость и начальная нефтенасыщенность. Кроме того, необходима информация о системе заводнения и расстоянии между скважинами.

В качестве примера рассматривается терригенная толща нижнего карбона (ТТНК) Вятской площади Арланского месторождения. Объект является многопластовым, разрабатывается с 1973 г., разбурен по квадратной сетке с расстоянием между скважинами 350 м, в настоящее время реализована обращенная девятиточечная система заводнения. Текущая нефтеотдача превышает 0,46, обводненность – выше 96%. Нефть объекта характеризуется повышенной вязкостью – 24 мПа·с. ТТНК включает пласты, отличающиеся по фильтрационно-емкостным свойствам (ФЕС) и толщинам. Наиболее выдержанными и крупными по запасам являются пласты C_1 -III и C_1 -VI. Эти пласты также характеризуются наибольшими нефтенасыщенными толщинами и более высокими значениями проницаемости (до 2 мкм²). Они являются основными по объему добычи нефти, также по ним отмечается наиболее высокая обводненность добываемой продукции. Менее выработанными и менее обводненными являются пласты C_1 -I,

Рис. 1.

Функции доли воды в потоке для пласта C_1 -III по промысловым данным: 1а–3а и 1б–3б – зависимости $F(s)$ и $F(\bar{s})$ для групп скважин 1–3, соответственно; 4 – по результатам воспроизведения гидродинамической модели; 5, 6 – по керну



C_1 -II, C_1 -IV. Первоначальное объединение пластов ТТНК с разными ФЕС в один объект разработки существенно осложняет контроль разработки и при отсутствии специальных замеров делает невозможным разделение продукции скважин между эксплуатируемыми пластами без детального моделирования или специальных расчетов.

Для решения обратной задачи по построению эффективных фазовых проницаемостей были отобраны скважины, вскрывающие только один пласт, в первую очередь были рассмотрены основные пласты C_1 -III и C_1 -VI. Были выделены скважины, расположенные на разных участках залежей. Для каждого из рассматриваемых пластов было сформировано по три характерных группы скважин. На **рис. 1** представлены полученные функции доли воды в потоке $F(s)$ и $F(\bar{s})$ для каждой из групп пласта C_1 -III. В качестве аргумента функции F может использоваться не только s – насыщенность на выходе из пласта, но и \bar{s} – средняя насыщенность по объему заданной окоскважинной зоны. Соответствующие относительные фазовые проницаемости в зависимости от \bar{s} и s для пласта C_1 -III показаны на **рис. 2**. Интересно отметить, что, несмотря на разброс фильтрационно-емкостных характеристик пластов в рассматриваемых областях, расчетные кривые – достаточно близкие.

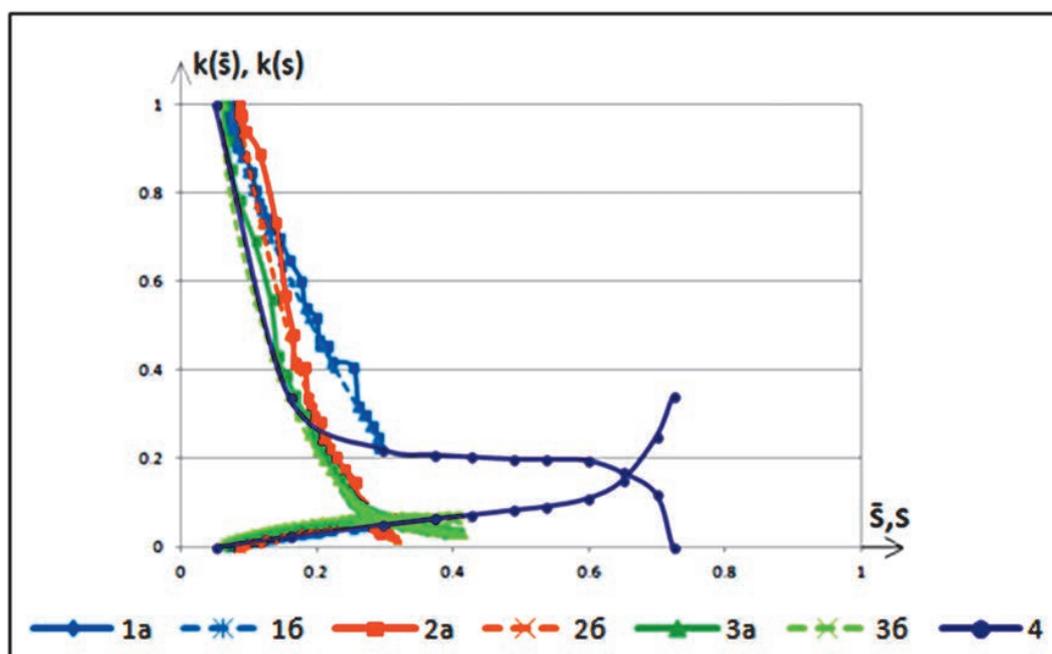
Это упрощает использование полученных результатов при адаптации гидродинамических моделей.

Сопоставление относительных фазовых проницаемостей и функций обводненности, рассчитанных по промысловым данным с использованием представленного подхода, с кривыми, полученными на керне, показывает их существенные различия (**рис. 1**). Это связано с тем, что предложенные зависимости, в отличие от керновых данных, соответствуют масштабу осреднения, сопоставимому с расстоянием между скважинами, и учитывают макронеоднородность пласта. Для сравнения на **рис. 1, 2** показаны эффективные фазовые проницаемости и функция доли воды в потоке, полученные ранее подбором в ходе длительных многовариантных расчетов по адаптации фильтрационной модели, которая была построена в 2007 г. и с тех пор постоянно обновлялась и уточнялась [2]. Зависимости оказались достаточно близкими, что показывает целесообразность оценки фазовых проницаемостей по промысловым данным перед началом воспроизведения истории разработки на модели.

Таким образом, предложен аналитический метод оценки эффективных фазовых проницаемостей по промысловым данным для длительно разрабатываемых пластов при наличии

Рис. 2.

Относительные фазовые проницаемости для пласта C_1 -III (обозначения соответствуют **рис. 1**)



жесткой системы заводнения. Использование этих зависимостей в качестве начального приближения при построении фильтрационной модели позволит существенно ускорить процесс воспроизведения истории разработки, т.к. они соответствуют масштабу осреднения, сопоставимому с расстоянием между скважинами, и учитывают макронеоднородность пласта в межскважинном пространстве. С нашей точки зрения, эти данные можно расценивать как важный источник информации о многофазной фильтрации в пласте. Полученные результаты апробированы при моделировании пластов ТТНК Вятской площади Арланского месторождения.

Одной из основных задач моделирования месторождений является выявление плохо дренируемых запасов и планирование ГТМ для доизвлечения из них нефти. Однако из-за сложности процессов, происходящих в пласте при тех или иных методах воздействия, зачастую невозможно их адекватно описать в геолого-технологической модели месторождения и количественно прогнозировать результаты на базе гидродинамических расчетов.

Подбор скважин для проведения ГТМ и прогнозирование их эффективности всегда требует учета большого количества разнородных факторов, часто не поддающихся количественной оценке. Для зрелых месторождений при наличии опыта применения конкретных технологий целесообразно его использовать для прогнозирования эффекта от новых мероприятий. Такой анализ требует большого количества времени, т.к. предполагает просмотр широкого набора разнородных данных по каждой скважине, сравнение этих данных и подведение итогов. Для решения этой задачи разработан алгоритм, основанный на искусственных нейронных сетях и генетических алгоритмах. Предложенный алгоритм также позволяет подбирать оптимальные параметры мероприятия для получения максимального эффекта.

Алгоритм был протестирован на мероприятиях по поинтервальной соляно-кислотной обработке карбонатных каширо-подольских отложений Вятской площади Арланского месторождения. Результаты выполненных обработок носят неоднозначный характер, различны в разные периоды времени и в сходных по характеристикам скважинах. Однако в результате применения предложенного алгоритма было получено достаточно хорошее совпадение фактических и прогнозных дебитов нефти и обводненности скважин после проведения мероприятия, что позволяет ис-

пользовать его для предварительного подбора скважин и оценки эффекта от ГТМ.

В основу предлагаемой технологии прогнозирования эффекта от ГТМ и подбора скважин-кандидатов положены искусственные нейронные сети, позволяющие выявлять сложные нелинейные зависимости между величинами в отсутствии предположений о виде этих зависимостей. Искусственная нейронная сеть (ИНС) представляет собой искусственный аналог работы человеческого мозга и состоит из слоев нейронов и связей между ними [3]. В настоящее время ИНС широко используются в различных областях. При решении задач аппроксимации зависимостей в простейшем случае количество нейронов в первом слое определяется количеством аргументов функции, количество нейронов в последнем слое определяется количеством значений функции, количество нейронов скрытого слоя и количество скрытых слоев являются параметрами, от которых зависит скорость и качество работы сети. Сначала необходимо определить конфигурацию сети – количество скрытых слоев и нейронов в каждом слое. Из накопленной практики применения искусственных нейронных сетей при решении задач аппроксимации следует, что достаточно иметь один-два скрытых слоя с 5–7 нейронами. Далее сеть обучается на определенном наборе данных – множестве аргументов и соответствующих им значений функции. После обучения предполагается, что сеть может определять значение функции для любых заданных ей аргументов.

Данный математический аппарат был применен для прогнозирования эффекта от поинтервальных соляно-кислотных обработок, проводящихся в массовом объеме с 2010 г. на карбонатных каширо-подольских отложениях Вятской площади Арланского месторождения и являющихся основным методом интенсификации добычи данного объекта. Каширо-подольские отложения состоят из пяти пластов с различными свойствами. Наиболее распространенными по площади и наибольшими по запасам являются пласты ПЗ и К1.

В геологическом разрезе по данным интерпретации ГИС и индукционного каротажа в скважинах, оборудованных стеклопластиковыми колоннами, также выделяются водонесные пропластки по всей толщине разреза, а также включения пелита. Каширо-подольские отложения разрабатываются с 1975 г. по квадратной сетке скважин с расстоянием 283 м между ними и организацией обращенной девятиточечной системы заводнения.

С самого начала разработки обводненность в большей части скважин была высокой – от 20 до 40%, что связано, по-видимому, с наличием водоносных линз в разрезе. Текущая обводненность составляет около 70%, коэффициент нефтеизвлечения превысил 0,3. Следует отметить, что с начала разработки и до 2007 г. обводненность менялась незначительно и к началу 2015 г. выросла на 22%. При действующем фонде добывающих скважин 612 ед. за период 2010–2013 гг. было проведено 265 поинтервальных соляно-кислотных обработок, не включая обработки, проводившиеся совместно с другими ГТМ, такими как перестрелы и приобщения пластов или оптимизация глубинно-насосного оборудования. Характерным явлением после обработки скважины являлось увеличение дебита жидкости, а в трети скважин отмечался значительный рост обводненности после обработки (более 10%).

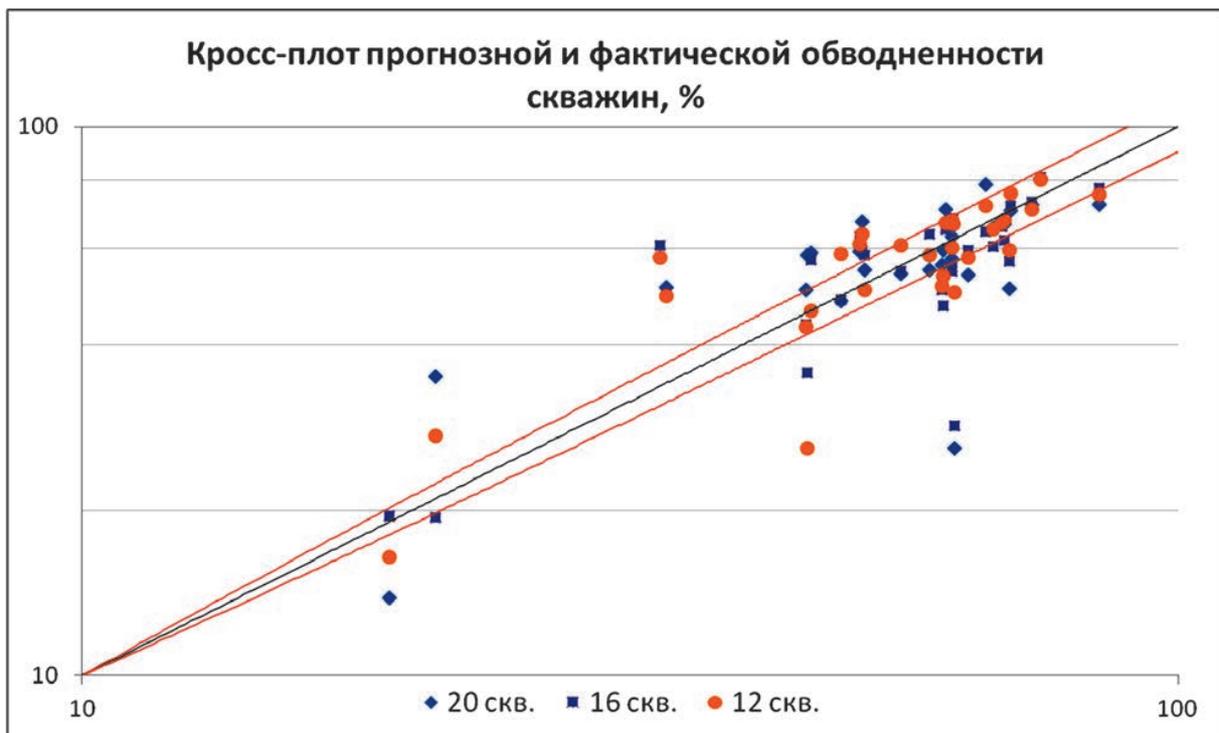
Для анализа обработок и последующего подбора скважин для ГТМ была составлена база данных с исходной информацией о скважинах: средние значения пористости и нефтенасыщенности отдельно по каждому вскрытому нефтенасыщенному пласту по ГИС, доля каждого пласта в перфорации скважины, наличие водоносных пластов

в разрезе по интерпретации ГИС и их толщина, данные о работе скважины до и после мероприятия (среднемесячные удельные на метр перфорации дебиты нефти и жидкости скважин и обводненность за полгода до и после мероприятия), данные о самой кислотной обработке (количество закачанной кислоты в пласты и ее концентрация).

Изначально для построения многомерных зависимостей между дебитами скважины по нефти и жидкости и обводненностью после мероприятия и остальными вышеперечисленными параметрами использовались методы регрессионного анализа. Однако получаемые зависимости плохо отражали уже имеющиеся данные и не могли прогнозировать эффект для новых обработок. Кроме того, необходимо было либо иметь предположения о виде зависимостей от каждого из параметров, что для функции многих переменных представляет трудность, либо считать эти зависимости линейными. Анализ осложнялся также противоположными результатами в похожих на первый взгляд скважинах.

Поскольку зависимость, скорее всего, характеризуется высокой степенью нелинейности, было принято решение перейти к нейронным сетям. При тестировании использовался многослойный перцептрон с одним-двумя

Рис. 3.
Фактическая и прогнозная обводненность тестовой группы из 30 скважин



скрытыми слоями с 5–7 нейронами. Поскольку было проведено большое количество ГТМ на разнородных скважинах, при обучении на всем наборе имеющихся данных прогноз давал обобщенные значения, далекие, однако, от фактических данных. Поэтому было принято решение ограничить обучающее множество скважинами, близкими к исходной по параметрам.

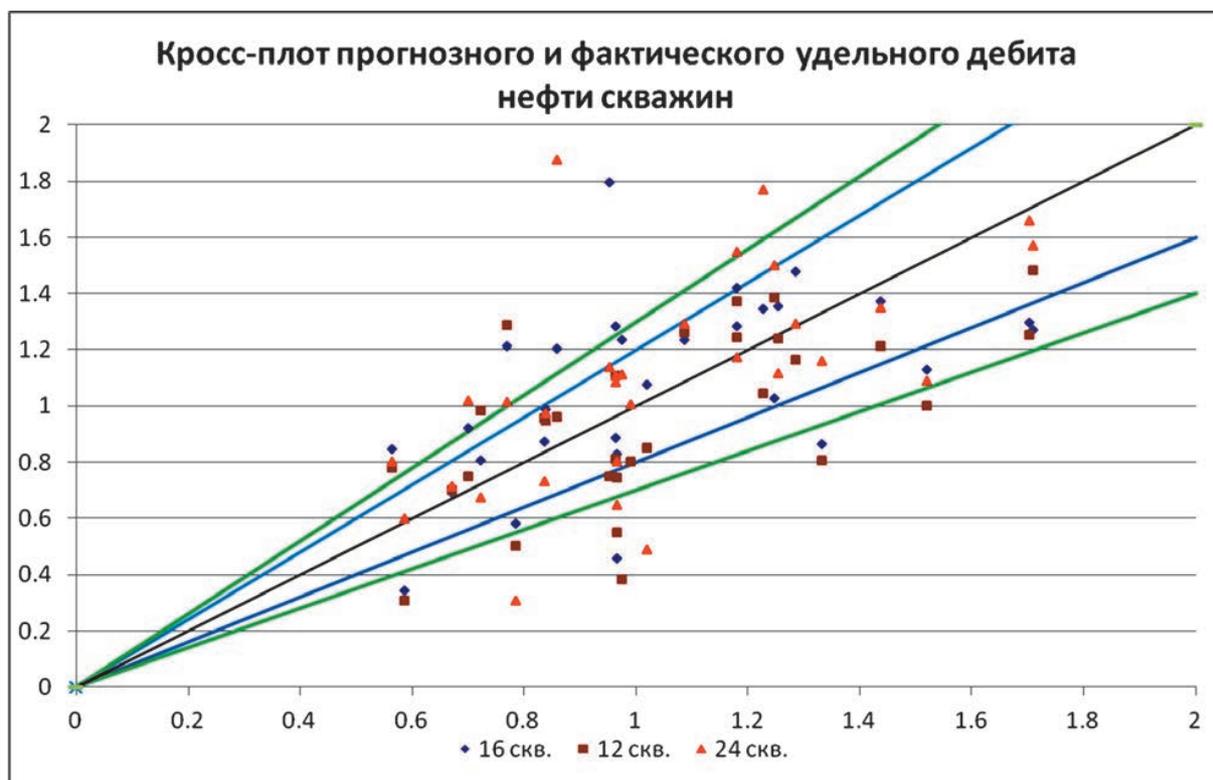
В качестве выходных параметров, определяемых сетью, рассматривались удельный дебит нефти скважин после мероприятия и обводненность (осредненные за определенный период, поскольку полученное увеличение дебитов и обводненности в первый месяц после обработки не всегда сохраняется в дальнейшем). Можно также определять и накопленную добычу нефти скважин за несколько месяцев после мероприятия. В данном случае были выбраны средние за 3 месяца после обработки удельный дебит скважин по нефти и обводненность.

Прогнозные расчеты по определению этих параметров после мероприятия были выполнены для различных групп из 30 скважин на сети с одним скрытым слоем с пятью нейронами. Обучающее множество состояло из 12, 16 и 24 ближайших по параметрам скважин.

Результаты работы программного комплекса приведены на *рис. 3, 4*. *Рис. 3* соответствует прогнозному расчету с выходным параметром в виде обводненности добываемой продукции после обработки. Точки разного цвета соответствуют расчетам с обучающим множеством в 20, 16 и 12 скважин. Прогнозные значения обводненности в точках, попадающих в красные границы, отличаются от фактических не более, чем на 20% (в относительных величинах). *Рис. 4* соответствует прогнозному расчету с выходным параметром в виде удельного дебита нефти после обработки. Точки разного цвета также соответствуют расчетам с обучающим множеством в 24, 16 и 12 скважин. Прогнозные значения удельного дебита нефти в точках, попадающих в широкие границы, отличаются от фактических не более чем на 30%, а в точках, попадающих в узкие границы – не более чем на 20%.

Разработанный подход к планированию ГТМ на крупных месторождениях с большим количеством скважин может быть использован для предварительного отбора скважин-кандидатов, данные по которым впоследствии можно просмотреть более детально и принять решение о целесообразности их включения в программу ГТМ. Погрешность метода при

Рис. 4.
Фактический и прогнозный дебит нефти тестовой группы из 30 скважин



определении выходных параметров связана с невозможностью учета всех факторов, влияющих на эффективность мероприятия и сложностью строения пластов и процессов, происходящих в них.

Анализ информации и результатов расчетов при работе с большими объемами данных, в том числе и процедура выбора скважин-кандидатов для проведения ГТМ, может быть существенно облегчен путем использования карт распределения различных параметров. Эти параметры могут быть рассчитаны на основе гидродинамической модели, по фактическим данным или любым другим способом. В частности, при планировании кислотного воздействия анализировались карты эффективности кислотных обра-

ток, карты обводненности, карты остаточных запасов, оцениваемых разными способами, например по данным гидродинамического моделирования и по характеристикам вытеснения и другим.

Таким образом, для длительно разрабатываемых месторождений показаны возможности интегрирования различных подходов к моделированию и прогнозированию технологических показателей. Наряду с использованием трехмерного геолого-гидродинамического моделирования привлекались различные аналитические методы, многофакторный анализ, нейронные технологии. Предложены подходы к уточнению геолого-технологической модели на основе анализа промышленной информации. ●

Литература

1. Басниев К.С., Дмитриев Н.М., Каневская Р.Д., Максимов В.М. Подземная гидромеханика. М.: Институт компьютерных исследований. 2006. 488 с.
2. Каневская Р.Д., Ершов Т.Б., Вольнов И.А. Оценка перспектив доразработки Вятской площади Арланского месторождения на основе геолого-технологической модели // Нефтяное хозяйство. 2008. № 3. С. 40–43.
3. Хайкин Саймон, Нейронные сети: полный курс. М.: Издательский дом «Вильямс». 2006. 1104 с.

UDC 622.276: 519

R.D. Kanevskaya, Dr. technical sciences, Professor, head of the department of applied mathematics and computer modeling of Gubkin Russian state university of oil and gas (National research university), deputy general director for science of Russneft research and technology center¹, pmkm2014@yandex.ru

A.V. Potapova, leading specialist of Russneft research and technology center¹, potapova@ntc.russneft.ru

S.S. Mandzhieva, specialist of Russneft research and technology center¹, mandzhieva@ntc.russneft.ru

¹000 Russneft research and technology center. Bldg. 1, 6a Alexander Solzhenitsyn street, Moscow, 109004, Russia.

Features of integrated approach to modeling and forecasting long-developed fields

Abstract. The authors propose an analytical method for estimating the effective permeability for fishery data for long-developed layers in the presence of hard water flooding system, tested in the reservoir modeling clastic strata of the Lower Carboniferous Vyatka area Arlan field. For long-developed fields are shown possibilities of integrating different approaches to modeling and forecasting of technological parameters. Along with the use of three-dimensional geological and hydrodynamic modeling involved a variety of analytical methods, multivariate analysis, neural technology. The approaches to the correction of geological-technological model based on the analysis of field information are proposed.

Keywords: long-developed oil fields; geological and hydrodynamic modeling; effective permeabilities; multiphase flow; artificial neural network; geological and technical measures

References

1. Basniev K.S., Dmitriev N.M., Kanevskaya R.D., Maksimov V.M. *Podzemnaia gidromekhanika* [The underground fluid mechanics]. Moscow: Institut komp'iuternykh issledovaniy Publ., 2006, 488 p.
2. Kanevskaya R.D., Ershov T.B., Vol'nov I.A. Otsenka perspektiv dorazrabotki Viatskoi ploshchadi Arlanskogo mestorozhdeniia na osnove geologo-tekhnologicheskoi modeli [Evaluation of the development prospects of the Vyatka area Arlan deposit based on geological and technological models]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2008, no. 3, pp. 40–43.
3. Khaikin Saimon, *Neironnye seti: polnyi kurs* [Neural networks: a complete course]. Moscow: Vil'iams Publ., 2006, 1104 p.



Н.Н. Андреева
д-р техн. наук
профессор
РГУ нефти и газа (НИУ)
имени И.М. Губкина¹
заведующий кафедрой
АО «ГК «РусГазИнжиниринг»²
вице-президент
andreevan.n@mail.ru
andreeva.natalia@rusgazen.ru



П.К. Калашников
канд. техн. наук
РГУ нефти и газа (НИУ)
имени И.М. Губкина¹
доцент
kpk@gubkin.pro



В.В. Кононов
АО «НЕОЛАНТ»³
генеральный директор
info@neolant.ru

Создание многоуровневой системы обучения информационным технологиям

¹Россия, 119991, Москва, Ленинский пр-т., 65; ²Россия, 142100, Московская область, Подольск, ул. Федорова, 34, пом. 1, 2; ³Россия, 105062, Москва, Покровка, 47а

Авторы предложили создать информационно-технологическую систему многоуровневого образования, что позволит улучшить качество теоретической и практической подготовки в области информационных технологий (ИТ), систем автоматизированного проектирования (САПР), моделирования. Учебная программа «Системы автоматизации проектных работ» является составной частью этой системы, реализация ее разработки позволит предотвратить отставание от уровня иностранных компаний и повысит конкурентоспособность российских подрядчиков на российском и мировом рынке

Ключевые слова: информационные технологии (ИТ); программное обеспечение; моделирование; проектирование; производство; система автоматизированного проектирования (САПР); нефтяное машиностроение; высшее образование

На наших глазах в течение нескольких десятилетий информационные технологии (ИТ) превратились в существенный материальный ресурс для организации любого технологического производства. Ни одна отрасль промышленности не обходится без специализированных программ для выполнения про-

ектных расчетных задач, организации учета и управления на стадии эксплуатации. Реальное освоение компетенций в области ИТ и непрерывное развитие специалистов становятся важным фактором конкурентоспособности, а порой и выживания бизнеса.

13 июля 2016 г. был опубликован прессыпуск исследований ВЦИОМ № 3151, по-

священный качеству высшего образования в РФ. Небольшая выдержка из этого отчета. Больше половины опрошенных россиян (56%) оценивают качество подготовки в российских вузах как среднее, примерно так же его оценивают работодатели (55%), а среди молодых специалистов так думает только треть (36%). По мнению 22% граждан, уровень подготовки выпускников в отечественных университетах и институтах высокий. Такую точку зрения разделяют большинство молодых специалистов (58%) и только каждый десятый работодатель (13%). В низком уровне подготовки профессиональных кадров уверены 16% рос-

Недостаточная готовность многих компаний внедрять системы автоматизированного проектирования приводит к отставанию от уровня зарубежных компаний, снижая конкурентоспособность российских подрядчиков как на мировом, так и на российском рынке

сиян, четверть работодателей (28%) и только 5% «вчерашних выпускников».

Недостаток практических навыков у выпускников российских вузов признает и большая часть молодых специалистов (56%), и абсолютное большинство работодателей (91%). С теоретической подготовкой дела обстоят лучше: нехватку теоретической подготовки ощущает только четверть молодых специалистов (25%), в то время как подавляющее большинство представителей этой аудитории считают полученное теоретическое образование достаточным. Каждый второй работодатель (53%) убежден в недостатке теоретических знаний выпускников вузов, а тех, кто придерживается обратного мнения – 43% [1].

Рассмотрим сложившуюся систему обучения будущих работников в ведущих университетах, готовящих специалистов нефтегазового профиля, по показателям, обозначенным ВЦИОМ. В данном случае подвергнем анализу область подготовки специалистов для выполнения инженерных расчетов, автоматизации проектных работ, моделирования технологических процессов и создания 3D-моделей объектов разработки и обустройства место-

рождений, как определяющих качество проектных работ согласно мировой практике. Подчеркнем, что, будучи сотрудниками РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, мы хорошо ориентируемся именно в подготовке инженерных кадров в нашем университете. Однако общение с коллегами из других высших учебных заведений, а также работодателями показывает, что проблемы у всех общие.

1. Качество теоретической подготовки в области ИТ, САПР и моделирования

Теоретическая подготовка должна формировать кругозор студентов для того, чтобы далее могли делать осознанный выбор программного обеспечения (ПО) для выполнения конкретных инженерных задач. Студентам надо показать принципы разработки ПО для целей развития и совершенствования технологических процессов в области добычи нефти и газа, бурения скважин, проектирования обустройства месторождений. Неотъемлемыми элементами создания расчетных программ являются их сертификация и метрологическая экспертиза. Безусловно, необходим анализ трендов развития ПО, влияния человеческого фактора и общего технического прогресса на создание новых продуктов.

Рассматривая принципиально учебные дисциплины, которые сейчас представлены во всех вузах, мы видим, что они сосредоточены вокруг изучения и освоения одних и тех же программных продуктов (*табл. 1*). Теоретической подготовки как таковой в рамках, например, магистерских программ, мы не нашли. Нет современных учебных пособий в области 3D-моделирования проектов разработки и объектов обустройства месторождений углеводородов, написанных российскими авторами, что указывает на отсутствие школы. Безусловно, есть узкоспециализированные программы на отдельных кафедрах, но в целом это картину не меняет.

В первую очередь это связано с доминированием на российском рынке мировых вендоров, давно и успешно работающих с вузами по всему миру, нарабатывших гигантскую практику. Наша практика показывает, что при этом решаются не только образовательные задачи, но, в первую очередь, коммерческие. Степень присутствия международных компаний на российском рынке показана на *рис. 1*. Не случайно оно сопровождается ростом высококвалифицированных рабочих мест, но не в российских компаниях, а у поставщиков ПО.

Безусловно, надо признать, что приход компаний с мировым именем в университеты

Наименование дисциплины	САПР-продукты, применяемые в университетах
Геологическое моделирование нефтегазового пласта	<ul style="list-style-type: none"> • ROXAR IRAP RMS • AutoCAD
Гидродинамическое моделирование процесса разработки нефтегазового месторождения	<ul style="list-style-type: none"> • ROXAR TEMPEST • ROXAR IRAP RMS • CMG STARS
Проектирование нефтяных и газовых скважин	<ul style="list-style-type: none"> • Unisim • HYSYS • AutoCAD • Компас-3D • Старт • Solidworks
Проектирование установок подготовки нефти (УПН)	<ul style="list-style-type: none"> • Unisim • HYSYS • Intergraph • AutoCAD • Microstation • Компас-3D • Старт • EPLAN • ABAQUS
Проектирование установок комплексной подготовки газа (УКПГ)	• Аналогично предыдущему
Проектирование установок газоперерабатывающих заводов (ГПЗ)	• Аналогично предыдущему
Проектирование морских нефтегазовых сооружений	<ul style="list-style-type: none"> • Intergraph • AutoCAD • Компас-3D • Старт • EPLAN

Таблица 1.
Программные продукты, осваиваемые в большинстве вузов при изучении принципиально учебных дисциплин

открыл нам все многообразие мира ИТ и позволил перейти к массовому освоению приемов инженерных расчетов и моделирования. Однако сложившаяся система освоения материала по схеме: «поставщики ПО пригласили преподавателей из вуза на краткосрочный семинар – преподаватели освоили некоторые стандартные приемы работы с ПО – для студентов составили план обучения конкретному ПО – компания (поставщик ПО) получила возможность через будущих работников влиять на выбор ПО в промышленных предприятиях» как раз подтверждает результаты опроса ВЦИОМ. Как правило, преподавательский состав вуза не имеет опыта работы в реальном проектном производстве, ему трудно следить за тенденциями развития рынка ИТ и моделирования. Мы должны отметить, что мировые компании имеют хорошие программы обучения, и студенты осваивают шаблоны ведения работ. Однако теоретическую под-

готовку в области ИТ, САПР и моделирования процессов и объектов нефтедобывающего производства эти программы не предусматривают. Следует признать, что студенты (и преподаватели), работающие сейчас в такой системе, не имеют базовых знаний, достаточных для обеспечения интенсивного развития производств, они, за редким исключением, являются квалифицированными пользователями чужих наработок.

2. Качество практической подготовки специалистов в области ИТ, САПР и моделирования

Качество практической подготовки определяется примерно теми же факторами, что и теоретическая подготовка. Наличие материально значимой потребности бизнес-сообщества в специалистах высокого уровня пока не привело к созданию общепризнанных стандартов как производственной деятельности в сфере

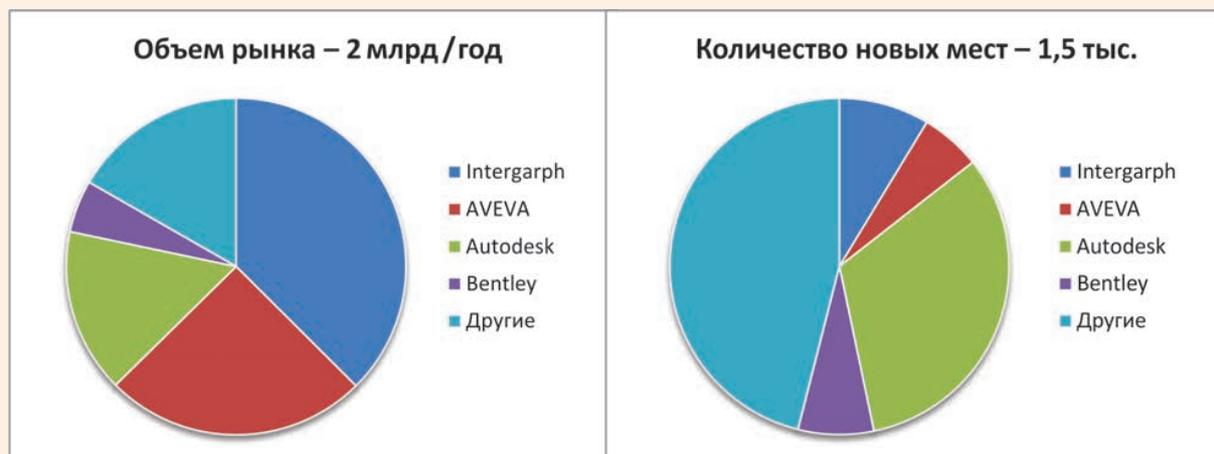


Рис. 1.
Присутствие международных компаний на российском рынке

ИТ, так и обучения приемам проектирования в трехмерном пространстве. ИТ и моделирование не попали в технические регламенты. Узаконено место геологических и гидродинамических 3D-моделей только для подсчета запасов и технических проектов разработки месторождений. Применение информационных 3D-моделей обустройства месторождений и поддержки жизненного цикла пока не стало реальной производственной потребностью компаний. Наш опыт проектирования объектов обустройства в международных проектах показывает, что 3D-модель является средством управления проектом, оптимизации затрат, автоматической генерации спецификаций проекта для управления закупками и т.д. [2].

3. Отсутствие понимания физической сущности моделируемого процесса или оборудования

Хотелось бы отметить еще одну отличительную черту освоения ИТ и приемов моделирования в российской практике. Наши наблюдения показывают, что российские студенты очень рано, с младенческих лет, начинают общаться с гаджетами разного типа. Поэтому студенты, как правило, имеют приличный уровень общей компьютерной грамотности. Однако зачастую и в подходе к моделированию они видят лишь возможность поиграть, построить красивую картинку без понимания физической сущности моделируемого процесса или оборудования. Отсюда чудовищные ошибки, дискредитирующие отличную технологию.

