

# НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ

ВЕК

**РАЗВИТИЕ СИСТЕМЫ ЭКСПЕРТИЗЫ ЗАПАСОВ.  
КОНСОЛИДАЦИЯ ЭКСПЕРТНОГО СООБЩЕСТВА**

стр. 98

**ФБУ ГКЗ: динамика движения запасов**

стр. 162

**ТВЕРДЫЕ ПОЛЕЗНЫЕ ИСКОПАЕМЫЕ  
УГЛЕВОДОРОДНОЕ СЫРЬЕ  
ПОДЗЕМНЫЕ ВОДЫ**





# НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ XXI ВЕК

Nedropolzovanie XXI vek

Межотраслевой  
научно-технический журнал  
№ 6 ДЕКАБРЬ 2017  
Издается с ноября 2006 года

12+

Информационный партнер ЕСОЭН  
(Евразийский союз экспертов по недропользованию)

## 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:

**Н.Н. Андреева**, профессор РГУНГ им. И.М. Губкина, д-р техн. наук

**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

**И.С. Закиров**, председатель совета директоров ООО «ПЕТЕК», заместитель главного редактора

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

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

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

**А.З. Которович**, академик РАН, д-р геол.-мин. наук

**М.Ф. Корнилов**, генеральный директор компании RJC

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

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

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

**С.М. Миронов**, депутат ГД, руководитель фракции партии «Справедливая Россия» в ГД

**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 ЕСОЭН, канд. техн. наук

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

**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-ЭСТАgeo

**В.Г. Браткова**, начальник управления 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 ВИАМС, д-р экон. наук, академик РАЕН, профессор

**А.Б. Лазарев**, начальник управления запасов ТПИ – главный геолог ФБУ «ГКЗ»

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

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

**Н.С. Пономарев**, руководитель Северо-Западной нефтегазовой секции ЦКР Роснедра по УВС, заместитель руководителя Центральной нефтегазовой секции ЦКР Роснедра по УВС

**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

**Н.И. Толстых**, эксперт Центра инвестиционного анализа Высшей школы экономики

**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. Агабальян**, профессор Государственного инженерного университета Армении, д-р техн. наук, aghabalyan@mail.ru

#### Республика Беларусь

**Я.Г. Гривбик**, 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

## РЕДАКЦИЯ ЖУРНАЛА

**Руководитель** – Александр Шабанов, shabanov@naen.ru, shabanovbook@yandex.ru

**Ведущий аналитик** – Сергей Матвейчук, matvichuk@naen.ru

**Ведущий редактор** – Валерий Карпов, valkarp@yandex.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 20.12.2017

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



# Уважаемые коллеги!

Заканчивается очередной 2017 год, и я от имени государственной комиссии по запасам полезных ископаемых поздравляю всех вас с Новым Годом!

Предновогоднее время, как никакое другое, прекрасно подходит для подведения итогов и определения планов на будущее. Успешность производственных планов, как мне кажется, каждый из нас отметит на корпоративах и новогодних вечеринках в кругу коллег и друзей. А мне бы хотелось поговорить о том, что нас ждёт в следующем году.

Во-первых, надеюсь, что будет утверждена новая классификация запасов твёрдых полезных ископаемых, и мы получим те стандарты оценки запасов и ресурсов, а также согласования проектных документов, которые давно все с нетерпением ждут.

Во-вторых, уверен, что в полную силу начнёт работать система аккредитации экспертов, осуществляющих экспертизу в сфере недропользования. Вся необходимая инфраструктура в уходящем году подготовлена. Для этого силами ЕСОЭН совместно с Санкт-Петербургским государственным университетом при участии ГКЗ разработана и утверждена вся необходимая документация, а также проведена первая программа обучения и аккредитации таких экспертов, которая показала ее полную готовность и назревшую необходимость. Надеюсь, что начиная со следующего года, лучшие эксперты страны будут иметь возмож-



ность прохождения такой программы и получения аккредитации.

В-третьих, мы совместно с Росгеолфондом планируем запустить единую процедуру перехода на систему электронной приемки, экспертизы и хранения отчетов по подсчету запасов и проектированию разработки месторождений полезных ископаемых. Конечно, это потребует больших усилий, в том числе внедрения большого количества новых технологий и создания удаленного рабочего места эксперта с возможностью безопасной и компетентной работы с данными недропользователей на сервере ГКЗ, позволяющей обеспечить их абсолютную конфиденциальность. Уверенно могу сказать, что те технологии, которыми уже сегодня обладают Росгеолфонд и ГКЗ, позволят в ближайшее время успешно решать такие вопросы.

И наконец, надеюсь, как и большинство из нас – на глобальную стабильность в наступающем году – как в личном, профессиональном, так и в геополитическом плане. И считаю, что это – основной залог наших будущих успехов. Потому что только в стабильной общественной атмосфере настоящие профессионалы могут успешно и уверенно заниматься Своим делом.

***Поэтому, конечно, мой главный новогодний тост в новогоднюю ночь будет: «За стабильность и профессионализм!» За Всех Вас! И конечно, Будьте здоровы!***



Тема номера

# РАЗВИТИЕ СИСТЕМЫ ЭКСПЕРТИЗЫ ЗАПАСОВ. КОНСОЛИДАЦИЯ ЭКСПЕРТНОГО СООБЩЕСТВА

№ 6

декабрь  
2017**ВОПРОС НОМЕРА**

- 4 *А.А. Вашкевич, Р.В. Говоруха, М.А. Ткаченко, А.О. Соболев, С.Е. Сутормин, В.А. Лушпеев, Л.А. Рогожкина, А.Н. Никандров, М.Д. Рябая, В.Т. Коростылева, И.Э. Мандрик, Д.Д. Агапитов, А.В. Соколов*  
Как вы считаете, насколько актуально появление отечественного независимого аудита и формирование в России института Компетентных лиц?

**ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ВЗГЛЯД**

- 12 *В.В. Сысоев*  
Актуальные проблемы недропользования требуют законодательных решений

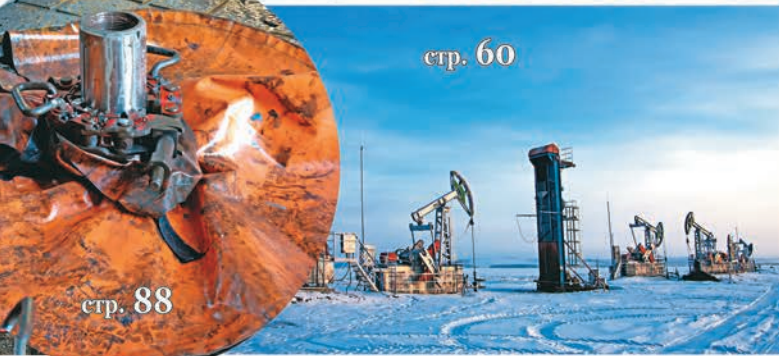
**НАУКИ О ЗЕМЛЕ: СЫРЬЕВАЯ БАЗА И ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА**

- 16 *С.В. Бучинский, А.А. Чусовитин, И.О. Ошняков, А.Ю. Королев*  
Перспективы промышленной разработки запасов газа низкопроницаемых коллекторов туронских отложений Харампурского месторождения
- 26 *А.В. Калинин, И.А. Зинченко, С.А. Кирсанов, С.А. Егурцов, Ю.В. Иванов, А.И. Лысенков*  
О принципиальных возможностях многозондового нейтронного каротажа для подсчета (оценки) запасов газа объемным методом в условиях газовых залежей севера Тюменской области
- 38 *Л.П. Повжик, А.В. Халецкий, В.Г. Седач, Н.А. Демяненко*  
Классификация трудноизвлекаемых запасов углеводородов Припятского прогиба и основные проблемы их разработки
- 48 *Т.В. Ольнева, К.А. Ежов*  
Комплексная оценка напряженного состояния геологической среды
- НАУКИ О ЗЕМЛЕ: СЕРВИС И ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ**
- 60 *С.В. Арефьев, Р.Р. Юнусов, А.С. Валеев, А.Н. Корниенко, М.Р. Дулкарнаев, Д.В. Лабутин, Л.С. Бриллиант, М.Ф. Печеркин, Д.А. Кокорин, Д.В. Грандов, А.И. Комягин*  
Методические основы и опыт внедрения цифровых технологий оперативного планирования и управления режимами работы добывающих и нагнетательных скважин на участке ОПР пласта ЮВ1 Ватьеганского месторождения ТПП «Повхнефтегаз» (ООО «ЛУКОЙЛ–Западная Сибирь»)
- 82 *Л.Н. Назарова*  
Соотношение расчетных и фактических значений коэффициента извлечения нефти. Принятие решения о конечном КИН
- 88 *М.В. Дюкова*  
Анализ эффективности гидравлического разрыва пласта по принципу Парето в условиях девонской залежи Ромашкинского месторождения

**НАУКИ О ЗЕМЛЕ: ТЕМА НОМЕРА**

- 98 *В.Г. Браткова, А.В. Давыдов, С.Е. Сутормин*  
Нововведения в области проектирования разработки месторождений УВС
- 104 *В.П. Иванов, К.В. Охотников, А.А. Торгунаков*  
Роль промышленно-энергетической классификации ископаемых углей в новой классификации геологических запасов ТПИ
- НАУКИ О ЗЕМЛЕ: ДИСКУССИОННЫЙ КЛУБ**
- 112 *В.А. Волков*  
Об оценке запасов и ресурсов УВ баженовской свиты с использованием пиролитических данных
- 118 *В.Ю. Керимов, Г.Н. Гордадзе, В.И. Ермолкин*  
Теория органического происхождения углеводородов – фундаментальный базис прогнозирования нефтегазоносности недр
- 128 *М.З. Рачинский*  
К проблеме генезиса глубинной нефтегазоносности
- ЭКОЛОГИЯ**
- 134 *О.К. Криночкина*  
Основы оценки потенциальной эколого-геохимической опасности от деятельности горнорудных предприятий в различных природных условиях
- 144 *Э.А. Аликин*  
Рамочная классификация прогнозной вместимости и эксплуатационной емкости глубоких водоносных горизонтов
- ЭКОНОМИКА ПРИРОДОПОЛЬЗОВАНИЯ**
- 150 *К.А. Симонов*  
Система планирования закупок как эффективный подход к управлению затратами международной нефтесервисной компании
- ИСТОРИЯ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ НЕФТИ**
- 156 *Н.П. Запывалов*  
К 70-летию западно-сибирской нефти
- НОВОСТИ**
- 162 *О.В. Трофимова*  
ФБУ ГКЗ: динамика движения запасов
- 164 *А.Н. Ищенко*  
Вести комитета Государственной Думы
- 168 *О.В. Трофимова*  
Вести комитета по устойчивой энергетике ЕЭК ООН
- 170 *Т.П. Линде*  
Новости ГКЗ
- 172 *И.А. Баржак*  
Новости ЕСОЭН
- 174 *Новости*
- 176 *О.В. Трофимова*  
Новости ЭТС





**THE QUESTION OF THIS ISSUE**

4 *A.A. Vashkevich, R.V. Govorukha, M.A. Tkachenko, A.O. Sobolev, S.E. Sutormin, V.A. Lushpeev, L.A. Rogozhkina, A.N. Nikandrov, M.D. Ryabaya, V.T. Korostyleva, I.E. Mandrik, D.D. Agapitov, A.V. Sokolov*  
How do you think the relevance of the emergence of domestic independent audit and the formation in Russia of the institution of Competent Persons?

**STATE PIONT OF VIEW**

12 *V.V. Sysoev*  
Topical problems of subsoil use require legislative solutions

**GEOSCIENCES: MINERAL RESOURCES BASE AND GEOLOGIC EXPLORATION**

16 *S.V. Buchinsky, A.A. Chusovitin, I.O. Oshnyakov, A.Yu. Korolev*  
Prospects of Industrial Development of Gas Reserves of Low-permeability Reservoirs of Turonian Deposits of the Kharampur Field

26 *A.V. Kalinkin, I.A. Zinchenko, S.A. Kirsanov, S.A. Egurzov, Yu.V. Ivanov, A.I. Lysenkov*  
On the Principal Capabilities of Multi-probe Neutron Logging for the Calculation (Estimation) of Gas Reserves by a Volumetric Method in the Conditions of Gas Deposits in the North of the Tyumen Region

38 *P.P. Povzhik, A.V. Khaletsky, V.G. Sedach, N.A. Demyanenko*  
Classification of Hard-to-Recover Hydrocarbon Reserves of the Pripyat Trough and the Main Problems of their Development

48 *T.V. Olneva, K.A. Ezhov*  
Integrated analysis of geological stress state

**GEOSCIENCES: SERVICE AND IMPORT SUBSTITUTION**

60 *S.V. Arefev, R.R. Yunusov, A.S. Valeev, A.N. Kornienko, M.R. Dulkarnaev, D.V. Labutin, L.S. Brilliant, Pecherkin M.F., D.A. Kokorin, D.V. Grandov, Komyagin A.I.*  
*Methodical Foundations and Experience in the Implementation of Digital Technologies for Operational Planning and Management of the Operating Modes of Production and Injection Wells in the OPR Area of the YuV1 Reservoir of the Vatjeganskoye Deposit of the Povkhneftegaz TPP (OOO LUKOIL-Western Siberia)*

82 *L.N. Nazarova*  
The Ratio of the Estimated and Actual Values of Oil Recovery Factor. The Decision about the Final ORF

88 *M.V. Dyukova*  
Analysis of Hydraulic Fracturing Efficiency in Devonian Reservoirs of the Romashkinskoye Field

**GEOSCIENCES: THE MAIN TOPIC OF THE ISSUE**

98 *V.G. Bratkova, A.V. Davydov, S.E. Sutormin*  
Innovations in the field of designing the development of hydrocarbon fields

104 *V.P. Ivanov, K.V. Okhotnikov, A.A. Torgunakov*  
The Role of Industry and Energy Classification of Fossil Coal in the New Classification of Geological Reserve of Solid Minerals

**GEOSCIENCES: DEBATING CLUB**

112 *V.A. Volkov*  
Assessment of Reserves and Resources of the Bazhenov Formation Using Pyrolytic Data

118 *V.Yu. Kerimov, G.N. Gordadze, V.I. Ermolkin*  
The Theory of the Organic Origin of Hydrocarbons is a Fundamental Basis for Forecasting the Petroleum Potential

128 *M.Z. Rachinsky*  
On a Problem of Genesis Suerdeep Oil and Gas Occurrences

**ECOLOGY**

134 *O.K. Krinochkina*  
Framework for the Assessment of Potential Ecological and Geochemical Risk from Activities of the Mining Enterprises in Different Environmental Conditions

144 *A.E. Alikin*  
Framework Classification for Predictive Capacity and Operational Capacity of Deep Aquifers

**ECONOMICS OF NATURE USE**

150 *K.A. Simonov*  
The Procurement Planning System as an Effective Approach for Managing the International Oilfield Services Company's Costs

**ИСТОРИЯ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ НЕФТИ**

156 *N.P. Zapiwalov*  
To the 70th anniversary of West Siberian oil

**NEWS**

162 *O.V. Trofimova*  
State Commission for Reserves of Commercial Minerals: dynamics of reserves

164 *A.N. Ischenko*  
News of the State Duma Committee

168 *O.V. Trofimova*  
News of the Committee on sustainable energy UNECE

170 *T.P. Linde*  
News of GKZ

172 News of ESOEN

164 News

176 *O.V. Trofimova*  
News of the Expert-Technical Council



**Как вы считаете,  
насколько актуально появление отечественного  
независимого аудита и формирование в России  
института Компетентных Лиц?**







**А.А. Вашкевич**, директор дирекции по геологоразведочным работам и развитию ресурсной базы ПАО «Газпром нефть»

В компании «Газпром нефть» накоплен двадцатилетний опыт сотрудничества с международными аудиторскими компаниями по оценке и аудиту запасов углеводородов. Данные аудиторские компании являются независимыми, частными компаниями и представлены на рынке с 30-х годов прошлого века. Оценка и аудит запасов проводится этими компаниями на основе международных классификаций *PRMS* и *SEC*, фактически являющимися мировыми стандартами. Результаты аудита запасов используются при стратегическом планировании, финансовой отчетности, аудите международными финансовыми аудиторами, банками, при привлечении иностранных партнеров, *M&A* и т.д.

Создание отечественного независимого аудита предполагается на основе российской классификации запасов. ФБУ «ГКЗ» проводит большую работу по гармонизации нашей классификации с классификацией ООН, но здесь еще многое предстоит сделать, чтобы запасы, подсчитанные по российской классификации, признавались международными институтами.

Перед созданием отечественного независимого аудита необходимо подготовить законодательную основу, решить методические вопросы, создать стандарты по проведению аудита. Очень важно, чтобы аудит был действительно независимым и объективным, результаты аудита признавались государственными органами и международными финансовыми институтами. Также необходимо, чтобы аудиторы соблюдали конфиденциальность и несли ответственность за результаты своей работы.

Считаем, что создание в России отечественного независимого аудита и связанного с ним института Компетентных Лиц является очень актуальным.



**Р.В. Говоруха**, начальник управления мониторинга и моделирования «Полиметалл УК», Компетентное Лицо, член Института материалов, минералов и горного дела (MIMMM), Великобритания

Современная экономическая ситуация в России обусловила тенденцию к быстрому переходу компаний с частным капиталом на международные стандарты отчетности и формирование собственного штата признанных независимыми ассоциациями Компетентных Персон. Ключевые показатели их компетентности — независимость, ответственность и опыт, соответствующий лучшим мировым практикам. Сохраняющиеся в России правила недропользования ущемляют все три эти института и не способствуют привлечению инвестиций в отрасль. Так, все наши запасы не признаются мировым сообществом уже в момент их выпуска, т.к. оцениваются зависимым от решения государственной комиссии экспертным сообществом, устаревшими методами и без ответственности за выполненную оценку.