Таким образом, можно сформулировать набор условий для успешного создания образовательных программ как в части теоретической, так и практической подготовки:

- образовательная программа должна стать средством аффилиации профильных знаний, получаемых по специальным дисциплинам, с возможностями современного программирования;

- образовательная программа может выполнять свою основную функцию, если она насыщена примерами использования ИТ и методов моделирования в реальных производственных процессах;

- учебному заведению нужно отказаться от прерогативы написания программы по сложившимся стереотипам. Это процесс, в который вовлечены «владельцы знаний» в области нефтегазового дела, ИТ и моделирования, а также создатели методической основы из профильного вуза. Как правило, таких специалистов объединяют базовые кафедры предприятий;

- коллектив разработчиков программы должен обладать пониманием смежных дисциплин и творчески мыслить, представляя перспективы развития новой дисциплины. Пример вовлечения специалистов разного профиля для создания программ по информационным моделям показан на *рис. 2*.

В связи с вышеизложенным, авторами статьи, представляющими передовую инжиниринговую компанию (АО «ГК РГИ»), системного интегратора программных продуктов (АО «НЕОЛАНТ») и ведущий нефтегазовый вуз России (РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина), была рассмотрена возможность создания образовательных программ в области ИТ, САПР и моделирования, идущих параллельно основным программам обучения технологическому проектированию. Однажды заказчик из компании *LUKOIL Overseas Corporation* упрекнул в ходе рабочего совещания в запаздывании



Рис. 2.

Вовлечение специалистов разного профиля для создания программ по информационным моделям

создания программы обучения трехмерному моделированию объектов обустройства, что существенно снижает конкурентоспособность российских специалистов, поставив в пример корпорацию *Hyundai*, которая в Сеульском университете за 6 лет создала программы подготовки профильных специалистов. Однако к этому времени нами уже рассматривалась возможность разработки российских обучающих стандартов, т.к. сформировалось понимание, что в противном случае данное направление по-прежнему будет управляться извне. Рабочая программа «Системы автоматизации проектных работ» была создана для чтения на кафедре «Проектирование систем обустройства месторождений углеводородов» в рамках магистерской подготовки. Хотим отметить, что не согласны с критическими высказываниями в адрес Министерства образования и науки РФ по поводу многократного пересмотра и формализации образовательных стандартов. Именно стандарт формы ФГОС ВО помог нам четко обозначить цели программы, выверить компетенции и практические навыки, которые получают выпускники кафедры [3]. Учебная программа САПР, характеристика которой приведена ниже, идет в комплексе с рабочими программами дисциплин:

- Основы проектирования обустройства месторождений углеводородов;
- Проектирование систем сбора, подготовки и транспорта нефти, газа и воды, объектов вспомогательной инфраструктуры;
- Инженерные изыскания;
- Риск-ориентированное проектирование;
- Прочностные расчеты.

Эти дисциплины построены таким образом, что предполагают одновременное изучение современных ПО, обеспечивающих работу в едином информационном простран-

стве, с дисциплинами, дающими технические знания по выбранной специальности.

Авторы учебной программы поставили цель магистерской подготовки – освоение прикладных программ, нацеленных на эффективное интеллектуальное проектирование, документооборот в едином информационном пространстве, поддержание целостности представления об объекте проектирования. Мы понимали, что эффект будет получен при выполнении следующих условий:

- синхронизация образовательных стандартов с новыми направлениями развития проектной деятельности. Если некому осваивать разработанные в РФ программные продукты, то вся работа была вхолостую;
- изучение запросов работодателей по подготовке кадров, обладающих востребованными знаниями (анкеты, переговоры с профильными службами);
- получение обратной связи от работодателей в части удовлетворенности предлагаемыми учебными продуктами;
- внесение изменений и актуализация рабочих программ дисциплин, наполнение реальными примерами исполнения проектов в предлагаемом ПО.

Приводим краткую аннотацию рабочей программы дисциплины «Системы автоматизации проектных работ».

Цель освоения дисциплины

Целью изучения дисциплины «Системы автоматизации проектных работ» (САПР) является изучение современных информационно-коммуникационных технологий и инструментальных средств, применяемых для решения практических задач проектирования нефтегазопромысловых объектов, освоение методик работы в САПР.

Получаемые профессиональные компетенции

Наименование модуля	Лекции	Семинары
Тренды в развитии 3D-моделирования при проектировании в России	4	0
Интегрированные модели «продуктивный пласт – скважина – объект обустройства»	4	2
Основные программные средства моделирования для систем обустройства месторождений УВС	4	0
Применение САПР продуктов при проектировании обустройства нефтегазовых месторождений	4	8
Базы данных для создания и поддержки 3D-моделирования	2	10

Таблица 2.
Программа «Создание 3D-модели производственной инфраструктуры для разработки проектной документации»

- Умение применять полученные знания для разработки и реализации проектов различных процессов производственной деятельности.

- Навыки использования автоматизированных систем проектирования.

- Навыки использования ИТ для расчетов по проектам, технико-экономического и функционально-стоимостного анализа эффективности проектируемых аппаратов, конструкций, технологических процессов.

- Умение разрабатывать оперативные планы деятельности по автоматизации проектных работ в области инженерных изысканий и проектирования систем обустройства месторождений углеводородов и т.д.

Следует отметить, что уже в течение первого семестра изучения программы от обучающихся студентов поступил запрос на расширение курса с запланированных 72 ч подготовки до 140. Первый выпуск магистров прошел, и мы работаем над наполнением учебных материалов новыми знаниями, в том числе полученными в ходе выполнения международных проектов. Нам интересен современный подход, заключающийся в разработке философии проекта, позволяющий действительно интегрировать информационные потоки; даже при наличии аналогов принимать решения взвешенно и обоснованно.

Понимая, что на производстве работают не только вчерашние выпускники, мы приступили к разработке программ для слушателей категории «21+». В настоящее время в РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина Центр инновационных компетенций, осуществляю-

щий повышение квалификации и профессиональную переподготовку специалистов нефтегазовой отрасли, предлагает:

- 8-часовой блок «ИТ в проектной деятельности», интегрированный в программу «Комплексное проектирование обустройства месторождений углеводородов», рассчитанную на 72 ч обучения, с краткой характеристикой возможностей 3D-моделирования на всех этапах жизненного цикла объекта;

- новую программу, рассчитанную на 40 ч, «Создание 3D-модели производственной инфраструктуры для разработки проектной документации» (табл. 2), появившуюся на основании просьб проектировщиков и заказчиков проектной продукции;

- блок «САПР и расчетные программы для целей технологического проектирования и разработки строительного дизайна» в программе профессиональной переподготовки, рассчитанной на 250 ч, «Комплексное проектирование обустройства месторождений углеводородов», появившейся по запросам ВИНК.

Итак, в течение 2 лет нами разработаны учебные программы в области ИТ и моделирования процессов обустройства месторождения углеводородов, рассчитанные на подготовку магистров и повышение квалификации действующих специалистов нефтегазовой отрасли. В процессе подготовки программ был сформирован преподавательский состав из числа штатных сотрудников университета и приглашенных специалистов из научных и производственных организаций. Еще одним итогом создания учебных программ стало по-

ложительное взаимное влияние преподавателей и производственников. Преподаватель, отвечая в целом за организацию учебного процесса, присутствует на семинарах и мастер-классах, основанных на выполнении реальных коммерческих проектов, усваивает новый для себя практический материал, а производственники осваивают методические приемы педагогической деятельности.

Выводы

1. Практически полное отсутствие современных учебных пособий в области 3D-моделирования объектов обустройства, написанных российскими авторами, что является показателем отсутствия школы по данному направлению, приводит к недостаточному уровню подготовки студентов и требует от работодателя существенного времени и средств

для доведения компетенций молодых специалистов до требуемого уровня.

2. Недостаточное количество образовательных программ по данному направлению, вызванное как инертностью академического сообщества, не всегда адекватно оценивающего кадровые потребности рынка, так и отсутствием понимания у руководства многих компаний необходимости плотного взаимодействия с образовательными учреждениями для актуализации содержания практических занятий, приводит к снижению эффективности обучения в вузах.

3. Недостаточная готовность многих компаний внедрять системы автоматизированного проектирования приводит к отставанию от уровня зарубежных компаний, снижая конкурентоспособность российских подрядчиков как на мировом, так и на российском рынке. ❊

Литература

1. Высшее образование: контроль не ослаблять, качество повышать. Пресс-выпуск ВЦИОМ. № 3152. 13 июля 2016 // Доступно на: <http://wciom.ru/index.php?id=236&uid=115775> (обращение 25.08.2016).
2. Андреева Н.Н., Кононов В.В. Человеческий фактор в применении САПР: как сохранить понимание технологического процесса и инженерную интуицию // Нефтяное хозяйство. 2013. № 9.
3. Приказ Минобрнауки России от 30.03.2015 № 297 Об утверждении государственного образовательного стандарта высшего образования по направлению подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело (уровень магистратуры) // Доступно на: <http://base.garant.ru/70995532/> (обращение 25.08.2016).

UDC 378:372.855

N.N. Andreeva, Doctor of Engineering, Professor, Gubkin Russian State University of Oil and Gas, Vice-president of JSC "GC"

RusGazEngineering", andreevan.n@mail.ru, andreeva.natalia@rusgazen.ru

P.K. Kalashnikov, Ph.D in Technical Sciences, Gubkin Russian State University of Oil and Gas, kpk@gubkin.pro

V.V. Kononov, Chief Executive Officer of JSC "NEOLANT", info@neolant.ru

¹65 Leninsky Avenue, Moscow, 119991, Russia; ²34, office premises 1, 2, Fedorov street, Podolsk, Moscow Region, 142100, Russia; ³47a Pokrovka street, Moscow, 105062, Russia.

Creation of Information Technology Multi-level Education System

Abstract. The authors have suggested the creation of information technology multi-level education system, which will improve the quality of theoretical and practical training in the field of information technology (IT), computer-aided design (CAD), simulation. The master's program syllabus «Systems of project works automation» described in article is an integral part of the implemented information technology multi-level education system. The implementation of the developed system will avoid lagging behind the level of foreign companies and will increase the competitiveness of Russian contractors on the Russian and world market.

Keywords: information technology (IT), software, modeling, design, production, computer-aided design (CAD), petroleum engineering, higher education

References

1. *Vysshee obrazovanie: kontrol' ne oslabliat', kachestvo povyshat'. Press-vypusk VTSIOM. № 3152.* 13 iulia 2016 [Higher Education: not to weaken the control of the quality improve. Press release VCIOM. No. 3152. July 13, 2016]. Avialable at: <http://wciom.ru/index.php?id=236&uid=115775> (accessed 25 August 2016).
2. Andreeva N.N., Kononov V.V. *Chelovecheskii faktor v primenenii SAPR: kak sokhranit' ponimanie tekhnologicheskogo protsessia inzhenernuu intuitsiu* [The human factor in the application of CAD: how to maintain an understanding of the process and engineering intuition]. *Neftianoe khoziaistvo* [Oil Industry], 2013, no. 9.
3. *Prikaz Minobrnauki Rossii ot 30.03.2015 № 297 Ob utverzhdenii gosudarstvennogo obrazovatel'nogo standarta vysshego obrazovaniia po napravleniiu podgotovki 21.04.01 Neftgazovoe delo (uroven' magistratury)* [Order of Ministry of Education and Science of Russia from 3/30/2015 number 297 On approval of the state educational standard of higher education in the direction of preparation 04.21.01 Petroleum Engineering (Master's level)]. Avialable at: <http://base.garant.ru/70995532/> (accessed 25 August 2016).



РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ САММИТ
**ТРАНСПОРТИРОВКА,
ХРАНЕНИЕ, ТРЕЙДИНГ**

Организатор:



OIL & GAS SUMMITS
ensoenergy.org

Промокод: **77748***

*Предоставляется скидка в размере 10% на делегатское участие и участие с выставочным стендом

Бронируйте слоты технического доклада и выставочные площади

1 ноября 2016 г.

Сегмент: midstream

Площадка: Москва, Double Tree by Hilton Moscow-Marina

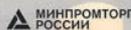
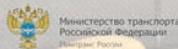
➤ **КОНГРЕСС**
«Энергетическая инфраструктура – ключевой фактор развития экономики»

➤ **ТЕХНИЧЕСКАЯ СЕССИЯ**
«Модернизация и обслуживание трубопроводного транспорта»

➤ **КРУГЛЫЕ СТОЛЫ**
Строительство и реконструкция объектов хранения; Ж/Д и водный транспорт углеводородов; производство, хранение и использование СПГ



При поддержке:



www.midstreamsummit.ru

E-mail: info@ensoenergy.org Тел.: +7 499 346 6967, +7 812 648 6177

31 октября 2016 г.

Площадка: Москва, Double Tree by Hilton Moscow-Marina



РАЗВЕДКА И ДОБЫЧА

IV РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ САММИТ

Акцент саммита –
повышение эффективности

В рамках саммита пройдут круглые столы по геологоразведке, повышению нефтеотдачи пластов, бурению и строительству скважин, автоматизации и IT решениям.

Подтвердили свое участие делегации от добывающих компаний: Роснефть, Газпром добыча Ямбург, Сургутнефтегаз, Татнефть, Русснефть, Башнефть, Салым Петролеум Девелопмент, Нефтеконсорциум, РИТЭК, Лукойл-Инжиниринг, РНГ, Черноморнефтегаз, УДС Нефть, МХК Еврохим, а также многие другие компании.

Информация о программе и участниках:

www.rogsummit.ru

Организатор:



OIL & GAS SUMMITS
ensoenergy.org

E-mail: info@ensoenergy.org

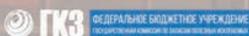
Тел: +7 499 346 6967

+7 812 648 6177

Промокод: **77748***

*Предоставляется скидка в размере 10% на делегатское участие и участие с выставочным стендом

При поддержке:



РЕКЛАМА





Л.С. Бриллиант
канд. техн. наук
ЗАО «ТИНГ»
генеральный директор
ting @ togi.ru



Д.В. Грандов
ЗАО «ТИНГ»
директор департамента
GrandovDV@togi.ru



Е.М. Волкова
ЗАО «ТИНГ»
заведующая
лабораторией

Политехническая школа Тюменской области

¹Россия, 625000, Тюмень, ул. Герцена, 64, «Сити-Центр», эт. 10–11.

Обеспечение крупных инвестиционных проектов и новых производственных объектов Западно-Сибирского региона (Тюменской области, ХМАО, ЯНАО) современными инженерными и управленческими кадрами требует модернизации технического образования. С этой целью на основе консолидации интеллектуальных, производственных и административных ресурсов органов публичной власти в ТюмГУ происходит реализация образовательного проекта «Политехническая школа». В статье представлено обобщение опыта практико-ориентированной подготовки студентов в рамках «пилотной» программы «Интеллектуальное месторождение», а также методические аспекты нового формата инженерного образования

Ключевые слова: Политехническая школа; практико-ориентированное образование; проектное обучение; междисциплинарная группа

Проблема подготовки инженерно-технических кадров остро стоит как в Западно-Сибирском регионе, так и в стране. В 2000-е гг. в результате отсутствия внимания со стороны государства к процессам образования и развития неконтролируемого рынка образовательных услуг предпочтения абитуриентов сместились в сторону гуманитарных и экономических специальностей. В последующем пришло осознание, что инженерных кадров стране не хватает. Сейчас сложилась противоречивая ситуация – с одной стороны возник большой спрос на технические кадры, с другой – у студентов отсутствует интерес к этим направлениям, к тому же потенциал системы высшего образования недостаточен для удовлетворения запросов работодателей. Несмотря на существование тесных связей с отдельными компаниями или отраслями промышленности, в большинстве

своём отечественные университеты поддерживают демаркационную линию между преподавательской деятельностью и прикладными проблемами. Вузы очень осторожно относятся к исследованиям, связанным с потребностями общества. Тем не менее, новая эпоха информационной прозрачности и общая тенденция растущих ожиданий общества инвестиций в науку и образование заставляют ВУЗы развивать механизмы поддержки инновационных проектов на лабораторной стадии, а также стимулировать молодежь к инновационной деятельности и создавать для этого условия непосредственно на своей базе в рамках магистерских программ. Соответственно, идея создания в Тюмени новой образовательной структуры витала в воздухе.

Официально целью старта в 2015 г. образовательного проекта «**Политехническая школа**» (структурное подразделение ФГБОУ ВО «Тюменский государственный университет» –

ТюмГУ) стала необходимость обеспечения крупных инвестиционных проектов и новых производственных объектов Западно-Сибирского региона (Тюменской области, ХМАО, ЯНАО) современными инженерными и управленческими кадрами на основе консолидации интеллектуальных, производственных и административных ресурсов органов публичной власти. «Пилотная» программа дополнительного профессионального образования – «Интеллектуальное месторождение» – реализована в ТюмГУ при поддержке и на технической базе ЗАО «Тюменский институт нефти и газа» (ЗАО «ТИНГ»).

Перечень задач, стоящих перед Политехнической школой, включал организацию обучения слушателей по инженерно-техническим направлениям подготовки, а также формирование профессиональных компетенций, разрабатываемых и реализуемых совместно с промышленными организациями и инженеринговыми центрами Тюменской области.

Практическое участие в проекте приняли ведущие производственные предприятия и научно-технические центры, территориально представленные в Тюменской области – группа компаний ПАО «Газпромнефть», ООО «НОВАТЭК Научно-технический центр», АО «Группа ГМС», ЗАО «ХОНЕВЕЛЛ» и RFD, а также зарубежные партнеры – *Schlumberger* и *Emerson*.

Процесс обучения в Политехнической школе – уникальный. Учащиеся погружаются в производственную среду с преобладающей долей практических занятий. Обучение проходит в составе мультидисциплинарных групп, в которые входят студенты разных ВУЗов и специальностей – физики, химии, экологи, геологи, разработчики и др. И это тоже в какой-то степени ноу-хау, т.к. сейчас промышленности нужен не просто специалист, а системный инженер.

При этом необходимо отметить, что переход на практико-ориентированный вариант образовательного процесса, отвечающий потребностям развития инновационных отраслей промышленности, находит свое воплощение в создании инженерных школ при ведущих вузах страны. Речь здесь идет уже больше о понятии инженеринга – своеобразного моста между наукой и технологией, строительство которого возможно только при участии научных и учебных центров на основе реальных, а не учебных задач производства. Вполне закономерно, что стратегия развития Политехнической школы опирается на опыт и компетенции партнеров, заинтересованность членов Попечительского совета в модернизации

знаний и внедрение навыков инженеринга на завершающем этапе обучения.

По мнению авторов, к основным положительным сторонам проектного практико-ориентированного подхода можно отнести:

- компиляцию учебного процесса, научно-исследовательских и производственных программ;
 - гибкость выбора и адаптивность учебных программ сообразно проблематике актуальных задач производства и планов регионального развития;
 - формирование работодателем требований к подготовке студентов на актуальные для рынка труда профессиональные компетенции, принятие участия в развитии материально-технической базы ВУЗа;
 - руководство представителями предприятий-партнеров научными исследованиями;
 - возможность получения практического опыта решения производственных и научно-исследовательских задач, что повышает конкурентоспособность выпускников в занятии вакантных мест на предприятии;
 - расширение сферы образовательной деятельности: реализацию программ дополнительного профессионального образования, повышения квалификации специалистов, переподготовка кадров для предприятий
 - закрепление студентов во время прохождения практик и организация стажировок на профильных предприятиях;
 - совместную исследовательскую и научно-образовательную деятельность с отечественными и зарубежными партнерами университета.
- Методология нового формата инженерного образования основана на трех ключевых составляющих:

- **конкурсный отбор** студентов, заинтересованных в возможности участия в научных исследованиях промышленных предприятий и продолжения своей профессиональной деятельности на производстве;
- формирование авторитетных **комиссий** с предприятиями для обсуждения потребности в подготовке специалистов высшей квалификации, максимально интегрированных в проблематику и практику решения научных и производственных задач, тематики перспективных совместных исследований;
- организация **рабочих групп** из числа ведущих ученых и инженеров из промышленности и инновационной деятельности, под руководством которых на стадии выполнения НИ-ОКР и *последующего внедрения* осуществляется углубленная специализация студентов.

Широкий круг задач, сообразно потребным компетенциям, вызывает необходимость организации **команд**, в числе которых можно выделить:

– *мультидисциплинарные группы студентов* (физики, химики, экологи, математики, юристы, программисты и т.д.);

– *преподаватели* – с целью введения дополнительных основ теоретических знаний в процесс, предваряющий собственно исследования по существу проблем;

– *ученые*, знания которых формируют теоретическую основу для инноваций;

– *специалисты-практики* – часто как оппоненты, но и носители уникального производственного опыта, без которого непреодолимыми остаются вопросы практического применения научных разработок.

Сообразно существующему мировому опыту за каждой мультидисциплинарной группой (командой) закрепляются два куратора:

– проектный менеджер, авторитетный специалист, ученый, который в соответствии с поставленной производственной или научно-исследовательской задачей организует, в первую очередь, команду привлеченных участников и соисполнителей, включая зарубежных партнеров ТюмГУ, во-вторых, – выполнение предварительно согласованной задачи, согласно утвержденному графику и техническому заданию и, в третьих, – трансфер знаний в процесс дополнительного образования;

– бизнес-ментор, который подключается на позднем этапе учебно-производственного процесса и организует взаимодействие с экспертами заказчика по приемке и оценке результатов НИ-ОКР, внедрение и коммерциализацию результатов исследований в практику производственной деятельности, включая взаимодействие с инвестиционными фондами для капитализации созданного продукта, тиражирования результатов в сфере инновационного производства отрасли.

Наилучшим, но не всегда возможным является сочетание профессионального опыта в предметной области проекта с фактическим опытом в управлении инновационными проектами. Взаимодействие бизнес-менторов с проектными командами позволяет расставить приоритеты и задать правильное направление, в рамках которого должно происходить дальнейшее развитие.

Одним из результатов деятельности по внедрению в образование проектных принципов стало создание и разработка методологии «внедренческих исследований» (*translational research* или *proof of concept research*). Главной задачей ее применения стало преодоление

разрыва между результатами научных исследований в университетских лабораториях и их воплощением в продуктах или процессах, представляющих интерес для реального сектора экономики. Наиболее эффективным становится образование не в учебной аудитории, а внутри реальных процессов, в результате решения конкретных проблем. Основной технологией обучения становится командный инженерный проект. Он является ядром программы, должен иметь конкретного заказчика в лице компании или венчурного фонда и, по мнению авторов, способен эффективно формировать современные инженерные и надпрофессиональные компетенции.

К базовым характеристикам рассматриваемого процесса проектного обучения следует отнести следующие позиции:

– реализацию «полного жизненного цикла» инженерного проекта от формирования замысла до эксплуатации изделия;

– включение в проект внешней экспертизы – разрабатываемый продукт должен быть востребован внешним по отношению к учебному процессу заказчиком;

– открытость проекта для участия студентов разных направлений подготовки, формирующих сборные проектные команды;

– учет текущего рейтинга студентов с фиксацией баллов по итогам каждого эпизода проекта;

– создание условий для активного участия студентов на всех этапах проекта – от разработки идеи до представления конечного продукта на внешнюю экспертизу

Ключевым элементом завершающего этапа рассматриваемых образовательных программ является организация встреч с конечными потребителями за пределами лабораторий университета. Объективно этот этап является самым сложным для реализации программ НИ-ОКР и демонстрации знаний выпускников, поскольку научный коллектив или, по крайней мере, отдельные его представители должны покинуть привычную зону комфорта со сложившимися в университетах подходами к общению, обмену информацией и взаимодействию с партнерами. В процессе модернизации программ обучения этот этап получил приоритетный статус, поскольку отвечает не только за формирование креативного мышления участников магистерских программ, но и за трансфер новых знаний в промышленную среду. По сути, речь идет об объективной оценке инженерной элитой востребованности как результатов исследований, так и потенциальных специалистов – продукта системы углублен-

ной специализации выпускников вуза. Методология внедренческих исследований – это важный шаг на пути интеграции выпускников в производственную среду, который позволит участнику программы сделать первые шаги вне привычного окружения учебных корпусов и мотивировать его деятельность в среде промышленного производства.

Организация такого процесса – главная задача модернизации учебных программ и мотивация профессорско-преподавательского состава ТюмГУ в поиске новых форм взаимодействия с реальным сектором экономики.

Наряду с прикладными инженерными компетенциями ключевым результатом образования становятся надпрофессиональные компетенции. Обязательной частью программы являются модули, направленные на формирование умений осуществлять эффективную коммуникацию, работать в команде, использовать широкий спектр информационных технологий, критически и системно мыслить, вести переговоры. Принципиально изменяется и подход к оценке результатов: проверяются не только и не столько теоретические знания, но их применение в контекстах, максимально приближенных к будущей профессиональной практике.

Возвращаясь к реализованной в 2015–2016 гг. программе дополнительного профессионального образования «Интеллектуальное месторождение», следует сказать, что ее содержание было направлено на формирование у выпускников компетенций и навыков, необходимых для решения задач управления и оптимизации процессов разработки нефтяных и газоконденсатных месторождений на основе современных практик по направлениям:

- лабораторные исследования керна;
- изучение физико-химических свойств углеводородов и вытесняющих агентов;
- построение сейсмогеологических моделей продуктивных горизонтов;

- геомеханика пластовых систем;
- практические задачи проектирования разработки нефтяных и газовых месторождений, подсчета запасов углеводородов в недрах;
- идеология и статус моделей на этапах: изучение, оценка, выбор и детализация месторождений;
- неопределенности и риски новых проектов (управление проектами);
- инновационные технологии моделирования и исследования многофазных процессов;
- сопряжение гидродинамических и гидравлических задач при проектировании разработки и обустройства промысла;
- теория и практика управления инвестициями при освоении месторождений углеводородов;
- практические задачи мониторинга бурения скважин и управления разработкой месторождений углеводородов;
- информационные технологии, коммуникации и интеллектуальное месторождение;
- охрана окружающей среды и экологический мониторинг;
- законодательство в практике недропользования.

Теоретические навыки, приобретенные участниками программы, были подкреплены практическими занятиями на учебных площадках Сибирского учебного центра компании *Schlumberger*, в центре петрофизических исследований Тюменского отделения «СургутНИПИнефть» ОАО «Сургутнефтегаз», лабораториях по исследованию флюидов ООО «МНП «Геодата» и АО «СибНИИИП», кернохранилище ОАО «НОВАТЭК».

Профессиональное будущее выпускников Политехнической школы определено, поскольку процесс подготовки был максимально приближен к реальному производству и программа формировалась под конкретными заказчиками и с их непосредственным участием. 

UDC 478

L.S. Brilliant, PhD, General Director of CJSC “TOGI”, ting@togi.ru
D.V. Grandov, Director of Department of CJSC “TOGI”, GrandovDV@togi.ru
E.M. Volkova, Head of the Laboratory of CJSC “TOGI”

¹Closed Joint Stock Company “TOGI”. 10–11 floor “City Center”, Herzen street, 64, Tyumen, 625000, Russia

Ecole Polytechnique of Tyumen Region

Abstract. Provision of large investment projects and new production facilities of the West Siberian region (Tyumen Region, Khanty–Mansiysk District, Yamalo–Nenets District) modern engineering and managerial personnel requires modernization of technical education. To this end, based on the consolidation of the intellectual, industrial and administrative resources of the public authorities in the TSU is a realization of the educational project “Ecole Polytechnique”. The article presents a synthesis of the experience of practice-based training of students in the “pilot” program “Digital field”, as well as methodological aspects of the new format for engineering education.

Keywords: Ecole polytechnique; practice-based education; training project; multidisciplinary team



В.Ю. Керимов
д-р геол.-мин. наук
профессор
РГУ нефти и газа
имени И.М. Губкина¹
заведующий кафедрой
vagif.kerimov@mail.ru



А.В. Осипов
канд. геол.-мин. наук
РГУ нефти и газа
имени И.М. Губкина¹
osipov.a@gubkin.ru



Р.Н. Мустаев
канд. геол.-мин. наук
РГУ нефти и газа
имени И.М. Губкина¹
доцент
r.mustaev@mail.ru

Высшая школа: новые решения при подготовке кадров для ТЭК

«Недра не подведут, если не подведут люди»
И.М. Губкин

¹Россия, 119991, Москва, Ленинский проспект, 65

В условиях глобализации топливно-энергетический комплекс (ТЭК) России играет важную роль в мировом энергетическом сотрудничестве. В связи с возрастающей долей РФ в поставках на международные рынки энергоресурсов перед нефтегазовыми высшими учебными заведениями (ВУЗами) страны как никогда остро стоит задача подготовки высококлассных специалистов для отрасли. Современные реалии ставят перед выпускниками серьезные требования, в числе которых как владение сложным оборудованием, так и инновационными технологиями

Ключевые слова: образование; подготовка кадров; компетенции; ТЭК; программные комплексы

Выступая на Петербургском международном экономическом форуме, Президент РФ В.В. Путин заявил: «Образование в ближайшие годы станет главным приоритетом России. Именно талант исследователя, квалификация инженеров и рабочих являются важнейшим условием конкурентоспособности экономики и страны в целом». Глава государства отметил, что в стране наблюдается возрождение интереса молодежи к инженерным специальностям и естественнонаучным дисциплинам.

В настоящее время вузы во всем мире являются основой инноваций и развития науки, поставщиками новой научной информации для развития техники, технологий и социальной среды. Примеры тому – Массачусетский технологический университет, Оксфорд, Гарвард, Кембридж и т.д. В СССР наука была поделена на три составляющие: академическая, т.е. фундаментальная, вузовская и отраслевая. Сейчас тоже есть разделение: РАН, вузы и корпоративная наука.

Главной задачей сегодня для вузов в области развития науки является доведение исследований и разработок до коммерциа-

хорошие связи вузов с корпоративной наукой, с производством, по крайней мере от отраслевых вузов можно ожидать хорошего рывка вперед. В вузах сосредоточена молодежь, которая в большей степени хочет познавать, хочет искать что-то новое. На технологическом уровне это может дать революционный результат. В вузе проще заинтересовать молодежь наукой, поскольку мы видим и отбираем лучших студентов и мотивированных аспирантов. Обеспечить их переход в академический институт – проблема, а удержать здесь, в вузе, значительно проще. Необходимо способствовать, чтобы академическая и вузовская науки работали вместе.

Сегодня одним из важнейших направлений в РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина является инновационная деятельность, т.е. разработка инновационных продуктов и технологий, поставляемых на рынок. Таким образом, технологический прогресс в нефтяной и газовой отраслях – это в то же время результат работы вуза и его ученых. В университете продолжают работать и развиваться многие научные школы, которые, без сомнения, являются национальным достоянием страны. Продолжение традиций и восполнение кадров наших научно-педагогических школ обеспечивается за счет кропотливой работы с молодыми учеными и преподавателями, которая начинается еще в период обучения студентов. Губкинский университет ставит своей задачей развитие личностных компетенций обучающихся.

В РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина разработана и успешно внедрена образовательная технология, которая позволяет в стенах университета имитировать реальную практическую деятельность выпускников в инжиниринговых организациях и на производственных предприятиях нефтегазового комплекса [1]. Технология базируется на системном использовании новейших достижений информационных технологий (IT-индустрии), что дало возможность смоделировать в ВУЗе среду профессиональной деятельности специалистов нефтегазового профиля: нефтегазовые промыслы, предприятия нефтегазотранспорта и нефтегазопереработки и др. На современном интеллектуализированном производстве рабочие места инженеров компьютеризированы и связаны между собой с помощью высокоскоростных вычислительных сетей и соответствующего программного обеспечения, образуя систему и обеспечивая специалистам различных служб, подразделений и даже организаций

В РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина разработана и успешно внедрена образовательная технология, которая позволяет в стенах университета имитировать реальную практическую деятельность выпускников в инжиниринговых организациях и на производственных предприятиях нефтегазового комплекса

лизации, до практического использования на конкретных объектах. Однако фундаментальная наука оказалась очень далека от потребителя. Крупнейшим техническим вузом страны в 1990-е гг. удалось занять положение между этими крайностями. Если государство поддержит интеграцию вузовской и фундаментальной науки, то, учитывая традиционно

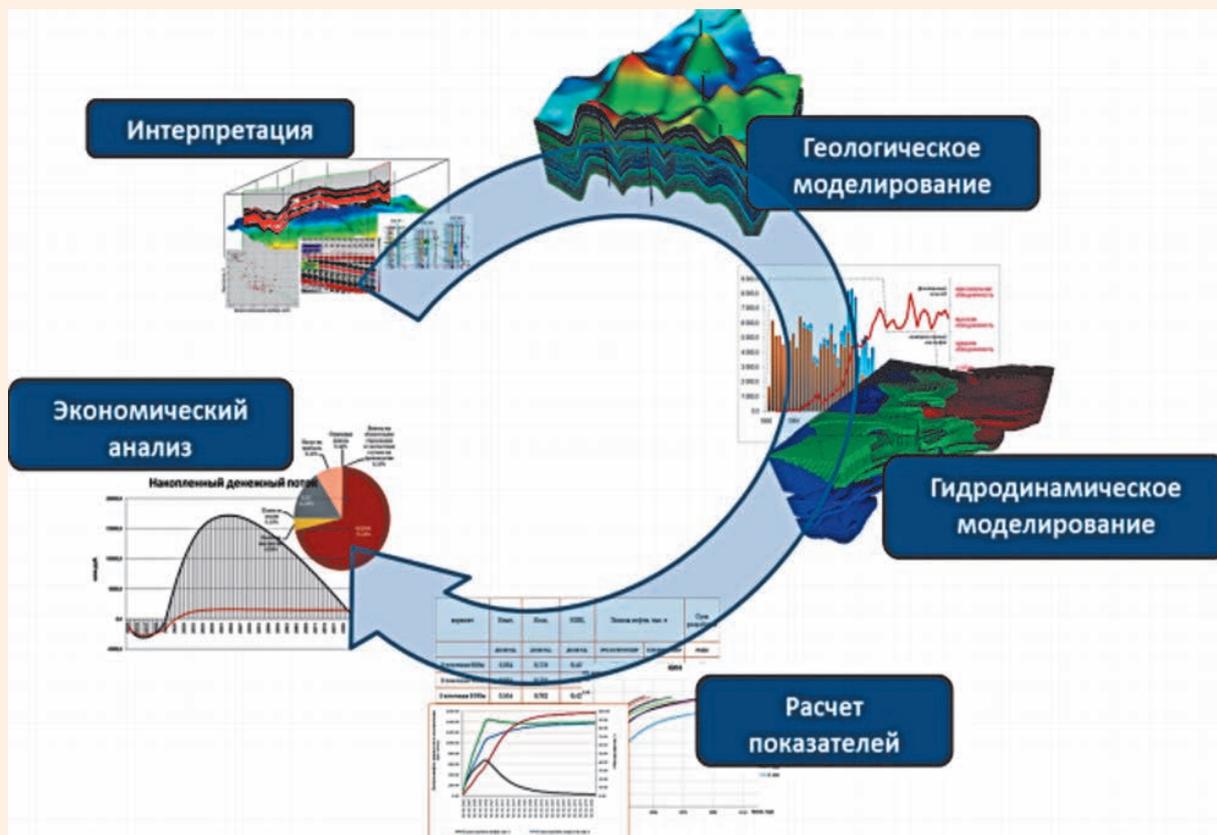


Рис. 1.
Последовательность технологических операций, реализуемых в учебном процессе [5]

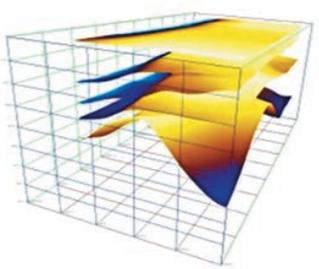
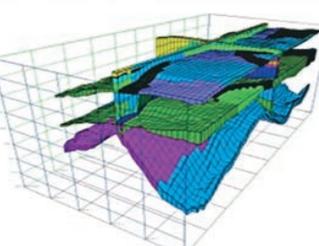
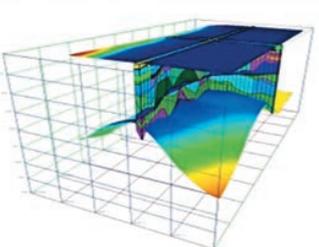
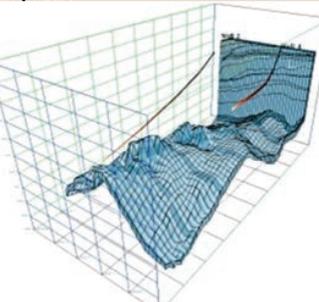
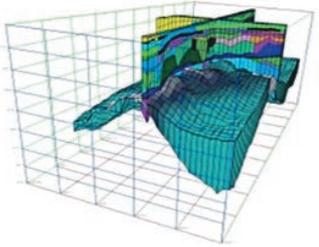
возможность профессиональной деятельности в едином информационном пространстве. И сегодня ничто не мешает воссоздать в университете эти рабочие места в виде компьютерных тренажеров и связать их аналогично тому, как это сделано в реальности. Технологическое оборудование, которым управляют инженеры различных специальностей, компьютерные тренажеры, называемые в университете автоматизированными рабочими местами, размещены в учебных лабораториях профильных кафедр. В процессе изучения специальных курсов студенты разных специальностей проходят всю цепочку технологических операций – от интерпретации данных геологических и геофизических исследований, построения геологической модели до расчета технологических показателей разработки и экономического анализа (рис. 1).