Чтобы исправить ситуацию, нужно совершенствовать законодательную базу недропользования и иметь четкую программу развития экспертов по требуемым в отрасли компетенциям.

В мировой практике за довольно четкими критериями, предъявляемыми к компетентным персонам — 5 лет стажа по профилю и др. — стоит мощная техническая поддержка и методическое обеспечение, что позволяет эксперту приобрести необходимый критический опыт не только в сегменте геологии, но и во всей горной производственной цепочке и оценивать возможные последствия для всего проекта.

Таким путем пошел и «Полиметалл». Компания реализует политику системного повышения уровня компетенций экспертов на основе специальных, состоящих из множества блоков, программ обучения специалистов. Впоследствии действует правило, что Компетентная Персона не опирается на свои предыдущие знания, а постоянно их проверяет и совершенствует. В компании это достигается за счет участия специалистов в различные рода семинарах и тренингах.

Особая роль в повышении уровня компетенции специалистов отводится их участию в публичных оценках, внешних и внутренних аудитах. Когда объект компании проходит международный аудит, специалист попадает в профессиональную среду и получает критическую оценку своей работы. Полученный опыт и знания в дальнейшем транслируются на собственную работу. Все это — часть непрерывного профессионального развития.

Необходимо отметить, что компания тесно сотрудничает с разработчиками современного программного обеспечения, без которого невозможно совершенствование специалиста. Эксперты «Полиметалла» обеспечены необходимыми программными продуктами — зарубежными и отечественными, а также собственной разработки, которые позволяют контролировать качество оценки минеральных ресурсов и рудных запасов от стадии отбора проб до блочной модели и оценки рисков.



## ВОПРОС НОМЕРА

Опыт «Полиметалл УК» по созданию института компетентных лиц можно дублировать в масштабах России.



**М. А. Ткаченко**, директор Санкт-Петербургского филиала ФБУ «Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых», [tkachenko@gkz-rf.ru](mailto:tkachenko@gkz-rf.ru)

По большому счету отечественный независимый аудит уже существует и достаточно давно, например, компании «Выгон Консалтинг», «Геоконсалт Компетент», информационно-аналитический центр «Минерал», «ТОМС» и др. Такие компании считают себя независимыми экспертами в тех или иных сферах горнодобывающей промышленности (поиски и разведка/разработка и эксплуатация месторождений различных полезных ископаемых) и используют в своей работе различные кодексы и классификации, в том числе международные, в зависимости от поставленной задачи.

Что касается «института Компетентных Лиц», то тут нужно исходить из самого определения этого понятия. «Компетентное лицо» по данным различных зарубежных кодексов характеризуется совокупностью следующих признаков в различной последовательности: инженер или ученый в своей области, имеющий как минимум пятилетний стаж работы по рассматриваемому виду минерального сырья и соответствующему виду деятельности. Очевидно, что такое определение понятия «Компетентное Лицо» за некоторыми поправками почти полностью совпадает с определением «внештатный эксперт ФБУ «ГКЗ», приведенным в п. 13 постановления Правительства РФ от 11.02.2005 № 69. Таким образом, напрашивается «нехитрый» вывод, что «институт Компетентных Лиц» в нашей стране – это не что иное, как Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых.

Вывод: на сегодняшний день актуально не столько появление отечественного независимого аудита и института Компетентных Лиц, сколько международное признание объективности и прозрачности существующей отечественной экспертизы запасов полезных ископаемых и ее экспертов.



**А.О. Соболев**, канд. геол.-мин.наук, генеральный директор «Geoconsult Competent», член ОЭРН и AIG (Австралийский институт наук о Земле), Компетентное Лицо

Наличие института независимых «Компетентных Лиц», которые могут заверять содержание публичных отчетов, как по оценке ресурсов и запасов, так и по стоимостной оценке минерально-сырьевых активов, является неотъемлемой частью механизма привлечения финансового капитала в геологоразведку и развития горных проектов в развитых рыночных странах мира.

На примере кодекса JORC-2012 «Компетентное Лицо – это специалист в горнодобывающей отрасли, который является членом или заслуженным членом Института горной промышленности и металлургии Австралии и Азии, Австралийского института наук о Земле или **официально признанной профессиональной организации**, включенной в список JORC или Австралийской фондовой биржи. Данный список публикуется на сайтах JORC и ASX. Указанные организации обладают механизмом и правом приостанавливать или прекращать членство в своих рядах» (ст. 11). Близкое определение дано в канадском стандарте NI43-101. В РФ Общество экспертов России по недропользованию (ОЭРН) признано CRIRSCO и др. международными организациями.

Главной проблемой формирования института Компетентных Лиц в России является существующее законодательство РФ в области недропользования и текущая экономическая политика, которые определяют приоритет интересов государства над интересами недропользователя, хотя именно последний обеспечивает инвестиции в освоении недр. Руководствуясь догматами рационального использования недр, государственная экспертиза делает все возможное и невозможное, чтобы снизить параметры разведочных кондиций и поставить максимальное количество запасов на государственный учет. Поэтому оценка запасов государственной экспертизой, как правило, превышает рыночные оценки.

Пока государственная экспертиза (ФБУ «ГКЗ») не признает существования ресурсов и запасов, т.е. не перейдет на шаблон CRIRSCO – ничего не изменить. Также не должно навязываться **бортовое содержание** и максимизация получения налогов. Надо забыть «прогнозные ресурсы» как категорию, и  $C_2$  не считать запасами. Автор неоднократно писал, что  $C_2$  – при переоценке в категории JORC, в основном, отвечают ресурсам категории INFERRED (предполагаемые), то есть НЕ переводимые в запасы, и снова государственная экспертиза пытается сопоставить последние с  $P_1$ .

Если это не изменить, то все останется по-прежнему – прежде всего, сохранится двойной учет. Публичные компании, котирующие свои акции на биржах, будут оценивать запасы для ФБУ «ГКЗ» по одному правилу, а для бирж – по другому.



Коллектив Северо-Западной нефтегазовой секции ЦКР Роснедра по УВС:



**С.Е. Сутормин**, *руководитель*, [sutormin@gkz-rf.ru](mailto:sutormin@gkz-rf.ru);



**В.А. Лушпеев**, *заместитель руководителя*, [lushpeev@gkz-rf.ru](mailto:lushpeev@gkz-rf.ru);



**Л.А. Рогожкина**, *секретарь*, [rogozhkina@gkz-rf.ru](mailto:rogozhkina@gkz-rf.ru)

Экспертиза запасов УВС в России с 2016 г. является государственной. Повышение уровня компетенций экспертов в сфере недропользования становится важнейшей государственной задачей для «обеспечения воспроизводства минерально-сырьевой базы, ее рационального использования и охраны недр в интересах нынешнего и будущих поколений народов РФ» (ч. 1 ст. 35 Закона РФ «О недрах»). Формирование в России института Компетентных Лиц и системы отечественного независимого аудита – актуальный и своевременный шаг на пути к рациональному недропользованию, совершенствованию механизма государственного регулирования и повышения эффективности извлечения запасов. Привлечение квалифицированных экспертов в составе создаваемого института к принятию решений в области оценки запасов и разработки УВС позволит обеспечить баланс инвестирования средств в разведку и освоение недр, влиться в состав международных независимых аудиторских организаций в области недропользования. Считаем, что развитие указанных направлений целесообразно осуществлять на базе Евразийского союза экспертов по недропользованию (ЕСОЭН).



**А.Н. Никандров**, *генеральный директор ООО «Мирамайн», Компетентное лицо, член ОЭРН и Австралийского Института Геологов (МАИГ); М.Д. Рябая*, *горный инженер ООО «Мирамайн»*

В этом году проводилось празднование 90-летия создания ГКЗ. Практически – это целая эпоха. Министерства и ведомства, партии и даже государства уходили в небытие, а ГКЗ осталась. И это не случайно. Не случайно, потому что в основе работы организации лежит мнение экспертов, которые дают свою компетентную оценку решений, положенных в разработку материалов, предоставляемых на экспертизу с высокой степенью ответственности и профессионализма. Можно сказать, что речь идет об эксперте, как Компетентном Лице. Осталось дело за малым. Как это Компетентное Лицо впишется в реалии «рыночной» экономики, уйдя из плановой? При этом должны быть соблюдены интересы как государства, собственника богатств недр, так и инвестора.

Связь с государством отлажена. Сложилась практика ежегодного утверждения экспертов ГКЗ на основе опыта последних для экспертиз ТЭО и ПЗ. И до сих пор эта практика не давала сбоев. Почему все так хорошо? Инженер ГКЗ, курирующий объект, достаточно компетентный в вопросе экспертизы, выбирает соответствующих специалистов, которые стоят в основном на стороне государства. Но сегодня этого не достаточно. Необходимо развиваться дальше. Российские эксперты также должны привлекаться инвесторами для привлечения инвестиций.

Бытует мнение в наших кругах, что в отношении российского подхода к подсчету запасов полезных ископаемых со стороны иностранных экспертов отсутствует понимание. Западные (или как хотите их называйте) эксперты, если это грамотные эксперты, конечно, имеют понятие о ТЭО кондиций, стадийности ГРП и российском законодательстве. Иначе инвесторы бы не вкладывались в России в разработку месторождений ПИ. Поэтому не стоит ломать российский подход, думая, что после этого к нам все потянутся автоматически. Также можно отметить недоверие западной стороны к тому, что наши специалисты плохо разбираются в форме отчетности по международным стандартам. Все далеко не так. Западные кодексы отчетности берут лучшее из российского опыта (достаточно внимательно почитать кодекс *JORC-2012*, чтобы увидеть это), и у нас берется далеко не худшее из западного опыта.

Но, как показывает опыт, и российские, и западные инвесторы, вставая перед выбором эксперта, выбирают западного (есть только единичные случаи привлечения российского специалиста). Опустив



## ВОПРОС НОМЕРА

политические мотивы такого выбора, одна из причин этого в том, что за западным экспертом стоит профессиональное сообщество, будучи членом которого, он является Компетентным Лицом, и данное сообщество несет за него репутационную ответственность. Институт Компетентных Лиц является гарантом профессионализма и высокой степени этичности своего члена. И этим все сказано. В СССР и в России за спиной профессионалов всегда стояла негосударственная профессиональная организация: Союз писателей, архитекторов, медицинских работников и т.д., вступление в которую было признанием профессиональных заслуг. Наличие подобной организации, если не гарантирует, то хотя бы помогает в поиске и выборе специалиста для оценки месторождений с целью привлечения инвестиций. *Google* тоже поможет, но отвечать не будет за корректность предоставляемой информации.

В наших реалиях существует подобные зарубежным сообщества – НАЭН и ОЭРН. Может быть, следует остановиться, и начать их развивать? При этом не нужно изобретать теплую воду, нужно лишь твердо стоять на позиции: Недр российские, государственные интересы нельзя игнорировать, как и интересы инвесторов и, как результат – «Все флаги в гости будут к нам».

### Выводы:

- без института Компетентных Лиц мы будем плестись в хвосте отрасли на международном рынке;
- не надо создавать новое, надо лишь развивать имеющееся;
- не следует преклоняться перед предлагаемыми решениями, а лишь брать лучшее;
- учиться самим и учить желающих из-за рубежа;
- добиваться приоритета российских Компетентных Лиц перед зарубежными для наших финансовых институтов.



**В.Т. Коростылева, канд. техн. наук, эксперт в области недропользования и промышленной безопасности, Лондон**

Горная промышленность зависит от финансовых инвестиций, но инвесторы должны понимать риски, связанные с оценкой минеральных ресурсов. Профессиональные организации в развитых горнодобывающих странах опубликовали кодексы, устанавливающие минимальные стандарты для публичной отчетности по минеральным ресурсам и запасам руды – кодексы отчетности *CRIRSCO*. Их общей характеристикой является **требование подписания технических отчетов так называемыми «Компетентными» или «Квалифицированными» Лицами**. Компетентное Лицо должно соответствовать критериям, касающимся опыта и компетенции, и быть членом соответствующей профессиональной организации. Введение «Компетентного Лица», отвечающего за техническую сторону подготовки отчета для той или иной горно-металлургической компании, стало кардинальным новшеством кодексов отчетности *CRIRSCO*. Важно то, что Компетентные Лица (эксперты) не назначаются государством, а выбираются из числа членов профессиональных независимых организаций экспертов. Существенным является самостоятельное установление Компетентным Лицом требований к техническим нормам для оценки объекта, основанных на специфике конкретного месторождения, т.е. для каждого горнорудного объекта параметры разрабатываются индивидуально.

**Сегодня в России институт Компетентных Лиц отсутствует. Однако рано или поздно придется к нему прийти.** Введение международных стандартов оценки запасов *CRIRSCO* позволит российским компаниям иметь листинг на международных биржах, и за счет этого привлекать дешевые инвестиционные ресурсы.

Однако этот переход к рыночной оценке для горнодобывающих компаний, работающих в России, значительно осложнен тем, что необходимо будет вести двойной учет запасов. Так, многие публичные российские компании, акции которых котируются на международных биржах, ведут корпоративную отчетность на основании стандартов ГКЗ, а публичные отчеты для бирж им составляют зарубежные компетентные лица. Шаблон *CRIRSCO* – консолидированная версия всех действующих национальных стандартов, в которой заложена их совместимость. Он исключает двусмысленность толкования понятий и терминов, применяемых в разных национальных кодексах при оценке месторождений твердых полезных ископаемых, в нем четко определены критерии оценки минеральных ресурсов и запасов. Для перехода от действующей системы ГКЗ к новой классификации подсчета и оценки запасов потребуется время. Безусловно, в переходном этапе должны действовать параллельно оба стандарта геологической отчетности: ГКЗ и *CRIRSCO*. Процедуры такого периода должны быть прописаны специальными регламентами.

Что касается знаний специалистов – «Компетентных Лиц», то необходимы соглашения об обмене опытом и их обучение в международных геологических организациях.





**И.Э. Мандрик**, д-р техн. наук, канд. геол.-мин. наук, вице-президент по геологоразведке и разработке ПАО «ЛУКОЙЛ»

Для ответа на первую часть вопроса необходимо вспомнить, когда и с какой целью возник институт независимого аудита запасов. К первым регулятивным документам по данному вопросу относятся законы США «О ценных бумагах» 1933 года (*the Securities Act of 1933*) и «О торговле ценными бумагами» 1934 года (*the Securities Exchange Act of 1934*), в которых устанавливались требования по раскрытию и подтверждению со стороны независимых экспертов величины запасов нефти на балансе компании-эмитента. В качестве основной цели указывалась необходимость обеспечения потенциальных инвесторов информацией, помогающей принять квалифицированное решение в отношении покупки или продажи акций нефтяных компаний.

Как и 85 лет назад, сегодня инвесторы зачастую не имеют возможности самостоятельно убедиться в достоверности оценок запасов углеводородного сырья компаний, акции которых торгуются на биржевых площадках, по причине отсутствия соответствующей квалификации и доступа к исходным данным. Как следствие, необходимость в независимом и объективном мнении профессионалов по этим вопросам в мире остается высокой. Важно отметить, что всеми участниками процесса аудита запасы углеводородов рассматриваются только в одном качестве – в качестве товара.

Таким образом, независимый аудит запасов можно определить как негосударственную, вневедомственную, внекорпоративную оценку качества и количества товарных запасов углеводородного сырья, выполняемую нефтегазодобывающими компаниями в инициативном порядке, с учетом требований соответствующих участников инвестиционного сообщества (биржевых площадок, банков и т.д.). При этом гарантией качества проведенного независимого аудита служит единственное обстоятельство – репутация исполнителя.

Резюмируя вышеизложенное, скажу, что необходимость появления системы отечественного независимого аудита запасов должна быть поддержана в первую очередь инвестиционным сообществом: торговыми площадками – в части изменения правил листинга, банками – в части требований к составу отчетности для выдачи кредитов и займов. На данный момент такой запрос со стороны инвестиционного сообщества России отсутствует.

В отношении института Компетентных Лиц думаю, что правильно говорить не о формировании, а о развитии данного института: сегодня под эгидой Общества экспертов России по недропользованию действует сообщество Компетентных Лиц, обеспечивающее аналитические и экспертные функции в отношении оценок ресурсов и запасов твердых полезных ископаемых, разработан и признан рядом международных организаций «Кодекс публичной отчетности о результатах геологоразведочных работ, ресурсах и запасах твердых полезных ископаемых».

Считаю полезным и своевременным для отрасли делом формирование аналогичного сообщества Компетентных Лиц для экспертов по оценке ресурсов и запасов углеводородного сырья. Нет никаких сомнений в том, что объединение профессионалов в данной области в единую организацию, основанную на принципах компетенции и ответственности, в случае признания такой организации государственными регулирующими органами в качестве независимого эксперта окажет позитивное влияние как на качество оценки запасов углеводородов, так и на эффективность взаимодействия между недропользователем и государством при постановке запасов на государственный баланс.



**Д.Д. Агапитов**, канд. геол.-мин. наук, исполнительный директор ООО «Институт геотехнологий», доцент факультета «Высшая школа инновационного бизнеса» МГУ им. М.В. Ломоносова

Не смотря на, казалось бы, кажущиеся различия в требованиях к геолого-экономической оценке месторождений углеводородов и месторождений твердых полезных ископаемых, они точно схожи в одном – в требованиях к объективной и независимой оценке объектов в единой и принятой международным геологическим сообществом системе, результаты которой, в свою очередь, будут понятны потенциальному потребителю этой информации – инвестору.