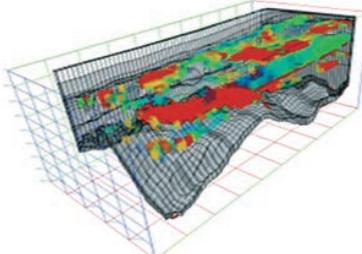
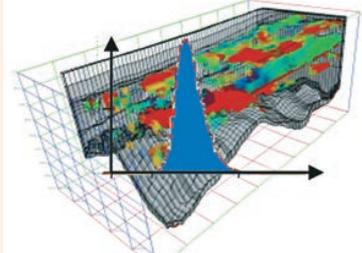
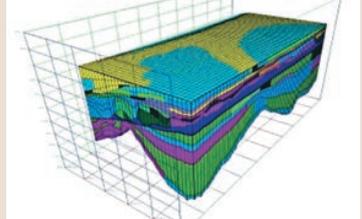
На базе современных информационных технологий в РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина активно внедряется виртуальная среда профессиональной деятельности в разных секторах нефтегазового производства: виртуальное нефтегазовое месторождение на основе реальных данных, виртуальный

нефтеперерабатывающий завод и диспетчерская система управления трубопроводным транспортом нефти и газа и т.д. Это позволяет в рамках университета готовить не только профессионалов по отдельным специальностям, но и команды специалистов разных профилей, которые будут работать на одном объекте. Естественно, на месторождении работают одновременно и буровики, и разработчики, и геологи, и геофизики, и экономисты, и экологи, и представители еще более 20 специальностей. В Губкинском университете создана специальная система обучения на базе виртуального нефтегазоперерабатывающего комплекса, которая позволяет развивать профессиональные навыки путем погружения обучаемых в среду будущей профессиональной деятельности. Это позволяет в конечном счете подготовить высококвалифицированных специалистов, способных адаптироваться и применять на практике полученные в ходе обучения знания.

Современные реалии ставят перед РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, обеспечивающим подготовку специалистов для ТЭК, такие задачи, как непрерыв-

Таблица 1.
Последовательность технологического процесса моделирования УВ систем

<p>Стратиграфия</p> 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Подбор структурных карт по основным стратиграфическим горизонтам 2. Привязка к координатам и оцифровка структурных карт 3. Интерполяция и создание структурных поверхностей 4. Окончательная обработка структурных поверхностей и проверка структурных поверхностей на пересечения, калибровка по скважинным данным 5. Загрузка структурных поверхностей в основной модуль программы
<p>Геология</p> 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Создание трехмерной структурно-тектонической модели 2. Создание литолого-фациальной модели 3. Обновление структурно-тектонической модели, исходя из фациальных и палеогеографических данных
<p>Тепловое поле</p> 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Создание временных трендов предварительной оценки граничных условий (температура на поверхности осадконакопления и тепловые потоки) 2. Предварительный расчет термобарических условий 3. Анализ и дополнение сторонней информацией, истории термобарического развития и основных температурных событий
<p>Калибровка</p> 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Подбор, анализ и введение в модель имеющейся скважинной информации для калибровки модели: температура, отражающая способность витринита, T_{max}, давление, пористость и пр. 2. Окончательная термобарическая калибровка модели по скважинным данным, фиксирование граничных условий по результатам калибровки
<p>Геохимия ОВ и УВ генерация</p> 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Геохимический анализ, определение и введение в модель геохимических характеристик нефтегазопроизводящих толщ 2. Геохимическое моделирование: моделирование процесса прогрева ОВ, расчет отражающей способности витринита, выделение зон генерации УВ, расчет индекса истощенности ОВ на каждый момент времени

<p>Миграция УВ и перспективные площади</p> 	<ol style="list-style-type: none">1. Моделирование миграции УВ по методикам: линий тока (FlowPath), по формуле Дарси (DarcyFlow) или вероятностной миграции (Invasion Percolation)2. Моделирование процесса аккумуляции УВ в ловушках, калибровка модели в соответствии с объемами и фазовым составом открытых залежей УВ в регионе
<p>Анализ рисков</p> 	<ol style="list-style-type: none">1. Минимизация инвестиционного/геологического/технологического риска путем прогноза объема, качества УВ и термодинамических параметров через модуль PetroRisk
<p>Прогнозные задачи</p> 	<ol style="list-style-type: none">1. Ранжирование территории с точки зрения перспектив нефтегазоносности2. Прогнозирование месторождений нефти и газа

ное повышение качества подготовки кадров, укрепления связей университета с реальной экономикой, с государственным и частным сектором, рост востребованности будущих специалистов.

С 2010 г. утверждена Программа развития университета как Национального исследовательского университета [2]. Ее цель – сформировать в университете современную среду научно-образовательной деятельности, консолидирующую интеллектуальные, материальные и информационные ресурсы вуза, академической, отраслевой науки и бизнеса, развить в этой среде исследования мирового уровня, организовать проектные и внедренческие работы по приоритетным для топливной энергетики направлениям, реализовать передовые образовательные технологии, чтобы на этой основе обеспечить стабильное пополнение топливно-энергетического комплекса страны высококлассными специалистами, способными взять на себя лидерство в деятельности по его инновационному развитию.

Благодаря отраслевому статусу университета обеспечивается единая и органическая связь между образованием, наукой и произ-

водством. Это дает возможность студентам, поступившим в вуз, получить техническое инженерное образование высшего уровня и в то же время удовлетворяет потребностям нефтяной и газовых отраслей в кадрах. Структура факультетов университета отражает полный производственный цикл: от геологической разведки (факультет геологии и геофизики нефти и газа) и разработки месторождений (факультет разработки нефтяных и газовых месторождений) до переработки, экологии (факультет химической технологии и экологии) и транспортировки ресурсов (факультет проектирования, сооружения и эксплуатации систем трубопроводного транспорта) [3].

Для оказания компаниям ТЭК методологической и методической поддержки в создании профессиональных стандартов, разработке и реализации программ дополнительного образования и профессиональной переподготовки кадров с опытом работы, ориентированной на овладение ими новых видов деятельности (профессий) и новых квалификаций, в РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина осуществляет деятельность институт проблем развития кадрового потен-

циала топливно-энергетического комплекса (ИПРКП – ТЭК).

Губкинский университет содействует успешному трудоустройству своих студентов. В рейтинге вузов по востребованности выпускников у работодателей университет вошел в тройку лидеров. Многие губкинцы работают в крупнейших российских и зарубежных компаниях нефтегазового профиля, занимая посты директоров, вице-президентов,

Структура факультетов университета отражает полный производственный цикл: от геологической разведки и разработки месторождений до переработки, экологии и транспортировки ресурсов

руководителей департаментов и управлений таких компаний, как ОАО «Газпром», ОАО «НК «Роснефть», *Halliburton*, *Schlumberger* и др. Обучение в Губкинском университете – «звездный старт» для талантливых, амбициозных и трудолюбивых студентов.

Для обучения студентов факультета геологии и геофизики нефти и газа с 2011 г. в учебный процесс внедрена современная технология моделирования углеводородных систем с использованием программного комп-

лекса *PetroMod (Schlumberger)*. Она является основным стратегическим инструментом оценки риска поисково-разведочных работ и средством поддержки принятия решений в нефтегазодобывающих компаниях [6–12]. Технологические процессы программного комплекса формируются последовательно (*табл. 1*), что создает базис для оформления практических и лабораторных работ, курсовых проектов и выпускных квалификационных работ. Обучение студентов факультета геологии и геофизики нефти и газа делает их конкурентоспособными на рынке труда, поскольку в настоящее время многомерные технологии моделирования нефтегазовых систем используются ведущими нефтегазовыми компаниями. Подобранный подход воссоздания в университете виртуальной среды инженерной деятельности воплощает в жизнь программу реализации междисциплинарного обучения в программной среде проектной и производственной деятельности.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина сегодня – это один из ведущих исследовательских университетов России, исторически выполняющий приоритетную для государства задачу – подготовку высококвалифицированных кадров для обеспечения устойчивого развития топливно-энергетического комплекса РФ. Успешное выполнение поставленных государством задач – это результат работы университета, его преподавателей и ученых, продолжающих развивать научные школы, которые являются национальным достоянием страны. 

Литература

1. Владимиров А.И., Шейнбаум В.С. Подготовка специалистов в виртуальной среде профессиональной деятельности – требование времени // Высшее образование сегодня. 2007. № 7. С. 2–6.
2. Мартынов В.Г. Особенности подготовки кадров в РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина // Нефть, газ и бизнес. 2015. № 11. С. 7–13.
3. Мартынов В.Г. РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина: 85 лет подготовки высококвалифицированных кадров для базовой отрасли страны // Бурение и нефть. 2015. № 4. С. 10–13.
4. Мартынов В.Г. Кузница профессиональных кадров для нефтегазовой отрасли // Территория нефтегаз. 2015. № 3. С. 92–94.
5. Мартынов В.Г., Пятибратов П.В., Шейнбаум В.С. Развитие инновационной образовательной технологии обучения студентов в виртуальной среде профессиональной деятельности // Высшее образование сегодня. 2012. № 5. С. 4–8.
6. Керимов В.Ю., Томас Хантшел, Соколов К., Сидорова М.С. Применение технологии бассейнового моделирования – программного пакета *Petromod* в учебном процессе РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина // Нефть, газ и бизнес. 2011. № 4. С. 38–47.
7. Керимов В.Ю. Моделирование нефтегазовых геосистем и осадочных бассейнов // Теоретические основы и технологии поисков и разведки нефти и газа. 2012. № 1. С. 41.
8. Керимов В.Ю., Мустаев Р.Н., Сенин Б.В., Лавренова Е.А. Задачи бассейнового моделирования на разных этапах геологоразведочных работ // Нефтяное хозяйство. 2015. № 4. С. 26–29.
9. Керимов В.Ю., Мустаев Р.Н., Серикова У.С. Проектирование поисково-разведочных работ на нефть и газ / Учебное пособие. Москва. 2015. 200 с.
10. Керимов В.Ю., Мустаев Р.Н., Толстов А.Б. Методология проектирования в нефтегазовой отрасли и управление проектами / Учебное пособие. Москва. 2016. 123 с.

11. Керимов В.Ю. Становление и современное состояние фундаментального базиса прогнозирования нефтегазоносности недр // Технологии нефти и газа. 2015. № 5. С. 17–25.
12. Керимов В.Ю., Хандшелл Т., Соколов К., Сидорова М.С. Применение технологии бассейнового моделирования – программного пакета PetroMod в учебном процессе и научных исследованиях // Азербайджанское нефтяное хозяйство. 2011. № 5.

UDC 378

V.Yu. Kerimov, Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Professor, Head of Chair of Gubkin University¹, vagif.kerimov@mail.ru
A.V. Osipov, PhD, assistant professor of Gubkin University¹, osipov.a@gubkin.ru
R.N. Mustaeв, PhD, assistant professor of Gubkin University¹, r.mustaev@mail.ru

¹65 Leninsky Avenue, Moscow, 119991, Russia

University: new solutions in the training of specialists for FEC

Abstract. The fuel and energy complex (FEC) of Russia has an important role in the global energy cooperation in the context of globalization. Higher educational institutions of the country have the task of training highly qualified specialists for the industry due to the increasing share of Russia in the supply of energy resources to international markets. For graduates are presented strict requirements, including possession of a complex equipment and innovative technologies.

Keywords: education; training of specialists; competence; FPC; software packages

References

- Vladimirov A.I., Sheinbaum V.S. *Podgotovka spetsialistov v virtual'noi srede professional'noi deiatel'nosti – trebovanie vremeni* [Training in the virtual environment of professional activity - the requirement of time]. *Vysshee obrazovanie segodnia* [Higher education today], 2007, no. 7, pp. 2–6.
- Martynov V.G. *Osobennosti podgotovki kadrov v RGU nefti i gaza imeni I.M. Gubkina* [Features training in Gubkin Oil and Gas University]. *Neft', gaz i biznes* [Oil, gas and business], 2015, no. 11, pp. 7–13.
- Martynov V.G. *RGU nefti i gaza imeni I.M. Gubkina: 85 let podgotovki vysokokvalifitsirovannykh kadrov dlia bazovoi otrasli strany* [Gubkin Oil and Gas University: 85 years of training highly qualified personnel for the country's basic industries]. *Burenie i neft'* [Drilling and Oil], 2015, no. 4, pp. 10–13.
- Martynov V.G. *Kuznitsa professional'nykh kadrov dlia neftegazovoi otrasli* [Forge of professional personnel for the oil and gas industry]. *Territoriia neftegaz* [Territory Neftegaz], 2015, no. 3, pp. 92–94.
- Martynov V.G., Piatibratov P.V., Sheinbaum V.S. *Razvitiie innovatsionnoi obrazovatel'noi tekhnologii obuchenii studentov v virtual'noi srede professional'noi deiatel'nosti* [The development of innovative educational technologies of training of students in the virtual environment of professional activity]. *Vysshee obrazovanie segodnia* [Higher education today], 2012, no. 5, pp. 4–8.
- Kerimov V.Iu., Tomas Khantshel, Sokolov K., Sidorova M.S. *Primenenie tekhnologii basseinovogo modelirovaniia – programmogo paketa Retromod v uchebnom protsesse RGU nefti i gaza im. I.M. Gubkina* [Application of basin modeling technology - a software package PetroMod in the learning process Gubkin Oil and Gas University]. *Neft', gaz i biznes* [Oil, gas and business], 2011, no. 4, pp. 38–47.
- Kerimov V.Iu. *Modelirovanie neftegazovykh geosistem i osadochnykh basseinov* [Modeling of oil and geosystems and sedimentary basins]. *Teoreticheskie osnovy i tekhnologii poiskov i razvedki nefti i gaza* [Theoretical bases and technologies of prospecting and exploration of oil and gas], 2012, no. 1, p. 41.
- Kerimov V.Iu., Mustaeв R.N., Senin B.V., Lavrenova E.A. *Zadachi basseinovogo modelirovaniia na raznykh etapakh geologorazvedochnykh rabot* [Basin modeling tasks at different stages of exploration work]. *Neftianoe khoziaistvo* [Oil Industry], 2015, no. 4, pp. 26–29.
- Kerimov V.Iu., Mustaeв R.N., Serikova U.S. *Proektirovanie poiskovo-razvedochnykh rabot na neft' i gaz* [Design exploration for oil and gas]. Uchebnoe posobie. Moscow, 2015, 200 p.
- Kerimov V.Iu., Mustaeв R.N., Tolstov A.B. *Metodologiya proektirovaniia v neftegazovoi otrasli i upravlenie proektami* [The methodology of design in the oil and gas industry and project management]. Uchebnoe posobie, Moscow, 2016, 123 p.
- Kerimov V.Iu. *Stanovlenie i sovremennoe sostoiianie fundamental'nogo bazisa prognozirovaniia neftegasoznosnosti nedr* [Formation and the current state of the fundamental basis of subsurface oil and gas potential prediction]. *Tekhnologii nefti i gaza* [Oil and Gas Technologies], 2015, no. 5, pp. 17–25.
- Kerimov V.Iu., Khandshell T., Sokolov K., Sidorova M.S. *Primenenie tekhnologii basseinovogo modelirovaniia – programmogo paketa PetroMod v uchebnom protsesse i nauchnykh issledovaniiah* [Application of basin modeling technology - a software package PetroMod in the educational process and scientific research]. *Azerbaidzhanskoe neftianoe khoziaistvo* [Azerbaijani oil industry], 2011, no. 5.

ITE Oil & Gas

2016–2017

НЕФТЕГАЗОВЫЕ
ВЫСТАВКИ И
КОНФЕРЕНЦИИ ITE

Global Oil&Gas

17 мероприятий
12 стран

Connecting
your business
to the world

АЗЕРБАЙДЖАН

CASPIAN OIL & GAS

23-я АЗЕРБАЙДЖАНСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И
КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ КАСПИЯ»
1–4 июня 2016 | Баку



ВЕЛИКОБРИТАНИЯ

AFRICA INDEPENDENTS FORUM

24–26 мая 2016 | Лондон

ГРЕЦИЯ

GLOBAL OIL & GAS SOUTH EAST EUROPE AND MEDITERRANEAN

2-я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
«НЕФТЬ И ГАЗ
ЮГО-ВОСТОЧНОЙ ЕВРОПЫ И
СРЕДИЗЕМНОМОРСКОГО РЕГИОНА»
28–29 сентября 2016 | Афины

ЕГИПЕТ

GLOBAL OIL & GAS MIDDLE EAST AND NORTH AFRICA

МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА
«НЕФТЬ И ГАЗ БЛИЖНЕГО ВОСТОКА
И СЕВЕРНОЙ АФРИКИ»
январь 2017 | Каир

ИНДИЯ

IOIRS

22-я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И
КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ ИНДИИ»
9–10 сентября 2016 | Мумбаи

PETROTTECH

5–7 декабря 2016 | Нью-Дели

КАЗАХСТАН

KIOGE

24-я КАЗАХСТАНСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И
КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»
5–7 октября 2016 | Алматы



GLOBAL OIL & GAS MANGYSTAU

10-я МАНГИСТАУСКАЯ РЕГИОНАЛЬНАЯ
ВЫСТАВКА «НЕФТЬ,
ГАЗ, ИНФРАСТРУКТУРА»
8–10 ноября 2016 | Актау

МЬЯНМА

GLOBAL OIL & GAS MYANMAR

3-я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И
КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»
18–19 октября 2016 | Янгон

РОССИЯ

6-й ПЕТЕРБУРГСКИЙ
МЕЖДУНАРОДНЫЙ ГАЗОВЫЙ ФОРУМ
(выставка и конгрессная программа)
4–7 октября 2016 | Санкт-Петербург

MIUGE

14-я МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА «НЕФТЬ И ГАЗ»
27–30 июня 2017 | Москва
Крокус Экспо



НА НОВОЙ ПЛОЩАДКЕ

RPGC

13-й РОССИЙСКИЙ
НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС
в рамках выставки «НЕФТЬ И ГАЗ» / MIUGE
27–29 июня 2017 | Москва
Крокус Экспо

НА НОВОЙ ПЛОЩАДКЕ

ТУРКМЕНИСТАН

TGC

7-й МЕЖДУНАРОДНЫЙ
ГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС ТУРКМЕНИСТАНА
19–20 мая 2016 | Туркменбаши

ТУРЦИЯ

WEC

23-й МИРОВОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ
КОНГРЕСС И ВЫСТАВКА
9–13 октября 2016 | Стамбул

NEW

GLOBAL OIL&GAS TURKEY

МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И
КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ ТУРЦИИ»
май 2017 | Стамбул

УЗБЕКИСТАН

OGU

20-я УЗБЕКИСТАНСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И
КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»
18–20 мая 2016 | Ташкент



ЮЖНО-АФРИКАНСКАЯ РЕСПУБЛИКА

AFRICA OIL WEEK

23-я МЕЖДУНАРОДНАЯ
КОНФЕРЕНЦИЯ И ВЫСТАВКА
«АФРИКАНСКАЯ НЕФТЯНАЯ НЕДЕЛЯ»
31 октября – 4 ноября 2016 | Кейптаун

ОРГАНИЗАТОР

Международная Группа компаний ITE – лидер в организации выставок в России и одна из ведущих выставочных компаний мира.

За 25-летнюю успешную историю развития создана международная сеть офисов ITE: 32 офиса в 20 странах мира, в том числе 5 офисов в России.

Портфель нефтегазовых мероприятий ITE включает выставки и конференции в различных регионах мира, по праву являющиеся ключевыми событиями отрасли в своих странах. 2016–2017гг.: 17 мероприятий в 12 странах.

ITE неоднократно являлась Партнером нефтегазовых и энергетических мероприятий мирового масштаба, в т.ч.:

- Мировой нефтяной конгресс / WPC (2005 г., ЮАР; 2008 г., Испания; 2014 г., Россия)
- Международная конференция и выставка по сжиженному природному газу / LNG-16 (2010 г., Алжир)
- Мировой энергетический конгресс / WEC (2013 г., Южная Корея; 2016 г., Турция).



ITE МОСКВА

+7 (499) 750 0828
oil-gas@ite-expo.ru
www.mioge.ru

ITE GROUP PLC

+44 (0) 207 596 5011
og@ite-events.com
www.oilgas-events.com

РЕКЛАМА



Ю.А. Бобылов
канд. экон. наук
МГРИ
ведущий научный сотрудник
msk_2008@mail.ru

Инновационные задачи развития высшего профессионального образования для МГРИ

¹Россия, 117997, Москва, ул. Миклухо-Маклая, 23

Геологическое профессиональное образование специфично. Велика образовательная роль полевых и экспедиционных исследований ресурсов недр. Однако качество высшего инженерного образования более всего зависит от уровня затрат на сферу НИОКР. Изобилие природных ресурсов в условиях глобализации часто не ведет к сильной национальной экономике. Пример с перепроизводством мировой добычи нефти поучителен для эффективного недропользования. России требуются институционные изменения. Надо учиться работать в жесткой конкурентной среде. Все это является основой для понимания «инновационности» высшего профессионального образования в прикладной геологии и горном деле

Ключевые слова: геологоразведка; наука и профессиональное образование; влияние требований работодателей; вузовские научные школы; реформы образования; новые тенденции подготовки инженерных кадров

Российский государственный геологоразведочный университет «МГРИ-РГГУ» известен ориентацией преимущественно на геологию и технологию разработки твердых полезных ископаемых (руды и металлы, уран, уголь и др.), а также водные ресурсы и нефть. Общая численность студентов вуза около 5 тыс. чел., в том числе 803 иностранных граждан из 45 стран ближнего и дальнего зарубежья.

МГРИ-РГГУ с присоединением в 2016 г. к РГУ нефти и газа продолжает расширение подготовки новых кадров для недропользования в России и других странах. По инициативе Минобрнауки в 2017 г. МГРИ заметно увеличивает бюджетный прием студентов.

В рамках нового госзаказа прием на очное обучение (балаквариат, магистратура, специалитет) увеличится с 461 до 661 человек, по заочной форме – с 165 до 242 человек. Но снижается прием на вечернюю форму – с 75 до 60 человек. Специалитет «Прикладная геология, горное дело, нефтегазовое дело и геодезия» по очной форме возрастает с 230 до 265 человек. Новостью является госзаказ по направлению «Технология легкой промышленности» (по очной форме: балаквариат – 16 и магистра – 25 человек; по заочной форме: балаквариат – 15 человек). Речь идет о геммологии и подготовке кадров по специальности «Технология художественной обработки материалов» для развития прикладной геологии, роста добычи в России различных драгоценных камней,

развития ювелирной промышленности и наращивания экспорта качественных ювелирных товаров и др. Это уникальное направление подготовки кадров является особым конкурентным преимуществом университета [3].

Научный потенциал вуза обусловил деятельность в 2016 г. 6 специализированных диссертационных советов. Воссозданный на базе МГРИ-РГГРУ в 2015 г. объединенный экономический диссертационный совет является особой заслугой его ректора В.И. Лисова. Даже в условиях последовательного сокращения в последние годы в России числа диссертационных советов руководство Минобрнауки России и ВАК признали, что сфере российского недропользования крайне нужны новые ученые по прикладным проблемам экономики и организации.

На базе университета в 2013 г. Минобрнауки России организована на 5 лет экспериментальная научно-методическая **«Федеральная инновационная площадка»** с целью содействия развитию новых методов геологоразведки и подготовки новых кадров.

Кроме подготовки специалистов, бакалавров и магистров МГРИ-РГГРУ имеет многолетний опыт подготовки новых научно-педагогических кадров (кандидатов и докторов наук) по наукам о Земле, техническим, экономическим и другим наукам. Решающее значение имеет подготовка таких кадров из числа *своих лучших выпускников*.

В условиях значительной корпоративной закрытости производственной и экономической информации в настоящее время дипломникам и аспирантам трудно добывать нужную первичную информацию. По этой причине часть аспирантов не успевает в срок выйти на защиту диссертаций. В свою очередь эксперты ВАК отмечают недостаточный уровень защищенных диссертаций в силу их отрыва от реальной практики.

Большинство диссертационных работ посвящено решению проблем, имеющих важное значение для минерально-сырьевого комплекса страны. Подготовка научно-педагогических кадров в университете ведется по 7 направлениям и 28 научным специальностям через аспирантуру, докторантуру и в форме соискательства. В этой связи на базе аспирантуры в МГРИ-РГГРУ создан *Отдел подготовки научно-педагогических кадров*. В настоящее время в университете обучается 126 аспирантов (включая иностранных граждан), в докторантуре – 3 человека.

Общий объем основной образовательной программы, на примере направления «Науки

о Земле», составляет 6480 ч. Максимальный объем учебной нагрузки аспиранта, включая все виды учебной работы, составляет 54 академических часа в неделю.

По содержанию основная образовательная программа по любой специальности аспирантуры включает *образовательную и исследовательскую* компоненты. **Образовательная компонента** – это совокупность дисциплин (модулей), обеспечивающих получение знаний, выработку умений и приобретение опыта профессиональной деятельности по избранной специальности научно-педагогических и научных работников. Объем образовательной компоненты составляет 828 ч. **Исследовательская компонента** включает следующие виды деятельности аспиранта: научно-исследовательскую работу по избранной тематике, научные публикации в соответствии с требованиями ВАК Минобрнауки России, участие в профильных научных конференциях, написание текста диссертационного исследования и автореферата. Объем исследовательской компоненты составляет 1512 ч.

Программы дисциплин, входящих в учебный план, разработаны на основе программ кандидатских экзаменов, утвержденных ВАК России, и паспортов научных специальностей.

В России по разным специальностям аспиранты имеют различные показатели защищаемости по завершении аспирантуры. Наиболее высок показатель по медицинским наукам, что обусловлено наличием доступной учебной и научной практики. Геология – не «кабинетная деятельность», с удаленной от вузов и НИИ базой производственной практики и наличием существенных коммерческих тайн у добывающих компаний. МГРИ-РГГРУ имеет достаточно высокий показатель защищаемости.

В 2011–2015 гг. в МГРИ-РГГРУ было защищено 17 докторских диссертаций, из них 5 по геофизике, геофизическим методам поисков полезных ископаемых и 4 по технологии и технике геологоразведочных работ.

Следует обратить внимание на вузовские монографии МГРИ-РГГРУ, посвященные проблемам профессионального образования в России и в МГРИ-РГГРУ [1, 2]. Их профиль позволяет сделать вывод о формировании в вузе новой **специфической научной школы в сфере профобразования**.

С образованием в 2011 г. геологического холдинга АО «Росгеология» МГРИ-РГГРУ стал рассматриваться как возможный системообразующий межвузовский центр особого **геологоразведочного образовательного**

и инновационного кластера с охватом всех крупных регионов России, располагающих перспективными месторождениями полезных ископаемых. С 2017 г. такую более объемную миссию должен исполнять уже укрупненный РГУ нефти и газа, с уточнением наименования которого пока есть нерешенные вопросы. Надо бы как-то сохранить известные в мире вузовские бренды «РГУНГ» и «МГРИ».

Проблемы высшего геологоразведочного образования в России

Деятельность МГРИ-РГГРУ говорит о наличии ряда научных и образовательных проблем в геологоразведочном образовании России, о которых надо думать и дискутировать с целью поисков новых эффективных решений. Важно повышение уровня наукоемкости учебного процесса.

В кадровом отношении ситуация улучшилась с повышением уровня оплаты профессорско-преподавательского персонала с сентября 2013 г. (до уровня средней зарплаты по Москве). С постарением многоопытных профессоров можно бороться подготовкой своих кадров и приглашением со стороны, в Москве и Подмосковье можно найти всех нужных специалистов.

Качественное профессиональное образования предполагает достаточно высокий уровень финансирования технических университетов.

В 2013 г. Минобрнауки России в 1,5–2 раза снизил нормативы подушевого финансирования студентов по геологическим специальностям, сравнив их с уровнем финансирования экономистов и экологов. Но геологи и горные инженеры нуждаются в прохождении **производственных практик** на предприятиях и компаниях сферы недропользования в удаленных районах Севера, Западной и Восточной Сибири, Дальнего Востока. Проезд туда и обратно для студента составляет до 50–80 тыс. руб. *Такие средства Минобрнауки России не выделяет целевой статьей.*

Очевидно, вся геологическая отрасль остро нуждается на производстве в *мужчинах – геологах, геофизиках, горных инженерах*. Минобрнауки России пока не решил проблему стимулирования притока в геологию мужчин, более способных преодолевать трудности полевого поиска и бытовой неустроенности.

В условиях недостаточного государственного финансирования высшего образования в России развивается его платность. Надо подчеркнуть, что платное образование обеспечивает в 2016 г. финансирование деятель-

ности МГРИ-РГГРУ почти на 70%. Однако далее поднимать размер и долю платного образования уже не представляется возможным.

МГРИ-РГГРУ как **сильный международный вуз** в геологическом образовании России нуждается в лучшем финансировании для качественной подготовки иностранных граждан, особенно из стран Африки, Азии и Южной Америки. Удельный вес иностранных учащихся в 2016–2017 гг. приблизился к 20%. Кстати, к началу 2016 г. планировалось объединение МГРИ-РГГРУ и РУДН по «территориальному принципу». Такой вариант вызвал возражение в Минприроды России и АО «Росгеология», поскольку российская геологоразведка на 80% «нефтегазовая». В целом, *нормативы подушевого финансирования обучения иностранных студентов должны быть выше, чем российских граждан, на 30–50%.*

С 2014 г. вступило в силу решение Минобрнауки России о создании **укрупненных 9 Координационных советов (КС) и Учебно-методических советов (УМО)** по высшему профессиональному образованию. Все направления подготовки кадров и специальности разделены на 9 областей и 57 укрупненных групп научных специальностей. В этой связи в 2015 г. было *ликвидировано* УМО по прикладной геологии, действовавшее в МГРИ-РГГРУ с 1988 г. Большая научно-методическая работа, в том числе по организации и рецензированию новых учебников и пособий по прикладной геологии, с 1988 г. проводилась ученым секретарем этого УМО, академиком РАЕН А.Н. Роковым.

Минобрнауки России счел нужным отказаться от *целевой финансовой поддержки деятельности КС и УМО* и поручить выполнять такую работу профильным вузам (для сферы недропользования – в МИСиС) на «общественных началах». Вообще, в научном мире трудоемкие и сложные научно-координационные работы не принято выполнять лишь на общественных началах [2].

Главное событие 2016 г. – это приказ от 12 апреля № 399 Минобрнауки России о присоединении МГРИ-РГГРУ к РГУ нефти и газа. В целом начатое укрупнение вузов России носит положительный характер, однако предстоит создать новую модель управления объединенным техническим университетом, также отразив это в уточненном наименовании вуза. По нашему мнению, в названии должно бы быть слово «геология». Если с нефтью и газом в России вполне благополучно, то в части поиска и промышленного освоения ряда стратегически важных руд, металлов

и ресурсов недропользования страна отстает, например, от Австралии и Канады. В любом случае в ближайшие годы потребуются *особые управленческие усилия* руководства МГРИ уже в структуре РГУ нефти и газа.

Повысить наукоемкость и престижность сферы недропользования России и профессий геологов и горных инженеров

Отраслевое «геологическое», «горное» и «нефтегазовое» высшее образование России, в котором многие годы трудился знаменитый МГРИ и далее МГРИ-РГГРУ, не является «престижной частью» системы национального профессионального образования России, которым руководит Минобрнауки России. В лидерах по военно-стратегическим приоритетам – пять десятков технических университетов, работающих на нужды оборонной и атомной промышленности. Так, ежегодно МИФИ получает от ГК «Росатом» ведомственную поддержку в объеме нескольких сотен миллионов рублей. Ресурсные университеты имеют меньшую значимость, хотя работают на сферу экспортного недропользования, которое в большой мере формирует доходы государственного бюджета РФ.

Возникает вопрос о причинах более эффективной деятельности группы университетов России, подчиненных Минздраву, Минсельхозу, Минтрансу, РЖД и др. *Эффект ведомственного образования* – в более тесной научно-производственной связи специализи-

рованных предприятий и организаций с мощной технической, лабораторной и производственной базой таких министерств, ведомств и корпораций.

Вероятно, МГРИ-РГГРУ должен бы быть в подчиненности Минприроды России. Интересный организационный вопрос требует внимания. В результате специфическое геологическое и горное образование в России при сильном частном корпоративном хозяйствовании (Роснефть, ЛУКОЙЛ, Норникель, ФосАгро, Рудпром и др.) носит в ряде случаев черты отсталости и недостаточной неэффективности по сравнению с ведущими странами мира.

МГРИ-РГГРУ не получает от Минобрнауки России *целевых средств* для оплаты проезда своих студентов к местам разведки и освоения перспективных новых месторождений полезных ископаемых восточнее Урала, особенно в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке. Между тем, в ведомственных университетах РЖД, Росрыболовства, Минтранса и др. такой вопрос бюджетирования *решен положительно* и находит понимание в Минфине и Счетной палате РФ.

Мировая конкурентоспособность – это высокая инновационность в подготовке кадров и производстве

Недропользование в России нуждается в *росте новых технологий и притоке инвестиций* (особенно иностранных из быстро развивающихся стран мира) на основе более эффективной экономической политики государства.

Таблица 1.

Страны мира с наивысшими затратами на НИОКР в 2015 г. (в сравнении с Китаем и Россией)

Страны	Внутренние затраты на исследования и разработки		Ассигнования на НИОКР из средств государственного бюджета		Исследователи (в эквиваленте полной занятости, чел.-лет)	
	Всего, млн долл. США	% к ВВП	Всего, млн долл. США	% к ВВП	Всего	На 10000 занятых в экономике
1. Израиль	11032,9	4,21	1644,1	0,63	63728	174
2. Юж. Корея.	68937,0	4,15	19933,5	1,20	321842	128
3. Япония	160246,6	3,47	34679,3	0,75	660489	102
4. Финляндия	7175,6	3,31	2166,3	1,00	39196	157
5. Швеция	14151,3	3,30	3575,3	0,83	62294	133
6. Дания	7513,4	3,06	2538,8	1,03	40858	149
7. Швейцария	13251,4	2,96	3898,1	0,87	35950	75
8. Австрия	11282,2	2,95	3066,3	0,80	39923	94
9. Германия	100991,4	2,85	31961,8	0,90	360365	85
10. США	456977,0	2,73	132477,0	0,79	1265064	87
Китай	336495,4	2,08	1484040	19
Россия	44442,9	1,19	34570,8	0,92	444865	66

Примечание. Составлено автором по материалам издания «Наука, технологии и инновации России. М.: ИПРАН РАН, НАУКА. 2015.»