Предпосылки создания независимого горно-геологического аудита витали в профессиональной среде стран, ориентированных на развитие горной и нефтяной промышленности, начиная с конца 60-х годов прошлого века. Чаще всего для этих целей просто привлекались специалисты с большим профессиональным опытом работы, со свободным видением и изложением необходимого итогового



## ВОПРОС НОМЕРА

отчета. Стандартизация подачи материалов была очень условная. В 1972 г. было введено в обиход понятие *Qualified Person* («Компетентное лицо», «Квалифицированный Специалист») – опытный геолог, имеющий профессиональную аттестацию и полномочия руководить составлением отчетов (*Technical Reports*). Он несет личную ответственность за достоверность публикуемых материалов и выводов и дорожит своей профессиональной репутацией.

В 1971 г. в Австралии был учрежден Объединенный комитет по запасам руды (*JORC*) при Австралийском институте горного дела и металлургии (*AusIMM*), Австралийского института геофизиков и геологов (*AIG*) и Совет Австралии по минеральным ресурсам, который сформулировал первые стандарты раскрытия горно-геологической информации для стран Австралии и Азии, где преимущественно и работали представители австралийской горной школы. С 1972 по 1985 гг. *JORC* опубликовал ряд документов по публичной отчетности и классификации запасов руды. Горное бюро США в 1975 г. создало систему изучения состояния мировых сырьевых ресурсов (*MAS*), и в 1976 в США был опубликован бюллетень *USGS* (Геологическая служба США). И, наконец, в 1989 г. вышло первое издание Кодекса *JORC*.

В настоящее время существует уже множество международных горных кодексов, поскольку сразу же после публикации Кодекса *JORC*, который был принят горным и инвестиционным сообществами, аналогичные кодексы, стандарты и руководства были приняты в Южной Африке, Канаде, США (*SME*), Великобритании/странах Западной Европы, Чили и Перу, национальный кадастр месторождений и запасов полезных ископаемых Индии (*NMI*) и, позже, в России. Все они излагают стандарты, рекомендации и основные принципы публичной отчетности о результатах геологоразведки, минеральных ресурсах и запасах.

Развитие горнорудной отрасли привело к переходу на современные методы получения и обработки получаемых материалов на всех этапах – бурение, отбор проб, информационные технологии, включающие трехмерное блочное моделирование, подсчет и оценку запасов, проектирование и оптимизацию горных выработок. На всех стадиях развития горного проекта (поиски, разведка, подсчет и оценка запасов, проектирование, производство) роль качественной горно-геологической экспертизы и промежуточной экономической оценки является **наиболее эффективным способом снижения риска инвестирования**. Биржа является одним из наиболее действенных механизмов привлечения средств на реализацию проектов. Поэтому, в свою очередь, биржевые площадки являются главными потребителями информации, предоставляемой недропользователями в отчетах, подготовленных горно-геологическим аудитом. Кроме того, в связи с требованиями современной банковской отчетности и кредитования, аудит по международным стандартам (*JORC*, *NI 43-101*, *VALMIN*, *SAMREC*, и др.) является абсолютным необходимым условием для реализации многих горнорудных проектов.

В 2011 году в России был введен Кодекс Национальной Ассоциации по Экспертизе Недр, но по ряду причин он пока еще не получает широкого распространения в международном инвестиционном сообществе, и российским экспертам приходится подтверждать свои компетенции, проходя квалификационные требования и обязательное членство, в частности, в *Australian Institute of Geoscientists*. Будем надеяться, что со временем экспертизы НАЭН будут так же восприниматься, как и экспертизы по стандартам более распространенных кодексов.

Сейчас все отечественные нефтяные компании так или иначе «кормят» западные аудиторские и консалтинговые компании. И если не начать далее развивать и как-то стимулировать институт независимой геологической экспертизы, проводимой именно отечественными аудиторскими и консалтинговыми компаниями или отдельными специалистами, то эта ситуация останется навсегда. Но экспертиза должна быть действительно объективной и независимой – как от компаний заказчиков этого сервиса, так и от ГКЗ РФ. Основными задачами ГКЗ были и являются разработка систем учета минерально-сырьевых ресурсов России, ведение государственного баланса запасов полезных ископаемых и ведение государственного кадастра месторождений и проявлений полезных ископаемых. Т.е. ГКЗ – это инструмент государственного контроля и учета запасов и ресурсов. А задачей, вменяемой аудиторам, является заключение о корректности проведения поисково-разведочных работ, экономическая оценка, и в итоге коммерциализация запасов и ресурсов компании заказчика по международным стандартам. Т.е. задачи у обеих структур хоть чем-то и похожи, но в итоге – различны и направлены на решение разных задач, и было бы некорректно, что бы эксперты ГКЗ параллельно оценивали те же проекты в стандартах, принимаемых в странах с несколько иным подходом к оценке запасов и ресурсов. Кроме того, важна именно персонализация ответственности компетентной персоны за выполненную экспертизу и его репутационные риски – то, что сейчас фактически отсутствует в отечественной практике.





**А.В. Соколов**, канд. геол.-мин. наук, директор по геологоразведке ООО «ПЕТРОГЕКО»

В ответе на этот вопрос важно выделить три компонента.

Во-первых, потребность в независимом аудите возникает лишь тогда, когда требуется привлечь внешние заимствования для развития нефтегазового бизнеса или подтвердить капитализацию нефтегазовой компании на иностранных биржевых площадках. Для этого и производится внешний аудит в лице известных западных аудиторских компаний, мнение и оценка которых для иностранных инвесторов и бирж является решающим и единственным. Клиентами таких аудиторов, например, уже много лет являются наши ВИНКи. В этом плане отечественное аудиторское заключение, если оно будет ими (ВИНками) представлено, вряд ли будет воспринято на западных площадках всерьез. По крайней мере, в ближайшем обозримом будущем.

Во-вторых, если рассматривать применение отечественного независимого аудита на внутреннем рынке, то следует сказать, что в России всегда было тяжело привлекать внутренние заимствования для развития бизнеса. А в последние годы это стало практически невозможно – по многим объективным причинам, в том числе из-за неразвитости проектного финансирования. Причем рынок «схлопнулся» с двух сторон. С одной стороны, исчезли небольшие отечественные банки или иные финансовые институты, готовые инвестировать в развитие бизнеса. С другой – практически не стало мелких, независимых нефтегазовых компаний, которым требуются внешние заимствования. Поэтому, к сожалению, время для появления отечественного независимого аудита еще не наступило. Или уже прошло.

И наконец, в третьих, рынок независимых аудиторских услуг перманентно уже существует в нашей стране в виде частных независимых консультационных компаний, имеющих в своем активе большой послужной список выполненных проектов, которые заботятся о своей репутации и формируют правила игры. Я уверен, что именно такие компании в будущем будут отечественными независимыми аудиторами при условии появления в стране благоприятного экономического климата для развития мелкого и среднего нефтегазового бизнеса. ❧



ФЕДЕРАЛЬНОЕ  
АГЕНТСТВО  
ПО НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЮ



МОСКВА, 30-31 МАЯ 2018 ГОДА

МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ,  
ПОСВЯЩЁННАЯ 55-ЛЕТИЮ  
ЦКР РОСНЕДР ПО УВС



МИНПРИРОДЫ  
РОССИИ



**ЕСОЭН**  
ЕВРАЗИЙСКИЙ СОЮЗ ЭКСПЕРТОВ  
ПО НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЮ



ОПЕРАТОР КОНФЕРЕНЦИИ:  
АООН «НАЭН»



ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР  
НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

ПО ВОПРОСАМ УЧАСТИЯ ОБРАЩАТЬСЯ: +7 (495) 780-33-12, +7 (495) 780-30-54;  
E-MAIL: info@naen.ru, gkz@gkz-rf.ru





# Актуальные проблемы недропользования требуют законодательных решений

*Интервью с первым заместителем председателя комитета Государственной Думы по природным ресурсам, собственности и земельным отношениям, членом Высшего совета ЛДПР В.В. Сысоевым*



**В**ладимир Владимирович, с 4 по 6 декабря в Санкт-Петербурге состоялся VII Международный форум «Арктика: настоящее и будущее», в котором Вы приняли участие. Какие из обсуждавшихся на этом форуме проблем недропользования, на Ваш взгляд, наиболее актуальны?

Проблематике освоения полезных ископаемых в арктической зоне Российской Федерации было уделено значительное внимание на дискуссионных площадках форума. Анализ сегодняшнего негативного положения с освоением месторождений твёрдых полезных ископаемых в арктической зоне показывает, что тормозом развития зачастую является не отсутствие инфраструктуры, а бюрократические барьеры. На мой взгляд, необходимо расширить перечень полезных ископаемых, по которым региональная власть может принимать решения, по сути, вернуть правило «двух ключей». Другая проблема – это освоение шельфа арктической зоны, где реализован лишь один проект компании «Газпром нефть» (месторождение Приразломное), в то же время все лицензионные площади давно разобраны нефтегазовыми компаниями, но не осваиваются. По всей видимости, для решения проблемы к каждой компании придётся применять добровольно-принудительные меры стимулирования к выполнению лицензионных

## **Анализ сегодняшнего негативного положения с освоением месторождений твёрдых полезных ископаемых в арктической зоне показывает, что тормозом развития зачастую является не отсутствие инфраструктуры, а бюрократические барьеры**

обязательств. Здесь как раз идёт речь о добросовестности недропользователя.

*Продолжается ли работа по разработке и совершенствованию критериев добросовестности природопользователей и землепользователей в действующем законодательстве? Каковы перспективы по этому направлению законодательства?*

Для начала приведу один из примеров недобросовестного поведения недропользователей. В случае разрыва промыслового нефтепровода

недобросовестный недропользователь засыпает место разлива метровым слоем песка и вызывает представителей Росприроднадзора для активирования ликвидации экологического нарушения, хотя по правилам необходимо предварительно собрать и вывезти с загрязнённого участка нефть и загрязнённый грунт. Аналогичные примеры можно привести и в других областях природопользования: лесозаготовка; рыбный промысел и др. Проявления недобросовестности могут быть не только по отношению к экологии, но и по части соблюдения правил технической безопасности и других вопросов производственной деятельности. Очевидно, что для недобросовестных пользователей природных ресурсов должны применяться меры воздействия со стороны регулирующих государственных органов. Для того чтобы исключить различные толкования недобросовестной деятельности, необходимо законодательно закрепить критерии добросовестности. Однако разработать такие критерии непросто, т.к. они в большей степени относятся к категории моральных принципов. Поэтому для формулирования критериев мы привлекаем общественных экспертов, учёных и практиков, с участием которых мы провели 28 сентября первый на эту тему круглый стол «Разработка и совершенствование критериев добросовестности природопользователей и землепользователей в действующем законодательстве».

Кстати, первый опыт по формированию реестра недобросовестных природопользователей уже реализуется в области лесозаготовок, где в «чёрный» список вносятся арендаторы, не соблюдающие условия арендного договора на лесной участок. Лесозаготовители, попавшие в такой реестр, уже не смогут в будущем претендовать на аренду лесных участков. Обсуждения по формулированию критериев добросовестных природопользователей будут продолжены в различных форматах с участием экспертов и производственников.

*Тюменский нефтегазовый международный форум планирует стать главным мероприятием нефтегазовой отрасли страны. Каким образом, по Вашему мнению, можно добиться такого статуса?*

Да, можно констатировать, что основные отраслевые форумы и мероприятия происходят в Москве или Петербурге. Одна из инициатив фракции ЛДПР, которую и я поддерживаю, заключается в том, чтобы органы федеральной власти были территориально перераспределены по регионам, что позволит обеспечивать более равномерное и эффективное развитие удалённых от Москвы территорий. Тогда в наиболее



значимом нефтегазовом регионе страны могло бы обосноваться профильное федеральное ведомство. Естественно, статус нефтегазовых мероприятий в этом случае приобретёт федеральное значение. Как повысить статус форума в сегодняшних условиях? На мой взгляд, следует расширить тематику форума в сторону экономической и инновационной составляющей. К примеру, можно было бы провести следующий форум на тему альтернативной энергетики, о востребованности нефти и газа в промышленности и домохозяйствах на среднесрочную и долгосрочную перспективу, о том, какие технологические прорывы возможны на этом направлении. Нам важно быть готовыми к грядущим вызовам, чтобы не получилось так же, как со сланцевой революцией, которую мы «проспали». Уверен, что подобная глобальная повестка повысит интерес к форуму на федеральном и международном уровне.

***Вы возглавляете Экспертный совет Государственной Думы ФС РФ по вопросам изобретательства и рационализаторства, интеллектуальной собственности, инженерного дела, детского научного и технического творчества. В каком состоянии находится система поддержки изобретательства и рационализаторства?***

В нынешнем созыве Государственной Думы сформировано достаточно много экспертных советов, которые ведут экспертно-аналитическую работу на хорошем профессиональном уровне, что позволило повысить качество принимаемых законов. Одна из задач экспертного совета, который я возглавляю – содействовать возрождению системы поддержки изобретательства и рационализаторства, причём, начиная с детского научного и технического творчества. Состояние дел в этой сфере хорошо иллюстрируют следующие факты: Всесоюзное общество изобретателей и рационализаторов (ВОИР) насчитывало в советское время 2 миллиона членов, а сейчас – около 100 тысяч. Мы значительно отстаем от развитых стран, как по количеству патентов, так и по объёму финансирования НИОКР. Совместно с министерством науки и образования мы намерены разработать стандарты, по которым будут присуждаться национальные премии в сфере детского научно-технического творчества. Надо признать, что положительные сдвиги есть: активизировалась деятельность Роспатента и ВОИР; государство выделяет средства на компенсацию части расходов на патентование. В ряде компаний-недропользователей созданы структуры по инновационным разработкам. Из государственных органов управления наиболее успешно вы-

страивает работу по поддержке инновационных разработок Минпромторг. На мой взгляд, в сфере недропользования системную работу по поддержке инновационных разработок могло бы взять на себя Роснедра.

***Заканчивается Год экологии в России. Какие, по Вашему мнению, экологические проблемы в сфере недропользования необходимо решать в приоритетном порядке?***

Считаю, что Год экологии никогда не должен кончаться. 2017 год, пожалуй, запомнится тем, что мы не смогли решить ни одной серьёзной экологической проблемы. Однако положительным итогом можно считать то, что удалось сформулировать пути решения этих проблем. К примеру, в области твёрдых бытовых отходов в субъектах федерации должны быть выбраны региональные операторы по работе с отходами, а также решены задачи по организации раздельного сбора бытовых отходов, строительство сортировочных и мусоросжигательных заводов и т.д. В сфере недропользования намечены задачи по решению проблем надзора и утилизации десятков тысяч бесхозных нефтегазовых скважин, которые представляют латентную экологическую угрозу. Миллионы тонн отходов от добычи твёрдых полезных ископаемых не вовлечены в хозяйственный оборот по причине отсутствия налоговых стимулов и наличия административных барьеров. Эти задачи мы намерены решать законодательными мерами, что позволит не только решать вопросы экологии, но и создаст возможности для развития малого предпринимательства и решения социально-экономических проблем в регионах.

***Статус эксперта в области недропользования в настоящее время не закреплён законодательно. В 2016 году создан Евразийский союз экспертов по недропользованию (ЕСОЭН), который объединил экспертов всей страны. Планируется ли принятие нормативно-правовых актов в этой области?***

Считаю, что работа экспертов в области недропользования крайне важна для государства, ведь в настоящее время около 50% бюджета страны формируется за счёт минерально-сырьевого сектора экономики. Предлагаю подготовленные ЕСОЭН нормативно-правовые документы по статусу эксперта направить на рассмотрение в наш комитет с целью формирования законодательной инициативы по этому вопросу.

***С. Матвейчук, специальный корреспондент журнала «Недропользование XXI век» в Государственной Думе РФ***

# ПЕРВЫЕ В РОССИЙСКОЙ АРКТИКЕ

«Газпром нефть» впервые в мире начала добычу нефти с ледостойкой платформы «Приразломная» на арктическом шельфе России. Мы реализуем самый сложный технологический проект, доказывающий, что добыча нефти в экстремальных условиях Арктики может быть безопасной и эффективной.



реклама



Стремиться к большему

[WWW.GAZPROM-NEFT.RU](http://WWW.GAZPROM-NEFT.RU)

РЕКЛАМА





**С.В. Бучинский**  
канд. техн. наук  
ООО «ТННЦ»<sup>1</sup>  
директор департамента геологии и  
разработки месторождений  
svbuchinskiy@tinn.rosneft.ru



**А.А. Чусовитин**  
ООО «ТННЦ»<sup>1</sup>  
заместитель генерального директора по  
геологии и разработке  
AAChusovitin@tinn.rosneft.ru



**И.О. Ошняков**  
ООО «ТННЦ»<sup>1</sup>  
главный специалист  
oioshnyakov@tinn.rosneft.ru



**А.Ю. Королев**  
ООО «Кынско-Часельское нефтегаз»<sup>2</sup>  
главный геолог  
KorolevAYu@kchn.ru

# Перспективы промышленной разработки запасов газа низкопроницаемых коллекторов туронских отложений харампурского месторождения

<sup>1</sup>ООО «Тюменский нефтяной научный центр». Россия, 625048, Тюмень, ул. Максима Горького, 42.

<sup>2</sup>ООО «Кынско-Часельское нефтегаз». Россия, 629830, Ямало-Ненецкий автономный округ, г. Губкинский, территория Панель 1, д. 3, производственная база 0028.

<sup>3</sup>ПАО «НК «Роснефть». Россия, 117997, Москва, Софийская набережная, 26/1.