Объемы выполняемых научных работ в МГРИ-РГГРУ явно малы, хотя с 2013 г. по 2015 г. объем выполняемых НИР вырос почти вдвое.

Тревожна ситуация со сферой НИОКР в России, особенно «гражданской» (табл. 1).

При этом из общих затрат на НИОКР в России до 60% направляется в оборонные исследования и разработки.

Выводы

Подготовка новых квалифицированных кадров в области высшего геологического образования со знанием лучшего российского и зарубежного опыта эффективного недропользования является условием перехода к **новой инновационной экономической модели хозяйствования в России.**

Многочисленные проблемы с поиском, разведкой и освоением твердых полезных ископаемых, а также подземных вод в России, пожалуй, более объемны и сложны, чем аналогичные затратные, но узкопрофильные проблемы нефтегазовой деятельности. **В этой связи МГРИ в структуре РГУ нефти и газа**

должен лишь повысить свой научный и образовательный потенциал.

Геологическое образование России нуждается в своей **специфической институциональной среде** и в **лучшем целевом финансировании**, которую не может создать Минобрнауки России. Это – миссия Минприроды, Минэнерго, АО «Росгеология, а также ряда крупных горнопромышленных и нефтегазовых компаний, которым нужны высококвалифицированные кадры.

Россия остро нуждается в льготах для промышленных компаний по исключению из налогообложения **корпоративных средств, расходуемых на НИОКР и профессиональное образование.** Эта многообразная налоговая практика для частного бизнеса много десятилетий применяется в США, Германии и других развитых странах мира.

Большое число нерешенных проблем имеется именно в части поиска, разведки и разработки **твердых полезных ископаемых**, что ставит вопрос о дальнейшем развитии МГРИ в качестве специфического координирующего ресурсного университета России. 

Литература

1. Лисов В.И. Проблемы развития высшего инженерно-технического образования России. М.: МГРИ-РГГРУ. 2013. 298 с.
2. Лисов С.В., Лисов В.И. Интеграционные тенденции высшего профессионального образования России. М.: ЦентрЛитНефтеГаз. 2016. 453 с.
3. Лисов В.И., Бобылов Ю.А. О подготовке кадров и развитии юниорной добычи драгметаллов и драгоценных камней в России // Охрана и разведка недр. 2015. № 3. С. 52–55.

UDC 001.470 : 378.1

Y.A. Bobylov, PhD, Leading Researcher MGRI¹, msk_2008@mail.ru

¹Russian State Geological Prospecting University (MGRI-RSGPU), 23 Miklouho-Maklay's street, Moscow, 117997, Russia
Russian State Geological Prospecting University (MGRI-RSGPU)

Innovative problems of development of higher professional education «MGRI»

Abstract. Geological professional education specific. Great educational role of field and field studies of subsoil resources. However, the quality of higher engineering education is primarily dependent on the level of expenditures on research and development. The abundance of natural resources in the context of globalization often does not lead to a strong national economy. The example with the oversupply of world oil production is instructive for the efficient subsoil use. Russia requires institutional changes. Must learn to operate in a tough competitive environment. All this is the basis for understanding the “innovation” of higher education in applied Geology and mining.

Keywords: exploration; science and vocational education; the influence of employers' requirements; University research schools; education reform; new trends in training of engineering personnel

References

1. Lisov V.I. *Problemy razvitiia vysshego inzhenerno-tekhnicheskogo obrazovaniia Rossii* [Problems of development of higher engineering education in Russia]. Moscow, MGRI-RGGRU Publ., 2013, 298 p.
2. Lisov S.V., Lisov V.I. *Integratsionnye tendentsii vysshego professional'nogo obrazovaniia Rossii* [Integration trends of higher professional education in Russia], Moscow, TsentrLitNefteGaz Publ., 2016, 453 p.
3. Lisov V.I., Bobylov Yu.A. *O podgotovke kadrov i razvitiu iuniornoj dobychi dragmetallov i dragotsennykh kamnei v Rossii* [About the training and development of junior mining of precious metals and precious stones in Russia]. *Okhrana i razvedka neдр* [Security and mineral prospecting], 2015, no 3, pp. 52–55.

КАЛЕНДАРЬ НЕФТЕГАЗОВЫХ САММИТОВ 2016-2017



РАЗВЕДКА И ДОБЫЧА

IV РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ САММИТ

31 октября 2016
Москва,
Double Tree by Hilton
Moscow-Marina



РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ САММИТ

**ТРАНСПОРТИРОВКА,
ХРАНЕНИЕ, ТРЕЙДИНГ**

1 ноября 2016
Москва,
Double Tree by Hilton
Moscow-Marina



Российский Нефтегазовый Саммит
**Трудноизвлекаемые
и Нетрадиционные
Запасы**

27 февраля 2017
Москва,
Double Tree by Hilton
Moscow-Marina



РОССИЙСКИЙ
НЕФТЕГАЗОВЫЙ
САММИТ
**НЕФТЕХИМИЯ
И ГАЗОПЕРЕРАБОТКА**

28 февраля 2017
Москва,
Double Tree by Hilton
Moscow-Marina



**АВТОМАТИЗАЦИЯ
и IT решения в ТЭК**

19 июня 2017
Санкт-Петербург



РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ САММИТ

**ТРАНСПОРТИРОВКА,
ХРАНЕНИЕ, ТРЕЙДИНГ**

20 июня 2017
Санкт-Петербург



РАЗВЕДКА И ДОБЫЧА

IV РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ САММИТ

27 ноября 2017
Москва,
Double Tree by Hilton
Moscow-Marina



НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА

МОДЕРНИЗАЦИЯ, ИННОВАЦИИ

IV РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ САММИТ

28 ноября 2017
Москва,
Double Tree by Hilton
Moscow-Marina





П. В. Цыбуленко
канд. техн. наук
Белорусский национальный
технический университет¹
факультет горного дела и
инженерной экологии
декан
fgde@bntu.by
ptsybulenka@bntu.by

Подготовка инженерных кадров для горной отрасли

¹Республика Беларусь, 220013, Минск, ул. Я. Коласа, 14, учебный корпус 9

Автор рассматривает состояние и перспективы подготовки инженерных кадров для горной отрасли Республики Беларусь

Ключевые слова: полезные ископаемые; Республика Беларусь; инженерные кадры; практико-ориентированная подготовка

Минерально-сырьевая база была и остается важнейшей составляющей экономики Республики Беларусь.

Несколько неточным является распространенное мнение, что Беларусь бедна полезными ископаемыми. Приведем данные лишь по некоторым полезным ископаемым [1].

Нефть. Начальные суммарные извлекаемые ресурсы нефти составляют 355,6 млн т. Нефтегазоносная область размещается, главным образом, на территории Гомельской, частично в Могилевской и Минской областях.

Каменные соли. На территории Республики Беларусь распространены в пределах Припятской рифтовой структуры (Мозырское, Давыдовское, Старобинское месторождения). Разведанные запасы составляют более 22 млрд т. На Мозырском месторождении ведется добыча поваренной соли в объеме более 180 тыс. т в год. Промышленные запасы калийных солей, сосредоточенные на Старобинском и Петриковском месторождениях, составляют 6938 млн т, а с учетом еще более десяти перспективных участков по Припятскому прогибу с хорошими объемами промышленных запасов сырых солей, оцениваются примерно в 80 млрд т.

Бурые угли. Прогнозные ресурсы превышают 1350 млн т. Наиболее изучены угли Житковичского, Бриневского и Тонежского месторождений с общими запасами 152,8 млн т.

Торф. Республика располагает значительными запасами торфа, и, по данным академиков Национальной академии наук Беларуси И.И. Лиштвана и В.Ф. Логинова, возможные к разработке запасы составляют 465 млн т, а с учетом уже разработанных и отведенных к разработке месторождений – более 600 млн т. Заторфованность территории республики составляет около 12%. Торфяные месторождения имеются во всех ее областях.

Горючие сланцы. Площадь сланценосного бассейна более 10 тыс. км² с суммарными прогнозными ресурсами 8780 млн т. Это горючие сланцы Припятского прогиба (Туровское, Любанское месторождения).

Металлы. Запасы железной руды на Околовском месторождении оценивается более чем в 500 млн т. Содержание железа в рудах – 26–30%, но они хорошо обогащаются с получением магнетитового концентрата со средним содержанием железа 70%, пригодного для производства металлизированных

окатышей, которые необходимы белорусской металлургической промышленности.

Кроме перечисленных полезных ископаемых имеются фосфоритные руды, выявлены янтареносные породы, имеются большие запасы пресных подземных вод, а также промышленных вод.

Решение задач освоения месторождений полезных ископаемых Беларуси требует подготовки национальных инженерных кадров по целому ряду горных специальностей, среди которых подземные и открытые горные работы, горные машины и оборудование, современные геотехнологии, добыча и переработка горных пород, экология и ряд других.

Подготовка своих инженерных кадров в области освоения полезных ископаемых Республики Беларусь осуществляется в Белорусском национальном техническом университете на факультете горного дела и инженерной экологии.

Факультет готовит специалистов по следующим специальностям:

Горные машины и оборудование

- Открытые горные работы;
- Обогачительно-перерабатывающее производство;
- Подземные разработки;

Разработка месторождений полезных ископаемых

- Открытые горные работы;
- Подземные горные работы;
- Маркшейдерское дело;
- Обогащение полезных ископаемых;
- Буровые работы;

Экологический менеджмент и аудит в промышленности

Технология и оборудование торфяного производства.

Кроме этого в Белорусском государственном технологическом университете на факультете химической технологии и техники осуществляется подготовка инженеров-специалистов по обогащению полезных ископаемых. Подготовку геологических специальностей ведет Белорусский государственный университет на географическом факультете.

Подготовка специалистов горняков среднего звена в республике ведется Солигорским государственным горно-химическим колледжем, Государственным профессиональным техническим училищем геологии (Мозырь) и Солигорским государственным профессионально-техническим училищем горняков.

Специалистов готовятся для таких предприятий, как ОАО «Беларуськалий» и ОАО «Беларусьнефть», учреждений Министерства

природных ресурсов и охраны окружающей среды РБ, предприятий концернов «Белтопгаз», «Белнефтехим», РУП «Микашевичи», ПО «Белаз», РУП «Доломит», а также для предприятий Министерства архитектуры и строительства, научно-исследовательских и проектных институтов РБ.

За время открытия факультета с 2002 г. для горной отрасли подготовлено свыше 1300 специалистов по дневной и заочной формам обучения. Дефицит инженерных кадров, который наблюдался в 2000-е гг., когда на одного выпускника поступало по 3 заявки на распределение, в настоящее время практически снят. Можно отметить равновесие потребности специалистов для предприятий и их подготовки на факультете. Ежегодно факультет совместно с филиалом в Солигорске готовит для горной отрасли свыше 150 инженеров, что обеспечивает ее потребность. В настоящее время осуществляется двухуровневая подготовка инженерных кадров: 1 уровень – специалист со сроком обучения 5 лет и 2 уровень – магистратура со сроком обучения 1 год по дневной форме получения образования, для заочной – 6 лет первого уровня и 1,5 года – второго.

Дальнейшее развитие в подготовке инженерных кадров должно быть направлено на повышение качества подготовки, а также на открытие новых направлений, специальностей, связанных с новыми современными технологиями, такими как скважинные способы добычи твердых полезных ископаемых, информационное обеспечение и автоматизация производственных процессов горных предприятий.

Для повышения качества подготовки инженерных кадров нужно обратить особое внимание на следующие моменты процесса.

Необходимо глубоко проанализировать учебные планы специальностей и образовательные программы с целью нахождения баланса дисциплин фундаментального характера и специальных, ориентированных на потребности решения реальных производственно-технологических задач предприятий. Для этого необходимо привлекать как специалистов вузов, так и специалистов ведущих предприятий заказчиков, академических и отраслевых институтов.

Высшее образование в последнее время превратилось из элитарного в массовое, соответственно снизился и уровень школьных базовых знаний у абитуриентов, поступающих в вуз. Практика последних лет показала, что на горные специальности поступают абиту-

риенты с невысокими проходными баллами 160–180 из максимально возможных 400, а конкурс составляет не более 1,2 человека на место. Это негативно сказывается на качестве подготовки, особенно в первые годы обучения, когда приходится в стенах вуза доучивать первокурсников по материалам школьной программы. Для привлечения на горные специальности хорошо подготовленных абитуриентов факультет проводит на протяжении всего года профессионально ориентированную работу среди обучающихся с посещением лицеев, школ и горных предприятий с целью привлечения к поступ-

Решение вопроса подготовки кадров высшей квалификации для горной отрасли возможно путем индивидуальной работы с каждым выпускником, усиления его заинтересованности в получении ученой степени и звания, через улучшение материально-бытовых условий магистрантов и аспирантов, а также путем привлечения к обучению по целевой подготовке работников предприятий и учреждений, заинтересованных в специалистах с учеными степенями и званиями

лению на горные специальности. Большую помощь могли бы оказать предприятия, направляя детей своих работников на обучение по целевому набору или на договорной основе. К сожалению, за время открытия целевой подготовки специалистов в Республике Беларусь заявок от предприятий на факультет не поступало.

Большее значение для практико-ориентированной подготовки кадров, обучению инновационным технологиям и современным методикам может оказать развитие сети филиалов кафедр вуза на производстве. В настоящее время на факультете имеется 3 филиала на ОАО «Беларуськалий», ОАО «Белгорхимпром» и в Институте природопользования

НАН РБ. Проведение практических занятий на уникальном оборудовании или использование дорогостоящего программного обеспечения, которое вуз не имеет возможности приобрести, позволит студентам изучить современные технологии и оборудование для конкретного производства. На базе филиалов кафедр можно проводить научные исследования с магистрантами и аспирантами. В данном направлении подготовки есть необходимость доработать нормативно-правовые документы о филиалах кафедр, в которых бы закреплялись обязательства не только со стороны вуза, но и министерств, и конкретных предприятий.

Без наличия высококвалифицированных профессорско-преподавательских кадров качественная подготовка специалистов в вузе невозможна. В настоящее время на выпускающих кафедрах факультета работают преподаватели, имеющие большой опыт педагогической и производственной деятельности. Число докторов и кандидатов наук на этих кафедрах составляет свыше 62% от всей численности преподавателей. Однако необходимо отметить, что их средний возраст – около 55 лет. Возникает необходимость решения кадрового вопроса двумя путями: привлечение специалистов высшей квалификации из научно-исследовательских институтов или

производств и подготовки своих выпускников через окончание магистратуры и аспирантуры. К сожалению, учитывая высокий уровень заработной платы работников горных предприятий по сравнению с преподавателями вузов, не многие выпускники хотят связать свою карьеру с преподавательской деятельностью, предпочитая обучение и получение высшей квалификации по заочной форме обучения, работая на производстве. Необходимо отметить, что снижается и количество обучающихся в магистратуре и аспирантуре работников предприятий и учреждений горной отрасли.

Решение вопроса подготовки кадров высшей квалификации для горной отрасли возможно путем индивидуальной работы с каждым выпускником, усиления его заинтересованности в получении ученой степени и звания, через улучшение материально-бытовых условий магистрантов и аспирантов, а также путем привлечения к обучению по целевой подготовке работников предприятий и учреждений, заинтересованных в специалистах с учеными степенями и званиями.

В целом необходимо отметить, что в Республике Беларусь имеется достаточный вузовский потенциал, способный обеспечить подготовку квалифицированных инженерных кадров для развития горной отрасли и решения задач современной экономики. 

Литература

1. Полезные ископаемые Беларуси: Геология месторождений и рациональное недропользование // Материалы международной научно-практической конференции, посвященной 125-летию со дня рождения академика Н.Ф. Блюдухо. Минск. 2003. 161 с.

UDC 378

P.V. Tsybulenko, PhD, dean of Mining engineering and engineering ecology faculty¹ of Belarusian National Technical University, fgde@bntu.by

¹14 Ya. Kolasa Street, building 9, Minsk, Belarus, 220013

Training of engineers for the mining industry

Abstract. The author examines the state and prospects of training of engineers for the mining industry of the Republic of Belarus

Keywords: minerals; Republic of Belarus; engineering personnel; practice-oriented training

References

1. *Poleznye iskopaemye Belarusi: Geologiya mestorozhdenii i ratsional'noe nedropol'zovanie* [Belarus Minerals: deposits geology and rational use of mineral resources]. *Materialy mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii, posviashchennoi 125-letiiu so dnia rozhdeniia akademika N.F. Bliodukho* [Proc. of the int. conf. dedicated to the 125th anniversary of the birth of Academician N.F. Bliodukho]. Minsk, 2003, 161 p.



Я.Г. Грибик
канд. геол.-мин. наук
Институт природопользования
НАН Беларуси¹
ведущий научный сотрудник
yaroslavgribik@tut.by

Об особых типах скоплений трудноизвлекаемых запасов углеводородов

¹Институт природопользования НАН Беларуси, Республика Беларусь, 220114, Минск, ул. Ф. Скорины, 10.

Автор статьи не полностью поддерживает предположение о широком развитии в нефтегазоносных провинциях скоплений углеводородов в виде эмульсионных залежей. На примере отдельных поисковых объектов Припятского прогиба приводится аргументированное объяснение полученных результатов, характеризующихся неоднозначными данными в части выявления таких залежей. Высказывается предложение о необходимости учета физико-химических и геологических особенностей объектов

Ключевые слова: водонефтяная эмульсия; залежь; Припятский прогиб

В статье В.А. Карпова «Об особых типах скоплений трудноизвлекаемых запасов УВ», опубликованной в журнале «Недропользование XXI век» в июне 2016 г. [6], высказывается предположение о том, что в нефтегазоносных провинциях имеют значительное развитие скопления УВ, содержащие водонефтяные эмульсии. При этом автором предполагается их скопление в виде залежей УВ «в немалых масштабах, ... различной продолжительностью существования, наличие (палео) эмульсионных залежей». В качестве подтверждающих факторов проявления эмульсионных залежей (ЭЗ) приводятся некоторые обоснования из практики ГРП.

Получение притоков пластовой воды при испытании явно нефтеносного пласта по керну и данным ГИС (при доказанном отсутствии заколонных и межпластовых перетоков).

Такой результат можно объяснить как геологическими, так и технологическими причинами. Технологические причины автором в некоторой степени объясняются доказательством отсутствия заколонных перетоков. Вместе с тем этот вопрос следует рассматривать на базе конкретных объектов испытания, и если все же по результатам испытания получен приток пластовой воды и при этом без признаков УВ, очевидно, следует оценивать пласт как водонасыщенный, т.к. при условии нахождения объекта испытания в зоне ЭЗ следует ожидать признаки в виде пленки, капель нефти, газирования при освоении объекта, поскольку ЭЗ должна содержать углеводороды.

Получение притоков безводной нефти из низкоомных пластов.

Этот результат легче объясняется, чем предыдущий, т.к., во-первых, получен приток нефти из как будто бы обводненного пласта, а во-вторых, значение «низкоомности пластов» – это величина геофизическая и определяется она, кроме геологических факторов (минерализация пластовых вод, минеральной породной составляющей), также – технологическими особенностями работ по объекту (качество вскрытия продуктивных пластов при бурении со значительной репрессией на пласт).

Получение притоков высоковязкой нефти (в виде высоковязкой массы, вытесняющей из труб при испытании скважины), которая после обработки бензином (иногда соляной) прямо на скважине распадается на подвижную нефть и пластовую воду.

В настоящем случае происходит перевод высоковязкой нефти путем обработки бензином в подвижную углеводородную жидкость, т.е. происходит обычное растворение асфальто-смолистых веществ, составляющих малоподвижную часть флюида. Значительное выделение при этом пластовой воды не наблюдается. При выявлении факта притока воды при таком освоении необходим дополнительный анализ процесса освоения.

Отсутствие притоков при испытании явных нефтенасыщенных пород-коллекторов (по керну и ГИС), не связанное с низким качеством первичного вскрытия пласта, при удовлетворительном скин-факторе.

Причины отсутствия притоков из, казалось бы, явных нефтенасыщенных пород-коллекторов можно объяснять не только проявлением ЭЗ. В условиях Припятского прогиба установлены такие факторы, которые связаны с другими явлениями. Показателен пример по Березинскому месторождению, расположенному в районе Северного краевого разлома Припятского прогиба. Промышленная нефтеносность верхнедевонских карбонатных межсоловых отложений установлена в промежуточном блоке II скв. № 3 в 1975 г., основного блока III – в 1976 г. скв. 8, а оценка и доказательство промышленной нефтеносности северного блока I выполнена только через 3 года (рис. 1). При этом в поисковой скв. 17, пробуренной в первом блоке в 1977 г., а затем в скв. 21, пробуренной в 1979 г. во вскрытой межсоловой толще верхняя часть представлена доломитом темно-серым кристаллическим кавернозным с выпотами подвижной легкой нефти. По заключению промыслово-геофизических данных в разрезе выделялось 85–125 м нефтенасыщенных коллекторов с емкостью $K_{\text{н}}$ – 4–5% и $K_{\text{д}}$ до 72%. В процессе бурения в скв. 17 выполнено испытание 7 объектов, а в скв. 21 – 5 объектов испытателем пластов при различных технологических параметрах (депрессия на пласт, время стояния на притоке, на записи КВД) – притоков пластового флюида не получено. Записи глубинных манометров при испытании ИП характеризуют разрез как с низкопроницаемыми пластами, из которых получение притоков в эксплуатационной колонне весьма проблематично. Однако выпоты нефти в керне, положительное заключение по данным ГИС ориентировало геологическую службу на испытание в эксплуатационной колонне.

Одной из характерных особенностей вскрытого разреза являлось то, что разрез

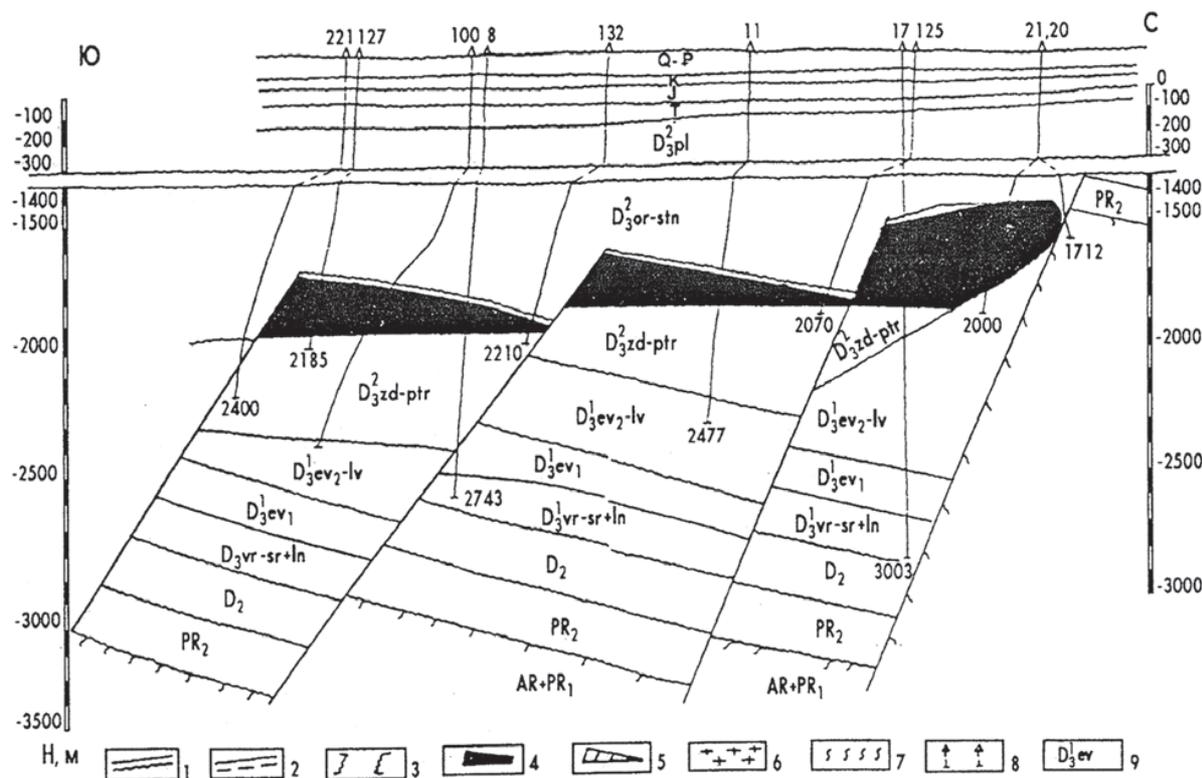


Рис. 1.

Геологический профиль Березинского месторождения (Л.М. Ланкуть) [8]: 1 – стратиграфические границы, 2 – дизъюнктивные нарушения, 3 – зоны срезания (прорыва) межсоловых отложений, 4 – залежи нефти, 5 – предполагаемые залежи, 6 – соль, 7 – породы кристаллического фундамента, 8 – скважина и ее забой, 9 – возраст отложений

представлен кавернозными доломитами с кавернами в диаметре до 1–2 см с выпотами нефти, внутри заполненными прозрачной каменной солью. С целью получения промышленного притока нефти в процессе освоения скважины в эксплуатационной колонне трестом «Белнефтегазразведка» в 1979 г. выполнялись работы по выщелачиванию солей из кавернозной емкости пресной водой и обоснование перед ГКЗ СССР продуктивности I блока месторождения. После закачки в пласт пресной воды в объеме 140 м³ при давлении 18–20 МПа через 13 ч выдержки на реагировании пласт начинает переливать на устье дебитом 10 м³/сут плотностью выходящих продуктов выщелачивания 1,15 г/см³ с последующим повышением плотности рассола растворения до 1,20 г/см³ с обильными нефтепроявлениями в виде пятен и пленок нефти. В последующем после отбора рассола – скважина продолжает работать безводной нефтью дебитом 5–7 м³/сут.

По результатам опытных работ установлено, что для добычи 1 м³ нефти потребовалась

закачка 10 м³ пресной воды для растворения галита и создания каналов фильтрации.

Недропользователь на скв. 17 работает до настоящего времени с промывкой пресной водой для создания проницаемости в режиме периодическая закачка–отбор [4, 9].

Характеризуя основной объект анализа, т.е. водонефтяную эмульсию, В.А. Карпов приводит ряд обоснований:

- турбулентность потока – важнейший фактор, влияющий на образование и разрушение эмульсии;

- эмульсии бывают двух видов: «нефть в воде» (Н/В) и «вода в нефти» (В/Н);

- нефть с относительно небольшим содержанием пластовой воды образует более стойкие эмульсии, с увеличением содержания пластовой воды стойкость эмульсий снижается;

- наиболее стойкие эмульсии образуют изначально высоковязкие нефти;

- с ростом газового фактора (ГФ) эмульгирование увеличивается лишь до определенных значений (газ способствует дроблению капель воды, перемешиванию), но дальнейшее

возрастание доли газа в потоке уменьшает эмульгирование;

– водонефтяная эмульсия является не-ньютоновской жидкостью.

Перечень приведенных им обоснований водонефтяной эмульсии не привязан, к сожалению, ни к одному термобарическому либо физико-химическому параметру среды их проявления и существования, кроме такого параметра как турбулентность потока. По этому термину у меня мнение абсолютно противоположное, я считаю, что процесс формирования залежей УВ в недрах происходит в масштабах геологического периода не мгновенно, а является продолжительным во времени, т.е. не кратковременным, который мог бы сопровождаться турбулентностью потока.

Образование водонефтяных растворов, определенное ранее в экспериментально-лабораторных условиях, характеризуется более высокими значениями параметров, которые в осадочных бассейнах достигаются на глубинах более 6000 м и температуре выше 340–360 °С [10, 11], что явно существует не во всех бассейнах.

Форма существования составляющих водонефтяной эмульсии В.А. Карповым также не определяется – это физический или химический процесс? Скорее всего, его можно определять как механическое явление. Однако последнее в термобарических условиях нефтегазоносных осадочных бассейнов трудно представить, т.к. в недрах такое сосуществование двух типов флюида ведет к гравитационному разделению по плотностям, т.е. формированию залежи УВ в традиционном типе с водной фазой ниже залежи нефти, т.е. ниже водонефтяного контакта.

Одной из важных составляющих процесса формирования ЭЗ автором придается тектоноблендеру [5], являющемся по мнению В.А. Карпова, стержневым процессом формирования разнотипных УВ залежей. Даже при отсутствии четкого понимания этого явления (а тем более – названия) на некоторые положения следует обратить внимание. В частности, на процесс формирования залежей за счет неоднократного чередования активных и пассивных фаз развития геологического объекта. При этом в завершающей активной стадии в разрезе возникают дилатантные участки породы, в которых происходит процесс перемещения УВ с формированием вторичной залежи. Описываемый механизм обосновывается весьма неубедительно с тех позиций, что формирование таких залежей должно происходить в емкости породы, сфор-

мированной дилатантным процессом. Таким процессом формируется чисто трещинная емкость, проявление которой в природе весьма ограничено. В этом процессе весьма определяющую роль автором придается нисходящим флюидным движениям. Однако следует учитывать, что пластовое флюидное давление в емкости, в том числе и дилатантной, формируется горным давлением вышележащих пород, т.е. чем глубже залегает емкость, тем выше горное давление пород и, естественно, пластовое давление в емкости. Переток же флюида будет происходить в емкость, характеризующуюся более низким давлением, чем пластовое давление в очаге вытекания, т.е. возможен переток либо вверх, либо по латерали. При этом скорость перетоков естественно не происходит в стадии турбулентного потока даже по тектоническому разлому, а путем фазового флюидного перемещения.

Все вышеприведенное свидетельствует не об отсутствии геологического интереса к поднятой проблеме о водонефтяных эмульсиях нефтегазоносных районов, а о неоднозначности явления. В Припятском прогибе установлены примеры выявления неоднозначного заключения о характере насыщения отложений надсолевого комплекса, включающие образования надсолевого девона, карбона и перми Центрального и Южного нефтеперспективных районов. В зависимости от минерализации пластовых вод, диаметра бурения в надсолевом комплексе и применяемой регистрирующей аппаратуры ГИС, качества промывочной буровой жидкости и учета литолого-петрографического состава породы определяется эффективность промыслово-геофизических заключений [7]. **Иными словами, вопрос о флюидной насыщенности разнотипных разрезов не является столь однозначным, чтобы можно было уверенно охарактеризовать разрез с эмульсионной залежью.**

Весьма интересные геологические материалы, вписывающиеся в тематику дискуссионного рассмотрения, получены по Кузьмичевской площади, расположенной на западе Центральной части Припятского прогиба, в пределах которой в 1975–1976 гг. пробурена поисковая скв. 1. В.А. Карпову, работавшему в то время начальником геологического отдела Калининковичской НРЭГБ, весьма интересно было бы оценить результаты работ на объекте, исходя из современных представлений. По керну, отбирившемуся селективно по подсолевому карбонатному и терригенному комплексам в старооскольском горизонте из

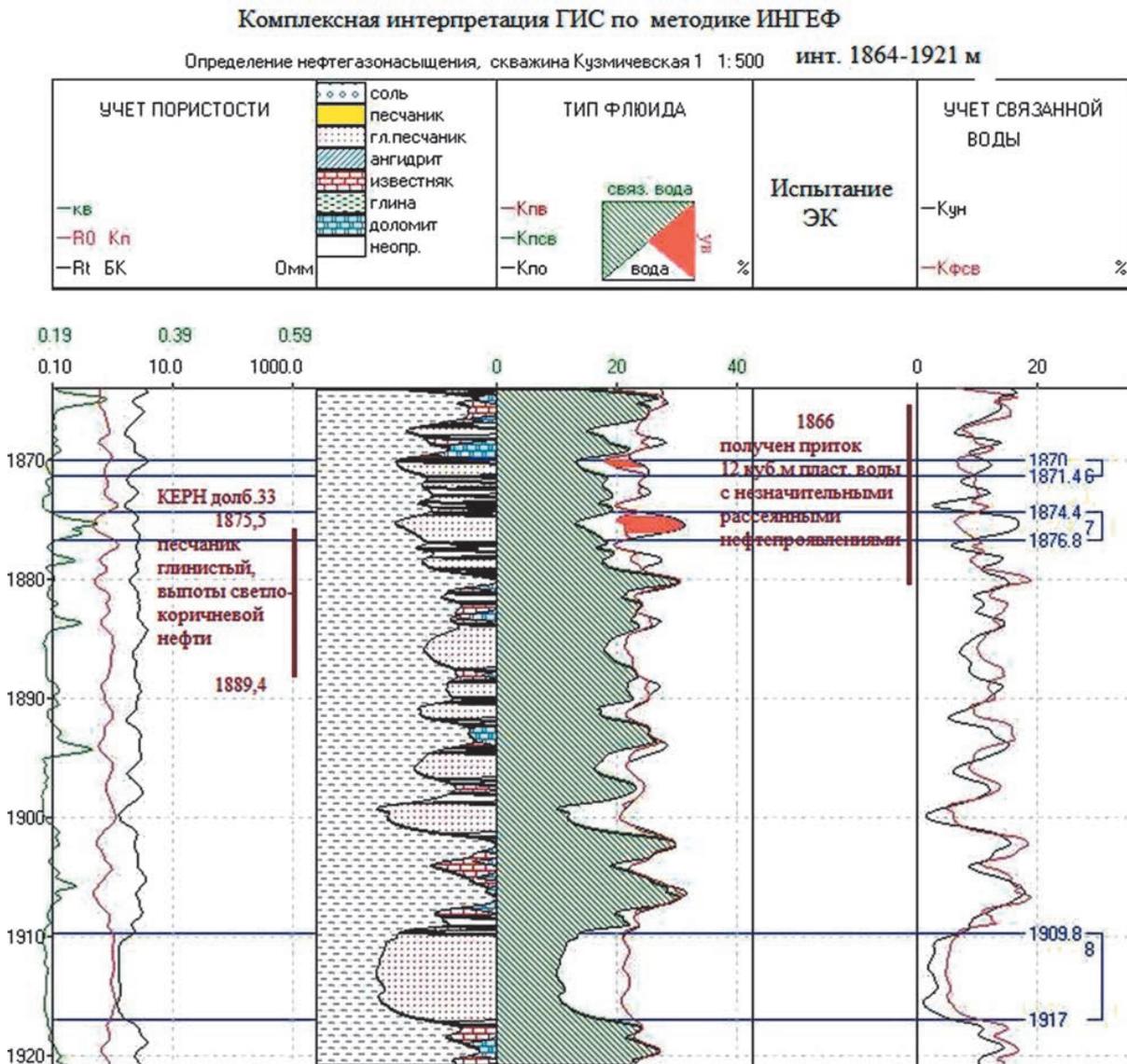


Рис. 2. Скважина Кузьмичевская 1. Результаты обработки данных ГИС по ИНГЕФ (интерпретатор Л.П. Машара, 2010)

интервала 1875,5–1889,4 м, представленном глиной кирпично-красного цвета, аргиллито-подобной с пропластками песчаника кирпично-красного, кварцевого на глинистом цементе, поднят песчаник с выпотами светло-коричневой нефти. При испытании этой части разреза ИП в процессе бурения из интервалов 1852–1954 м, 1848–1957 м, 1848–1906 м получен приток фильтрата глинистого раствора с дебитом 8,03–10,36 м³/час с обильной пленкой нефти плотностью 0,84 г/см³. По заключению материалов промыслово-геофизических исследований выделены в интервалах 1869–1871 м, 1878–1879 м, 1884–1886 м пласты-коллекторы невысокой емкости с низкой нефтенасыщенностью (оперативная ин-

терпретация ГИС, апрель, 1976 г.). По результатам современной обработки материалов ГИС по программе ИНГЕФ в интервалах 1870–1871,4 м и 1874,4–1876,8 м выделяются нефтенасыщенные пласты-коллекторы с $K_{п.эф.}$ до 12,3%, K_u – 44–51,4% (рис. 2).