*Рассмотрены перспективы ввода в промышленную эксплуатацию туронских отложений газа, особенности оценки геологических запасов газа, проблемы разработки, текущее состояние опытно-промышленных работ, а также перспективы вовлечения запасов туронских отложений в полномасштабную разработку на Харампурском месторождении*

**Ключевые слова:** туронские отложения; Харампурское месторождение; низкопроницаемый коллектор; оценка геологических запасов газа; результаты опытно-промышленных работ; проблемы и перспективы разработки



**П**родуктивные отложения туронского возраста в составе кузнецовской свиты имеют региональное развитие и охватывают восточную часть Западной Сибири, однако до недавнего времени не представляли промышленного интереса. На сегодняшний день большая часть добываемых запасов газа в Западной Сибири приходится на сеноманские залежи, находящиеся в стадии падающей добычи. Продуктивность надсеноманских отложений установлена на большинстве месторождений, на которых продуктивны сеноманские пласты. В целом по Западной Сибири в туронских отложениях насчитывается более 3 трлн м<sup>3</sup> газа, что позволяет рассматривать их как высокопотенциальные источники промышленной добычи углеводородов. Оценка запасов газа туронских залежей промышленных категорий по месторождениям Ямало-Ненецкого автономного округа превышает 1,5 трлн м<sup>3</sup> (*рис. 1*). Промышленная эксплуатация туронских залежей газа в настоящее время не ведется. Одним из опытных участков по освоению этих залежей является Харампурское месторождение (недропользователь – ПАО «НК «Роснефть»).

Основными трудностями промышленной разработки туронских газовых залежей Харампурского месторождения являются низкая проницаемость пласта (проницаемость по ГИС 2,3 мД, эффективная проницаемость по ГДИ порядка 1,5 мД), высокая расчлененность (> 12), высокое содержание глинистых фракций – хлорита, каолинита, иллита и монтмориллонита, высокая макро- и микронеоднородность коллектора, невыдержанность эффективных толщин в плане и разрезе (и как следствие – низкая гидродинамическая связность пласта). В свою очередь, сравнительно низкая температура пласта, равная 26–28 °С, предопределяет работу скважин в гидратном режиме. Отдельную исследовательскую проблему представляет неоднозначность выделения эффективных толщин и насыщенности стандартными геофизическими методами. Основные геолого-физические характеристики туронских отложений Харампурского месторождения приведены в таблице (*табл. 1*).

Запасы свободного газа пласта Т составляют порядка 80% всех запасов свободного газа на месторождении. Туронская залежь Харампурского месторождения сложена преимущественно морскими и прибрежно-морскими отложениями (7% – пески, 16% – крупнозернистый алевролит, 47% – мелкозернистый алевролит, 30% – глинистый цемент), залегает на глубине 940,7–1086,6 м. В ходе геологоразведочных и поисковых работ пласт Т был испытан в 37

скважинах, получены притоки газа от 6 тыс. м<sup>3</sup>/сут до 63 тыс. м<sup>3</sup>/сут на депрессии порядка 6 МПа, что подтвердило достаточно низкую продуктивность вертикальных скважин без проведения ГРП.

При выполнении научно-исследовательских и опытно-промышленных работ на Харампурском месторождении, авторы ставили перед собой две основные задачи:

- разработка методики выделения коллекторов и определения подсчетных параметров, подходящей для неоднородных низкопроницаемых надсеноманских пластов;

- подбор технологии рентабельного вовлечения запасов в разработку в условиях низкой проницаемости и плохой связности коллекторов.

С целью уточнения геологического строения и основных петрофизических параметров пласта Т специалистами ООО «ТННЦ» разработана специальная методика комплексной интерпретации данных геофизических исследований скважин [1]. Суть этой методики заключается в использовании гетерогенной модели коллектора и современных специальных исследований ГИС и керна. В масштабе разрешающей способности ГИС коллектор пласта Т не является однородным, содержит микропрослои и включения неколлектора, а отложения, интерпретируемые как неколлектор, в свою очередь, могут содержать микропрослои и включения коллекторов (*рис. 2*). Толщина таких микропрослоев может составлять несколько миллиметров.

Толщины меньше 40 см не выделяются стандартными методами ГИС, а значит, микропрослои коллекторов и неколлекторов формируют единый отклик ГИС. Это не позволяет достоверно определить эффективную толщину и свойства коллекторов в гетерогенном разрезе, используя подходы для однородных коллекторов.

Для оценки эффективной толщины использовались методы, позволяющие изучать разрез с высоким разрешением (томография полноразмерного керна, электрические микроимеджеры), или, как в случае с триаксиальным индукционным каротажем, позволяющие определить долю коллектора и неколлектора в масштабе стандартных методов ГИС [2]. Для интерпретации скважин с ограниченным комплексом ГИС для определения доли коллектора (NTG) использовалась зависимость от  $A_{nc}$ , построенная по данным томографии полноразмерного керна. Результатом такой интерпретации является кривая NTG, характеризующая долю коллектора на каждом кванте глубины, а эффективная толщина определяется как произведение наблюдаемой толщины на долю



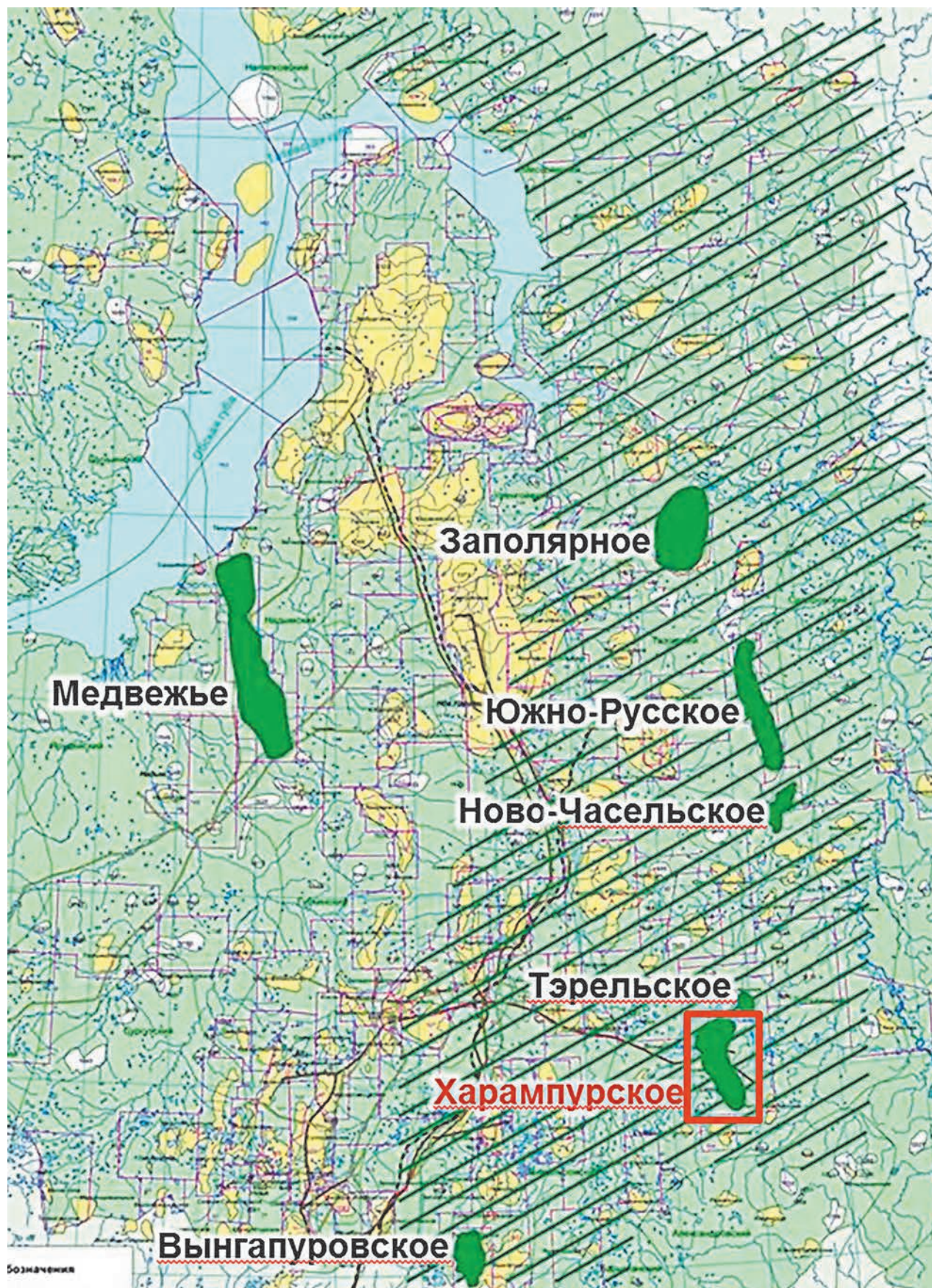


Рис. 1.  
Наиболее перспективные участки туронских залежей газа в ЯНАО



Параметр	Значение
Глубина залегания, м	940,7–1086,6
$H_{\text{общ}}, \text{ м}$	41,8
$H_{\text{эфф.г.н.}}, \text{ м}$	14,1
$K_n$ (по ГИС), %	29
$K_{\text{пр}}$ (по ГИС), мД	2,27
$K_{\text{г.н.}}$ , д.ед.	0,55
$T_{\text{пл}}, \text{ }^\circ\text{C}$	26
$P_{\text{пл}}, \text{ МПа}$	10,9
Относит. плотность газа	0,564

Таблица 1.

Основные геолого-физические характеристики пласта Т

коллектора (NTG) в пределах этой толщины (рис. 3).

Коэффициент пористости той доли горной породы, которая относится к коллекторам, определяется по уравнению материального баланса из пористости общей пачки с учетом NTG.

Туронские отложения характеризуются низкими значениями удельного электрического сопротивления (УЭС) по данным стандартных методов ГИС и, как следствие, низкими значениями  $K_r$ . Но при этом на месторождении были получены притоки газа дебитом более 60 тыс.м<sup>3</sup>/сут. (Это следствие так называемого «шунтирующего» эффекта неколекторов, когда электрический ток по аналогии с потоком воды течет по пути наименьшего сопротивления, а в нашем случае – это насыщенные связанной водой неколекторы). Поскольку электрический ток течет в большей степени по низкоомным неколекторам, то показания электрических методов характеризуют в большей степени не-

коллектор в составе гетерогенной пачки. Чтобы проиллюстрировать описываемые эффекты, достаточно проанализировать поведение кривых ГИС при известном распределении коллектора (решение прямой задачи). На основе случайного распределения пропластков неколектора с различным значением NTG построены стандартные кривые ГИС (рис. 4).

Небольшое увеличение содержание глин приводит к значительному уменьшению кажущегося УЭС, но не меняет интерпретируемых эффективных толщин (ср. NTG = 100% и NTG = 90%). При значительном содержании глин интерпретируемые толщины по стандартным методам зависят в равной степени и от NTG, и от распределения пропластков по глубине (ср. две реализации с одинаковым содержанием глин NTG = 50%).

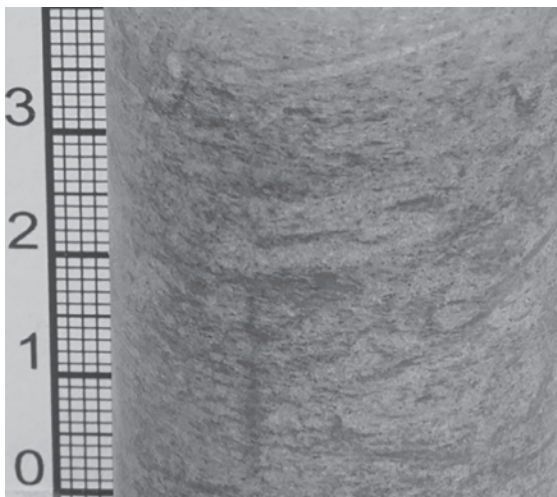
В ходе создания петрофизической модели отложений турона разработана методика корректной оценки коэффициента газонасыщенности ( $K_g$ ) коллектора, основанная на гетерогенной модели коллектора и современных специальных исследованиях ГИС и керна, что позволило привести в соответствие результаты интерпретации ГИС и данные по испытанию скважин Харампурского месторождения.

Для создания модели были использованы данные специальных геофизических исследований (ЯМК, МВДК, триаксиальный ИК, эл. микроимиджеры) и анализа керна по новой скважине А Харампурского месторождения, пробуренной в 2016 г. (табл. 2).

Сравнительный анализ статистики значений газонасыщенности, определенных в скв. А Харампурского месторождения стандартным методом и по методике ТННЦ, показывает насколько занижена начальная насыщенность при стандартных подходах (рис. 5). Расширенный комплекс ГИС позволил получить оценку ФЕС и коэффициента газонасыщенности туронских

Рис. 2.

Стандартный образец керна, отобранного из интервала турона на Харампурском месторождении



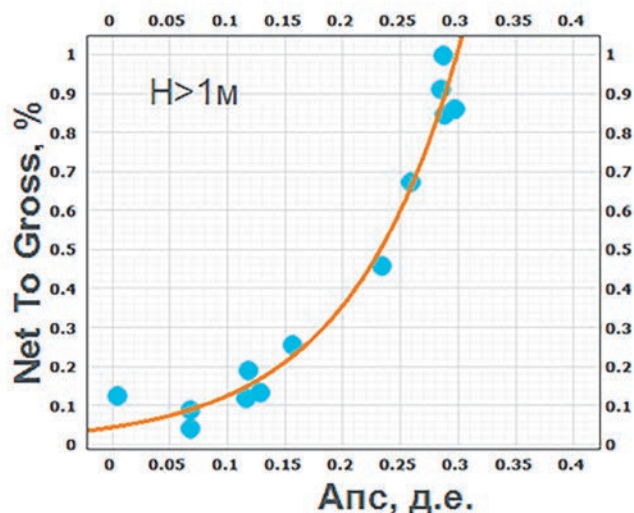


отложений Харампурского месторождения, согласующуюся с результатами испытаний скважин и учитывающую микро-неоднородность коллектора пласта Т.

С целью доизучения и уточнения добычных возможностей туронской газовой залежи Харампурского месторождения, компанией ПАО «НК «Роснефть» в 2013 г. были пробурены три скважины с разным типом заканчивания: вертикальная скважина с ГРП, горизонтальная скважина с длиной горизонтального участка 600 м, горизонтальная скважина с применением трех стадийного ГРП (рис. 6).

Результаты газодинамических исследований пробуренных скважин подтвердили высокую эффективность применения технологии МГРП (многостадийного гидроразрыва пласта) для низкопроницаемых туронских газовых залежей (рис. 7). Так, по скв. № 1 (ВС с ГРП) продуктивность после проведения ГРП возросла в 3,4 раза. Геометрия трещины подтверждена данным ПГИС (высота составляет 41 м.), эффективная полуудлина трещины определена по результатам ГДИС равной 65 м. По результатам потокометрии ГРП позволил наиболее полно вовлечь пласт в разработку (коэффициент работающих толщин равен единице), основной приток флюида приходится на середину трещины. Исследования на установке «Надым» при депрессии 3,5 МПа показали низкое значение КВЧ (количество взвешенных частиц) и воды в продукции скважины (рис. 8).

Скв. № 2 является горизонтальной, с длиной горизонтального участка 600 м. Продуктивность скв. № 2 выше в 1,4 раза, чем по скв. № 1 до проведения ГРП, однако существенно ниже



**Рис. 3.**  
 Пример зависимости доли коллектора от  $A_{пс}$

(в 2,3 раза), чем по скв. № 1 после проведения ГРП. По результатам потокометрии коэффициент работающих толщин составил 0,8, не работает средняя часть ствола, соответствующая зоне ухудшенных коллекторских свойств, в «носке» скважины скапливается жидкость и песок. Исследования на установке «Надым» при депрессии 3,5 МПа показали повышенное значение КВЧ и воды в продукции скважины. Данный тип заканчивания показал низкую эффективность применения стандартных типов заканчивания скважин для туронских отложений.