При испытании в эксплуатационной колонне объекта в интервале 1866–1890 м получен приток пластовой воды плотностью 1,20 г/см³, дебитом 36,8 м³/сут с рассеянным нефтегазопроявлением в виде капель нефти. Пластовое давление составило 19,2 МПа на глубине 1885 м, что соответствует градиенту 1,02 МПа/100 м. Пластовая температура – 38 °С. Характерная особенность – проявление нефти в виде капель на первоначальном

этапе освоения скважины, исчезающая при получении постоянства химического состава пластовой воды на устье.

С целью оценки перспектив нефтеносности Кузьмичевской площади в 2006 г. на расстоянии 900 м к югу от скв. 1 в свде подсолевой структуры пробурена скв. 2 (рис. 3). В разрезе скв. 2 из аналога разреза нефтепроявления в скв. 1 (почти на 100 м выше) отобран керн без признаков УВ. При испытании ИП в процессе бурения, по данным ГИС эта часть разреза обводнена. Вместе с тем признаки нефти в скв. 2 установлены гипсометрически выше на глубине 1710–1718 м в виде выходов нефти в песчанике ланского горизонта. При испытании этой части пласта на глубине 1699–1718 м получен приток пластовой воды плотностью 1,18 г/см³ дебитом 8,9 м³/ч.

При оценке перспектив нефтегазосности Кузьмичевской площади, исходя из предполагаемых В.А. Карповым ЭЗ, рекомендовано было бы направление заложения очередной поисковой скважины к северу от пробуренной скв. 1, т.е. – на погружение. Однако эта позиция обосновывается явно слабо:

– об обводненности старооскольского горизонта гипсометрически ниже скв. Кузьмичевская 1 свидетельствуют данные по испытанию расположенной к востоку скв. Восточно-Кузьмичевская 1, в которой перспективная часть разреза обводнена по результатам испытания;

– принятое направление ГРП по Кузьмичевской площади в части заложения очередной поисковой скв. 2 в более высоком гипсометрическом положении – правильное. Отрицательный результат следует объясняется широким поисковым шагом и игнорированием на стадии проектирования фрагмента

малоамплитудного разрывного нарушения, оказавшимся по результатам бурения скв. 2 структурообразующим для предполагаемой ловушки нефти в блоке скв. 1 (рис. 3).

– перспективы нефтеносности Кузьмичевской площади в настоящее время связываются в первую очередь с блоком скв. 1, в пределах которого, по нашим данным, по радиенасыщенности пластовых вод в коре выветривания кристаллического фундамента (2168–2174 м), в верхней части верхнего протерозоя (2040–2048 м), в старооскольском горизонте (1866–1880 м) на расстоянии не более 100 м к югу прогнозируются залежи нефти традиционного типа [1].

Аналогичная неоднозначность заключений по данным ГИС и результатам испытания в эксплуатационной колонне в последующем установлена в разрезе подсолевого терригенного комплекса на Прохоровской (скв. 10, 13), Шумятинской (скв. 1) площадях и требует дополнительного изучения.

Приведенный пример свидетельствует об отсутствии явных эмульсионных залежей, по крайней мере, в Припятском прогибе. Отдельные фрагменты неоднозначности, как по насыщенности разреза, так и по полученным результатам испытания в колонне, особенно в надсолевом комплексе, объясняется газогидратными проявлениями в осадочном чехле [2]. Возможно, газогидратные залежи широко развиты в нефтегазосных провинциях. Однако эта проблема находится пока в начальной стадии изучения.

Вопрос о выявлении эмульсионных залежей в нефтегазосных бассейнах невозможно обсуждать в отрыве от реальных фактических данных, его необходимо решать по конкретным объектам параллельно с физико-химическими исследованиями. ■

Литература

1. Грибик Я.Г. Новые прогнозируемые месторождения нефти в Припятском прогибе //Материалы международной научно-практической конференции РУП БелНИГРИ «Инновационное развитие геологической науки – путь к эффективному и комплексному освоению ресурсов недр». Минск: БелНИГРИ. 2007. С. 84–88.
2. Грибик Я.Г. Поисковые признаки газогидратных залежей в недрах Беларуси //Доклады НАН Беларуси. 2012. № 6. С. 82–86.
3. Грибик Я.Г. Перспективные ресурсы нетрадиционного углеводородного сырья Беларуси //Недропользование XXI век. 2015. № 1. С. 84–93.
4. Жогло В.Г., Будник Н.И., Махнач А.А., Грибик Я.Г. Влияние галитовой минерализации на разработку Березинского месторождения в Припятском прогибе //Природные ресурсы. 2015, № 1. С. 5–19.
5. Карпов В.А. К вопросу оптимизации методики нефтегазопоисковых работ //Недропользование XXI век. 2011. № 5. С. 72–76.
6. Карпов В.А. Об особом типе скоплений трудноизвлекаемых запасов УВ //Недропользование XXI век. 2016. № 3. С. 132–139.

7. Кузняный В.А., Машара Л.П. Особенности интерпретации материалов каротажа в надсолевых отложениях Припятского прогиба // Материалы международной научно-практической конференции «Потенциал добычи горючих ископаемых в Беларуси и прогноз его реализации в первой половине XXI века». Гомель: Полеспечатъ. 2012. С. 632–644.
8. Полезные ископаемые Беларуси: к 75-летию БелНИГРИ. Мн.: Адукацыя і выхаванне. 2002. 528 с.
9. Серебренников А.В., Повжик П.П., Демяненко Н.А., Жук И.В. Опыт освоения трудноизвлекаемых и нетрадиционных запасов углеводородов в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»: проблемы и перспективы развития // Недропользование XXI век. 2016. № 3. С. 114–125.
10. Султанов Р.Г., Скрипка В.Г., Намиот А.Ю. Фазовые равновесия в системе состоящей из высококипящего углеводорода и воды при температурах до 365°C // Нефтяное хозяйство. 1972. № 2. С. 57–59.
11. Чеканиук Э.Б., Филяс Ю.И. Водонефтяные растворы. Киев: Наукова думка. 1977. 128 с.

UDC 553.98

Ya.G. Gribik, PhD, Leading Researcher of Institute of Nature Management of NAS of Belarus¹, yaroslavgribik@tut.by

The Special Type of Accumulation of Hard to Recover Reserves of Hydrocarbons

¹Institute of nature management of NAS of Belarus. 10 F. Skaryna street, Minsk, 220114, Republic of Belarus.

Abstract. The author does not quite support the assumption of extensive development of oil and gas in the provinces of hydrocarbon accumulations in the form of emulsion deposits. For example, individual search facilities Pripjat Trough provides a reasoned explanation of the results, characterized by ambiguous input data in terms of the identification of such deposits. Suggestions were made about the need to consider the physical, chemical and geological features of objects.

Keywords: water–oil emulsion; deposit; Pripjat Trough.

References

1. Gribik Ia.G. *Novye prognoziruemye mestorozhdeniia nefti v Pripiatskom progibe* [New projected oil deposits in the Pripjat Trough]. *Materialy mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii RUP BelNIGRI «Innovatsionnoe razvitiie geologicheskoi nauki – put' k effektivnomu i kompleksnomu osvoeniiu resursov nedr»* [Proc. of the int. conf. RUE BelNIGRI “Innovative development of geological science - the way to an efficient and integrated development of subsurface resources”]. Minsk: BelNIGRI Publ., 2007, pp. 84–88.
2. Gribik Ia.G. *Poiskovye priznaki gazogidratnykh zalezhei v nedrakh Belarusi* [Prospecting indicators of gas hydrate deposits in the depths of Belarus]. *Doklady NAN Belarusi* [Reports of the National Academy of Sciences of Belarus], 2012, no. 6, pp. 82–86.
3. Gribik Ia.G. *Perspektivnye resursy netraditsionnogo uglevodorodnogo syr'ia Belarusi* [Prospective resources of unconventional hydrocarbon material in Belarus]. *Nedropol'zovanie XXI vek* [Subsoil XXI century], 2015, no. 1, pp. 84–93.
4. Zhoglo V.G., Budnik N.I., Makhnach A.A., Gribik Ia.G. *Vliianie galitovoi mineralizatsii na razrabotku Berezinskogo mestorozhdeniia v Pripiatskom progibe* [Effect of halite salinity on the development of halite Berezinskii deposits in the Pripjat Trough]. *Prirodnye resursy* [Natural resources], 2015, no. 1, pp. 5–19.
5. Karpov V.A. *K voprosu optimizatsii metodiki neftegazoposkovykh rabot* [On the issue of optimization of oil and gas exploration techniques]. *Nedropol'zovanie XXI vek* [Subsoil XXI century], 2011, no. 5, pp. 72–76.
6. Karpov V.A. *Ob osobom tipe skoplenii trudnoizvlekaemykh zaspos UV* [The special type of accumulations of hard hydrocarbon reserves]. *Nedropol'zovanie XXI vek* [Subsoil XXI century], 2016, no. 3, pp. 132–139.
7. Kuznianski V.A., Mashara L.P. *Osobennosti interpretatsii materialov karotazha v nadsolvevnykh otlozheniakh Pripiatskogo progiba* [Features logging interpretation of materials in post-salt sediments of the Pripjat Trough]. *Materialy mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii «Potentsial dobychi goriuchikh iskopaemykh v Belarusi i prognoz ego realizatsii v pervoi polovine XXI veka»* [Proc. of the int. conf. “The potential of fossil fuels production in Belarus and the forecast of its implementation in the first half of the XXI century”], Gomel', Polespechat' Publ., 2012, pp. 632–644.
8. *Poleznye iskopaemye Belarusi: k 75-letiiu BelNIGRI* [Minerals Belarus: the 75th anniversary BelNIGRI], Minsk, Adukiatsiia i vykhavanne Publ., 2002, 528 p.
9. Serebrennikov A.V., Povzhik P.P., Demianenko N.A., Zhuk I.V. *Opyt osvoeniia trudnoizvlekaemykh i netraditsionnykh zaspos uglevodorodov v RUP «Proizvodstvennoe ob'edinenie «Belorusneft'»: problemy i perspektivy razvitiia* [Experience in development of hard and unconventional hydrocarbons in RUE “Production Association” Belorusneft “: Problems and Prospects]. *Nedropol'zovanie XXI vek* [Subsoil XXI century], 2016, no. 3, pp. 114–125.
10. Sultanov R.G., Sкрипка V.G., Namiot A.Iu. *Fazovye ravnovesiia v sisteme sostoiashchei iz vysokokipiashchego uglevodoroda i vody pri temperaturakh do 365°С* [Phase equilibria in the system consisting of the high boiling hydrocarbon and water at temperatures up to 365 ° C]. *Neftianoe khoziaistvo* [Oil Industry], 1972, no. 2, pp. 57–59.
11. Chekaniuk E.B., Filias Iu.I. *Vodneftiane rastvory* [Oil-water solutions], Kiev, Naukova dumka Piubl., 1977, 128 p.



Б.Р. Кусов
канд. геол.-мин. наук
ОАО «Чеченнефтехимпром»¹
главный геолог
bkusov@yandex.ru

Залежи водонефтяных эмульсий – природные объекты или мираж?

¹Россия, 364903, Чеченская Республика, Грозный, пр. Революции, 7/84

Обсуждение статьи В.А. Карпова «Об особом типе скоплений трудноизвлекаемых запасов УВ» (Недропользование XXI век. 2016. № 3. С. 100–107).

Статья вызывает много вопросов, отсутствие ответов на которые не позволяет согласиться с мнением ее автора. Уже в аннотации встречается предположение о том, что «... значительное развитие в нефтегазоносных провинциях имеют скопления УВ, содержащие водонефтяные эмульсии, или тесно связанные с ними». Но если залежи каких-то особых типов имеют значительное распространение в нефтегазоносных провинциях, то почему до сих пор нигде это явление не установлено однозначно, не показан хотя бы единичный объект? Тогда бы и самому автору не пришлось «складывать» образ такой залежи из разрозненных фактов, собирая их на различных континентах. Да и отдельные случаи, иногда встречающиеся в нефтепромысловой практике, из которых и собран образ нового типа залежи УВ, трудно назвать фактами в строгом смысле этого слова. Чтобы какому-то событию придать статус факта для использования

его в дальнейшем в качестве доказательства чего-то нового, нужно однозначно установить ближайшие причинно-следственные связи этого факта. В противном случае на выходе получим пирамиду из одних предположений.

Рассмотрим некоторые из таких «фактов».

Получение притоков пластовой воды при испытании явно нефтеносного пласта по керну и данным ГИС (при доказанном отсутствии заколонных и межпластовых перетоков). – Явно нефтенасыщенным по керну и ГИС может быть полностью выработанный пласт с остаточной нефтенасыщенностью 60%.

Получение притоков безводной нефти из низкоомных пластов. – Что такое низкоомный пласт и где граница между низкоомным и высокоомными пластами? Высокомный пласт в терригенном разрезе имеет сопротивление значительно ниже низкоомного пласта в карбонатном разрезе.

Отсутствие притоков при испытании явных нефтенасыщенных пород-коллекторов (по

керну и ГИС), не связанное с низким качеством первичного вскрытия пласта, при удовлетворительном скин-факторе. – Если из явных коллекторов приток не получают, то это вопрос технологии, а не геологии.

Что касается «не менее примечательных особенностей геологического строения и нефтегазоносности залежи», то все они являются следствием поступления различных флюидов в верхние слои земной коры из мантии по разломам.

Рассуждая о соседстве положительных и отрицательных форм слоев земной коры, В.А. Карпов утверждает: «...отрицательная структура имеет наложенный или возрожденный характер и образовалась (или обновилась) в последнюю фазу активизации тектонических движений. К этому моменту основные крупнейшие залежи были сформированы, а появление (возрождение) отрицательной структуры привело к переформированию первичной залежи с образованием вторичного скопления УВ (и не одного) в приразломном пространстве под влиянием гидродинамической воронки, всосавшей часть УВ с размещением их на различных глубинах, в разных стратиграфических комплексах, в разных породах». Невозможно представить положительную форму без отрицательной. Что представляла из себя положительная структура с крупнейшими залежами до того, как отрицательная образовалась (или обновилась) в последнюю фазу активизации тектонических движений? И крупнейшие залежи до того, как их засосало в гидродинамическую воронку, существовали в структурах без разломов? Известно ли В.А. Карпову хоть одно месторождение без разломов?

Следующее утверждение – «Связь первичной и новообразованной эмульсионной вторичной залежей, видимо, прервалась с завершением активной фазы, но периодически возобновлялась в периоды оживления разлома в неотектонический этап развития и на современном этапе, что подтверждается обусловленностью новейшими и современными

тектоническими движениями и объясняет восполняемость запасов УВ» – также вызывает вопросы. При возобновлении связи первичной и новообразованной эмульсионной вторичной залежей – как проявлялась эта связь? Откуда, куда и что засасывалось? И где источник, из которого восполняются запасы УВ?

«Согласно этой модели, в период разломообразования между трещиноватым фундаментом и осадочными отложениями должен наблюдаться перепад давления, под действием которого флюиды будут засасываться в проницаемый фундамент». Почему должен наблюдаться перепад давления между трещиноватым фундаментом и осадочными породами? И почему в фундаменте давление обязательно должно быть меньше, чем в осадочных породах? Причем настолько, что флюиды будут засасываться в проницаемый фундамент. Что, до появления разлома – в трещинах фундамента был вакуум?

«Формирование крупнейших месторождений в осадочном чехле в ряде случаев происходит за счет подтока из фундамента основной массы нефти и газа, накопившихся в его проницаемых зонах путем притока их из разрушенных многочисленных месторождений огромных нефтегазосборных площадей, расположенных вокруг них и над ними в виде нефтегазоносных бассейнов, впадин, рифтов и предгорных прогибов». Интересная ситуация – фундамент сначала засасывает крупнейшие залежи из осадочного чехла, создавая по пути эмульсионные залежи, а потом возвращает их в осадочный чехол для формирования новых крупнейших залежей нормальной, не эмульсионной нефти.

«В этих условиях атрибуты структурной геологии становятся второстепенными (а возможности – мизерными), и на первый план выходят все методы, способные давать информацию о вещественном составе породы и флюида, об их изменениях во времени и пространстве». Полностью согласен. Но хотелось бы узнать хотя бы об одном из таких методов. **■**

B.R. Kusov, PhD, chief geologist of JSC "Chechenneftekhimprom"¹, bkusov@yandex.ru

¹7/84 Revolution avenue, Grozny, Chechen Republic, 364903, Russia

Deposits of oil-water emulsions - natural sites or mirage?

Abstract. Discussion of Article V.A. Karpov "On a special type of hard accumulations of hydrocarbons reserves" (Subsoil XXI century, 2016, no. 3, pp. 100–107).



В.И. Морозов
д-р техн. наук
профессор
Геофизический центр РАН¹
главный научный сотрудник
v.morozov@gcras.ru

Сохранить Александровскую колонну в Санкт-Петербурге

Григорий Гагарин. Александровская колонна в лесах. 1832–1833 гг.

¹Россия, 119296, Москва, ул. Молодежная, 3.

Александровская колонна, возведенная в Санкт-Петербурге в 1834 г. под руководством О. Монферрана, изготовлена из гранита-рапакиви. Особенностью интрузивных горных пород является высокий уровень остаточных микронапряжений. При отделении гранитного монолита от массива они стимулируют развитие микродеструкции и в сочетании с проникновением влаги и ее последующим замерзанием при отрицательных температурах приводят к образованию поверхностных макротрещин. Периодические сезонные и суточные перепады температуры ($\pm 30^\circ\text{C}$), вызывают развитие объемных напряжений в теле колонны, которые нельзя исключить герметизацией макротрещин с поверхности. В настоящее время в колонне насчитывают 27 трещин общей протяженностью более 8 м. Ускоряющийся процесс деструкции Александровской колонны требует немедленного принятия эффективных мер по сохранению этого исторического памятника России. Автор статьи предлагает меры по стабилизации деструкции Александровской колонны, включая проект защиты от агрессивного влияния окружающей среды и техногенного воздействия

Ключевые слова: Александровская колонна; граниты; развитие трещины; остаточные напряжения; влага

Как известно, Александровская колонна в Санкт-Петербурге, возведенная на дворцовой площади под руководством О. Монферрана в 1832–1834 гг., и ее постамент изготовлены из блоков гранита-рапакиви, вырубленных из массива гранитов вблизи Выборга

(район Летсаарма). «Рапакиви» в переводе с финского языка означает – «гнилой, крошащийся камень». По-видимому, это свойство гранитов-рапакиви было известно местным народам давно из исторической практики их использования в строительных целях (валуны гранитов рапакиви рассыпаются при относи-

тельно слабом механическом воздействии). В 1841 г. на колонне появились первые заметные трещины, а к 1861 г. они значительно увеличились в размерах. Это вызвало первое беспокойство. Александром II был учрежден

Рис. 1.

Александровская колонна, на врезке – трещины в теле колонны

специальный «Комитет для исследования повреждений Александровской колонны». Комитет пришел к выводу, что они существовали изначально, но число трещин возросло и «может породить обрушение колонны». Трещины замазали мастикой. Следующий этап «реставрации» колонны произведен в 1862 г., – трещины заделаны портландцементом. В начале



XX в. по рекомендации Д.И. Менделеева трещины Александровской колонны были заполнены специальным клеем в надежде прекратить их дальнейший рост. В последующие годы (до конца XX в.) пять раз производились реставрационные работы, имевшие косметический характер.

Реставрация Александровской колонны с использованием лесов была произведена в 1963 г., включая заделку выбоин от осколков снарядов немецкой артиллерии при осаде Ленинграда. Обследование колонны летом 2001 г. показало наличие новых трещин: «Количество трещин, конечно, увеличилось. В общей сложности было зарегистрировано порядка 27 трещин разной длины (рис. 1), а общая длина – около 8 метров» (Даяпов, 2001). Обнаружены трещины и в основании столба колонны. Такого развития событий опасался Монферран, предлагая заключить основание колонны в бронзовый обод, но это предложение не было реализовано (эти и более детальные сведения можно найти в интернете и в соответствующей литературе).

Трещины можно видеть и в основании памятника Петру I («Медный всадник») – изготовленного из аналогичной разновидности гранитов, но они менее опасны с позиции инженерной защиты основания от разрушения. А вот Порфириновая ваза, установленная

в Летнем саду Санкт-Петербурга в 1839 г. (подарок Карла XIV Николаю I), в марте 2008 г. «самопроизвольно» раскололась на две части (рис. 2) из-за «усталости» камня, вызванной неблагоприятным климатом (Дементьева, 2008). Еще две шведские вазы того же периода, трещины на которых появились в наше время, реставрированы и в 2014 г. снова установлены на адмиралтейской набережной. К сожалению, следует признать, что в этих условиях им не избежать участи Порфириновой вазы, – потребуется только время.

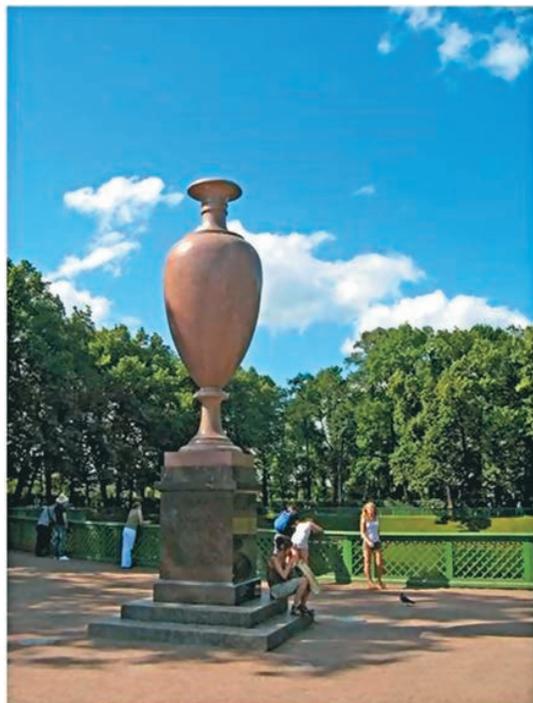
Вместе с тем на фоне совершенно очевидных фактов деструкции памятников исторического наследия России (включая разрушение колонн Исакиевского собора в Санкт-Петербурге) следует придать первостепенное значение неотложным мерам по сохранению Александровской колонны для будущих поколений.

Генезис и физико-механические свойства гранитов

Граниты – скальные интрузивные горные породы, выходы которых на поверхность (или под незначительным по мощности слоем осадочных пород) широко распространены на территории России. В настоящее время граниты добывают открытым способом и используют в строительстве в основном в каче-

Рис. 2.

Порфириновая ваза в Летнем саду Санкт-Петербурга – до и после разрушения



стве декоративного облицовочного материала. Граниты обладают высокой прочностью: на сжатие – до 190 МПа, на растяжение – 12 МПа (при коэффициенте прочности по Протодьяконову порядка 18). Считается, что морозостойкость гранитов (определенная по ГОСТу) достаточно высока при коэффициенте морозостойкости порядка 16. Вместе с тем примеры неудачного использования в строительстве многочисленны.

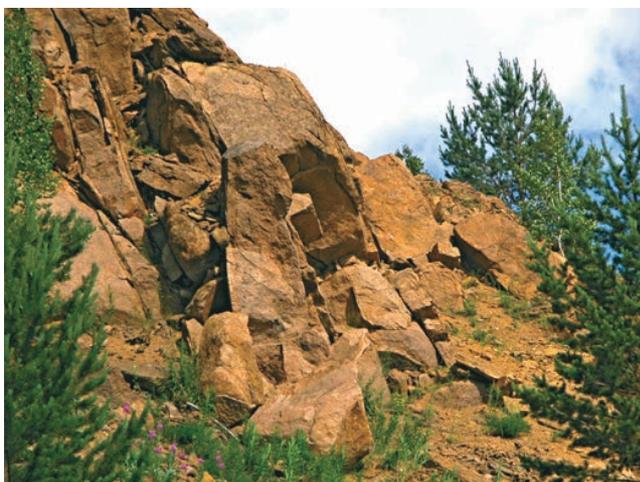
На примере формирования трещин в колоннах Исаакиевского собора в Санкт-Петербурге, разрушения облицовочных плит колонн главного входа Российской государственной библиотеки (до 1992 г. – «им. В.И. Ленина») в Москве и др. можно утверждать, что не только граниты-рапакиви, но и некоторые другие разновидности гранитов мало пригодны для наружного употребления в климатических условиях средней полосы России. Минералогический состав гранитов и механизм их формирования в термодинамических условиях земной коры в конечном счете определяют долговечность и сохранность строительных качеств гранитов, используемых в архитектуре и строительстве. Усредненный минералогический состав гранитов определяется высоким содержанием плагиоклазов, роговой обманки (до 40%), кварца (до 25–45%) и аксессуарных минералов, в том числе радиоактивного циркона. Характерной особенностью гранитов-рапакиви является наличие в их структуре овоидальных зерен калиевого полевого шпата, достигающих в диаметре более 5 см, окаймленных оболочкой олигоклаза, цементированной среднезернистой массой полевых шпатов, кварца, слюды и роговой обманки. Генезис гранитов рапа-

киви остается дискуссионным [1–2], предполагается, что овоидная структура рапакиви начинает формироваться при температуре порядка 900–950 °С при температуре солидуса 550 °С, в условиях высокого давления. Различие в упругих константах и коэффициентах линейного температурного расширения породообразующих минералов гранитов рапакиви только в процессе остывания от температуры солидуса до температуры поверхности земли, т.е. при перепаде температуры, как минимум, порядка 500 °С, в гранитах приводит к возникновению остаточных («замороженных») напряжений, величина которых в некоторых разновидностях достигает 50 МПа [3].

Другой причиной возникновения остаточных напряжений являются зерна радиоактивного циркона (аксессуарного минерала). Распределенные центры жесткого гамма-излучения формируют локальные области деструкции, приводящие к образованию микро-, а затем макротрещин в гранитах наряду с релаксацией остаточных напряжений. И если в природных условиях литостатическое давление и тектонические напряжения препятствуют внутренней диспергации гранитов, то в зоне выветривания и в блоках, отделенных от массива, эти процессы протекают более интенсивно. Ориентировочно скорость генетической диспергации гранитов рапакиви можно оценить, если воспользоваться кинетической теорией прочности твердых тел, основанной на фундаментальном уравнении С.Н. Журкова и развитой в теоретических работах его коллег (Куксенко, Петров и др.). Нами экспериментально определены термokinетические параметры гранитов, входящие в уравнение долговечности, – так, энергия активации процесса разрушения равна 170–190 $\frac{\text{кДж}}{\text{моль}}$ при величине структурно-чувствительного коэффициента $14\text{--}17 \frac{\text{кДж}}{\text{моль}\cdot\text{МПа}}$ [4]. Также было показано, что величина энергии активации разрушения породообразующих минералов адекватна энтальпии, отнесенной к количеству атомов в молекуле [5].

А в реальных условиях верхней части земной коры гранитные интрузии представляют собой блоковую гетерогенную среду, образовавшуюся под действием тектонических напряжений, достигающих ~ 30–40 МПа [6–7]. Непрерывный процесс деструкции гранитов в природных условиях (производство энтропии) формирует широкий спектр развития повреждений от микро- до макротрещин [8–10], в конечном счете определяющих качество гранитов для их использования в строительстве.

Рис. 3.
Блоковые отдельности гранитных интрузий (фото автора)



Самопроизвольное разрушение гранитных интрузий, имеющих выходы на поверхность – распространенное явление. На *рис. 3* показан борт карьера для добычи бутового камня из гранитов Нижнекамского массива (Красноярск). В результате остывания гранитной интрузии за счет внутренних напряжений формируются блоковые отдельности от десятков сантиметров до нескольких метров (интенсивная диспергация прослеживается на глубине свыше 500 м от поверхности)

Многочисленны примеры растрескивания крупных гранитных валунов. Внутренние напряжения и климатические условия формируют макротрещины и расколы (*рис. 4*).

Возвращаясь к проблеме образования трещин в теле Александровской колонны, следует сказать о необходимости учета внешних факторов, создающих знакопеременные поля температурных напряжений за счет климатических вариаций температуры и разрушающего влияния влаги в многократно повторяющихся сезонных циклах замораживания-оттаивания, включая антропогенное воздействие, способствующее ускоряющемуся развитию макротрещиноватости.

Внешние негативные факторы и механизм развития трещин

Наиболее существенным негативным фактором, способствующим зарождению и последующему развитию трещин в теле Александровской колонны, является проникновение влаги в поры и микротрещины (генетические и техногенные, образовавшиеся в процессе вырубki колонны из массива и последующей механической обработки). Проникая в поры и микротрещины колонны, влага, превращаясь в лед в зимний период, увеличивает свой объем (до 10%) и вызывает сильный расклинивающий эффект, способствующий интенсивному росту микротрещин. Последующее слияние микротрещин приводит к образованию макротрещин, при этом следует обратить внимание, что процесс зарождения и развития трещины, – это интегральный эффект взаимодействия остаточных напряжений и напряжений растяжения, вызванных замерзанием влаги в порах и микротрещинах. Минимальная температура в Санкт-Петербурге зарегистрирована в январе 1883 г., она составляла $-35,9$ °С. Отрицательные температуры в городе держатся 3–4 месяца, средний сезонный перепад температуры составляет 73 °С, при этом среднее количество осадков составляет 661 мм. Таким образом, только с 1832 г. по настоящее время Александровская колонна

испытала как минимум 183 сезонных циклов замораживания-оттаивания.

Заделка трещин в теле колонны клеевыми составами, разумеется, снижает возможность проникновения влаги к вершине трещины, но не решает проблемы в целом. Дело в том, что при отрицательной температуре воздуха приповерхностный слой колонны имеет отрицательную температуру, в то время как внутренние области имеют положительную. В результате, в приповерхностном слое колонны возникают значительные температурные напряжения растяжения, способствующие формированию продольных трещин в Александровской колонне (*рис. 1*). Этот процесс неотвратим, поскольку клеевой состав, заполняющий трещину, практически не препятствует концентрации напряжений в ее вершине, вызывающей подрастание трещины в радиальном направлении к центру колонны. К сожалению, в таком же положении находятся колонны Исаакиевского собора. Особенно негативны резкие суточные перепады температуры от плюса к минусу в зимний период. Расчеты показывают, что окружные температурные напряжений растяжения могут достигать 8–10 МПа. Принцип суммирования действующих напряжений (имея в виду остаточные напряжения) и принцип Бейли дают возможность ориентировочных теоретических прогнозных оценок долговечности Александровской колонны на основе кинетической теории прочности твердых тел.

Нами показано, что в условиях многократно повторяющихся циклов замораживания-оттаивания образцов горных пород при неизменной величине энергии активации, структурно-чувствительный коэффициент закономерно возрастает, а это означает зако-

Рис. 4.

Раскол гранитного валуна (Воттоваара, республика Карелия)



номерный рост размеров микротрещин [11]. Вместе с тем ряд антропогенных факторов существенно усложняет задачу. В первую очередь это касается высокой кислотности выпадающих осадков в пределах промышленного мегаполиса. Влага является поверхностно активным веществом (ПАВ), существенно снижающим прочность влагонасыщенных горных пород, а соляная кислота способна растворять плагиоклазные оболочки калиевого полевого шпата гранитов рапакиви. Пары соляной кислоты, поступающие в атмосферу в результате функционирования промышленных предприятий, конденсируются в осадках и стимулируют физико-химический процесс деструкции минеральной среды в вершине трещины во внешних полях напряжений и температур.

Известно влияние вибрации, ускоряющей рост трещин в различных инженерных конструкциях (резонансные эффекты, стоячие волны), – причиной круглосуточной вибрации Александровской колонны является метрополитен и наземный транспорт Санкт-Петербурга, исключить их влияние практически невозможно. Также нельзя исключить сейсмическое воздействие на колонну удаленных тектонических землетрясений Фено-Скандинавского щита величиной в 7 баллов [Никонов, 2006]. Попутно следует подчеркнуть отличие Александровской колонны (ее средней части) высотой 28,8 м с нижним диаметром основания 3,7 м от основания «Медного Всадника», сделанного также из гранитов рапакиви, с позиции механизма деструкции под воздействием обсуждаемых факторов. Практически идеальная геометрическая форма колонны (цилиндра) с полированной поверхностью создает условия для когерентно устойчивых резонансных возбуждений внутри колонны по сравнению с основанием «Медного Всадника» – геометрически неправильной формы и ребристой поверхностью.

В заключение обратим внимание на наличие у поверхности Земли вертикальной составляющей электростатического поля, достигающего величины 120 В/м, в котором постоянно находится Александровская колонна. Электро-осмотические и коррозионные эффекты требуют специального изучения. Во время грозы напряженность электрического поля в канале молнии достигает 1 МВ/м. Кварц в гранитах рапакиви является пьезоэлектриком, – теоретически возможен механизм преобразования электромагнитного импульса в импульс механической нагрузки (~ 0,5 МПа) [12], способствующий диспергации зерен кварца, являющихся цементом,

скрепляющим овоиды плагиоклазов. Таким образом, непрерывный процесс производства энтропии в теле Александровской колонны в конечном счете приведет к ее разрушению, если не принять соответствующих инженерных мер защиты, направленных на стабилизацию состояния этого уникального исторического памятника европейской культуры XIX в.

Как спасти Александровскую колонну

1. Первое, что необходимо сделать, – собрать и проанализировать имеющиеся архивные данные по изучению состояния колонны за весь исторический период ее существования, включая последние ультразвуковые исследования, оценить их уровень достоверности и информативности.

2. Спланировать и реализовать оптимальный комплекс неразрушающих методов контроля состояния колонны для выявления областей локализации микро- и микротрещин, включая построение 3D-модели трещиноватости и генетической неоднородности Александровской колонны. Это позволит определить места расположения металлических бандажных обручей (при расчетных стягивающих усилиях), препятствующих развитию внешней и внутренней деструкции колонны. Эстетический ущерб неизбежен, но пример такого решения имеется, – из-за выраженных пластических свойств мрамора колонны собора Св. Софии в Константинополе укреплены металлическими бандажными обручами. Вместе с тем бандаж не решает всю проблему. Александровскую колонну необходимо изолировать и поместить в прозрачный стеклянный или пластмассовый пенал, предназначенный для изоляции колонны от осадков и сохранения в теле колонны постоянной температуры порядка 10–12 °С. Диаметр пенала должен быть несколько больше диаметра колонны. В пенал подается нагретый воздух, обеспечивающий стабильный температурный режим колонны и регулируемую влажность. Система подачи теплого воздуха монтируется в колодце и не нарушает архитектурного вида Дворцовой площади. Скрытая система датчиков в пенале имеет обратную связь с системой вентиляции и нагрева, обеспечивая в автоматическом режиме стабильность температуры колонны и прозрачность оболочки пенала.