Скв. № 3 является горизонтальной с проведением 3-стадийного ГРП. Продуктивность скважины в 4,4 раза выше, чем по скв. № 1 до проведения ГРП. Три стадии ГРП с высотой тре-

**Таблица 2.**

Расширенный комплекс исследований в скважине А Харампурского месторождения

Метод ГИС	Назначение
НК, ГГКп, ГГКс, ПС, КВ	Базовый набор методов ГИС
<i>OBMI</i>	<i>Оценка NTG</i>
<i>RT Scanner</i>	<i>Оценка NTG и УЭС кол.</i>
<b>CMR (ЯМК)</b>	<b>Оценка <math>K_p</math> и <math>K_{пр}</math></b>
Litho Scanner, HNGS	Минерально комп. мод.
Dielectric Scanner	Оценка $K_r$
SonicScanner	Сопровождение сеймики, геомеханика
Метод исследования керна	Назначение
Рутинные	Оценка ФЕС
<i>Томография полноразмерного керна</i>	<i>Оценка качества отбора, оценка NTG</i>
Минеральные (РСА, РФА), грансостав	Изучение минерального и гранулометрического состава
Коэффициент вытеснения	Поправка за газ в методы ГИС. Гран. $K_p$ .
Сохранённая водонасыщенность	Оценка $K_r$

□ Основные методы    □ Расширенные методы    □ Ключевые расширенные методы



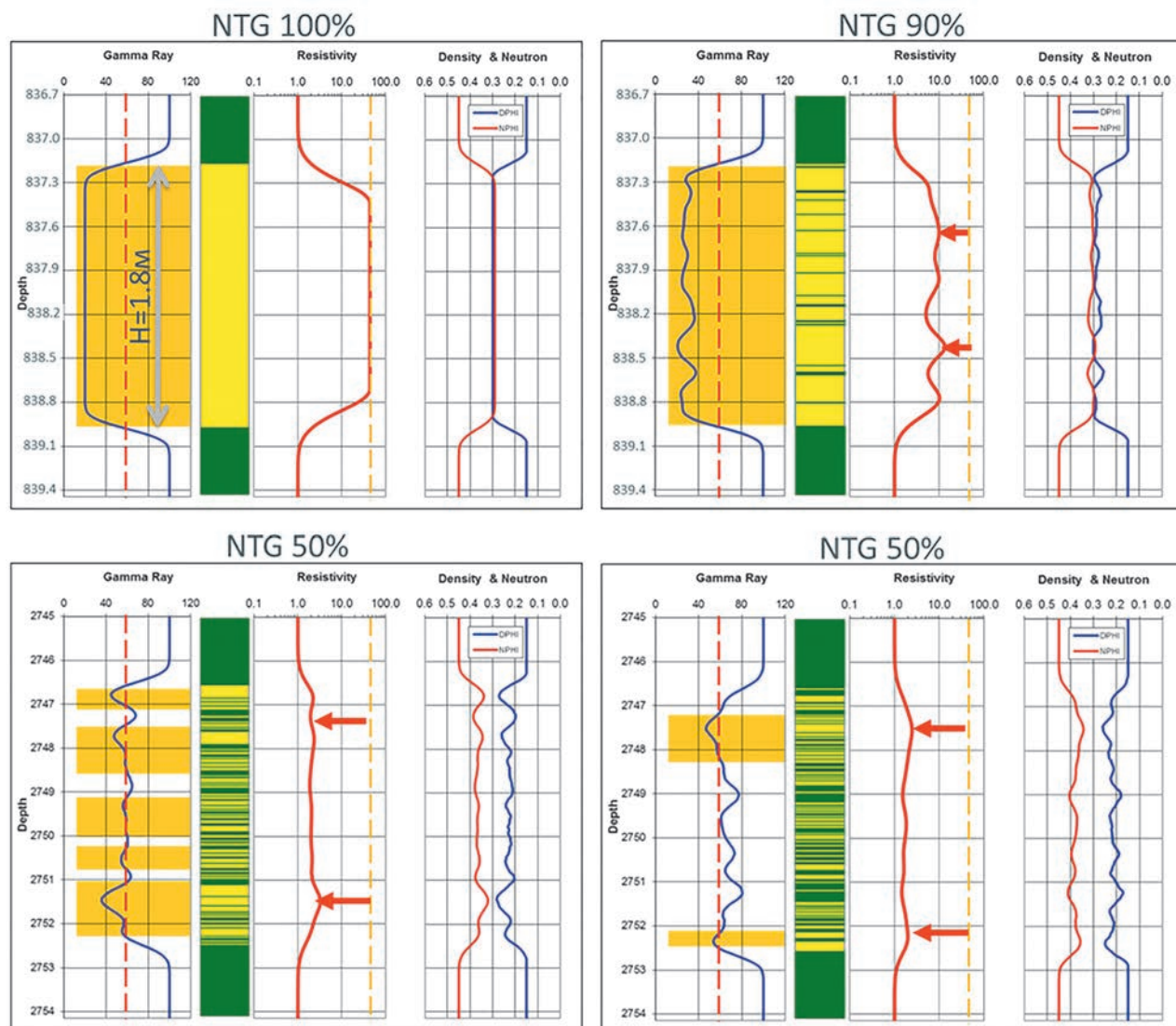


Рис. 4.  
Физические основы проблемы выделения коллекторов в туронских отложениях

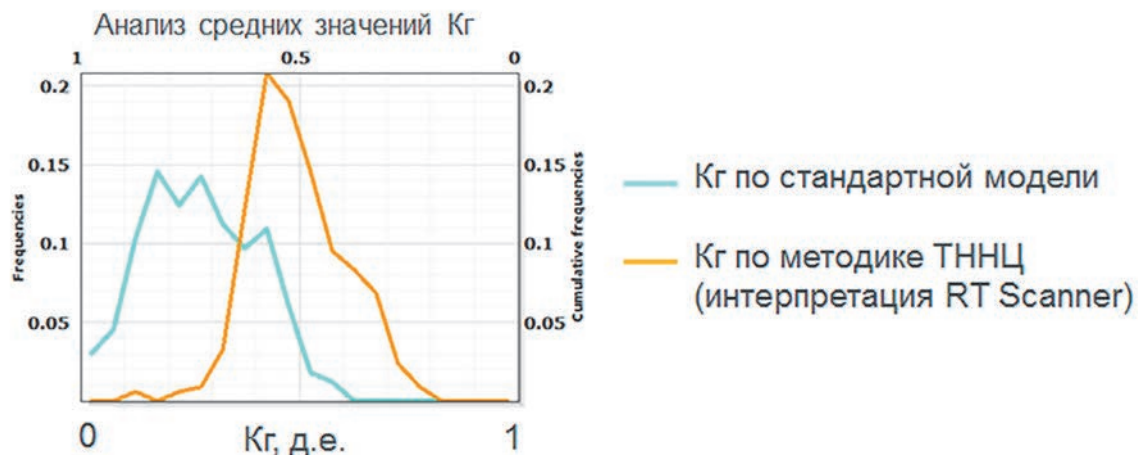
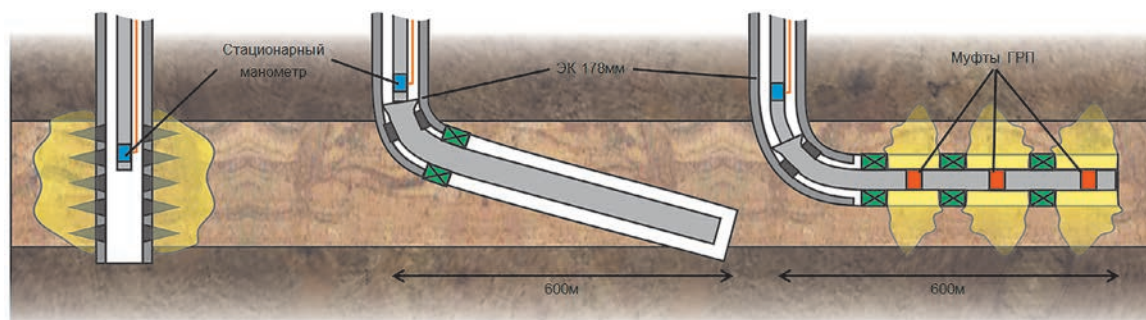


Рис. 5.  
Сравнительный анализ интерпретации насыщенности по стандартной модели и методике ТННЦ на примере скв. А Харампурского месторождения





**Рис. 6.**  
 Конструкция скважин на участке ОПР

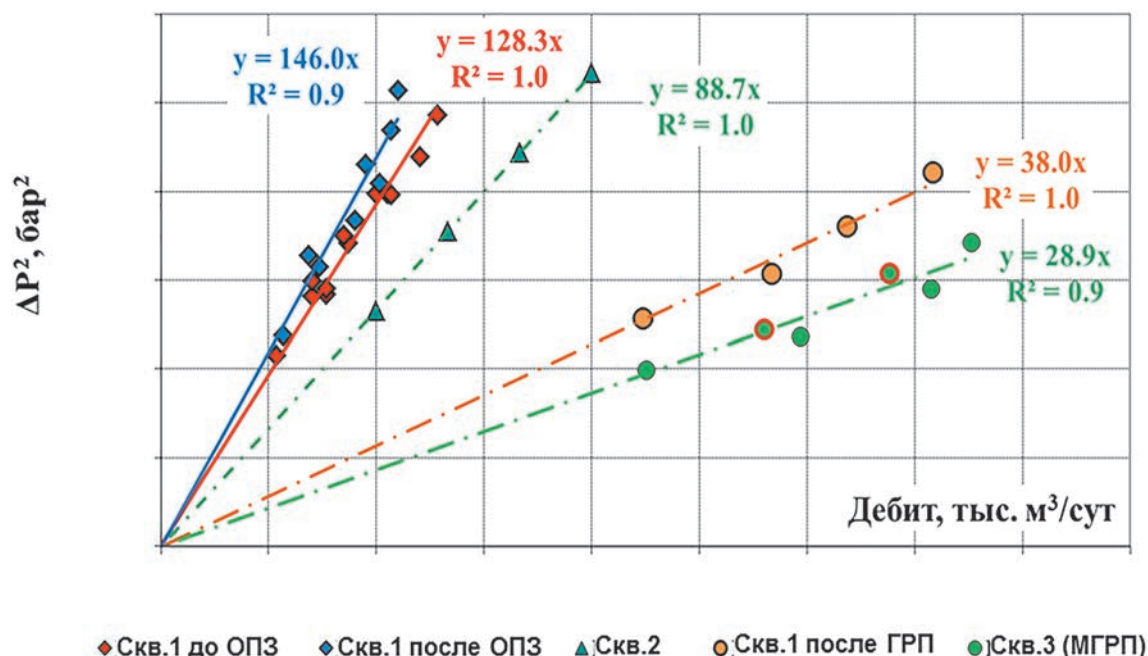
щин 40 м позволили успешно вовлечь в работу всю вскрываемую мощность пласта. Проведенные исследования на установке «Надым» при депрессии 3,5 МПа показали низкое значение КВЧ и воды в продукции скважины. Данный тип заканчивания является наиболее эффективным в условиях низких ФЕС туронской газовой залежи – продуктивность скважины в 2 раза выше, чем по скв. № 1 (ВС с ГРП) и более чем в 3 раза относительно скв. № 2. Исследования количества взвешенных частиц показывают, что пачка проппанта, формирующаяся вокруг скважины после ГРП, служит эффективным фильтром пескопроявления и обеспечивает меньшую деструктивную нагрузку на пласт.

Эффективность применения многостадийного ГРП для туронских отложений подтверждается также результатами длительной отработки скважин в коллектор. Скважина с МГРП обеспечи-

вает больший (в 2–3 раза) объем дренируемых запасов газа по сравнению с горизонтальным стволом без ГРП, а также вертикальной скважиной с ГРП (рис. 9). Исходя из условия ограничения максимальной депрессии на пласт на уровне 3,5 МПа, вертикальная скважина с ГРП и скважина с ГС на актуальную дату не имеют потенциала увеличения дебита, в то время как скв. № 3 с тремя стадиями ГРП демонстрирует стабильно лучшие показатели по дебиту (рис. 10), обеспечивающему необходимую скорость для выноса конденсационной воды и мехпримесей с забоя скважины.

В перспективных планах опытно-промышленных работ на туронских отложениях Харампурского месторождения – оптимизация дизайна ГРП (количество стадий ГРП, полудлина трещины, объем закачиваемого проппанта), оценка эффективности применения альтернативных типов заканчивания (в дополнение к уже опробованным), проведение гидропрослушивания для оценки гидродинамической связности пласта.

**Рис. 7.**  
 Индикаторная диаграмма скважин ОПР





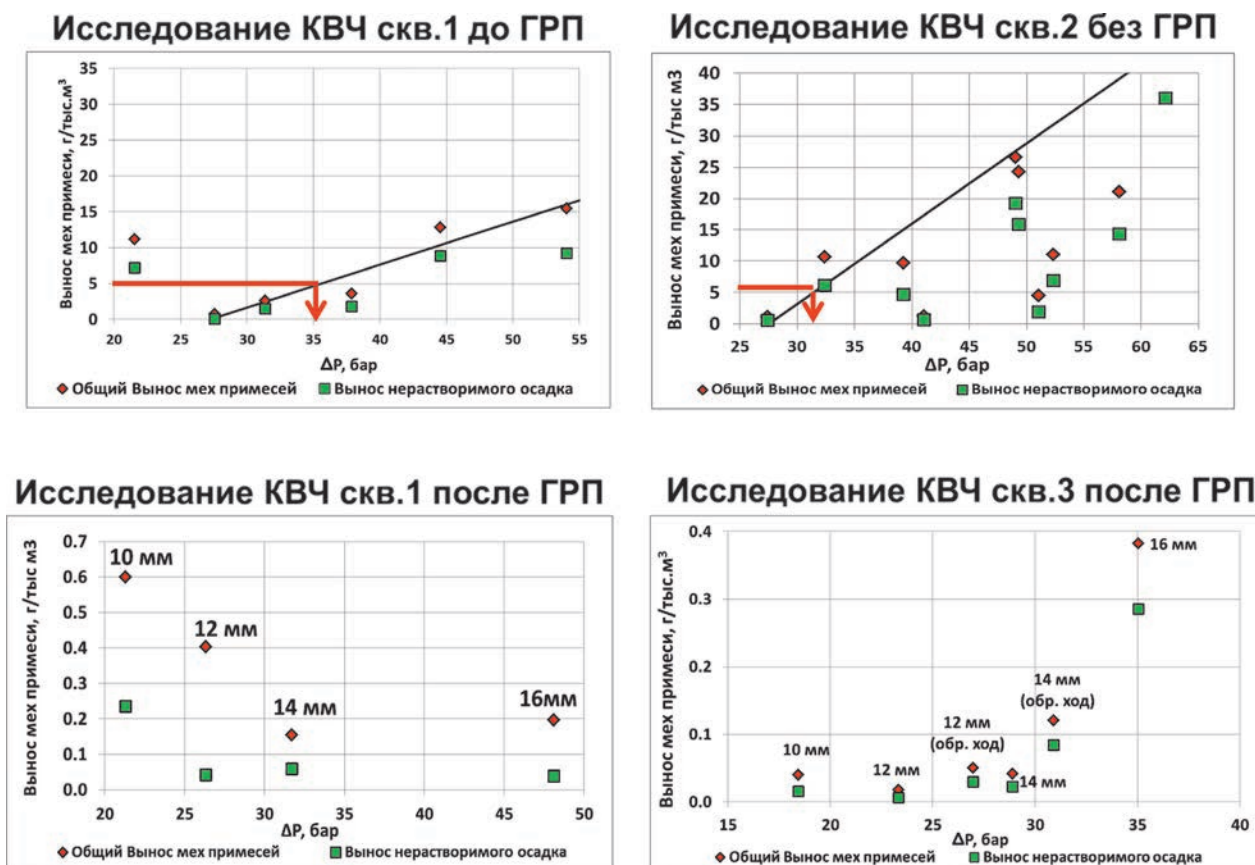
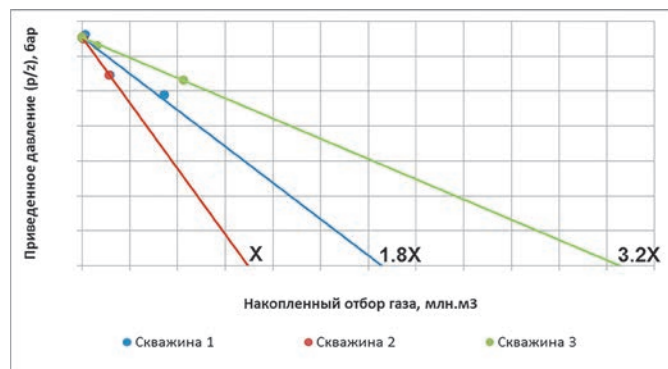


Рис. 8. Результаты анализа КВЧ скважин ОПР

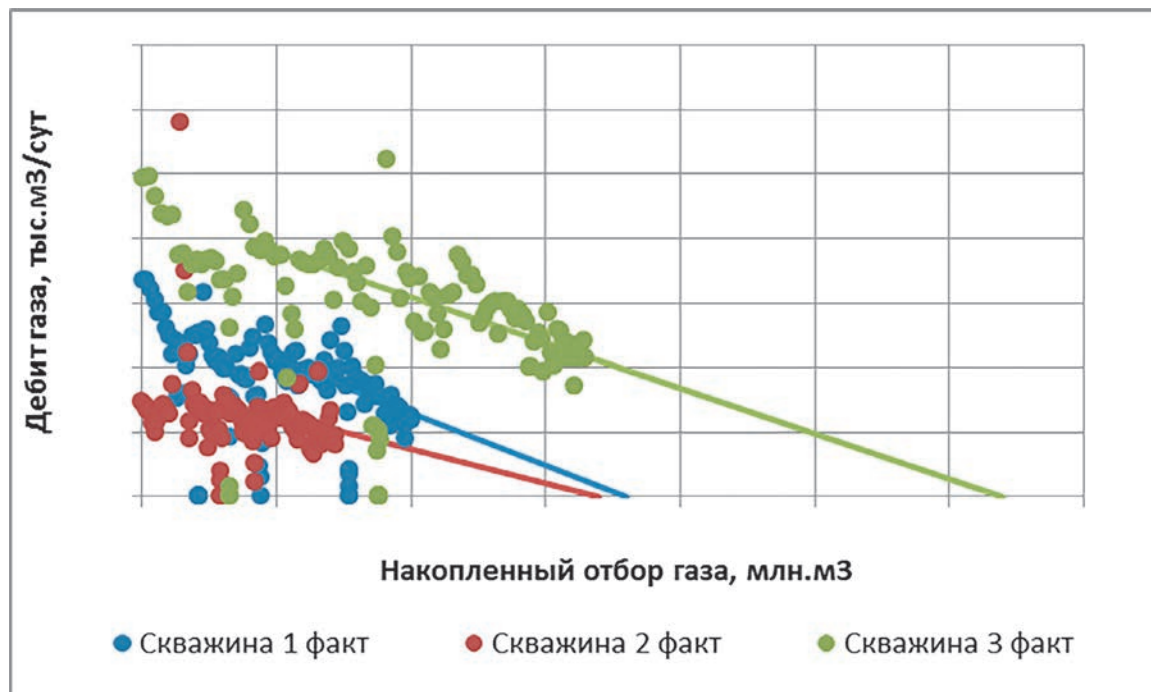
В 2018 г. планируется завершить бурение и запустить в отработку 9 скважин с альтернативными схемами заканчивания: вертикальное заканчивание с большеобъемным ГРП, пологий ствол с большеобъемным ГРП и горизонтальный ствол с 5-стадийным ГРП (рис. 11). По результатам пост-дизайна уже выполненных операций ГРП сделан вывод о возможности закачки до 300 т проппанта без прорыва в нижележащий пласт ПК<sub>1</sub> [3]. С другой стороны, как показали

Рис. 9. Зависимость приведенного давления от накопленного отбора газа скважин ОПР



результаты длительной отработки первых трёх скважин, само по себе использование горизонтальных стволов без применения ГРП не является эффективным способом увеличения продуктивности скважин в столь низкопроницаемом неоднородном коллекторе. Таким образом, вариант заканчивания с пологим стволом и большеобъемным ГРП выглядит перспективным, и в случае сопоставимой продуктивности со скважинами МГРП, позволит существенно сократить капитальные затраты при полномасштабном промышленном освоении туронской залежи.

Для изучения гидродинамической связности коллектора выполнен тест-дизайн гидропрослушивания и выбрана скважина-кандидат для наблюдения. Ожидаемое время отклика составляет 10 суток, что обуславливает длительность остановки добывающей скважины. Наличие сильной интерференции между скважинами может негативно повлиять на эффективность системы разработки, что обуславливает необходимость увеличения расстояния между забоями скважин. В то же время, прогнозируемая накопленная добыча будет определяться областью дренирования скважин. Проведение



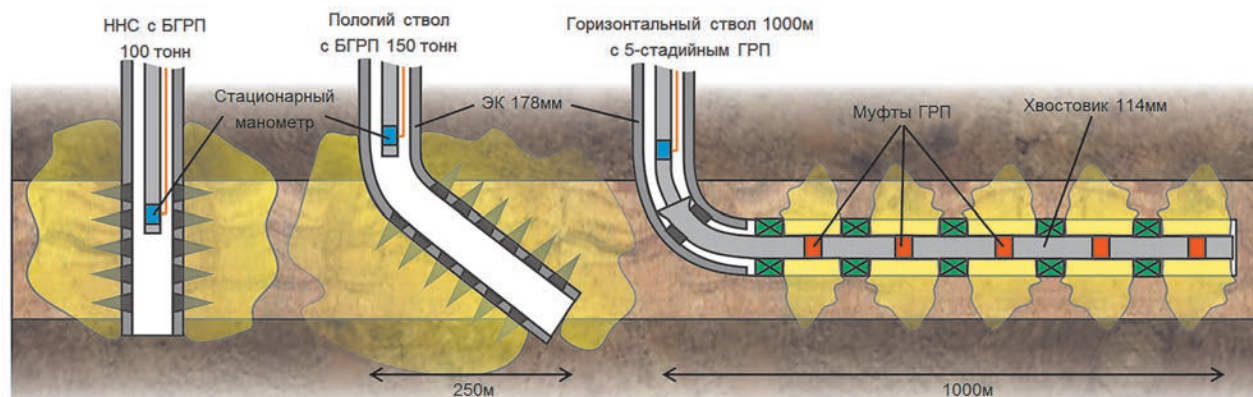
**Рис. 10.**  
 Зависимость дебитов от накопленного отбора газа по кусту ОПР

гидропрослушивания позволит оценить влияние этих факторов и принять решение об оптимальной величине расстояния между кустами эксплуатационных скважин и между забоями скважин одного куста.

Для получения дополнительной информации об эффективности гидроразрыва и механических свойствах породы планируется проведение комплекса исследований на существующем старом фонде на нижележащие пласты: *DataFrac* (мини-ГРП), *MDT* стресс-тест, АКШ до и после ГРП, НК с закачкой радионуклида. На основе новых керновых данных и специальных методов ГИС по результатам бурения скважин ОПР планируется построение геомеханической модели

3D, которая позволит оптимизировать проводку скважин с учетом рисков при бурении, а также дизайн ГРП с учетом трехмерного распределения геомеханических свойств. Выполнение запланированных работ позволит повысить экономическую эффективность проекта путем оптимизации заканчивания скважин и количества кустов скважин. Данные длительной отработки скважин ОПР позволят в 2020 г. принять взвешенное решение о полномасштабной разработке пласта Т. Результаты опытно-промышленных работ на Харампурском месторождении могут быть положены в основу планирования полномасштабного освоения запасов газа туронских отложений Западной Сибири. <sup>10</sup>

**Рис. 11.**  
 Планы по опробованию альтернативных вариантов заканчивания





## Вывод

Туронские залежи Западной Сибири характеризуются низкой проницаемостью. В то же время, в этих залежах сосредоточены значительные запасы газа. Рассмотрен опыт изучения туронской залежи Харампурского месторождения, представ-

лены новые методы исследования, позволяющие уточнить информацию о геологическом строении, и проанализированы опытно-промышленные работы по разработке залежи, которые показывают промышленную перспективу разработки залежей с использованием технологий ГРП и МГРП.

---

## Литература

1. Мальшаков А.В., Ошняков И.О., Жадаева Е.А., Вейнхебер П., Новиков С.В., Езерский Д.М., Филимонов А.Ю. Обоснование петрофизической модели микрослоистых коллекторов отложений туронского возраста для достоверной оценки их фильтрационно-емкостных свойств //SPE-182501.-2016.
2. Мальшаков А.В., Ошняков И.О., Кузнецов Е.Г., Лознюк О.А., Суртаев В.Н., Шайбаков Р.А. Инновационные подходы к изучению гетерогенных анизотропных коллекторов отложений туронского возраста для достоверной оценки их фильтрационно-емкостных свойств //Нефтяное хозяйство. 2016. № 11. С. 18–22.
3. Лознюк О., Суртаев В., Сахань А., Муртазин Р., Латкин К., Ситдииков С., Пестриков А., Гусаков В., Политов М., Юдин А., Вернигора Д., Оленникова О., Булова М. Многостадийный гидроразрыв пласта открывает потенциал газоносных Туронских залежей в Западной Сибири //SPE-176706-RU.-2015.

---

UDC 553.981.2

**S.V. Buchinsky**, PhD, Director of the Department of Geology and Mining of TNNTS<sup>1</sup>, svbuchinskiy@tnnc.rosneft.ru

**A.A. Chusovitin**, Deputy General Director for Geology and Development of TNNTS<sup>1</sup>, AAChusovitin@tnnc.rosneft.ru

**I.O. Oshnyakov**, Chief Specialist of TNNTS<sup>1</sup>, oioshnyakov@tnnc.rosneft.ru

**A.Yu. Korolev**, chief geologist of Kynsko–Chaselskoe Neftegaz<sup>2</sup>, KorolevAYu@kchn.ru

<sup>1</sup>Tyumen Oil Research Center. Russia, 625048, Tyumen, Maxim Gorky street, 42.

<sup>2</sup>Kynsko–Chaselskoe Neftegaz. Russia. 629830, Yamalo–Nenets Autonomous District, Gubkinsky, territory Panel 1, 3, production base 0028.

<sup>3</sup>PJSC Rosneft Oil Company. Russia, 117997, Moscow, Sofiyskaya Embankment, 26/1.

# Prospects of Industrial Development of Gas Reserves of Low-permeability Reservoirs of Turonian Deposits of the Kharampur Field

**Abstract.** Prospects for putting Turon gas deposits into industrial operation, the features of estimating geological gas reserves, the problems of development, the current state of pilot operations, as well as the prospects for involving the reserves of Turonian deposits in full-scale development at the Kharampur deposit

**Keywords:** Turonian deposits; Kharampur field; low-permeability collector; assessment of geological reserves of gas; results of pilot works; problems and prospects of development

---

## References

1. Mal'shakov A.V., Oshniakov I.O., Zhadaeva E.A., Veinkheber P., Novikov S.V., Ezerskii D.M., Filimonov A.Iu. *Obosnovanie petrofizicheskoi modeli mikrosloistykh kollektorov otlozhenii turonskogo vozrasta dlia dostovernoi otsenki ikh fil'tratsionno-embkostnykh svoistv* [Substantiation of petrophysical model of micro-layered collectors of Turonian deposits for reliable estimation of their filtration-capacitive properties]. SPE-182501.-2016.
2. Mal'shakov A.V., Oshniakov I.O., Kuznetsov E.G., Lozniuk O.A., Surtaev V.N., Shaibakov R.A. *Innovatsionnye podkhody k izucheniiu geterogennykh anizotropnykh kollektorov otlozhenii turonskogo vozrasta dlia dostovernoi otsenki ikh fil'tratsionno-embkostnykh svoistv* [Innovative approaches to the study of heterogeneous anisotropic collectors of Turonian deposits for reliable estimation of their filtration-capacitive properties]. *Neftianoe khoziaistvo* [Oil industry], 2016, no. 11, pp. 18–22.
3. Lozniuk O., Surtaev V., Sakhan' A., Murtazin R., Latkin K., Sitdikov S., Pestrikov A., Gusakov V., Politov M., Iudin A., Vernigora D., Olennikova O., Bulova M. *Mnogostadiinyi gidrorazryv plasta otkryvaet potentsial gazonosnykh Turonskikh zalezhei v Zapadnoi Sibiri* [The multi-stage hydraulic fracturing of the reservoir opens up the potential of the gas-bearing Turonian deposits in Western Siberia]. SPE-176706-RU.-2015.



**А.В. Калинин**  
ПАО «Газпром»<sup>1</sup>  
заместитель начальника департамента  
A.Kalinkin@adm.gazprom.ru



**И.А. Зинченко**  
канд. техн. наук  
ПАО «Газпром»<sup>1</sup>  
начальник управления  
I.Zinchenko@adm.gazprom.ru



**С.А. Кирсанов**  
канд. техн. наук  
ПАО «Газпром»<sup>1</sup>  
заместитель начальника  
управления  
S.Kirsanov@adm.gazprom.ru



**С.А. Егурцов**  
ООО «ИНГТ»<sup>2</sup>  
генеральный директор  
s.egurtsov@iogt.ru



**Ю.В. Иванов**  
канд. техн. наук  
ООО «ИНГТ»<sup>2</sup>  
заместитель генерального  
директора по производству  
y.ivanov@iogt.ru



**А.И. Лысенков**  
канд. техн. наук  
ООО «ИНГТ»<sup>2</sup>  
заместитель главного  
геолога  
a.lysenkov@iogt.ru

## О принципиальных возможностях многозондового нейтронного каротажа для подсчета (оценки) запасов газа объемным методом в условиях газовых залежей севера Тюменской области

<sup>1</sup>ПАО «Газпром». Россия, 190000, Санкт-Петербург, Московский пр-т, 156, BOX 1255.

<sup>2</sup>ООО «Инновационные нефтегазовые технологии». Россия, 115230, Москва, 1-й Нагатинский проезд, 10, стр. 1.

На этапе разработки газовых месторождений, особенно на поздней стадии, часто возникают проблемы, связанные с разницей между запасами, подсчитанными объемным методом по результатам геологоразведочных работ, и реально извлекаемыми – в сторону их уменьшения. Одной из актуальных задач является определение текущей газонасыщенности коллекторов с целью оценки равномерности выработки запасов по объему залежи, оценки остаточных запасов газа в обводнившихся продуктивных отложениях для технико-экономического обоснования целесообразности их извлечения. Особую актуальность эта проблема приобрела в связи с введением с 1 января 2016 г. новой Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов. Несомненным достоинством метода МНК-Кг является возможность независимого определения трех геологических параметров, характеризующих газонасыщенность коллектора: коэффициента пористости  $K_p$ , коэффициента газонасыщенности  $K_g$ , и объемного газонасыщения  $W_g$ . Глинистость коллектора практически не влияет на вычисленные значения газонасыщенности в условиях низкой минерализации пластовых вод, характерных для газовых залежей месторождений севера Тюменской области. Диагностика флюидодинамики газонасыщенных коллекторов путем проведения временных замеров в открытом стволе и после обсадки, цементирования обсадной колонны позволяет прогнозировать фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) коллектора

**Ключевые слова:** газовые скважины; физические и петрофизические основы; методика МНК-Кг; газонасыщенность; радиальное распределение; подсчетные параметры; временные замеры; фильтрационно-емкостные свойства



## **А**нализ существующих методик подсчета запасов газа по нейтронным методам со стационарными источниками

Широкое применение нейтронных методов на базе стационарных нейтронных источников для исследований газовых скважин начинается с 50-х гг. прошлого века [2, 3, 4]. В работах [5, 6, 7] наиболее полно рассмотрены возможности стационарных нейтронных методов на базе однозондовых установок НГК с размером зонда 60–80 см и ННК с размером зонда 40–50 см для решения задач разведки, связанных с подсчетами (пересчетами) запасов, и на этапе разработки газовых месторождений – для решения задач контроля за разработкой. В газовых скважинах после операции глушения геологическая информативность методов ННК и НГК оценивалась как достаточная для решения задач по оценке газонасыщенности (остаточной газонасыщенности) в классических гранулярных коллекторах. В газонаполненных скважинах информативность методов НГК и ННК для определения подсчетных параметров неудовлетворительна за счет инверсного характера показаний методов от газонасыщенной пористости коллектора. Ниже на примере газонаполненной скважины будет рассмотрена информативность показаний методов НГК и ННК и аналитических параметров методики МНК-Кг при определении газонасыщенности коллектора.

До настоящего времени руководящими документами при подсчете запасов газа были «Временное методическое руководство по определению подсчетных параметров геофизическими методами для подсчета запасов нефти и газа», выпущенное в 1978 г. [7] и «Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемными методами», выпущенные в 2003 г. [8]. Изложенные в них методики определения газонасыщенности были разработаны для однозондовых методов НГК и ННК для исследований обсаженных газовых скважинах, заполненных водогазовой смесью. Основными недостатками этих методик при подсчете (пересчете) запасов газа являются необходимость учета влияния глинистости на показания нейтронных методов путем привлечения методов ПС и ГК-С, отсутствие возможности определения  $K_p$  газонасыщенных коллекторов и, как следствие, высокая погрешность оценки подсчетных параметров (особенно для обсаженных газонаполненных скважин). Обычно  $K_p$  принималось по керновым данным или по комплексу ГИС.

На этапе разработки месторождений часто возникают проблемы, связанные с существен-

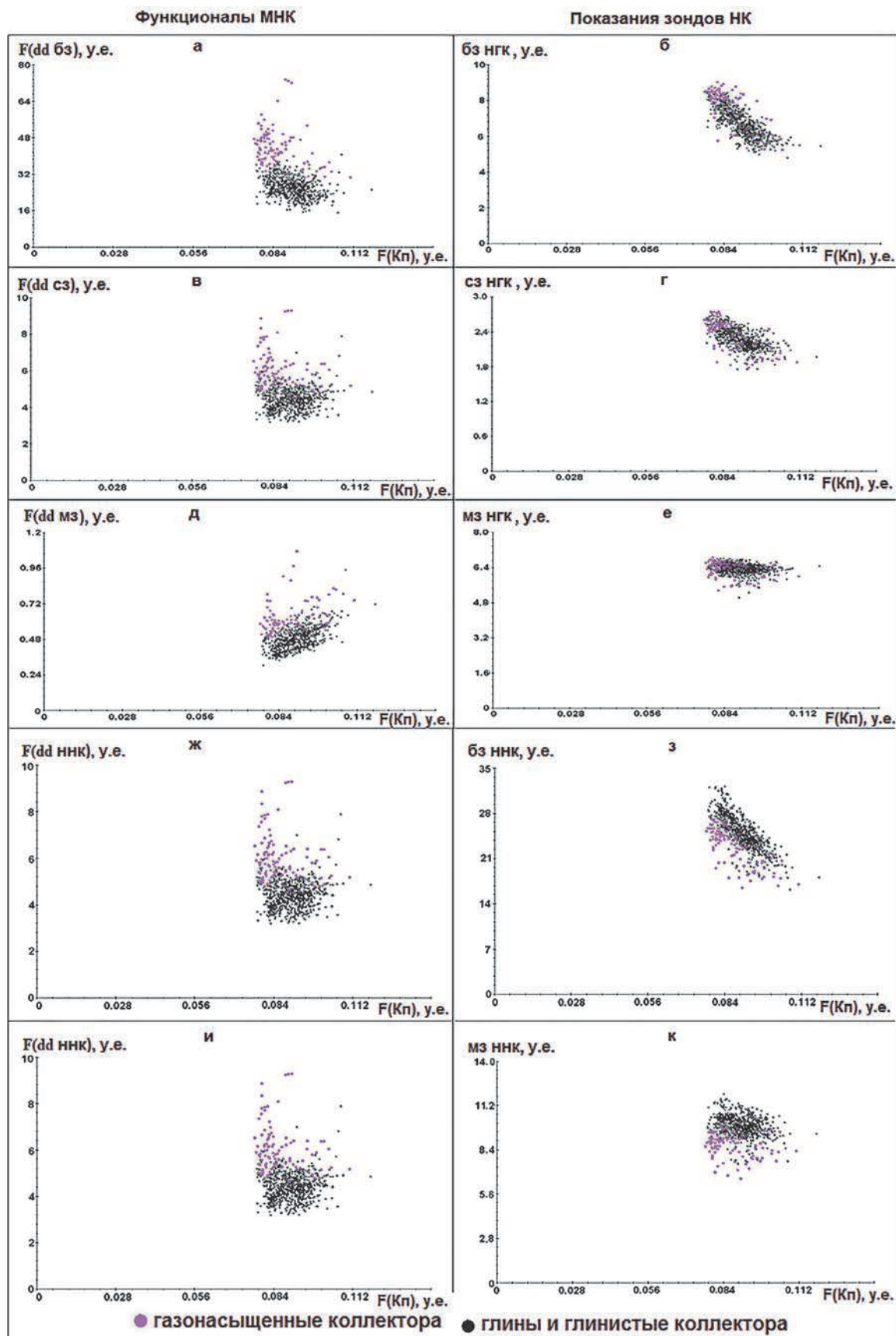
ной разницей между запасами, подсчитанными объемным методом по результатам геолого-разведочных работ, и реально извлекаемыми – в сторону их уменьшения. Особенно эта проблема становится актуальной в связи с введением с 1 января 2016 г. новой Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов [9].