Таким образом, предлагаемая конструкция позволит:

– исключить проникновение влаги в тело Александровской колонны, а, следовательно, исключить механизм роста микро- и макро-

трещин за счет расклинивающего эффекта фазового перехода «вода – лед»;

– исключить возникновение суточных и сезонных радиальных температурных градиентов в теле колонны, а следовательно, и формирование окружающих температурных напряжений, ответственных за образование и рост продольных микро- и макротрещин;

– исключить механизм физико-химического воздействия кислотных осадков на механизм деструкции поликристаллической среды;

– снизить эффект реализации остаточных напряжений на микро- и макроуровнях.

Как известно, вес столба колонны при высоте 28,8 м и нижнем диаметре 3,66 м принимается равным 600 т, вес вершины колонны с бронзовым Ангелом составляет 37 т – следовательно, напряжения сжатия в основании столба колонны составляют 0,6 МПа. Эти напряжения незначительны по сравнению с величиной предельных напряжений сжатия гранитов, превышающих 160 МПа, определяемых по ГОСТу. Являясь соавтором разработки Государственных стандартов на определение прочностных свойств горных пород, хочу обратить внимание на «масштабный фактор», т.е. зависимость прочности от объема образца. Площадь основания колонны в 10^4 раз больше площади стандартных образцов при испытаниях, следовательно, предельные напряжения сжатия и растяжения могут быть значительно меньше. Можно предположить, что наличие трещин в основании столба колонны вызвано при его установке на «попа», когда кратковременная нагрузка на его край значительно превышала предельно допустимую. Неразрушающие методы контроля в 3D-пространстве

позволят дать представления об уровне диспергации материала в основании колонны и разработать действенные меры по ее стабилизации. Открытым остается вопрос о причине отклонения колонны от вертикали на 29 мм. Необходимо обследование свайного основания и системный геофизический мониторинг грунтов с последующим принятием инженерных решения.

Выводы

Для реализации проекта необходимо заключение Государственной экспертной комиссии об аварийном состоянии Александровской колонны в Санкт-Петербурге, вместе с тем представляется целесообразным предварительная научная дискуссия специалистов и, возможно, научно-практическая конференция, посвященная данной проблеме. Это позволит выяснить весь спектр мнений и определить компетентный состав экспертной комиссии. Техническая реализация идеи проекта требует соответствующей проработки, но его практическая возможность не вызывает сомнений. В настоящее время имеется отечественный опыт изготовления стеклянных труб диаметром до 2 м. Составной пенал диаметром 4 м позволит существенно снизить агрессивное воздействие окружающей среды и процесс физико-химического разрушения колонны. «Ошибка Монферрана» в выборе природного геоматериала, а именно гранитов рапакиви, для основного столба Александровской колонны требует принятия и реализации немедленных технических решений, чтобы сохранить образ исторического величия России в его первоначальном виде для будущих поколений. 

Литература

1. Судовников Н.Г. Проблемы рапакиви и позднеорогенных интрузий. Л. 1967. 118 с.
2. Свиреденко Л.П. Граниты рапакиви феноскандинавского щита (на примере Карелии) //Труды Кольского научного центра. 2014. № 1. С. 17–27.
3. Морозов В.Н. Остаточные напряжения в минералах и горных породах //Геология и разведка. 1980. № 12. С. 14–25.
4. Емелин М.А., Морозов В.Н., Новиков Н.П. и др. Новые методы разрушения горных пород. М.: Недра. 1990. 240 с.
5. Морозов В.Н., Дмитриев А.П., Новик Г.Я. Энтальпия породообразующих минералов как показатель прочности горных пород. Доклады АН СССР. 1992. Т. 245. № 5.
6. Morozov V.N., Tatarinov V.N. Tectonic processed development with time in the areas at HLW disposal from expert assessment to prognosis. Int Nuclear Energy science and Technology. 2006. Vol. 2. № 1/2. P. 65–74. DOI: 10.1504/IJNEST.2006.010648.
7. Морозов В.Н., Татаринов В.Н. Палеотектоническая реконструкция напряженно-деформированного состояния пород Стрельцовского уранового рудного поля //Горный журнал. 2009. № 5. С. 68–71.
8. Belov S.V., Gvishiani A.D., Kamnev E.N., Morozov V.N. and Tatarinov V.N. Development of complex model of evolution of structural tectonic blocks of the Earth's crust //Russian journal of the Earth sciences. – 2008. – vol. 10
9. Белов С.В., Румянцев В.Н., Силаев А.Е. Роль тектонических напряжений в развитии гранитоидного магматизма // Известия АН СССР. Серия геологическая. 1989. № 3. С. 21–34.
10. Белов С.В. Напряженно-деформированное состояние геосреды, магматизм и рудогенез. М.: ВИМС. 2004. 194 с.

11. Морозов В.Н., Беньков В.Н. Исследование разрушения горных пород при воздействиях знакопеременных температур с позиции кинетической теории прочности. Тр. ВНИИГ. Л. 1981. С. 26–41.
12. Anisimov V.N., Morozov V.N. Ferruginous quartzite destruction under high explosion and magnetic effect // processing of the 6th inter conference on physical problems of rock destruction. – 2009. – pp. 209 – 213.

UDC 622.831; 622.352.1; 725.945

V.N. Morozov, Doctor of Technical Sciences, Professor, Chief Researcher of Geophysical Center of Russian Academy of Sciences, v.morozov@gcras.ru

1. 3 Molodezhnaja street, Moscow, 119296, Russia.

Save Alexander Column in St. Petersburg

Abstract. The Eighth Wonder of the World – Alexander Column was erected in St. Petersburg under the direction of Auguste de Montferrand in 1834, is made of granite rapakivi (in Finnish – “rotten stone”). The peculiarity of granite as one of the varieties of intrusive rocks, is the high level of residual (“frozen”) microstrain. Process of successive crystallization minerals granite intrusion from 1400 °C ends the crystallization of quartz at ~ 600 °C (Bowen number). Differentiation of elastic and thermal properties of minerals composing the granite leads to the formation of microstrain, reaching ~ 50 MPa under normal conditions. When separating of an array granite monolith, residual stresses mikro destruction stimulate the development and in conjunction with the penetration of moisture and its subsequent freezing at low temperatures lead to the formation of the surface macro-cracks. Periodic seasonal and daily temperature fluctuations, up to ± 30 °C in St. Petersburg, cause the development of bulk stress in the body of the column, which can not be excluded sealing macro-cracks on the surface. A good example is the spontaneous destruction of granite vases in 2008 in the Summer Garden (a gift from Charles XIV Nicholas I, set in 1839). Accelerating the process of destruction of the Alexander Column (currently in the column there were 27 fractures, a total length of more than 8 meters) requires the immediate adoption of effective measures for the conservation of this magnificent historical monument of Russia. In this paper we propose measures to stabilize the degradation of the Alexander Column, including proposals for the draft protection from aggressive environmental influences and anthropogenic impacts.

Keywords: Alexander Column, granite, development of a crack, residual stresses, moisture.

Referents:

1. Sudovnikov N.G. *Problemy rapakivi i pozdneorogennykh intruzii* [Problems Rapakivi and Late Orogenic Intrusions], Leningrad, 1967, 118 p.
2. Sviredenko L.P. Granity rapakivi fennoskandinavskogo shchita (na primere Karelii) [Granites Rapakivi Fennoscandian Shield (on the Example of Karelia)]. *Trudy Kol'skogo nauchnogo tsentra* [Proc. of the Kola Science Centre], 2014, no. 1, pp. 17–27.
3. Morozov V.N. Ostatochnye napriazheniia v mineralakh i gornykh porodakh [Residual Stresses in Rocks and Minerals], *Geologiya i razvedka – Geology and Prospecting*, 1980, no. 12, pp. 14–25.
4. Emelin M.A., Morozov V.N., Novikov N.P. i dr. *Novye metody razrusheniia gornykh porod* [New Methods of Destruction of Rocks]. Moscow, Nedra Publ., 1990, 240 p.
5. Morozov V.N., Dmitriev A.P., Novik G.Ia. Ental'piia porodoobrazuiushchikh mineralov kak pokazatel' prochnosti gornykh porod [The Enthalpy of the Rock-forming Minerals as an Indicator of the Strength of Rock]. *Doklady AN SSSR* [Reports of the USSR Academy of Sciences], 1992, vol. 245, no. 5.
6. Morozov V.N., Tatarinov V.N. Tectonic Processed Development with Time in the Areas at HLW Disposal from Expert Assessment to Prognosis. In Nuclear Energy Science and Technology. 2006. Vol. 2. № 1/2. P. 65–74. DOI: 10.1504/IJNEST.2006.010648.
7. Morozov V.N., Tatarinov V.N. Paleotektonicheskaia rekonstruktsiia napriazhenno-deformirovannogo sostoiianiia porod Strel'tsovskogo uranovogo rudnogo polia [Paleotectonic Reconstruction of Stress-strain State of the Rocks Strel'tsovsky Uranium Ore Field], *Gornyi zhurnal – Mining Journal*, 2009, no. 5, pp. 68–71.
8. Belov S.V., Gvishiani A.D., Kamnev E.N., Morozov V.N. and Tatarinov V.N. Development of Complex Model of Evolution of Structural Tectonic Bloks of the Earth's Crust // Russian Journal of the Earth Science. – 2008. – vol. 10.
9. Belov S.V., Rumiantsev V.N., Silaev A.E. Rol' tektonicheskikh napriazhenii v razvitii granitoidnogo magmatizma [The role of tectonic stress in the development of granitoid magmatism]. *Izvestiia AN SSSR. Seriya geologicheskaja* [Proceedings of the Academy of Sciences of the USSR. A Series of Geological], 1989, no. 3, pp. 21–34.
10. Belov S.V. *Napriazhenno-deformirovannoe sostoianie geosredy, magmatizm i rudogenez* [Stress-strain State Geoenvironment, Magmatism and Ore Genesis]. Moscow, VIMS Pubk., 2004, 194 p.
11. Morozov V.N., Ben'kov V.N. Issledovanie razrusheniia gornykh porod pri vozdeistviakh znakoperemennykh temperatur s pozitsii kineticheskoi teorii prochnosti [The study of rock failure under alternating temperature impacts with kinetic theory of strength positions]. *Trudy VNIIG* [Proc. VNIIG]. L. 1981. S. 26–41.
12. Anisimov V.N., Morozov V.N. Ferruginous Quartzite Destruction Under High Explosion and Magnetic Effect // Processing of the 6th inter Conference on Physical Problems of Rock Destruction. – 2009. – pp. 209 – 213



Е.Е. Ермолаева
Институт водных проблем РАН
аспирант
ermolaeva_ee@inbox.ru

Изменение гидрогеологических условий при строительстве на территории Москвы

ИВП РАН, Россия, 119333, Москва, ул. Губкина, 3.

Рассмотрено изменение уровня режима подземных вод (первого и второго от поверхности водоносных горизонтов) при строительстве крупного объекта с фундаментом глубокого заложения. Выполнен прогноз изменений гидрогеологических условий участка строительства на основании численного моделирования геофильтрации

Ключевые слова: гидрогеология; подземные воды; подъем уровня подземных вод; водоносный горизонт; подземное строительство; «барражный эффект»; защита от обводнения; подтопление

Формирование подземных вод (ПВ) на территории крупных агломераций происходит под воздействием техногенных факторов (утечки из водонесущих коммуникаций, поливы, дренаж, инженерно-строительная деятельность и др.).

Одной из основных причин подтопления городских территорий является подъем уровня подземных вод (УПВ). Повышение УПВ на урбанизированных территориях свидетельствует об изменении соотношения составляющих водного баланса, когда приходные элементы преобладают над расходными. В связи с развитием подъема УПВ на застроенных

территориях происходит формирование искусственного водного режима. Основными причинами подъема УПВ при строительстве являются:

- изменение условий поверхностного стока при вертикальной планировке и засыпке естественных дрен, в результате чего затрудняется водообмен поверхностных и подземных вод;
- утечки из коммуникаций;
- накопление поверхностных вод в строительных котлованах и траншеях;
- частичное преграждение (барраж) естественного потока подземных вод при сооружении «стены в грунте» [3].

В последнее десятилетие на территории Москвы и Московской области существенно выросло число крупных строительных объектов с фундаментами глубокого заложения. Это связано с возросшей практикой жилищного и гражданского строительства, с комплексной реконструкцией городской территории, с обилием подземных коммуникаций, с повышенной этажностью зданий и сооружений, а также плотностью застройки. Строящиеся здания и сооружения изменяют геологическую среду, включая и режим гидросферы. Подвержен изменению литологический состав и структура, которые имеют важное значение для определения водоотдачи, проницаемости, анизотропии и водоудерживающей способности грунта, как основания зданий и сооружений.

В зоне активного строительства подземных сооружений на глубинах более 30 м в Москве встречаются до 4 водоносных горизонтов, разделенных водоупорными толщами. Питание первого от поверхности (надморенного) и второго (надъюрского) водоносных горизонтов зависит от инфильтрации атмосферных осадков и утечек техногенных вод из водонесущих коммуникаций. Масштабы и интенсивность инфильтрации осадков в городских условиях зависят от соотношения асфальтированных и парковых территорий, а также от распределения покровных глинистых отложений и их мощности. Участки с отсутствием глинистых отложений и асфальтовых покрытий могут служить зонами интенсивной инфильтрации. На таких участках образуются водоносные горизонты, которые подтапливают подземные части зданий и сооружений [2].

Образование новых техногенных водоносных горизонтов происходит также под влиянием строительства. Влияние городского строительства на подъем уровня подземных вод и дренирование территорий начинается в ходе строительства и продолжается при эксплуатации зданий и сооружений. Заглубленные сооружения, фундаменты и уплотненные грунты создают «барражный эффект» для потоков подземных вод. Методы экспертных прогнозов и детального моделирования геофильтрации для городского строительства требуют дальнейшего совершенствования с учетом заложения техногенных факторов в системе «подземные воды – зона аэрации – атмосфера» [5].

Исходя из многолетнего опыта инженерно-геологических изысканий в Москве, застраиваемую территорию целесообразно

считать потенциально подтопленной во всех случаях, т.е. уровень подземных вод может превышать отметку основания фундамента в течение проектного срока эксплуатации. Ранее за условную отметку принималась глубина залегания подземных вод не менее 3 м [7], однако в связи с возросшей глубиной заложения фундаментов и функциональных подземных сооружений необходимо выполнять оценку подтопления применительно к конкретной проектируемой постройке.

При проектировании современных многоэтажных зданий с глубокими фундаментами на территории Москвы изучение подземного пространства должно проводиться на глубину не менее 20 м [8]. В качестве примера можно привести комплекс зданий с общей многоуровневой подземной частью, которая, в свою очередь, перекрывает два водоносных горизонта (надморенный и надъюрский). Часть их расположена в пойме небольшой реки, убранный в коллектор. Кроме того, по всему периметру участок застройки окружен зданиями различного времени постройки с разными типами фундаментов и заглублением подвалов. Таким образом, необходимо учесть мероприятия, реализация которых, с одной стороны, обеспечит нормальные условия строительства и эксплуатации проектируемого сооружения, с другой – позволит минимизировать изменения существующих гидрогеологических условий на застроенной территории.

В геологическом отношении на участке застройки принимают участие аллювиальные, флювиогляциальные, моренные отложения четвертичного возраста, а также коренные породы, представленные юрскими глинами и известняками карбона.

Гидрогеологические условия до глубины 45 м представлены двумя водоносными горизонтами:

- надморенным водоносным горизонтом в аллювиальных и флювиогляциальных отложениях с УГВ на глубине 3–6 м;
- надъюрским водоносным горизонтом (приуроченным к флювиогляциальным отложениям и разделенным суглинками на подгоризонты), подземные воды которого залегают на глубине 17–25 м и обладают напором от 5 до 12 м и более.

На территории застройки и в непосредственной близости стационарные пункты режимных наблюдений за уровнем подземных вод отсутствуют. Ближайшая наблюдательная скважина в аналогичных геолого-гидрогеологических условиях расположена на расстоянии сотен метров, мониторинг

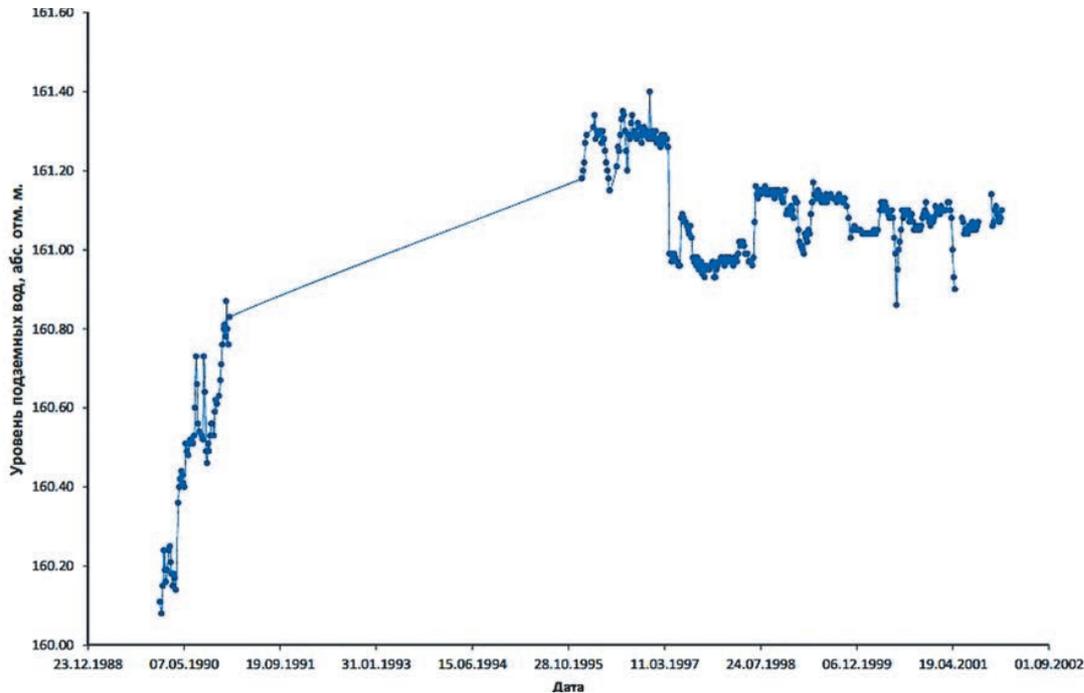


Рис. 1. Среднемноголетняя амплитуда колебания уровня грунтовых вод в наблюдательной скважине

проводился там с 1992 по 2001 гг. По данным режимных наблюдений, среднемноголетняя амплитуда колебания уровня составила около 1,5 м (рис. 1). Эта величина и принимается в дальнейшем для рассматриваемого участка.

Для прогноза гидрогеологических изменений помимо экспертных расчетов широко используется численное моделирование геофильтрации по программе *MODFLOW* [9, 10].

Расчетная схема и полученные результаты

На участке строительства принимается шестислойная вертикальная дискретизация области фильтрации.

Первый от поверхности слой на модели отвечает аллювиально-флювиогляциальному грунтовому водоносному горизонту, приуроченному к техногенным насыпным ($t-Q_{IV}$), песчаным аллювиальным ($a-Q_{IV}$) и флювиогляциальным ($fg-Q_{II}^{MS}$) отложениям московского межледниковогоя, мощностью 0,2–16 м, с первоначальным коэффициентом фильтрации – 5 м/сут., который принимался по результатам опытно-фильтрационных работ.

Второй от поверхности слой на модели соответствует слабопроницаемому суглинисто-супесчаному слою моренных ($g-Q_{II}^{MS}$ и $g-Q_{II}^D$) и флювиогляциальных отложений ($fg-Q_{II}^{MS}$ и $fg-Q_{II}^{O-D}$) московского и окско-днепровского

оледенения (межледниковогоя), соответственно, мощностью 2–30 м, с начальным коэффициентом фильтрации – 0,05 м/сут., принятым по литературным источникам [6].

Третий от поверхности слой на модели относится к нижней преимущественно песчаной части флювиогляциальных отложений ($fg-Q_{II}^{O-D}$) окско-днепровского межледниковогоя мощностью 1,7–14 м. Начальный коэффициент фильтрации принят 2 м/сут., согласно опытно-фильтрационным опробованиям. Следует отметить, что в пределах третьего модельного слоя распространены выдержанные слабопроницаемые прослои суглинков, поэтому вертикальный коэффициент фильтрации третьего слоя принимался в 2 раза меньше, чем горизонтальный.

Четвертый от поверхности слой на модели отвечает верхним слабопроницаемым глинистым отложениям нижнего мела (K_1), мощностью 0,5–6,5 м с начальным коэффициентом фильтрации – 0,005 м/сут., принятым по литературным данным [6].

Пятый от поверхности слой на модели соответствует пескам нижнего мела (K_1) мощностью 4,5–14,5 м с начальным коэффициентом фильтрации 1,5 м/сут., который также был принят согласно литературным источникам [6].

Шестой от поверхности слой модели тождественен слабопроницаемым глинистым от-

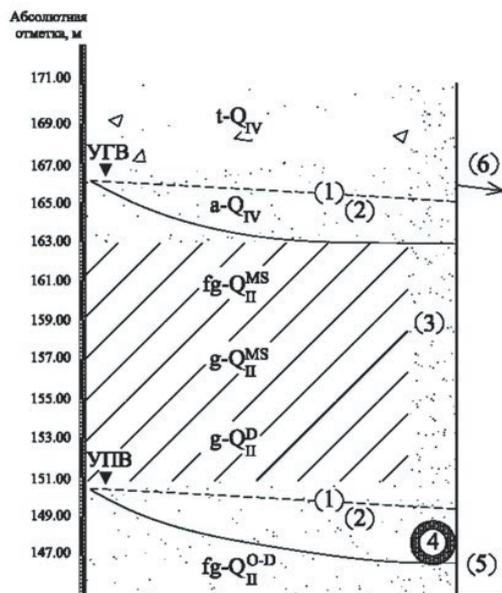


Рис. 2. Водопонижение с помощью дренажа и возникающая при этом воронка депрессии: 1 – естественный уровень грунтовых и подземных вод; 2 – измененный уровень вод; 3 – дренажный слой; 4 – дренажная труба; 5 – котлован; 6 – направление естественного потока

ложениям верхней юры (J_3V), мощностью 1–6 м с начальным горизонтальным коэффициентом фильтрации – 0,008 м/сут и вертикальным – 0,0003 м/сут, принятыми на основе опытно-фильтрационным работ.

Следует отметить, что в процессе моделирования значения начального коэффициента фильтрации для каждого из слоев уточнялись при решении обратной задачи.

Как уже говорилось, первый модельный слой соответствует надморенному водоносному горизонту, а третий и пятый – надюрскому водоносному горизонту. Водоносная система подстилается мощной водоупорной толщей верхнеюрских глин (J_3), принятой в качестве непроницаемой границы. Однако часто, на более полных моделях, следует учитывать подстилающий горизонт в обводненных известняках карбона.

Приведенная в качестве примера конкретная расчетная область покрыта неравномерной сеткой, состоящей из 142×142 блоков со сторонами 24×24 м на периферии модели и 5×5 м вблизи проектируемого здания. Размер области моделирования может составлять сотни метров и даже первые километры, что обусловлено необходимостью учета всех внешних границ на расстоянии, заведомо

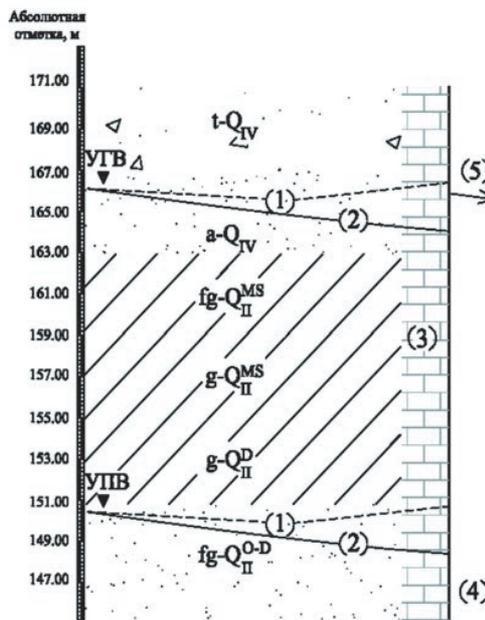
большем, чем радиус влияния вероятных возмущений от проектируемых строений и мероприятий по их инженерной защите. Расчетная область составляет 2400×2400 м.

Подземная часть многофункционального комплекса практически полностью перекрывает оба водоносных горизонта (надморенный и надюрский), распространенных в верхней части разреза. При этом среднееголетний уровень воды в надморенном и надюрском водоносных комплексах оказывается более чем на 10 м выше отметок заложения фундамента.

Необходимо отметить, что уровень подземных вод может подниматься на 1–1,5 м выше отметок, зафиксированных в процессе инженерно-геологических изысканий. Это подтверждается данными режимных наблюдений за амплитудой колебания уровня подземных вод. В то же время, на застроенных городских территориях может возникать временное повышение уровня, вызванное утечками из водонесущих коммуникаций, поливами и т.д. [1].

Для учета неблагоприятных изменений гидрогеологических условий на основе модели, откалиброванной в процессе решения обратных задач, произведен прогнозный рас-

Рис. 3. Работа «стены в грунте» и возникающего при этом «барражного эффекта»: 1 – естественный уровень грунтовых и подземных вод; 2 – измененный уровень вод; 3 – «стена в грунте»; 4 – котлован; 5 – направление естественного потока



чет, предполагающий увеличение инфильтрационного питания в 1,5 раза (до 0,0003 м/сут) и повышения уровня на внешних границах на 1 м (при прогнозе учитывался наихудший вариант подъема уровня – с максимальным уровнем).

В качестве защиты от обводнения фундаментов обычно используют пристенный дренаж, «стену в грунте», либо сочетание застенного дренажа и «стены в грунте». С помощью численного моделирования выполнен прогноз эффективности трех предложенных методов инженерной защиты здания от подтопления подземными водами, а также дана оценка изменения гидрогеологических условий – как на площадке застройки, так и на прилегающих территориях.

С помощью полученной геофильтрационной модели воспроизведены условия, характерные для паводкового периода.

Выполнены расчеты изменения уровня воды надморенного и надъяюрского водоносных горизонтов при организации водопонижения с помощью пластового дренажа без создания «стены в грунте» (рис. 2). Для эффективного понижения воды в верхнем (надморенном) водоносном комплексе при расчете предусмотрено создание пристенного фильтрующего слоя на внешней подземной части стен здания, создающего гидравлическую связь между надморенным и надъяюрским водоносными горизонтами. Суммарный водоприток к дренажу в этом варианте не превысит 6300 м³/сут в осенне-весенние (многоводные) периоды года и в среднем составит 6000 м³/сут. Очевидно, что такое масштабное водопонижение обладает рядом существенных недостатков. В частности, возникает большая депрессионная воронка (радиусом более 1500 м), что может привести к неблагоприятным последствиям для окружающих зданий и биоценозов, а водоотведение таких объемов дренажных вод – дорогостоящее мероприятие.

Результаты прогнозного моделирования эффективности работы «стены в грунте» и возникающего при этом «барражного эффекта» в обоих рассматриваемых водоносных горизонтах приведены на рис. 3, из которого видно, что повышение уровня у стен достигает 1,3 м, но быстро затухает по мере удаления от здания.

Результаты прогнозного моделирования эффективности работы «стены в грунте» совместно с «застенным дренажом» и возникающим при этом «барражным эффектом» в обоих рассматриваемых водоносных горизонтах

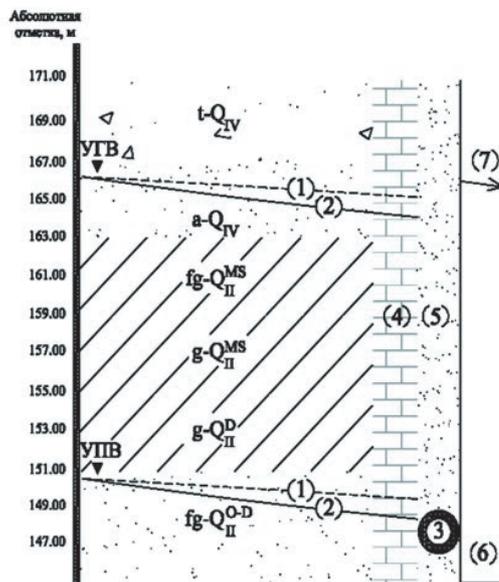


Рис. 4.

Работа «стены в грунте» совместно с «застенным дренажом»: 1 – естественный уровень грунтовых и подземных вод; 2 – измененный уровень вод; 3 – дренажная труба; 4 – «стена в грунте»; 5 – дренажный слой; 6 – котлован; 7 – направление естественного потока

свидетельствуют, что «барражный эффект» оказывается меньше, чем в варианте только «стены в грунте» и суммарный водоприток к дренажу в многоводные периоды года при этом не превысит 50 м³/сут (рис. 4).

Выводы

В результате анализа гидрогеологического режима при строительстве здания глубокого заложения охарактеризованы основные негативные факторы, влияющие на повышение естественного уровня подземных вод. Проведенные исследования и полученные результаты проектного и прогнозного моделирования свидетельствуют, что рациональным решением, обеспечивающим нормальные условия эксплуатации большинства проектируемых зданий, служит сочетание «стены в грунте» и «застенного дренажа». При этой комбинации удастся добиться относительно невысокого подъема уровня подземных вод за счет «барражного эффекта» (около 1–1,5 м), что в свою очередь позволяет минимизировать изменения сложившегося залегания уровней вод, фильтрационных свойств грунтов в основании зданий, и таким образом снизить риск возникновения процесса подтопления на урбанизированных территориях. ❁

Литература

1. Беляев А.Ю., Джамалов Р.Г., Медовар Ю.А., Юшманов И.О. Оценка изменения гидрогеологических условий застроенных территорий при ограниченной исходной информации // *Геозкология. Инженерная геология. Гидрогеология. Геокриология*. 2012. № 3. С. 282–286.
2. Куранов Н.П., Коринченко И.В. Рекомендации по оценке величины дополнительного инфильтрационного питания грунтовых вод при техногенном подтоплении территорий промышленной и селитебной застройки. М.: ДАР/ВОДГЕО. 2008.
3. Калашник Ж.В. Влияние изменения уровня грунтовых вод на инженерно-геологическую обстановку Нижнего Поволжья // *Вестник Астраханского государственного технического университета*. 2006. № 6.
4. Николаев А.П. О мониторинге гидрогеологических условий на участках высотных зданий и комплексов в г. Москве // *Проектирование и инженерные изыскания*. 2008. № 2. С. 50–55.
5. Солодукhin М.А., Архангельский И.В. Справочник техника-геолога по инженерно-геологическим и гидрогеологическим работам. М.: Недра. 1982.
6. Сологаев В.И. Прогнозы и моделирование подтопления и дренирования в городском строительстве. Автореф. дис... доктора техн. наук: 05.23.2016. Омск. СибАДИ. 2003.
7. СП 22.13330.2011 «Основания зданий и сооружений» (актуализированная редакция СНиП 2.02.01-83*), Москва, 2011 // Доступно на: <http://docs.cntd.ru/document/1200084710> (обращение 11.05.2016).
8. СП 11-105-97 «Инженерно-геологические изыскания для строительства» // Доступно на: <http://docs.cntd.ru/document/1200000255> (обращение 11.05.2016).
9. Chiang W-H and W. Kinzelbach, 1998, Processing Modflow: A Simulation System for Modeling Groundwater Flow and Pollution, Hamburg-Zurich.
10. McDonald, M. C. and A. W. Harbaugh, 1988. MODFLOW, A modular three-dimensional finite difference ground-water flow model, U. S. Geological Survey, Open-file report 83-875.

UDC 556.3

E.E. Ermolaeva, должность – ? Institute of Water Problems of the Russian Academy of Sciences¹, ermolaeva_ee@inbox.ru

1. 3 Gubkin street, Moscow, 119333, Russia.

Change in the construction of hydro-geological conditions in the territory of Moscow

Abstract. It was considered the changes of the level of the groundwater behaviour (regime) (first and second from the surface of the aquifer) during the construction of a large object with deep foundations. It was completed the forecast (prediction) of changes of hydrogeological conditions of construction site on the basis of numerical modeling of the geofiltration.

Keywords: hydrogeology; groundwater; the rise of the groundwater level; aquifer; underground construction; “barrage effect”; protection from flooding; underflooding

References

1. Beliaev A.Iu., Dzhamalov R.G., Medovar Iu.A., Iushmanov I.O. Otsenka izmeneniia gidrogeologicheskikh uslovii zastroennykh territorii pri ogranichennoi iskhodnoi informatsii [Assessment of changes in the hydrogeological conditions of built-up areas with limited initial information]. *Geoekologiya. Inzhenernaia geologiya. Gidrogeologiya. Geokriologiya*, 2012, no. 3, pp. 282–286.
2. Kuranov N.P., Korinchenko I.V. *Rekomendatsii po otsenke velichiny dopolnitel'nogo infil'tratsionnogo pitaniia gruntovykh vod pri tekhnogennom podtoplenii territorii promyshlennoi i selitebnoi zastroiki* [Recommendations for evaluation of additional quantities of groundwater infiltration at technogenic flooding areas of industrial and residential buildings]. Moscow, DAR/VODGEO Publ., 2008.
3. Kalashnik Zh.V. Vliianie izmeneniia urovnia gruntovykh vod na inzhenerno-geologicheskuiu obstanovku Nizhnego Povolzh'ia [Effect of groundwater level changes at the engineering-geological environment of the Lower Volga region]. *Vestnik Astrakhanskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta*, 2006, no. 6.
4. Nikolaev A.P. O monitoringe gidrogeologicheskikh uslovii na uchastkakh vysoznykh zdaniy i kompleksov v g. Moskve [The monitoring of hydrogeological conditions in the areas of high-rise buildings and complexes in Moscow]. *Proektirovanie i inzhenernye izyskaniia*, 2008. № 2. S. 50–55.
5. Solodukhin M.A., Arkhangel'skii I.V. *Spravochnik tekhnika-geologa po inzhenerno-geologicheskim i gidrogeologicheskim rabotam* [Directory geological technician on engineering-geological and hydrogeological works]. Moscow, Nedra Publ., 1982.
6. Sologae V.I. *Prognozy i modelirovanie podtopleniia i drenirovaniia v gorodskom stroitel'stve*. Avtoref. dis... doktora tekhn. nauk [Projections and simulation of flooding and drainage in urban construction. Dr. techn. sci. diss.]. 05.23.2016. Омск, SibADI Publ., 2003.
7. СП 22.13330.2011 «Основания зданий и сооружений» (актуализированная редакция СНиП 2.02.01-83*), Москва, 2011 (SP 22.13330.2011 “Foundations of buildings and structures” (actualized revision SNiP 2.02.01-83 *), Moscow, 2011). Available at: <http://docs.cntd.ru/document/1200084710> (accessed 11 May 2016).
8. СП 11-105-97 «Инженерно-геологические изыскания для строительства» (СП 11-105-97 “Engineering and geological surveys for construction”). Available at: <http://docs.cntd.ru/document/1200000255> (accessed 11 May 2016).
9. Chiang W-H and W. Kinzelbach, 1998, Processing Modflow: A Simulation System for Modeling Groundwater Flow and Pollution, Hamburg-Zurich.
10. McDonald, M. C. and A. W. Harbaugh, 1988. MODFLOW, A modular three-dimensional finite difference ground-water flow model, U. S. Geological Survey, Open-file report 83-875.



В.Л. Уланов¹
д-р экон. наук
Высшая школа экономики
департамент мировой
экономики
профессор
vulanov@hse.ru

Взаимозависимость инвестиционной привлекательности и рейтинговой оценки нефтегазовых компаний

¹Россия, 121069, Москва, Малая Никитская, 10–8

Асимметрия в информации о состоянии нефтегазовых активов повышает востребованность услуг рейтинговых агентств. Рейтинги могут стать как стимулятором, так и ограничителем инвестиционных решений. Анализ выставленных рейтингов показывает их объективность и учет важнейших событий. Российские агентства в ближайшем будущем, если и не составят конкуренцию «тройке» ведущих международных рейтинговых агентств, то расширят информационную открытость энергетического сектора

Ключевые слова: инвестиционная привлекательность; механизмы рейтингования; международные и национальные агентства; информационная открытость

Бизнес нуждается в инвестициях, в т.ч. и за счет кредитов. В определении инвестиционной привлекательности важна роль рейтинговых агентств. Рейтинги компаний позволяют сформулировать прогнозы развития, дать информацию об объекте с позиции риска. Нестабильность энергетического рынка повышает актуальность расчета влияния рисков. Рейтинги оценивают воздействие факторов на возможности обеспечивать своевременное обслуживание и погашение финансовых обязательств исходя из институциональных условий, экономической базы, способности контролировать доходы, расходы и источники финансирования [2]. Рейтинги могут быть как стимулятором, так и ограничителем бизнеса, лежат в основе инвестиционных решений. Например, рекомендации многих экспертов будут выработываться с учетом вывода агентства *Standard&Poor's* о возможной переориентации инвесторов с российской экономики при ее неинвестиционной оценке на экономики других стран с более высоким уровнем привлекательности. Из-за информационной асимметрии и высоких транзакционных затрат рейтинговые агентства способны повлиять на управленческие решения и способствовать оптимальному размещению финансовых ресурсов и ликвидности [1]. Рейтинги становятся инструментом риск-менеджмента и привлечения капитала.

В мире разработкой рейтингов занимаются более 100 агентств, а доминирующими на данном рынке услуг является так называемая «тройка»: *Standatr&Poor's*, *Fitch Ratings* и *Moody's* [9]. Это положение обусловлено тем, что в США в 1975 г. комиссия по ценным бумагам и биржам (*SEC*) создала систему национально признанных стратегических рейтинговых организаций (*NRSRO*), по которой присваиваемые такими агентствами рейтинги считаются надежными и достоверными [3]. Большинство энергетических компаний получают оценки у международных агентств. Например, в Великобритании, где зарегистрирована компания *Royal Dutch Shell*, услуги предоставляют два национальных рейтинговых агентства: *Euromoney Country Risk (ECR)*, принадлежащая одноименному журналу, и *The Economist Intelligence Unit, Ltd.*, являющейся подразделением *The Economist Group*. Но по рейтингам *Royal Dutch Shell* информации от этих агентств нет. Отечественные компании также стремятся получить рейтинг у «тройки» агентств, так больше шансов с меньшими

затратами кредитоваться на западных финансовых рынках.

Рейтинги классифицируют на кредитные (рейтинги кредитоспособности, рейтинги надежности) и производные (все остальные типы рейтингов). Они отличаются по регламентированности процессов присвоения и использования рейтингов. Кредитные рейтинги могут присваиваться только аккредитованными агентствами. Аккредитация и регулирование деятельности по присвоению рейтингов и их использованию в нашей стране отнесены к компетенции ЦБ РФ. При составлении другого рейтинга – надежности – оценивается устойчивость бизнес-модели, финансового положения компании в отрасли.

В мировой практике рейтинги [4] применяют как универсальные, так и специфические. Одним из самых используемых в мире считается американский биржевой индекс *Dow Jones Industrial Average*. Среди универсальных выделяют рейтинги агентств *Standatr&Poor's*, *Fitch Ratings* и *Moody's*. Агентства выставляют рейтинги и публикуют независимые заключения о кредитоспособности эмитентов и кредитном качестве выпускаемых ими ценных бумаг. Рейтинги обеспечивают свободный и стабильный доступ эмитентов к глобальным рынкам капитала [6], а также снижают для них стоимость привлечения средств и повышают ликвидность их долговых обязательств.

Пользуются популярностью рейтинги отдельных изданий (*Financial Times*, *Forbes*), которые зачастую формируются на основании одного критерия. Показателем, например, для рейтинга FT500 является капитализация компании. Из отечественных лидеров в представленном рейтинге – компании Газпром, Роснефть.

Для нефтегазового рынка важнейшим рейтингом является *PIW (Petroleum Intelligence Weekly)*. Он выстраивается на основе показателей добычи нефти и газа, запасов этих ресурсов, переработки и сбыта. Рейтинг *PIW* позволяет сравнивать международные и национальные энергетические компании.

В практике определения рейтингов на российском рынке используется все многообразие рейтингов как международных, так и отечественных агентств. В России работают агентства: Эксперт РА, Национальное рейтинговое агентство (НРА), АК&М, *RusRating*. В 2016 г. приступило к работе Аналитическое кредитное рейтинговое агентство (АКРА). В отличие от знаменитых американских российские агентства подключились к рейтинго-

ванию позже. Признание бизнес-сообществом разрабатываемых рейтингов требует совместной работы ведомств, банков, компаний. Авторитет аналитических агентств приобретает не только профессионализмом сотрудников, независимостью их оценок, но и многолетней и стабильной работой. Для выхода на мировой рынок необходимо обосновать методики построения рейтинга перед международным регулятором. Но даже первые шаги отечественных агентств позволяют инвесторам принимать более обоснованные управленческие решения [5].

Построение рейтингов отечественными агентствами дешевле, а разрабатываются они быстрее и с учетом национальной специфики ведения бизнеса. Растущая востребованность услуг национальных рейтинговых агентств обусловлена тем, что международные агентства не могут оценивать российские компании выше, чем суверенный рейтинг РФ. Например, агентство *Standard&Poors* стабильно выставляет негативный прогноз по рейтингу нефтегазовых компаний в связи с понижением суверенных рейтингов РФ. Такая роль в понижении рейтинга обусловлена тем, что российская налоговая система позволяет государству принимать на себя основные риски при снижении цен на нефть, вероятность предоставления экстренной поддержки компаниям нефтегазового сектора со стороны государства в случае необходимости оценивается как «очень высокая» [24].

В 2015 г. принят Федеральный закон РФ № 222 «О деятельности кредитных рейтинговых агентств в РФ», который определяет основы регулятивного поля в этой сфере. В соответствии с ним произойдет отказ от регулирования агентств, не включенных в реестр Центрального банка РФ (для российских рейтинговых агентств – с середины января 2017 г., для международных – с середины июля 2017 г.). В дальнейшем соответствующую деятельность могут осуществлять только агентства из реестра.

Отечественный бизнес сотрудничает с зарубежными партнерами, деятельность которых подвержена различным рискам. В конце 2015 г. *ConocoPhillips* – одной из первых начала работу в нашей нефтегазовой отрасли – после 25 лет сотрудничества продала свою долю, ссылаясь на трудности, с которыми сталкиваются на данный момент зарубежные инвесторы. Для многих из них российский рынок не стал основным: инвесторов привлекают большие запасы углеводородов, сотрудничество декларируется,

но какие-либо препятствия заставляют их уйти.

Существующая экономическая политика на фоне сокращения мировых цен на энергоресурсы и введения западными странами санкций стала одним из факторов снижения инвестиционной привлекательности российского рынка, уменьшения рейтингов, соответственно, роста затрат на привлечение инвестиций. Например, кредитоспособность Роснефти оценивается как удовлетворительная: компания способна покрыть долговые обязательства. Но меняющиеся экономические условия подвергают компанию риску их невыплаты. Агентство *Moody's* считает, что Роснефть подвержена риску дефолта из-за большой долговой нагрузки, а агентство *Fitch Ratings* обращает внимание на то, что гибкий валютный курс хотя и помогает компании сохранить прибыльность, но снижение доходов неизбежно скажется на добыче и т.п.

Аналитики рейтинговых агентств оценивают не только внутренние, но и внешние факторы, при этом учитывается надежность государств (как заемщиков), в которых работают компании. В настоящее время в рейтингах сказывается влияние политических рисков, они воздействуют более ощутимо чем фундаментальные факторы. Понижение ведущими международными рейтинговыми агентствами *Standatr&Poor's*, *Fitch Ratings* и *Moody's* суверенных рейтингов РФ влияет на отток инвестиций и повышает стоимость заимствований на западных рынках. Рейтинговые агентства выполняют своеобразную функцию контролеров допуска на глобальные финансовые рынки. Чем ниже оценка компании, тем дороже кредит. В разгар геополитического конфликта рейтинги ряда отечественных компаний были отозваны по решению американских властей, а рейтинговое агентство *Standatr&Poor's*, например, снизило рейтинги компаниям Газпром и Роснефть в 2015 г. с ВВВ– до ВВ+, т.е. с инвестиционного до спекулятивного уровня с негативным прогнозом: компании не справятся с последствиями суверенного дефолта, если таковой произойдет [13, 20]. Агентство *Moody's* уменьшило кредитный рейтинг Газпрома [19] с уровня Ваа2 до Ваа3, а затем – до Ва1, в результате – компания отнесена к спекулятивной категории с негативным прогнозом. Рейтинг Роснефти понижен до уровня спекулятивного Ва1. Агентство *Fitch* [18] также снизило кредитный рейтинг Газпрома до ВВВ-, оставив в 2015 г. компании инвестиционную категорию.

Нестабильность российской экономики, падение цен на нефть являются причинами сокращения инвестиционного потенциала российских компаний и дают повод международным агентствам снижать рейтинги. Весной 2016 г. агентство *Moody's* последним из «тройки» подтвердило низкий рейтинг России с негативным прогнозом. Вслед за уменьшением суверенного рейтинга России снижены рейтинги Газпрома, Роснефти, Лукойла, Газпром нефти, Транснефти. Политические факторы стали значительным бременем, поток инвестиций в российский нефтегазовый сектор сокращается. Но есть основания полагать, что снижение рейтингов не приведет к серьезному воздействию, т.к. внешние рынки займостраний из-за санкций практически закрыты для российской экономики с лета 2014 г.

Значение рейтингов для бизнеса объясняет накал споров об объективности агентств и их политической ангажированности. Анализ показывает, что доля политизированности в действиях агентств присутствует. Инвестиции в мировой нефтегазовый сектор за последний год сократились по меньшей мере на порядок, из-за этого существует угроза уменьшения добычи, потребность в нефти и газе, как указывают прогнозы, возрастает даже на фоне проводимой политики энергосбережения. А российским компаниям, образующим одну из мощных национальных нефтегазовых отраслей, регулярно понижают рейтинги, демонстрируя риски инвестирования. Примечательно, что агентства *Standard & Poor's* и *Fitch* повысили прогноз рейтинга с негативного на стабильный компании *Georgian Oil and Gas Corporation*, регулярно в течение последних 5 лет сокращавшей производство. Российской компании «Газпром нефть», имеющей показатели выше, а их динамику лучше, «тройка» агентств в том же 2015 г. уменьшила кредитный рейтинг компании вслед за понижением российского суверенного кредитного рейтинга. А китайское агентство *Dagong Global* в 2015 году присвоило «Газпром нефти» высокий долгосрочный рейтинг кредитоспособности AA– со стабильным прогнозом [7, 8]. Только ли по причине межгосударственных отношений Китая и России выставленный китайским агентством рейтинг выше оценки «тройки»?

Однако в большинстве случаев рейтинговые агентства выполняют свои функции. Примером может служить небольшой анализ рейтингования зарубежных конкурентов российских нефтегазовых компаний.

Крупнейшая в мире энергетическая корпорация *ExxonMobil* [15] даже в условиях кризиса имеет высокий уровень кредитоспособности. Согласно данным агентства *Standard & Poor's*, кредитный рейтинг компании остается неизменным, сохраняя за собой высшую оценку кредитоспособности AA+. Агентство *Moody's* также не меняло кредитный рейтинг данной компании. Аналогичная ситуация с рейтинговой оценкой компании *BP*. Рейтинговое агентство *Moody's* сохранило оценку на уровне A2 с позитивным прогнозом, т.к. компания сумела урегулировать судебные претензии на 20 млрд долл. США, связанные с катастрофой *Deepwater Horizon*.

Но отдельным крупным корпорациям, обладавшим ранее высокими рейтингами инвестиционного уровня, не удалось сохранить их из-за кризисной ситуации на рынке нефти и газа, ожидания роста долга, сокращения денежного потока. Речь не идет о предвзятом отношении со стороны рейтинговых агентств. Оценка компании *Chevron* [14] была понижена как агентством *Moody's*, так и агентством *Standard & Poor's* на одну ступень. Рейтинг компании *Total* [16] был понижен сразу на две ступени с Aa2 до Aa3. Рейтинг компании *Shell* был уменьшен из-за увеличения кредитного плеча после покупки компании *BG*: компания *Shell* при низких ценах на нефть будет генерировать отрицательный денежный поток [17].

Объективность рейтингов, присваиваемых «тройкой» ведущих агентств, можно проследить и на примере компании не из первой сотни [21]. Компания *Repsol S.A.* (головной офис в Мадриде) в 2015 г. в международных рейтингах *Forbes Global 2000* и *FT Global 500* занимала 218 и 481 места, соответственно. Деятельность этой компании распространяется за пределы Испании и осуществляется в Северной и Латинской Америках, Юго-Восточной Азии, Европе, Австралии, России и ряде стран Африки. Присваиваемые международным агентством *Standard & Poor's* рейтинги на протяжении 2008–2012 гг. из-за специфики методики (более подробная система оценивания) ниже уровней разрабатываемых показателей других ведущих агентств. Снижение рейтинга в 2012 г. было обоснованным: первое понижение произошло из-за состояния финансовых показателей и сокращающихся ресурсов, второе – в большей степени из-за уменьшения рейтинга страны базирования. В 2012 г. был понижен рейтинг Испании (с A3 до Baa3), что отразилось на оценках всех агентств: прослеживается зависимость рей-

тинга компании от рейтинга страны, первый не может превышать последнего. Повышение уровня задолженности, ухудшение финансовых показателей послужило причиной того, что в 2012 г. вначале агентство *Standard & Poor's*, а спустя 2 месяца и другие агентства понизили рейтинг. В 2016 г. для компании *Repsol* сохраняется негативный прогноз: высокая задолженность компании из-за сделки по поглощению *Talisman* при еще недостаточно высоких ценах на нефть.

Рейтинговые агентства обеспечивают инвесторов независимой оценкой, помогая при этом снизить вероятность случаев асимметрии информации между инвестором, бизнесом и государством. Сейчас не только у компаний, но и потенциальных инвесторов возникает потребность не в спекулятивной оценке рисков, востребована оценка без политической составляющей.

Для более точной оценки необходимо раскрытие механизма выставления рейтингов. У каждого агентства существует методика измерения оценок с помощью шкалы, часто от AAA до D. Агентства при общих принципах построения рейтингов могут опираться на одни и те же факторы, но присваивать им различный вес в обобщающей оценке: рейтинги агентств одной и той же компании в один и тот же промежуток времени могут различаться.

Согласно методике агентства *Fitch* [10] ключевыми элементами при определении финансового состояния являются 6 основных групп факторов:

- отраслевой риск;
- операционная среда;
- профиль компании;
- стратегия развития;
- производственная структура;
- финансовые показатели (прибыль, структура капитала, финансовая гибкость).

Существенным при выставлении рейтинга является стабильность дохода и непрерывность денежных потоков. Агентство *Fitch* анализирует историю деятельности компании и ее финансовые показатели как минимум на протяжении 3 лет. Большой вес присваивается самому слабому фактору.

При оценке интегрированного нефтегазового сектора агентством *Moody's* основными факторами являются со следующими весами:

- производственные показатели – 25%;
- финансовые показатели – 30%;
- реинвестиционный риск (вероятность того, что проценты или дивиденды, полученные от первоначальных инвестиций, не

смогут быть вложены под ставку доходности, равную ставке доходности первоначальных инвестиций) – 10%;

- эффективность деятельности и капитальных вложений – 10%;
- показатели переработки нефти и продажи – 15%;
- географическая/геополитическая диверсификация рисков – 10%.

Агентством *Moody's* [11] принимаются во внимание: ликвидность, корпоративное управление, политические/институциональные риски.

В соответствии с методикой разработки рейтингов агентства *Standard & Poors* [12] вначале формируется базовый уровень рейтинга. Он состоит из двух составляющих: бизнес-рисков и финансовых рисков. На профиль бизнес-рисков влияет страновой и отраслевой риск. Профиль финансовых рисков составляется исходя из уровня долговой нагрузки и величины денежного потока. По итогам анализа компании присваивается краткосрочный и долгосрочный кредитный рейтинг. При этом оценка кредитоспособности в долгосрочной перспективе имеет буквенное выражение от D до A. Она расположена в порядке возрастания. Для уточнения возможно подразделение классов (B, BB, BBB) и дополнение знаками «+» и «-». Нахождение в классе ниже BBB подразумевает наличие спекулятивных обязательств. По похожей схеме выставляется и краткосрочный рейтинг. Для эмитентов инвестиционной категории (от AAA до BBB) более значим вес категории бизнес-рисков. Для эмитентов спекулятивной (неинвестиционной) категории (от BB до D) более значим вес финансовых рисков. На базовый уровень рейтинга могут повлиять и дополнительные факторы.

Ключевые факторы агентства *Standard & Poors* при оценке нефтегазовых активов – это анализ бизнес-рисков: отраслевого, цикличности, конкуренции, барьеров для входа в отрасль, уровня нормы прибыли в отрасли, тенденций роста, появления заменителей; это анализ страновых рисков: масштаба, географической диверсификации ресурсов, перспективы роста; это анализ финансовых рисков: рентабельности, эффективности деятельности, резервов, отраженных в балансе, затрат на разведку (плюс корректировки по налогам и т.п.), *volumetric production payments* (обязательств поставить определенное количество ресурсов в обмен на полученные в начале сделки деньги), денежных потоков, кредитного плеча и т.п.

Регламентом построения рейтингов агентства *Standard & Poors* предусматриваются наиболее сложные методы исследования факторов – различные комбинации и сводные таблицы, что дает развернутую картину и позволяет учесть изменения по многим показателям. Одним из ключевых критериев в методологии агентства *Standard & Poor's* выступает оценка политического риска.

Агентство *Standard & Poors* относится к присвоению рейтингов консервативно. У агентства *Fitch Ratings* в отличие от агентства *Standard & Poors* более либеральный подход к разработке рейтингов, агентство *Moody's* занимает промежуточное положение между вышеуказанными.

Методики российских рейтинговых агентств не сильно отличаются от зарубежных. Например, у компаний с высокой надежностью буквенные показатели: A++, A+,

Построение рейтингов национальными агентствами с позиции развивающейся экономики позволит повысить прозрачность, снизить информационную асимметрию, уменьшить издержки на получение информации, увеличить обоснованность принятия инвестиционных решений

A; приемлемой: B++, B+, B; низкой: C++, C+, C. Буквенное обозначение D говорит о банкротстве, E – об угрозе отзыва лицензии у компании. Однако определенные расхождения в подходах к построению рейтингов есть. Так, наивысший кредитный рейтинг, соответствующий обозначениям от AAA до BBB и относящий компанию к инвестиционной категории по российской шкале, соответствует кредитному рейтингу, относящему компанию к спекулятивной категории по шкале ведущих международных агентств. На основании оценок международных агентств значительная кредитная задолженность может считаться показателем доверия кредитной организации к заемщику. В отечественной практике высокая задолженность компании скорее является негативным фактором

для развития бизнеса, нежели показателем доверия.

Российский бизнес сориентирован на дешевые западные кредиты, поэтому нефтегазовые компании не заинтересованы в разработке рейтингов российскими агентствами. Антироссийские санкции стали препятствием кредитования в американских и европейских банках, рейтинги отечественных компаний занижены, отечественный бизнес по сравнению с конкурентами явно не на равных условиях. Это дает определенный шанс для развития отечественных агентств и способствует становлению национальных рыночных институтов.

Рейтинговый рынок в России развит довольно слабо. Для объективной оценки отечественных нефтегазовых компаний необходим учет особенностей ведения бизнеса в России, а это обуславливает потребность в развитии национальных агентств. Присвоение кредитного рейтинга по российской шкале предоставляет некоторые преимущества участникам отечественной системы рейтингования:

- получение компетентной оценки риска инвестирования/кредитования относительно других российских заемщиков;
- улучшение условий привлечения ресурсов, рост ликвидности рублевых долговых обязательств;
- усиление позиций в конкурентной борьбе за кредитные ресурсы на российском рынке.

Неудовлетворенность уровнем суверенного рейтинга России и отдельных компаний стала стимулом развития отечественной системы рейтингования, послужила толчком создания новых агентств. Надо отдавать отчет, что это шанс для развития институтов рынка, во многом вынужденный шаг, и на первых порах, как и в импортозамещении, отдача будет невысокой. Многообразие подходов к определению рейтингов приведет к меньшей ангажированности и повысит объективность результатов. На этапе становления предпочтение следует отдать специализированным рейтингам, продемонстрировать фундаментальные факторы российского нефтегазового сектора, показать, что для устойчивого денежного потока необходим на основе ресурсной и производственной базы устойчивый товарный поток. В будущем сочетание оценок универсальных и специализированных рейтингов, применение большего количества факторов при составлении рейтинга должны показать более полную картину и позволить качественно осуществлять прогнозирование.

Российские агентства глубже понимают специфику национальных рынков, что обуславливает большую эффективность их разработок. Ценность развивающегося института рейтингования состоит в том, что агентства будут накапливать знания и обладать со временем «критической массой» опыта, необходимой для надежной оценки вероятности дефолта, составления компетентного мнения о рисках кредитоспособно-

сти. Построение рейтингов национальными агентствами с позиции развивающейся экономики позволит повысить прозрачность, снизить информационную асимметрию, уменьшить издержки на получение информации, увеличить обоснованность принятия инвестиционных решений. Рейтинги остаются одним из основных детерминантов в привлечении инвестиций для развития бизнеса. 

Литература

1. Каплан Роберт С., Нортон Дейвид П. Сбалансированная система показателей. От стратегии к действию. Перевод с англ. М.: Олимп-Бизнес. 2010. 282 с.
2. Коупленд Том, Коллер Тим, Муррин Джек. Стоимость компаний: оценка и управление. Перевод с англ. М.: Олимп-Бизнес. 2008. 576 с.
3. Турсунов Т.М. Рейтинговые агентства и их роль на рынке структурированных финансовых инструментов // Корпоративные финансы. 2010. № 3 (15). С. 79–83.
4. Уланов В.Л. Об индексах и рейтингах компаний минерально-сырьевого сектора экономики // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2015. № 1. С. 57–63.
5. Уланов В.Л. О привлекательности российского нефтегазового сектора для инвесторов // Экономист. 2014. № 12. С. 37–42.
6. Kasekende E. Extractive industries and corruption: Investigating the effectiveness of EITI as a scrutiny mechanism. Cape Town. Resources Policy. 2016. P. 117–128.
7. Park, D., Rhee, C. (2006). Building infrastructure for Asian bond markets: settlement and credit rating. Asian Bond Markets: Issues and Prospects, BIS Papers 30: 202–221.
8. Winnie P.H. Poon & Kam C. Chan (2008) The Effects of Credit Ratings on Stock Returns in China, The Chinese Economy, 41:2, 34–55.
9. Большая тройка рейтинговых агентств. Доступно на: <http://dengi.utro.ru/articles/bolshaya-troyka-reytingovykh-agentstv-887.html> (обращение 26.08.2016).
10. Официальный сайт рейтингового агентства Fitch//www.fitchratings.com
11. Официальный сайт рейтингового агентства Moody's//www.moody.com
12. Официальный сайт рейтингового агентства Standard and Poors//www.standardandpoors.com
13. Официальный сайт ТНК Газпром // www.gazprom.ru
14. Официальный сайт компании Chevron // <http://chevron.petrolube.ru>
15. Официальный сайт компании ExxonMobil//<http://corporate.exxonmobil.com>
16. Официальный сайт компании Total//<http://www.total.com/en>
17. Официальный сайт компании Shell//<http://www.shell.com>
18. Пресс- релиз, анализ ТНК Газпром рейтинговым агентством Fitch от 24.08.2015. Доступно на: <http://www.gazprom.ru/f/posts/93/820405/2015-08-24-fitch-en.pdf> обращение 26.08.2016).
19. Пресс- релиз, анализ ТНК Газпром рейтинговым агентством Moody's от 25.12.2015. Доступно на: https://www.moody.com/research/Corporate-Finance-Group-Russian-Action-December-2015--PBC_186448 (обращение 26.08.2016).
20. Пресс- релиз, анализ ТНК Газпром рейтинговым агентством Standard and Poor's от 01.02.2016. Доступно на: http://www.standardandpoors.com/ru_RU/web/guest/article/-/view/sourceld/504352 (обращение 26.08.2016).
21. Long-term credit rating trends. Доступно на: http://www.repsol.com/es_en/corporacion/accionistas-inversores/informacion-financiera/ratings-crediciticos/historico-de-ratings/ (обращение 26.08.2016).

UDC 332.146:330.322

V.L. Ulanov¹, Doctor of Science Economics, Professor of Department of Global Economy, National Research University Higher School of Economics, vulanov@hse.ru

¹10–8, Malaya Nikitskaya street, 10 – 8, Moscow, 121069, Russia.

«Interdependence of Investment Appeal and Ratings of Oil and Gas Companies»

Abstract. Study of the design scheme of ratings at leading agencies shows that the mechanisms of ranking are based on different systems or one and the same factor may be assigned different weights. Therefore, the ratings of the same company in the same span of time may differ

in different agencies. Ratings represent an independent evaluation, but are not always able to provide timely and reliable information. Russian credit rating agencies in the beginning of their work. Recognition of the ratings being developed will require long-term teamwork of ratings agencies, banks, companies, and in order to enter the world market will need justification of the international regulator. The value of developing the domestic market ranking Institute is that analytical agencies accumulate knowledge and will have over time "critical mass" of expertise for a reliable assessment of the probability of default, drawing up an opinion on the risks of creditworthiness. Russian agencies contribute to the development of market institutions and in the near future will if not constitute competition to the "troika" of international agencies but will enhance transparency of the energy sector, taking into account the specificity of domestic business.

Keywords: investment attractiveness; ranking mechanisms; international and national agencies; information openness

References

1. Robert S. Kaplan, David P. Norton Balanced Scorecard. From strategy to action, 2010, 282 p. (Rus. ed.: Kaplan Robert S., Norton Deivid P. Sbalansirovannaia sistema pokazatelei. Ot strategii k deistviu. Moscow, Olimp-Biznes Publ., 2010, 282 p.).
2. Tom Copeland, Tim Koller, Jack Murrin. Cost companies: Assessment and Management, 2008, 576 p. (Rus. ed.: Kouplend Tom, Koller Tim, Murrin Dzhek. Stoimost' kompanii: otsenka i upravlenie. Moscow, Olimp-BiznesPubl., 2008, 576 p.).
3. Tursunov T.M. *Reitingovye agentstva i ikh rol' na rynke strukturirovannykh finansovykh instrumentov* [Rating agencies and their role in the market of structured finance instruments]. *Korporativnye finansy* [Corporate Finances], 2010, no. 3 (15), pp. 79–83.
4. Ulanov V.L. *Ob indeksakh i reitingakh kompanii mineral'no-syr'evogo sektora ekonomiki* [On indices and ratings companies mineral resource sector]. *Mineral'nye resursy Rossii. Ekonomika i upravlenie* [Mineral Resources of Russia. Economics and Management], 2015, no. 1, pp. 57–63.
5. Ulanov V.L. *O privekatel'nosti rossiiskogo neftegazovogo sektora dlia investorov* [About the attractiveness of the Russian oil and gas sector for investors]. *Ekonomist* [Economist], 2014, no. 12, pp. 37–42.
6. Kasekende E. Extractive industries and corruption: Investigating the effectiveness of EITI as a scrutiny mechanism. Cape Town. Resources Policy. 2016. P. 117–128.
7. Park, D., Rhee, C. (2006). Building infrastructure for Asian bond markets: settlement and credit rating. *Asian Bond Markets: Issues and Prospects*, BIS Papers 30: 202–221.
8. Winnie P.H. Poon & Kam C. Chan (2008) The Effects of Credit Ratings on Stock Returns in China, *The Chinese Economy*, 41:2, 34–55.
9. *Bol'shaia troika reitingovykh agentstv* [The big three rating agencies]. Available at: <http://dengi.utro.ru/articles/bolshaya-troyka-reitingovykh-agentstv-887.html> (accessed 26 August 2016).
10. *Ofitsial'nyi sait reitingovogo agentstva Fitch* [The official website of the rating agency Fitch]. Available at: www.fitchratings.com (accessed 26 August 2016).
11. *Ofitsial'nyi sait reitingovogo agentstva Moody's* [The official website of the rating agency Moody's]. Available at: www.moody.com (accessed 26 August 2016).
12. *Ofitsial'nyi sait reitingovogo agentstva Standard and Poors* [The official website of the rating agency Standard and Poors]. Available at: www.standardandpoors.com (accessed 26 August 2016).
13. *Ofitsial'nyi sait TNK Gazprom* [The official website of the transnational corporation Gazprom]. Available at: www.gazprom.ru (accessed 26 August 2016).
14. *Ofitsial'nyi sait kompanii Chevron* [Official website of the company Chevron]. Available at: <http://chevron.petrolube.ru> (accessed 26 August 2016).
15. *Ofitsial'nyi sait kompanii ExxonMobil* [The official website of the company ExxonMobil]. Available at: <http://corporate.exxonmobil.com> (accessed 26 August 2016).
16. *Ofitsial'nyi sait kompanii Total* [The official website of the company Total]. Available at: <http://www.total.com/en> (accessed 26 August 2016).
17. *Ofitsial'nyi sait kompanii Shell* [The official website of the company Shell]. Available at: <http://www.shell.com> (accessed 26 August 2016).
18. *Press-reliz, analiz TNK Gazprom reitingovym agentstvom Fitch ot 24.08.2015* [Press release, analysis of Gazprom, TNC rating agency Fitch on 08/24/2015]. Available at: <http://www.gazprom.ru/f/posts/93/820405/2015-08-24-fitch-en.pdf> (accessed 26 August 2016).
19. *Press-reliz, analiz TNK Gazprom reitingovym agentstvom Moody's ot 25.12.2015* [Press release, analysis of Moody's rating agency, Gazprom, TNC on 25/12/2015]. Available at: https://www.moody.com/research/Corporate-Finance-Group-Russian-Action-December-2015--PBC_186448 (accessed 26 August 2016).
20. *Press-reliz, analiz TNK Gazprom reitingovym agentstvom Standard and Poor's ot 01.02.2016* [Press release, Gazprom, TNK analysis by rating agency Standard and Poor's on 01/02/2016]. Available at: http://www.standardandpoors.com/ru_RU/web/guest/article/-/view/sourceld/504352 (accessed 26 August 2016).
21. Long-term credit rating trends. Available at: http://www.repsol.com/es_en/corporacion/accionistas-inversores/informacion-financiera/ratings-credicios/historico-de-ratings/ (accessed 26 August 2016).



Справка о возникновении и истории развития Всесоюзной Комиссии по запасам полезных ископаемых Министерства Геологии СССР (1950 г.)

Первое известное обобщение опыта развития ГКЗ было составлено под руководством заместителя председателя ВКЗ В.П. Новикова в 1950 г. – «Справка о возникновении и истории развития Всесоюзной Комиссии по запасам полезных ископаемых Министерства Геологии СССР». Оригинал документа хранится в РГАЭ: № фонда – 9571; описи – 1; ед.хр. – 403.

Возникновение Всесоюзного органа по утверждению запасов полезных ископаемых, являющегося по существу своей деятельности Государственным экспертным органом для капитального строительства горнорудных предприятий, относится к 1926–1927 гг., т.е. к периоду завершения восстановления и началу реконструкции и нового строительства промышленности нашей страны.

Этот орган возник в недрах старого Геолкома в форме Центральной Комиссии по запасам полезных ископаемых

в связи с запросами государственной промышленности на экспертные заключения для реконструируемых и строящихся горнорудных предприятий, поскольку частная экспертиза не удовлетворяла запросов социалистической промышленности.

Одновременно с этим возник вопрос о разработке классификации запасов твердых полезных ископаемых в условиях социалистического строительства и социалистической экономики Советского Союза.

До революции в России применялась известная классификация запасов Гувера, состоящая из трех кате-

Василий Петрович Новиков (1884–1959) родился в с. Богданово Рязанской области. В 1904 г. вступил в ряды членов ВКП(б), стал профессиональным революционером, неоднократно арестовывался царским правительством, сидел в тюрьме. Участник революции 1905 г. и Первой мировой войны.

С 1918 г. работал секретарем Комитета строительства Самарского губсовнархоза, особоуполномоченным Совета военной промышленности по артиллерийским заводам Восточного фронта, начальником орготдела ВСНХ, управляющим делами ВСНХ, в коллегии Наркомата труда РСФСР.

С 1923 г. началась «геологическая биография» Василия Петровича. В 1923–1932 гг. он – помощник директора Геологического комитета, заместитель начальника Главного геологоразведочного управления ВСНХ СССР – НКТП СССР. В 48 лет В.П. Новиков закончил Высшие академические курсы командного состава промышленности СССР, а в 50 – сдал экзамены экстерном в Московском геологоразведочном институте и защитил диплом по специальности «инженер-геолог».

С 1935 до 1953 г. Новиков – практически бессменный заместитель председателя Центральной (позже Всесоюзной) комиссии по запасам полезных ископаемых. Лишь в 1937 г. он был назначен директором Всесоюзного геологического фонда и с декабря 1938 г. по 14 февраля 1940 г. – исполняющим обязанности председателя Всесоюзной комиссии по запасам полезных ископаемых. После 1953 г. он работал членом экспертно-технического совета ГКЗ.

Награжден орденами Ленина, Трудового Красного Знамени (дважды), «Знак Почета»; медалями «За трудовую доблесть», «За доблестный труд в Великой Отечественной войне 1941–1945 гг.» и др.



отнесения данного блока к той или иной категории, но и определяется промышленное значение этих категорий. Так, например: кат. A_1 – для расчетов эксплуатационных работ, кат. A_2 – для строительства предприятий, кат. В – для составления эскизных проектов, кат. С₁ для постановки детальных геологоразведочных работ и кат. С₂ – для перспективного планирования народного хозяйства и перспективного планирования геологоразведочных работ.

Классификация запасов полезных ископаемых в условиях социалистического хозяйства приобретает совершенно иной характер и иное значение, чем в капиталистических странах. Здесь она поставлена на службу плановой экономики и социалистической промышленности, требующей от классификации более дифференцированной характеристики подготовленности месторождения полезного ископаемого для определенных стадий его промышленного освоения.

Если мы в настоящее время, наряду с пятилетними планами, приступаем к составлению 15–летних планов, то смелые геологические прогнозы в области промышленных перспектив целых металлогенических провинций приобретают исключительно важное народнохозяйственное значение. Недаром же сейчас самолеты Министерства Геологии бороздят магнитометрическим профилированием целые области Советского Союза, отыскивая залежи магнитных металлов.