### **Новые возможности, реализуемые на базе методики МНК-Кг**

Решение задачи определения газонасыщенности коллектора для подсчета (пересчета) запасов газа при любом заполнении обсаженной скважины может быть успешно с применением технологии МНК на базе аппаратуры КСПРК-Ш или ее аналогов, являющейся логическим развитием ранее применяемых методик. В аппаратуре реализуется трехзондовый спектрометрический нейтронный гамма каротаж (ЗСНГК) и двухзондовый нейтрон нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (2ННК), что позволяет значительно повысить достоверность определения подсчетных параметров в комплексе с результатами интерпретации ГИС открытого ствола и промыслово-геофизическими исследованиями (ПГИ) в обсаженных скважинах. Технология МНК во многом лишена перечисленных выше недостатков, характерных для однозондовых методов НГК и ННК.

В 2016 г. ЭТС ФБУ «Государственной комиссией по запасам полезных ископаемых» рассмотрел и рекомендовал для использования в производственных и научных организациях «Методические рекомендации...» [1]. Методика МНК-Кг имеет существенные преимущества перед рассмотренными выше, которые заключаются в следующем:

- позволяет выполнить раздельное определение геологических параметров газонасыщенности порового пространства коллектора  $K_p$ ,  $K_g$ ,  $W_g$ ;
- дает возможность выполнить оценку комплексного параметра  $W_g$  (наиболее ценного для подсчета запасов) тремя способами: а) непосредственно, как единый независимый параметр; б) через  $K_g$  и  $K_p$ ; в) через остаточную водонасыщенность  $W_v$  коллектора и  $K_p$ ;
- позволяет выполнить разноглубинное зондирование прискважинной зоны коллектора в радиальном направлении с вычислением геологических параметров газонасыщенности коллектора  $K_g$ ,  $W_g$ , что является дополнительным критерием при оценке газонасыщенности порового пространства прискважинной зоны коллектора;
- величина и распределения вычисленных значений газонасыщенности коллектора  $K_g$ ,



**Рис. 1.** Пример сопоставления аналитических возможностей определения газонасыщенности по функционалам МНК (а, в, д, ж, и) и отдельным зондам НК (б, г, е, з, к) в газонаполненной скважине сеноманских отложений одного из северных НГКМ



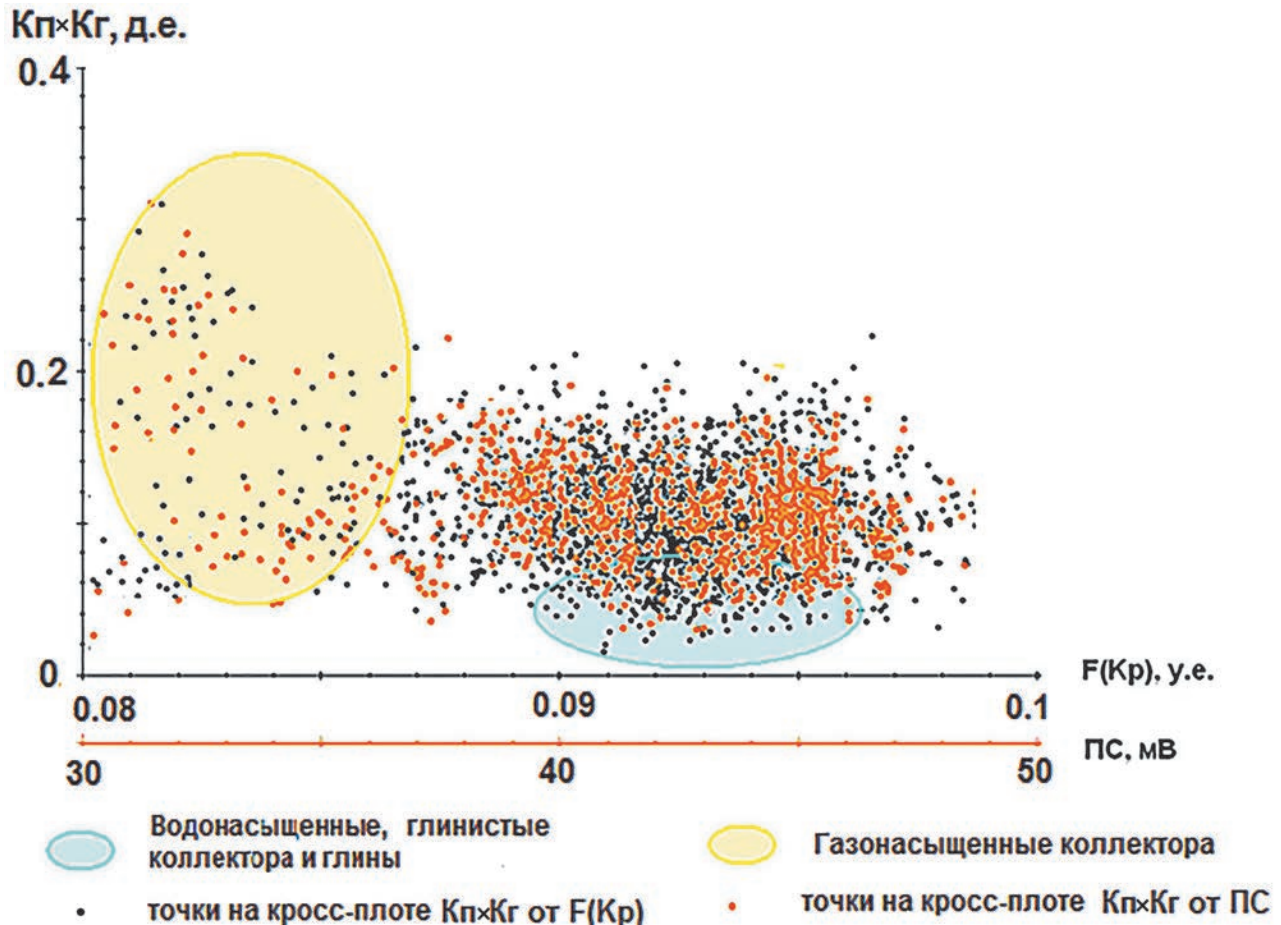


Рис. 2.

Результаты сопоставления кросс-плотов  $K_p \times K_g$  от  $F(K_p)$  и  $K_p \times K_g$  от ПС в газонаполненной скважине в сеноманских отложениях одного из северных НГКМ

Wг, на удалении 5–10 см (скважина), 10–15 см (ближняя зона), 15–30 см (средняя зона) 30–50 см (дальняя зона) от стенки скважины служит основой интерпретации и позволяет ранжировать продуктивные отложения по фильтрационно-емкостным свойствам (ФЕС). За истинное насыщение коллектора принимаются значения вычисленного насыщения для дальней зоны;

- геологическая информативность исследования по определению газонасыщенности порового пространства коллектора практически не зависит от заполнения и конструктивных особенностей скважины;

- влияние глинистости коллекторов на вычисляемые параметры газонасыщенности коллекторов практически отсутствуют.

Расширенные возможности и преимущества технологии МНК по сравнению с однозондовыми методами НК наглядно доказываются результатами скважинных исследований. Оценка аналитических возможностей разноглубинных функционалов (аналитических параметров) МНК, характеризующих газонасыщенность коллектора на различном удалении от стенки сква-

жины:  $F(dd \text{ ннк})$  на 5–10 см (скважина),  $F(dd. \text{мз h})$  на 10–15 см (ближняя зона),  $F(dd. \text{сз h})$  на 15–30 см (средняя зона),  $F(dd. \text{бз h})$  на 30–50 см (дальняя зона) и показаний большого и малого зондов бз ннк, мз ннк метода 2ННК и 3 зондов СНГК мз нгк h, сз нгк h, бз нгк h, регистрирующих жесткую часть гамма излучения радиационного захвата тепловых нейтронов (ГИРЗ) с энергией более 2,3 Мэв (h), произведена путем кросс-плотного анализа этих вычисляемых параметров в зависимости от функции пористости  $F(K_p)$ . Функция  $F(K_p)$  вычислялась по отношению скоростей счета тепловых нейтронов малого  $J_{мз}$  и большого  $J_{бз}$  зондов метода 2ННКт нормированных на показания в воде. Пример сопоставления близких по глубинности исследований показания зондов НК и функционалов МНК в газонаполненной скважине сеноманских отложений одного из северных НГКМ приведены на **рис. 1**.

Анализ результатов сопоставления кросс-плотов функционалов  $F(dd. \text{ннк})$ ,  $F(dd. \text{мз h})$ ,  $F(dd. \text{сз h})$ ,  $F(dd. \text{бз h})$  от  $F(K_p)$  и показаний зондов НК мз ннк, бз ннк, мз нгк h, сз нгк h, бз нгк h от  $F(K_p)$  показывает, что:

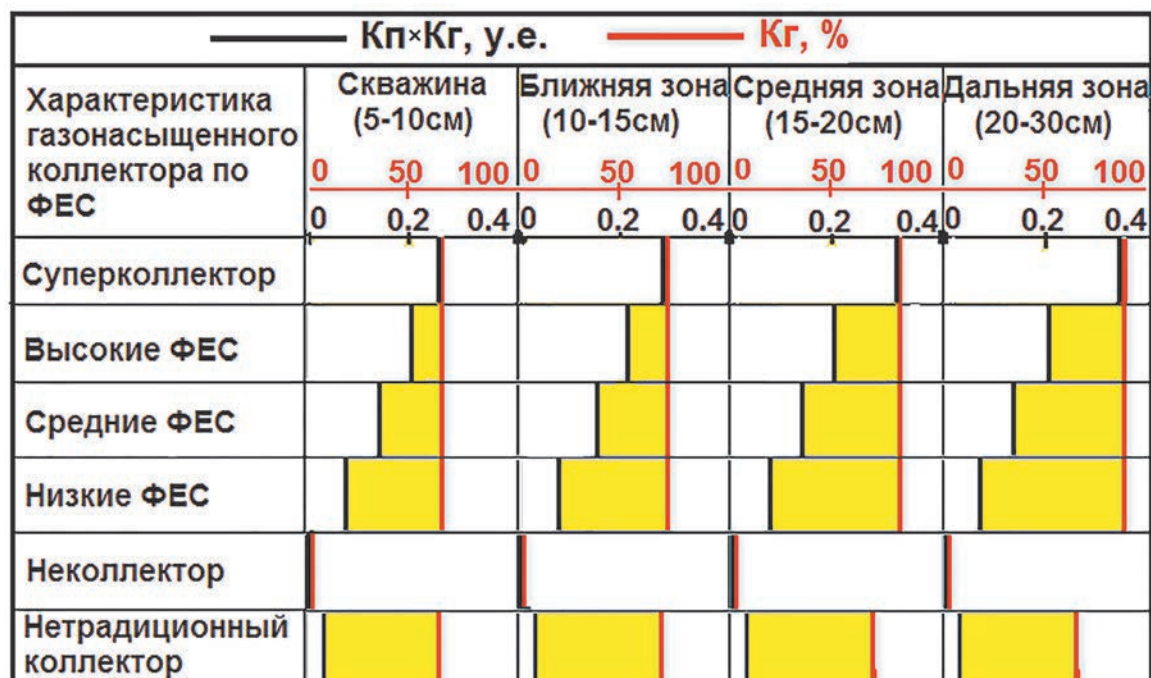


Рис. 3. Общая схема геолого-геофизической интерпретации по прогнозированию ФЕС по соотношению вычисленных значений  $K_p$ ,  $W_g$  в радиальных зонах для газовых залежей

– функционалы, вычисленные по МНК, однозначно выделяют газонасыщенные коллектора увеличением показаний вне зависимости от глубинности исследований и однозначно связаны с газонасыщенностью коллектора в широком диапазоне изменений газонасыщенности коллектора;

– характер зависимостей показаний зондов НК от газонасыщенности коллектора носит инверсный характер. Показания большого зонда бз нгк h и частично среднего сз нгк h, зондов СНГК с увеличением газонасыщенности увеличивают свои показания, а малый зонда СНГК мз нгк h, малый мз ннк и большой зонды, бз ннк метода 2ННК с увеличением газонасыщенности показания уменьшают. Следовательно, использование показаний отдельных зондов нейтронных методов для определения газонасыщенности коллекторов в газонаполненных скважинах некорректно.

#### Оценка влияния глинистости коллектора на вычисляемую по методике МНК-Кг объемную газонасыщенность ( $W_g = K_p \times K_g$ )

Глинистость газонасыщенных коллекторов оказывает существенное влияние на показания отдельных зондов нейтронных методов через содержание связанной воды, находящейся в составе минералов глинистых минералов, и остаточной воды. Глинистые минералы представлены главным образом каолинитом, хлоритом,

гидрослюдой, и смешанослойными образованиями ряда гидрослюда-монтмориллонит [10]. Повышение глинистости пород приводит к понижению показаний нейтронных методов и, как следствие, к завышению водонасыщенной пористости в глинистых коллекторах. Как показывает практика интерпретации нейтронных методов, в условиях низко минерализованных пластовых вод сеноманских отложений севера Тюменской области по нейтронным характеристикам глины в коллекторах газонасыщенных песчаников и собственно глины практически не содержат химических элементов с аномальными нейтронными свойствами и могут быть использованы как геологические эквиваленты водонасыщенных коллекторов с низкой минерализацией пластовых вод. Для подтверждения этого факта были проведены кросс-плотные сопоставления, вычисленных по методике МНК-Кг значений  $K_p \times K_g$  и значений ПС от  $F(K_p)$  в геолого-технических условиях сеноманских отложений одного из северных НГКМ в газонаполненной скважине. Результаты сопоставлений приведены на рис. 2.

#### Прогноз ФЕС газонасыщенных коллекторов

Анализ результатов свидетельствует о совпадении кросс-плотов  $F(K_p)$  от  $K_p \times K_g$  и ПС от  $K_p \times K_g$ , в том числе и нижней части кросс-плотных распределений, которые соответствуют плотным пластам, водонасыщенным коллекторам,



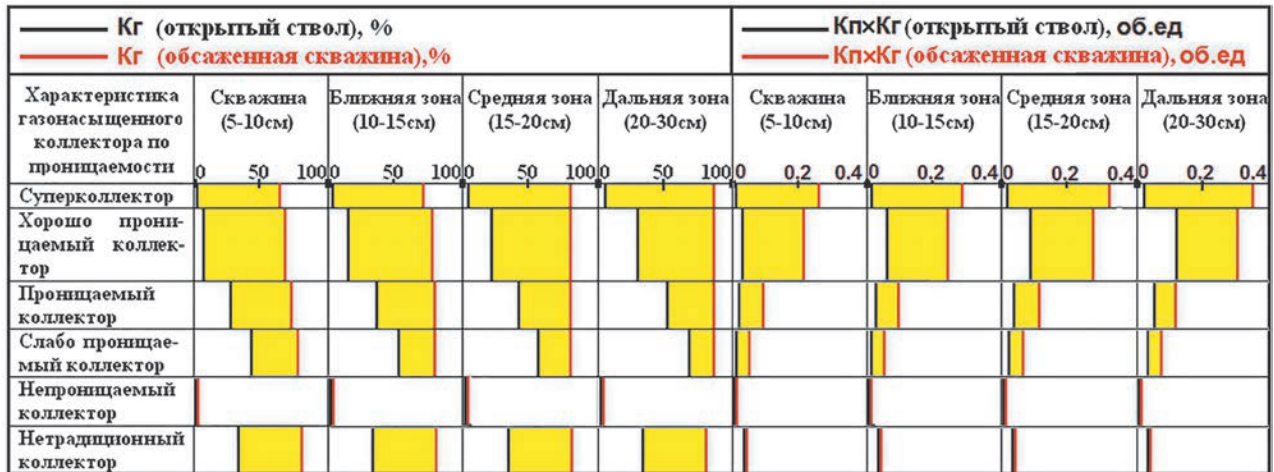


Рис. 4.

Схема интерпретации временных замеров в открытом стволе и после обсадки и цементирования колонны для выделения и оценки газонасыщенности коллекторов и прогноза их проницаемости при вариациях пористости коллектора

глинистым коллекторам и глинам с низким содержанием газа. Это свидетельствует о том, что влияние глинистости газонасыщенных коллекторов сеноманских отложений эквивалентно влиянию пористости коллекторов, насыщенных низко минерализованной водой и не оказывает существенного влияния на вычисляемый параметр объемной газонасыщенности  $K_p \times K_g$ . Небольшой разброс точек на кросс-плотах обусловлен недоучетом влиянием каверн в глинах и глинистых пластах, а также геолого-технических условий в открытом стволе и обсаженной скважине. Как отмечалось выше прогнозировать ФЕС коллектора позволяет диагностика флюидодинамики газонасыщенных коллекторов путем проведения временных замеров в открытом стволе и после обсадки, цементирования обсадной колонны. Соотношение вычисленных параметров газонасыщенности коллектора  $K_g$  и  $W_g$  в радиальном направлении от стенки скважины определяют его ФЕС. Величина  $K_g$  представляет отношение газонасыщенной пористости к объему пор и не зависит от пористости коллектора и его проницаемости. Объемная газонасыщенность коллектора более тесно связана с ФЕС коллектора и добычными характеристиками газовой скважины.

На рис. 3 дана общая схема геолого-геофизической интерпретации по прогнозированию ФЕС коллектора, на основе анализа распределения вычисленных значений  $K_g$ ,  $K_p \times K_g$  в радиальном направлении для газовых залежей.