В связи с успешным выполнением первой и второй пятилеток и интенсивным развитием строительства промышленных предприятий был поставлен и вопрос о пересмотре классификации Госплана. В начале 1937 г. ЦКЗ по договору с Горнотехническим институтом Академии Наук СССР с привлечением широкого круга московских и ленинградских (ВСЕГЕИ) геологов–экспертов приступила к разработке новой классификации твердых полезных ископаемых. Новая классификация была утверждена постановлением СНК СССР от 14 февраля 1941 г. Ее структура по сравнению с предыдущей (Госплана), осталась той же, но существенно подвергалась изменению и дополнению характеристика изученности запасов, относимых к той или иной категории, и общие принципиальные положения в отношении основ клас-

горий: А, В и С₁, которые обозначали: А – действительные запасы, В – вероятные и С – возможные.

Классификация Геолкома 1927 г. несколько дифференцировала эту схему, разделив категорию А на A_1 и A_2 ; В и С остались в прежнем своем значении.

В 1932 г. при Госплане СССР состоялась широкая конференция геологов по вопросам планирования геологоразведочных работ и по пересмотру существующей классификации запасов.

Разработанная новая классификация была опубликована в 1933 г. и получила наименование классификации Госплана. В ней дается уже более подробная характеристика категорий, которая касается не только условий

сификации, принципов подсчета запасов и изучения качества полезного ископаемого.

С опубликованием этого постановления классификация запасов твердых полезных ископаемых в СССР приобрела силу закона, обязательного для всех ведомств и организаций при проведении геологоразведочных работ и строительства горнорудных предприятий. Причем этот закон регламентирует не только вопросы подготовки минерально-сырьевой базы народного хозяйства СССР, но и правовые вопросы капитального строительства, поскольку в промышленном назначении категорий определяется право хозяйственных организаций на капитальные затраты в области геологоразведочных работ и промышленного строительства.

Деятельность государственного экспертного органа (ЦКЗ), вызванного к жизни теми же причинами, что и классификация запасов, также подвергается законодательной регламентации. Так, 13 января 1935 г. было опубликовано постановление СНК СССР, обязывающее все ведомства и организации, производящие геологические разведки или строительство горнорудных предприятий, представлять на утверждение в ЦКЗ все разведанные запасы, являющиеся сырьевой базой реконструируемых или строящихся предприятий.

Постановлением СНК СССР от 25 марта 1940 г. было утверждено положение о Всесоюзной комиссии по запасам полезных ископаемых, в котором запрещалось с 1 июля 1941 г. проектирование и строительство новых, реконструкция и расширение действующих предприятий на базе месторождения полезных ископаемых, запасы которых не утверждены ВКЗ.

В первом пункте положения о ВКЗ говорится, что Всесоюзная комиссия по запасам является высшим государственным органом по определению (подсчету) и утверждению запасов всех видов полезных ископаемых. Далее в п. 4 говорится, что решения ВКЗ по утверждению запасов полезных ископаемых обязательны для всех учреждений, предприятий и организаций. Пункт 5 гласит: «определение (подсчет) запасов производится согласно классификации запасов полезных ископаемых, утверждаемой СНК СССР».

Все эти законодательные мероприятия советского правительства появились в результате ряда ошибок, а иногда вредительства со стороны частной экспертизы в области строительства горнорудных предприятий, имевших место в период первой и второй пятилеток.

1. Так, например, в 1932–1934 гг. на Урале был построен завод на месторождении охры. Когда приступили к эксплуатации этого месторождения, то оказалось, что это месторождение не охры, а маршалита (кварцевая мука), окрашенного железистыми растворами, вследствие чего получившего окраску охры.

2. При рассмотрении в ВКЗ 25 февраля 1939 г. материалов по Домбаровскому угольному месторождению было записано предупреждение Шахтстрою о том, что вследствие исключительной сложности залегающих угольных пластов, их невыдержанности и незначительной мощности месторождение можно разрабатывать только мелкими шахтами малой производительности. Запасы по месторождению были утверждены только по категории C_1 – 1300 т и по категории C_2 – 3559 т.

Несмотря на это, на основании частной экспертизы, приказом Наркомтяжпрома от 15 января 1939 г. было предложено заложить на Домбровке в 1939 г. – 10 шахт, в 1940 г. – 10 шахт и в дальнейшем дополнительно еще такое же количество шахт, которое дало бы возможность довести добычу угля в этом районе в 1942 г. до 4300 т.

Из пройденных первых 10 шахт уголь оказался только в одной шахте с годовой производительностью до 100 т.

В 1942 г. ВКЗ было предложено дать обоснованное заключение по этому делу. Для выполнения этого задания была послана выездная сессия ВКЗ, которая дала заключение, что по Домбаровскому району максимально можно ожидать всего 300–450 т в год.

3. На заседании ВКЗ 30 декабря 1937 г. был рассмотрен материал по подсчету запасов на полиметаллическом месторождении «Нагольный кряж», которое, по утверждению начальника экспедиции геолога Дорофеева, является месторождением мирового масштаба. ВКЗ дала отрицательную оценку этому месторождению. Несмотря на это геолог Дорофеев получил новые крупные assignments на разведку этого месторождения.

2 декабря 1940 г. ВКЗ вновь рассматривала отчет геолога Дорофеева о запасах «Нагольного кряжа» и записала следующее постановление: «геологоразведочными работами 1938–1940 гг., постановка коих была вызвана неправильной информацией руководящих работников НКТП бывшим начальником экспедиции геологом Дорофеевым, не внесла сколько-нибудь существенных изменений в представление о строении, масштабах и перспективах месторождения «Нагольный Кряж», отраженных в протоколе ВКЗ от 30 декабря 1937 г.».

На основании этого постановления разведочные работы на «Нагольном Кряже» были прекращены.

4. Строительство Дворца Советов в 1939 г. вело разведки на граниты в Уллукамской долине для облицовки здания дворца, причем основным побудительным мотивом разведки именно этих гранитов было то обстоятельство, что уллукамские граниты имели белую окраску.

На основании информации местных геологов о недоброкачественности уллукамских гранитов и имея в виду исключительно важное не только материальное, но и политическое значение дела облицовки Дворца Советов, материалы по разведке указанных гранитов были затребованы в ВКЗ и после соответствующей экспертизы были рассмотрены на заседании ВКЗ. Было установлено, что уллукамские граниты сильно каолинизированы, трещиноватые, не отвечают кондициям по блочности. По расчетам теоретической долговечности методом Гиршвелда получены следующие значения: начало разрушения нормального гранита – 220 лет; уллукамского гранита – 38 лет; угрожающее состояние нормального – 675 лет; уллукамского – 115 лет; окончательное разрушение нормально – 1460 лет; уллукамского – 340 лет.

По предложению ВКЗ разведки уллукамских гранитов были прекращены.

Приведенные факты показывают полную несостоятельность частной экспертизы в условиях социалистического хозяйства.

Приведу несколько примеров государственной экспертизы, осуществляемой Всесоюзной Комиссией по запасам полезных ископаемых.

1. В сентябре 1941 г. Наркомуголь СССР обратился в ВКЗ с просьбой об организации выездной сессии ВКЗ в угленосные районы Урала с целью оказания помощи местным организациям в деле увеличения угледобычи на Урале в связи с выполнением задания правительства.

В конце сентября 1941 г. выездная сессия ВКЗ прибыла в Кизеловский район, где немедленно была созвана конференция всех геологов, горняков и руководителей промышленных предприятий.

На конференции были подвергнуты обсуждению как геологические вопросы, так и вопросы шахтного строительства.

В результате работ этой конференции выездной сессией ВКЗ были приняты следующие решения:

«Произведенная работниками Кизелуглеразведки с 1 по 5 октября работа по пересчету перспективных запасов района до глубины 600 м, на основе подсчета к XVII МГК, с учетом новейших разведочных данных, дает основание считать, что запасы Кизеловского района до глубины 600 м порядка 1200 млн т являются вполне реальными.

Произведенная оценка перспективных реальных запасов позволяет ставить вопрос об увеличении добычи угля района в 2–2,5 раза».

По вопросу о мелком шахтном строительстве выездная сессия ВКЗ постановила:

«Общее направление мелкого шахтного строительства в Кизеловском районе, с предварительной доразведкой выделенных под строительство участков, считать правильным» (участки были определены той же конференцией под руководством ВКЗ).

Как видно, решения ВКЗ по Кизеловскому району с формальной точки зрения не вполне были обоснованы, а в некоторых случаях и не относились к ее компетенции, но в условиях военного времени они были крайне необходимы, и ВКЗ принимала эти решения.

В результате угледобыча по Кизеловскому району в 1945 г. была увеличена в 2 раза.

2. В Челябинском бассейне также была созвана конференция геологов, горняков и руководителей промышленности. На ней ВКЗ приняла следующие решения:

«Считать вполне реальными перспективные запасы бассейна, согласно подсчету, произведенному Челябинск-геразведкой с 11 по 15 октября с.г. совместно с ВКЗ, порядка одного миллиарда тонн».

В протоколе было также записано, что «на данном этапе знаний можно говорить о возможности усиления добычи в бассейне по вполне вероятным ресурсам его угля в 2–2,5 раза».

По мелкому шахтному строительству было решено: «В условиях Челябинского бассейна в качестве объектов для мелкого шахтного строительства могут быть использованы следующие участки и блоки (по геологическим признакам)» (далее указаны 19 участков, годных под мелкое шахтное строительство).

Угледобыча Челябинского бассейна к 1945 г. была также увеличена вдвое.

3. Летом 1942 г. на Магнитогорском металлургическом комбинате создалось напряженное положение с марганцем, вследствие чего нависла угроза сокращения выпуска качественных сталей.

Наркомчермет обратился в Комитет по делам геологии с просьбой помочь в этом деле Магнитогорскому комбинату. Комитет предложил ВКЗ организовать в Магнитогорске выездную сессию и рассмотреть все имеющиеся материалы по марганцевым месторождениям, доступным для комбината. На выездную сессию ВКЗ были приглашены, кроме представителей Магнитогорского комбината, представители следующих организаций: Главгеологии, Наркомчермета, Гипромеза, Гипроруды, Механобра, Академии Наук СССР, Комитета по делам геологии, Башкирского и Казахского Геолуправлений.

Выездная сессия ВКЗ работала около месяца. Были рассмотрены шесть докладов по разным отраслям знаний, связанных с геологией, обогащением и технологическими процессами.

В результате работы выездной сессии ВКЗ рекомендованы Магнитогорскому комбинату шесть марганцевых месторождений, тяготеющих к Магнитогорску, не требующих для промышленного освоения больших средств.

Кроме того, было рекомендовано снизить процент присадки марганца в доменной плавке с 2,5% до 1,5%, а также увеличить количество используемых мартеновских шлаков.

Эти решения выездной сессии ВКЗ дали основание секретарю Челябинского обкома т. Патоличеву заявить на ноябрьском пленуме обкома ВКП(б) (1942 г.) о том, что создавшаяся угроза для Магнитогорского комбината в связи с недостатком марганца ликвидирована.

Эти решения, так же, как в Кизеле и Челябинске, не укладывались в рамки прав и компетенции ВКЗ, но обстоятельства военного времени требовали смелых и решительных действий, и ВКЗ не уклонилась от выполнения поставленных перед нею задач и ответственности в этом важном деле.

4. 22 декабря 1941 г. ВКЗ рассматривала материалы по подсчету запасов Южно-Кимперсайского месторождения хромита и утвердила запасы по категориям A_2 , В, C_1 , C_2 всего в количестве 11 105,6 тыс. т руды. При этом были рекомендованы дальнейшие разведки и указано направление этих разведок.

28 января 1946 г. ВКЗ рассматривала новый отчет по подсчету запасов Южно-Кимперсайского месторождения хромита и утвердила запасы по тем же категориям всего в количестве 20 981, 2 тыс. т руды. Таким образом, благодаря смелому прогнозу, данному в решениях ВКЗ по этому месторождению, запасы были увеличены вдвое. Сейчас это месторождение по запасам хромита является первым в СССР.

5. В 1935 г. по Кивдо-Райчихинскому месторождению бурых углей (Дальний Восток) ВКЗ были утверждены первые запасы: по кат. В – 43%, по кат. C_1 – 12%, по кат. C_2 – 45%.

В результате разведки 1941–1946 гг. ВКЗ вновь утвердила запасы по этому месторождению, получившие следующую структуру: по кат. A_2 – 76%, по кат. В – 17%, по кат. C_2 – 7%.

Приведенные факты показывают, что работа Государственной экспертизы в лице Всесоюзной Комиссии по запасам идет на высоком уровне не только в области специальных знаний, дающей ей основание для смелых прогнозов в отношении промышленных перспектив месторождений полезных ископаемых, но и на высоком политическом уровне, дающем возможность авторитетно принимать участие в решениях общегосударственных хозяйственных проблем.

За советский период у нас выросли многочисленные кадры квалифицированных геологов. В частности, вокруг ВКЗ сформировался коллектив геологов-экспертов оценщиков, насчитывающий в своих рядах несколько сот человек. Эти геологи, работая в ВКЗ в качестве экспертов, имеют широкую возможность непрерывно повышать свою квалификацию, а условия самой работы воспитывают в них чувство высокой ответственности перед государством и чувство независимости от посторонних влияний при даче ими экспертных заключений.

Такого коллектива геологов-экспертов нигде в мире не существует и существовать не может до тех пор, пока там существует буржуазно-капиталистическое общество.

В.П. Новиков, заместитель председателя ВКЗ, генеральный директор геологической службы III ранга

Ф.А. Шутлив, секретарь парторганизации ВКЗ, директор геологической службы

РГАЭ, № фонда 9571, № описи 1, ед.хр. 403.



О.В. Трофимова
ФБУ ГКЗ
 отдел мониторинга, анализа
 и методологии
 ведущий специалист
 trofimova_ov@gkz-rf.ru

ФБУ ГКЗ: динамика движения запасов

На 1 июля 2016 г. проведена государственная экспертиза 922 объектов, в том числе:

- по оперативному изменению состояния запасов УВС – 236;
- по подсчету геологических и извлекаемых запасов УВС – 13;
- по твердым полезным ископаемым – 105;
- по подземным водам – 146.

Филиалами ФБУ «ГКЗ» рассмотрено 422 объекта.

Подтверждено открытие 14 месторождений углеводородного сырья.

Общий прирост извлекаемых запасов промышленных категорий (AB_1C_1) составляет:

- по нефти – 84,3 млн т;
- по конденсату – 30,8 млн т;
- по газу – 217 млрд м³.

Рис. 1.

Динамика среднесуточной добычи нефти в России в 2014–2016 гг., тыс. т (по данным ЦДУ ТЭК)

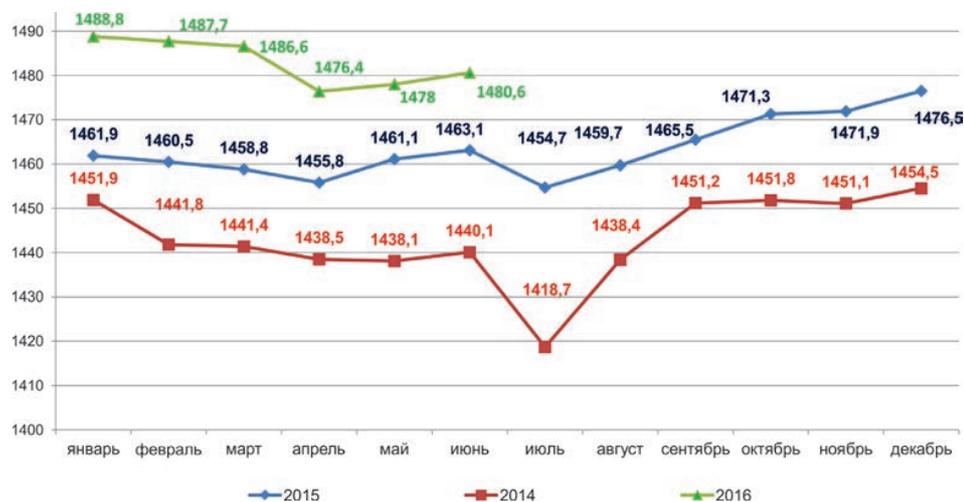


Рис. 2.

Динамика проходки эксплуатационного (а) и разведочного (б) бурения в России в 2014–2016 гг., тыс. м (по данным ЦДУ ТЭК)

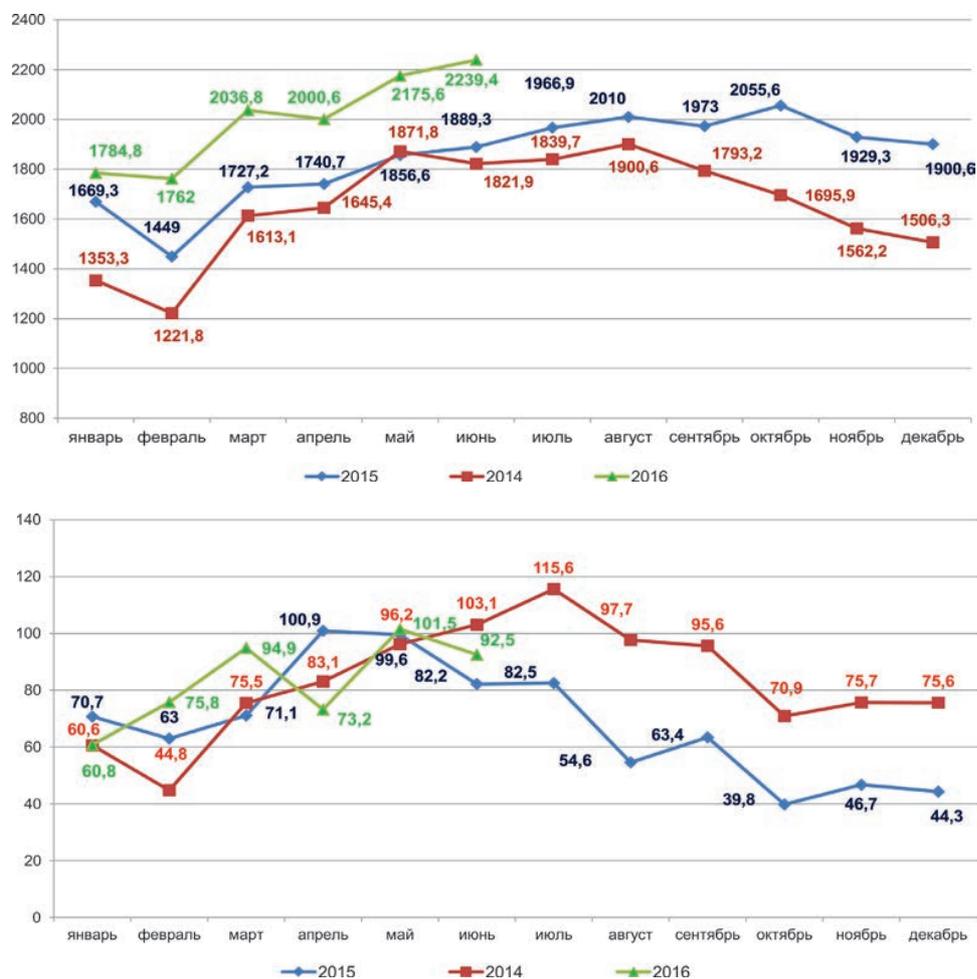


Таблица 1.

Изменение запасов твердых полезных ископаемых в России по результатам государственной экспертизы за период с 01.01.2016 по 01.08.2016г.

Полезное ископаемое	Ед. изм.	Изменение запасов	
		A+B+C ₁	C ₂
Цинк	тыс. т	0	0
Уголь	тыс. т	-132 077	406 665
Сурьма	т	-18 181	31 192
Серебро	т	-7 106	2
Медь	тыс. т	2 452	-2 335
Кадмий	т	0	28
Вольфрам	т	-306 326	-53 058
Золото	кг	141 570	224 627
Свинец	тыс. т	291	-195
Никель	тыс. т	359	522
Кобальт	т	50 997	56 104
Железные руды	тыс. т	62 519	103 140



Т.П. Линде
канд. экон. наук
ученый секретарь ФБУ ГКЗ

Результаты рассмотрения материалов ТЭО кондиций, подсчета запасов месторождений ТПИ и подземных вод

В июне-июле 2016 г. проведено 48 заседаний, из них 12 заседаний по ТПИ, где рассматривались материалы государственной экспертизы ТЭО разведочных кондиций и подсчета запасов месторождений рудного золота (Морозкинское), медно-никелевых (Октябрьское) и вольфрамо-молибденовых (Тырныаузское) руд, свинцово-цинковых (Амурское) и золото-сурьмяных (Удереysкое) руд, алмазов (им. М.В. Ломоносова), платины (Кондер), а также угля (Распадское и др.).

На 36 заседаниях по подземным водам были рассмотрены материалы госэкспертизы подсчета и переоценки запасов питьевых и минеральных ПВ, переоценки запасов ПВ для целей поддержания пластового давления, геолого-гидрогеологического обоснования промышленной эксплуатации полигонов захоронения излишков подтоварных вод и производственных стоков (Жокаревское, Аганское, Клязьминско-Учинское, Бочаровское и др.). ТЭО кондиций и подсчеты запасов месторождений ТПИ, а также подсчеты запасов ПВ приняты как в авторских вариантах, так и с внесением коррективов по результатам госэкспертизы. Наиболее интересные материалы экспертизы подсчета запасов и ТЭО кондиций приведены ниже.

Твердые полезные ископаемые

На государственную экспертизу поступили материалы ТЭО постоянных разведочных кондиций и подсчета запасов шлиховой платины в техногенной россыпи рек Кондер и Уоргалан.

Разведанная и оцененная техногенная россыпь образована в результате неизбежных эксплуатационных и технологических потерь полезного ископаемого в процессе обработки целиковых промышленных запасов природного (целикового) россыпного месторождения платиноидов рек Кондер и Уоргалан открытым способом. Разработкой месторождения р. Кондер и верхней части россыпи р. Уоргалан занимается прииск «Кондер», одно из структурных подразделений АО «Артель старателей «Амур».

Впервые запасы техногенной россыпи рек Кондер и Уоргалан были утверждены ТКЗ Дальнедра в 2011 г.

В 2013–2015 гг. на техногенной россыпи р. Кондер-Уоргалан были проведены опытно-промышленные работы с целью оценки промышленных концентраций в отвальном комплексе и определения степени их однородности.

Поступившие в 2016 г. на государственную экспертизу материалы в целом соответствовали требованиям нормативных документов по государственной экспертизе и позволяли составить представление об особенностях геологического строения и условиях формирования как целиковой россыпи, так и техногенного комплекса отложений месторождения, оценить качество выполненных графических материалов, методику проведения ГРП, принятую методику подсчета запасов, проверить

точность вычислений, производимых при подсчете запасов, а также оценить принятые проектные решения по обработке запасов.

В представленных на экспертизу материалах подробно рассмотрено существующее положение дел по россыпному месторождению платиноидов Кондер-Уоргалан.

Авторами отчета приведены сведения об истории разведки и освоения месторождения, об изученности и систематических геологических исследованиях, кратко охарактеризованы геологическое строение, геоморфология и четвертичные отложения района месторождения. В достаточной степени описаны морфология современного рельефа долины, литолого-стратиграфическая характеристика рыхлых отложений целиковых россыпей р. Кондер и Уоргалан. В отчете приведены сведения по технологической характеристике песков и «шлиховой» платины, освещены мерзлотные и инженерно-геологические, гидрогеологические и горнотехнические условия месторождения. В материалах приведены сведения о существующем состоянии горных работ на месторождении Кондер-Уоргалан. Дана характеристика отвалов техногенного комплекса, условия их залегания и объемы. Данные характеристики базируются на результатах геологоразведочных и добычных работ предыдущих лет. Сведения по изученности дополнены результатами проведенных разведочных работ АО «Артель старателей «Амур».

В процессе проведения экспертизы в авторский вариант ТЭО кондиций внесены следующие изменения: была заменена формулировка показателя кондиций «минимальное промышленное содержание «шлиховой» платины в блоке годовой производительности» на «минимальное промышленное содержание «шлиховой» платины в подсчетном блоке».

В ходе экспертизы было выявлено, что на графических приложениях лицензионные границы вынесены с ошибками. После внесения необходимых изменений и дополнений в графические материалы, часть запасов попала за контур действующей лицензии. Они были исключены из представленного на утверждение подсчета запасов.

Часть балансовых и забалансовых запасов категории C_2 были переведены в категорию C_1 . Также было пересчитано среднее содержание «шлиховой» платины в нескольких блоках.

В результате пересчета соотношение запасов песков категорий C_1 и C_2 в целом по техногенной россыпи рек Кондер и Уорга-

лан в балансовых запасах составило 83:13%, «шлиховой» платины – 80:20%, в забалансовых запасах – 71:29% и 82:18%, соответственно. В целом по месторождению соотношение запасов песков категорий C_1 и C_2 составило 79:21%, «шлиховой» платины – 80:20%.

После пересчета балансовые запасы песков категорий C_1+C_2 , по сравнению с первоначально представленными на утверждение, уменьшились на 1,5%, «шлиховой» платины на 1,2% и химически чистого золота на 0,6%. Забалансовые запасы песков категорий C_1+C_2 , уменьшились на 1,3%, «шлиховой» платины на 1,8% и химически чистого золота на 1,3%.

По сравнению с государственным балансом балансовые запасы песков категорий C_1 и C_2 увеличились в полтора раза, «шлиховой» платины в 2 раза. Забалансовые запасы песков категорий C_1 и C_2 уменьшились на 3,0%, «шлиховой» платины на 6,1%. Впервые поставлены на баланс запасы химически чистого золота.

Подземные воды

На государственную экспертизу были представлены материалы подсчета запасов питьевых ПВ альб-сеноманского водоносного горизонта Бочаровского месторождения, расположенного в 7 км к северо-востоку от г. Старый Оскол, в районе с. Курское и Бочаровка Старооскольского района Белгородской области. ПВ предназначены для питьевого и хозяйственно-бытового водоснабжения жилых микрорайонов «Степной» и «Северный» г. Старый Оскол.

Оцениваемый действующий водозабор представляет собой линейный ряд протяженностью 2140 м, расположенный по контуру правого склона долины р. Убли и состоя-

щий из 12 скважин (№ 1–12), пробуренных в 2006–2007 гг. Эксплуатацию водозабора осуществляет АО «КМАПЖС».

В 2015 г. в соответствии с требованиями лицензионного соглашения были выполнены работы по оценке запасов ПВ альб-сеноманского водоносного горизонта. Комплекс выполненных работ носил преимущественно камеральный характер. Запасы ПВ альб-сеноманского водоносного горизонта были представлены на государственную экспертизу в количестве 8000 м³/сут по категории C_1 .

Рассмотрев представленные материалы, экспертиза отметила, что они характеризуются излишней лаконичностью и схематичностью. Кроме того, в первоначально представленном отчете практически полностью отсутствовал фактический материал, что существенно затрудняло оценку представленных в нем сведений. Результаты численного моделирования, положенные в основу подсчета запасов, также были изложены весьма невнятно и зачастую носили исключительно иллюстративный характер. В конечном итоге экспертиза констатировала, что необходимых данных для обоснования принятых расчетных параметров, оценки адекватности выполненной геофильтрационной модели, и, как следствие, надежного прогноза возможности работы водозабора с принятыми проектными нагрузками в отчетных материалах не представлено. В этой связи количество утверждаемых запасов было ограничено величиной достигнутого среднегодового среднесуточного водоотбора ПВ (1000 м³/сут) с переводом их по степени изученности в категорию В. Остальные запасы в количестве 7000 м³/сут были исключены из подсчета, как недостаточно обоснованные. ■

О редакционной ошибке

В № 3-2016 журнала «Недропользование XXI век» на стр. 47–69 опубликован материал под названием «Временное методическое руководство по подсчету запасов подвижной нефти трещинных и трещинно-поровых коллекторов сланцевого типа». Второе предложение первого снизу абзаца в правой колонке на стр. 48 следует читать: «Редакция методического руководства подготовлена для согласования с Консультативным комитетом под руководством академика РАН Конторовича А.Э.».

Редакция журнала приносит извинения за допущенную неточность.

10-я ЮБИЛЕЙНАЯ МАНГИСТАУСКАЯ
РЕГИОНАЛЬНАЯ ВЫСТАВКА

НЕФТЬ, ГАЗ, ИНФРАСТРУКТУРА

10th ANNIVERSARY
MANGYSTAU REGIONAL

OIL, GAS, INFRASTRUCTURE

EXHIBITION

www.mangystau.ru

8–10

НОЯБРЯ / NOVEMBER

2016

КАЗАХСТАН, АКТАУ
KAZAKHSTAN, AKTAU

МАНГИСТАУСКАЯ ОБЛАСТЬ –
УНИКАЛЬНЫЙ
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ
КОМПЛЕКС: НЕФТЬ И ГАЗ,
ЭНЕРГЕТИКА, ТРАНСПОРТ

AT THE HEART
OF KAZAKHSTAN'S
OIL, GAS AND
INFRASTRUCTURE

ОРГАНИЗАТОР
ORGANISED BY

 **CONNECTING
YOUR BUSINESS
TO THE WORLD**



ITE МОСКВА
+7 (499) 750 0828
oil-gas@ite-expo.ru
www.mioge.ru

ITE GROUP PLC
+44 (0) 207 596 5011
og@ite-events.com
www.oilgas-events.com

Северо-западная секция ЦКР Роснедр по УВС приступает к работе

30 июня в Санкт-Петербурге состоялось собрание по случаю открытия Северо-западной секции ЦКР Роснедр по УВС. Около 100 участников из Москвы, Тюмени, Казани, Сургута, Самары и других городов России обсудили наиболее актуальные вопросы в сфере недропользования. В стенах Всероссийского научно-исследовательского геологического института им. А.П. Карпинского торжественное заседание открыл генеральный директор ФБУ «ГКЗ» Игорь Шпуров, зачитав поздравительные слова министра природных ресурсов и экологии РФ Сергея Донского в честь открытия нового структурного подразделения. Свое выступление И. Шпуров продолжил докладом о задачах ЦКР в условиях введения новой классификации запасов и ресурсов по УВС, он отметил, что в рамках внедрения новой классификации запасов, утверждённой приказом Минприроды России № 477 от 1 ноября 2013 г., требования к экспертизе запасов существенно возрастают. Прежде всего, из-за введения оценки количества рентабельных запасов, которые должны определяться на основании согласованных ЦКР проектных решений. В связи с этим изменяются подходы к схеме утверждения извлекаемых запасов и требования к привлекаемым экспертам. Таким образом, был усилен функционал работы филиалов ФБУ ГКЗ и секций ЦКР. Именно это явилось основной причиной создания новой секции ЦКР в Санкт-Петербурге.

Особое значение, по мнению И. Шпурова, для успешной и прозрачной деятельности ФБУ ГКЗ и ЦКР имеет формирование Евразийского союза экспертов по недропользованию (ЕСОЭН). Ключевая роль союза – выявление независимых экспертов на основе их аттестации и ранжирования для обеспечения проведения объективной государственной экспертизы запасов полезных ископаемых.

Эту же тему продолжил заместитель генерального директора ФГБУ ВНИГНИ Александр Писарницкий в своём докладе о необходимости развития экспертного сообщества, уделив особое внимание задачам, которые сегодня стоят перед ЕСОЭН. Одной из таких задач является формирование независимого национального аудита запасов. Он отметил, что в настоящее время идёт формирование Союза. Поступило около 230 заявлений. А. Писарницкий выразил уверенность,

что новые члены союза позволят найти адекватные ответы на все многочисленные вызовы, которые сейчас стоят перед Союзом.

Также перед участниками заседания выступил с докладом заместитель генерального директора ЗАО «ТИНГ» Антон Завьялов. В своём выступлении он заявил: «Перейти в вопросах моделирования при подсчёте запасов и проектировании разработки месторождений УВС от возможностей программного обеспечения к постановке задач, основанных на реальных особенностях каждой залежи (знаниях о коллекторских свойствах, насыщенности, физхимии флюидов), изученности, выработанности запасов – это та цель, которую поставили перед собой участники рабочей группы по разработке требований к моделированию и программному обеспечению, используемым при подсчёте запасов и проектировании разработки месторождений УВС».

С приветственным словом обратился к участникам директор дирекции по ГРП и развитию ресурсной базы ПАО «Газпром нефть» Алексей Вашкевич. По его словам, в рамках новых вызовов приходят новые реалии в добывающую нефтегазовую отрасль. Добывающие компании перестают быть конкурентами, становятся партнёрами. Вновь открытую секцию ЦКР Роснедр УВС можно и нужно использовать как площадку для обмена технологиями, подходами и мнениями между компаниями. Особенно в части ТриИЗ: новые технические и программные возможности. Особое внимание он уделил необходимости открытого диалога между специалистами всей отрасли. А. Вашкевич особо подчеркнул, что «Газпром нефть» открыта и готова принять активное участие в работе этой площадки. Доверие, которое возникает, это основа нового уровня взаимоотношений между компаниями и государственными организациями.

Своим опытом поделились представители казанского филиала ФБУ «ГКЗ». Накип Гатиятуллин, директор филиала, рассказал о том, как создавался их филиал и какие задачи стоят на пути развития новой структуры сегодня.

В целом руководство ФБУ «ГКЗ» высоко оценило профессионализм специалистов Санкт-Петербургской геологической школы, что вселяет уверенность в успешное развитие новой структуры ЦКР Роснедр по УВС.

**В рамках 10-летнего юбилея межатраслевого научно-технического
журнала «Недропользование XXI век»**

**Всероссийская научно-практическая конференция,
посвященная памяти Н.Н. Лисовского**

ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ ПРИРОДНЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ: НАСТОЯЩЕЕ И БУДУЩЕЕ

18-19 ОКТЯБРЯ 2016 г,

- **ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ УВС – СТАБИЛИЗАЦИЯ ИЛИ РОСТ ДОБЫЧИ?!**
- **ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ**
- **ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СТИМУЛИРОВАНИЕ, СОКРАЩЕНИЕ РАСХОДОВ И ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ**
- **КЛАССИФИКАЦИЯ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ И КРИТЕРИИ ИХ ВЫДЕЛЕНИЯ**
- **НОРМАТИВНО-ПРАВОВАЯ И МЕТОДИЧЕСКАЯ БАЗА ДЛЯ ВОВЛЕЧЕНИЯ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ В РАЗРАБОТКУ**

Среди приглашенных – представители Министерства природных ресурсов и экологии РФ, Министерства энергетики РФ, Министерства финансов РФ, Роснедра, Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых, недропользователи, представители ведущих проектных организаций.

**Стоимость участия:
40 000 руб.
(включая НДС)**

**Отель
Пальмира Бизнес Клуб**

Организатор
АООН «НАЭН»



**По вопросам участия:
www.naen.ru
+ 7 (495) 780-33-12
info@naen.ru**



25 лет содействуем развитию
нефтегазовой индустрии

14-я МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА

НЕФТЬ И ГАЗ

27–30 июня 2017

МОСКВА

www.mioge.ru

НА НОВОЙ ПЛОЩАДКЕ
в “КРОКУС ЭКСПО”

Самая масштабная в России
международная выставка
нефтегазового оборудования и
технологий

- 652 компании - участника из 40 стран мира
- 5 национальных экспозиций: Германии, Италии, Китая, Финляндии, Чехии
- Общее количество посетителей: 25 424



Данные Свидетельства аудиторской
проверки выставки MIOGE 2015



13-й РОССИЙСКИЙ
НЕФТЕГАЗОВЫЙ
КОНГРЕСС

в рамках выставки

27–29 июня 2017
МОСКВА · МВЦ “КРОКУС ЭКСПО”

www.oilgascongress.ru

Организатор
Группа компаний ITE