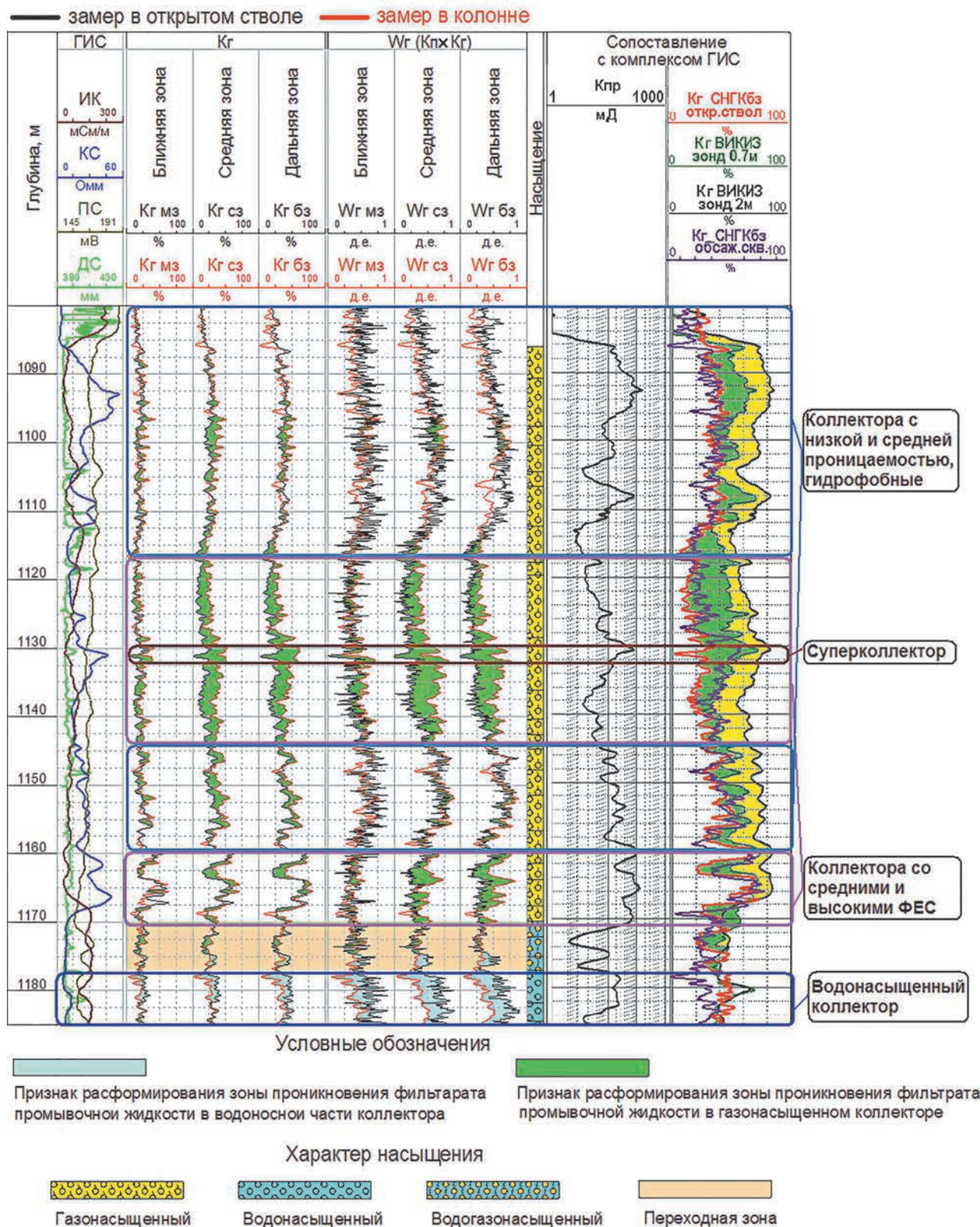
Из анализа рисунка следует, что вычисленные значения  $K_g$  не зависят от пористости коллектора. Нетрадиционные газонасыщенные коллектора в сеноманских отложениях характеризуются высокими значениями  $K_g$  и низкими значениями  $W_g$  (газ плотных коллекторов). По-

роды, не содержащие газ (неколлектора) характеризуются минимальными значениями  $K_g$  и  $W_g$ . Временные замеры для исследований газовых скважин однозондовыми методами НГК и НКК широко применяются с 50-х годов прошлого века [5,6] и показали свою информативность при исследовании классических терригенных коллекторов в газовых скважинах с пористостью более 15–20% заполненных жидкостью и практически не применимы для исследований обсаженных газонаполненных скважин. По результатам временных замеров после расформирования зоны проникновения определялась газонасыщенность коллекторов и прогнозировалась их проницаемость. Применение методики МНК- $K_g$  позволяет снизить порог по пористости при определении газонасыщенности и прогнозе проницаемости коллекторов до 5–10% и расширить диапазон геолого-технических условий их применения. Методика информативна при любом заполнении газовых скважин в условиях многоколонной конструкции скважин.

Схема интерпретации временных замеров в открытом стволе и после обсадки и цементирования колонны по методике МНК- $K_g$  приведена на рисунке 4 для выделения и оценки газонасыщенности коллекторов, прогноза проницаемости коллекторов при вариациях пористости коллектора.

Анализ рисунка показывает:

– газонасыщенные коллектора с высокой проницаемостью характеризуются максимальным расхождением вычисленных значений  $K_g$  и  $K_p \times K_g$  для открытого ствола и обсаженной скважины. При этом значения  $K_g$  и  $K_p \times K_g$  для обсаженной скважины выше значений для открытого ствола. Эта тенденция сохраняется и с увеличением глубинности исследований;



**Рис. 5.** Результаты интерпретации временных замеров по методике МНК-Kг в газовой залежи сеноманских отложений в сопоставлении с комплексом ГИС открытого ствола

– нетрадиционные терригенные коллектора характеризуются высоким и устойчивыми значениями Kг и низкими значениями KпхKг, а плотные породы, не содержащие газ (на рисунке



непроницаемый коллектор) характеризуются минимальными значениями  $K_g$  и  $K_p \times K_g$ .

Проведение дальнейших временных замеров позволяет выделить газонасыщенные коллектора с более низкими ФЕС.

**Оценка геологической информативности методики МНК-Кг по результатам скважинных исследований.**

Как отмечалось выше, на стадии строительства газовых скважин наиболее обширную геологическую информацию дают временные замеры по методике МНК-Кг в открытом стволе и после обсадки, цементирования обсадной колонны. Здесь успешно решаются вопросы выделения коллекторов, оценки их газонасыщенности, прогноза проницаемости прискважинной зоны коллектора, а в комплексе с электрометрией открытого ствола – выделения гидрофильных и гидрофобных коллекторов и определения особенностей условий осадконакопления. Хорошим примером в решении этих задач являются результаты исследования в одной из скважин северных НГКМ приведенные на *рис. 5*.

Сеноманские продуктивные отложения северных месторождений имеет сложное строение, характеризуется значительной изменчивостью литологического состава, сильной расчлененностью, слоистой неоднородностью, повышенной глинистостью, гидрофильностью и гидрофобностью коллекторов. В результате интерпретации по методике МНК-Кг выделены коллектора, определен характер насыщения порового пространства, дан прогноз проницаемости, выделены гидрофильные и гидрофобные коллектора.

Как отмечалось выше, величина вычисленных значений  $K_g$  и  $K_p \times K_g$  и их распределение в радиальном направлении от стенки скважины для открытого ствола и обсаженной скважины служат основой решения широкого круга геологических задач. Здесь следует отметить, что приведенные значения  $K_p \times K_g$  даны в относительных объемных единицах порового пространства коллектора. Для определения истинных значений эти показания нужно умножить на максимальное значение объемной газонасыщенности, определенной по результатам анализа керна. Анализ результатов интерпретации МНК-Кг и ГИС открытого ствола позволил получить новую геологическую информацию об особенностях строения коллекторов сеноманских отложений, которые заключаются в следующем. При прогнозе проницаемости газонасыщенных коллекторов по временным замерам в качестве диагностического признака наличия газонасыщенного коллектора используется ве-

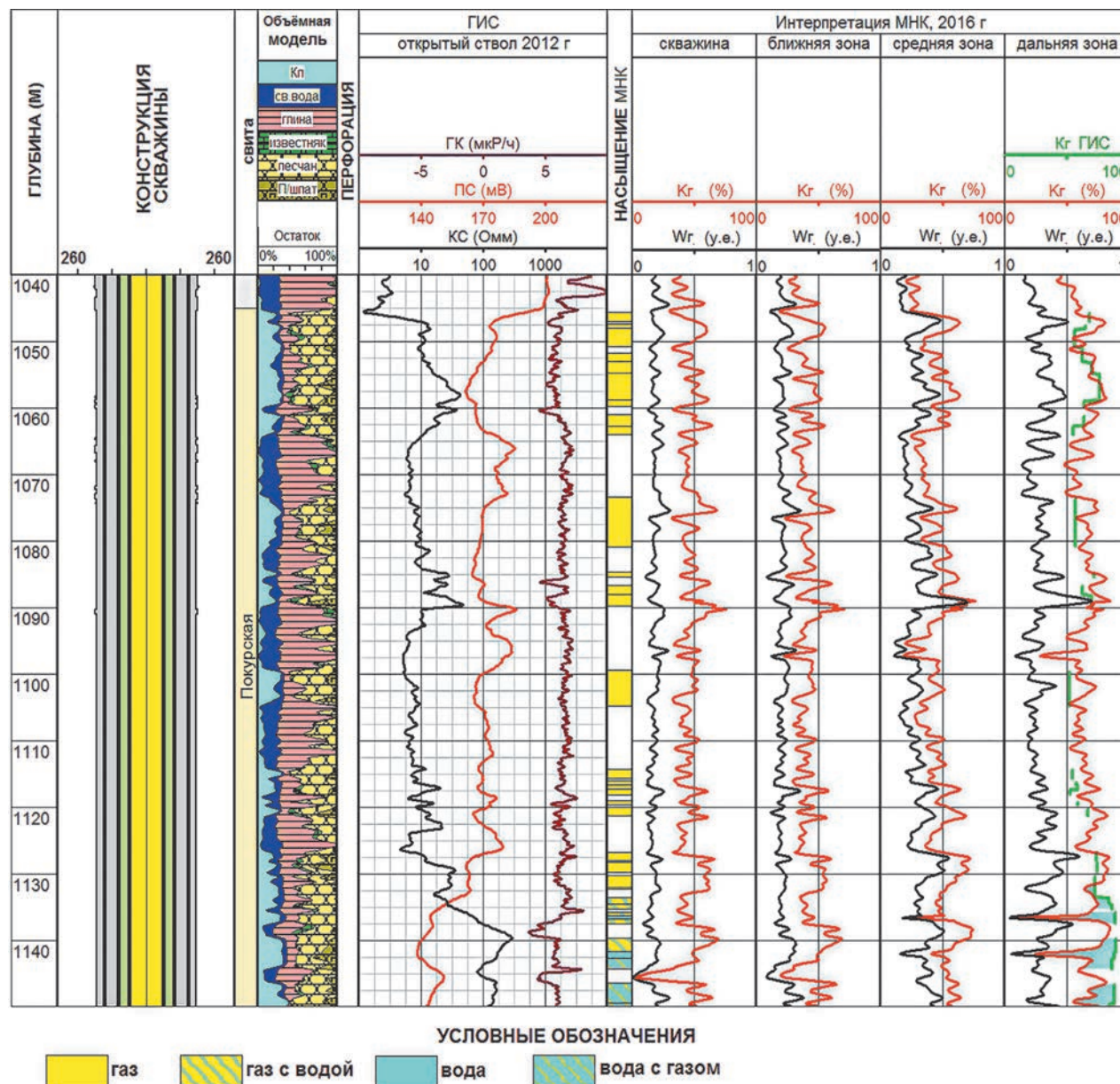
личина приращения вычисленных значений  $K_g$  и  $K_p \times K_g$  в обсаженной и зацементированной скважине относительно их величин в открытом стволе. В коллекторах с высокими ФЕС величина расхождений будет максимальной, а с низкими ФЕС – минимальной. Выделенные проницаемые коллектора по МНК-Кг в газонасыщенных отложениях удовлетворительно коррелируют с результатами прогноза проницаемости по комплексу электрических (электромагнитных) методов открытого ствола в интервалах глубин 1018–1043 м, 1161–1169 м и не коррелируют в остальной части исследованного интервала. Причинами отсутствия корреляции могут быть низкая проницаемость коллектора из-за особенностей строения порового пространства коллектора связанная с большим содержанием алевролитовой фракции, что подтверждается повышенными показаниями кривой ПС и наличием влияния гидрофобности коллектора, создающего препятствие для проникновения в газонасыщенный коллектор фильтрата промышленной жидкости.

Анализ результатов интерпретации временных замеров по методике МНК-Кг и ГИС открытого ствола свидетельствует, что:

- по результатам интерпретации по методике МНК-Кг выделен маломощный коллектор с высокими ФЕС (суперколлектор,  $K_{пр} > 1000$  мД) на глубине 1130,8–1131,6 м, который характеризуется минимальными значениями  $K_g$  и  $K_p \times K_g$  в открытом стволе и высокими в обсаженной скважине, а также локальным минимумом на кривой ПС открытого ствола;

- в интервале глубин выше положения суперколлектора наблюдаются существенные различия в вычисленных значениях  $K_g$  для малого зонда ВИКИЗ ( $K_g$  ВИКИЗ, зонд 0,7 м) и дальней зоны исследований по методике МНК-Кг ( $K_g$  СНГКбз обсаж. скв) в обсаженной скважине при близких глубинностях исследований. Вычисленные значения  $K_g$  по малому зонду ВИКИЗ существенно завышены относительно значений, вычисленных по методике МНК-Кг при практическом совпадении вычисленных значений  $K_g$  для открытого ствола ( $K_g$  СНГКбз откр. ствол). На рисунке расхождения коэффициентов  $K_g$ , вычисленных по малому и большому зондам метода ВИКИЗ, окрашены желтым цветом и  $K_g$ , вычисленные по методике МНК-Кг для дальней зоны открытого ствола и малым зондом ВИКИЗ, окрашены зеленым цветом. Такое распределение вычисленных значений  $K_g$  по разным методам может служить признаком гидрофобного коллектора с большим содержанием алевролитовой фракции песчаника;

- в интервале глубин ниже положения суперколлектора наблюдаются удовлетворитель-



**Рис. 6.**  
 Выделения маломощных интервалов прорыва пластовых вод по коллекторам с высокими ФЕС, блокирующим выход газа из нижележащих газонасыщенных коллекторов с более низкими ФЕС

ное схождение вычисленных значений  $K_g$  для малого зонда ВИКИЗ ( $K_g$  ВИКИЗ, зонд 0,7 м) и в дальней зоне по методике МНК- $K_g$  ( $K_g$  СНГКбз обж. скв) в обсаженной скважине. Это свидетельствует о наличии газонасыщенных коллекторов с хорошими ФЕС и малым содержанием с алевритовой фракции песчаника. Гидрофобный коллектор выделяется по МНК- $K_g$  в интервале глубин 1130,0–1161,0 м.

Можно однозначно констатировать, что суперколлектор служит границей раздела условий осадконакопления в сеноманской газовой залежи.

Применение методики МНК- $K_g$  в газонаполненных скважинах позволяет выделить забло-

кированные водой газонасыщенные коллектора в обводнившейся части газонасыщенных отложений.

На **рис. 6** приведен пример выделения маломощных интервалов прорыва пластовых вод по коллекторам с высокими ФЕС, блокирующим выход газа из нижележащих газонасыщенных коллекторов с более низкими ФЕС, а также нанесены результаты интерпретации комплекса ГИС открытого ствола. Вычисленные значения  $K_g$  по ГИС для открытого ствола показали хорошую сходимость с результатами определения  $K_g$  по методике МНК- $K_g$ .

В нашем случае достоинством методики является возможность выделять маломощные ин-



тервалы коллекторов с высокими ФЭС, по которым происходит прорыв пластовых вод, блокирующих выход газа в скважину из нижележащих газонасыщенных коллекторов с более низкими ФЭС. Интервалы опережающего внедрения пластовых вод по коллекторам с высокими ФЭС выделяются в интервалах глубин 1136,5–1137,2 м, 1141,2–1142 м.

### Выводы

В процессе исследований продуктивных сеноманских отложений комплексом МНК и ГИС открытого ствола получены ценные практические результаты, позволяющие значительно повысить надежность и информативность геолого-геофизической интерпретации на этапах подсчета (оценки) запасов газовой залежи.

Доказанным достоинством методики МНК-Кг является отсутствие влияния глинистости коллектора и глини на вычисляемые геологические параметры насыщения  $K_g$  и  $K_p \times K_g$  для условий газонасыщенных коллекторов залежей севера Тюменской области.


Совместная интерпретация ГИС открытого ствола и временных замеров в открытом стволе и после обсадки и цементирования колоны по методике МНК-Кг позволила получить новую геологическую информацию об особенностях строения коллекторов сеноманских отложений, которые заключаются в следующем.

В обсаженных газовых скважинах более достоверно производится оценка ФЭС газонасыщенных коллекторов.

Впервые на основе совместной интерпретации комплекса МНК и ВИКИЗ показана возможность разделения коллекторов на гидрофильные и гидрофобные. Влияние этих характеристик коллекторов пластов существенно на электрические и электромагнитные методы и приводит к существенным погрешностям в определении газонасыщенности и прогнозе проницаемости газонасыщенных коллекторов. Гидрофильность и гидрофобность газонасыщенных коллекторов практически не сказываются на результатах интерпретации по методике МНК-Кг.

Появились возможности выделения смены условий осадконакопления в отложениях сеноманской газовой залежи по положению суперколлектора.

На этапе пересчета остаточных геологических запасов сеноманской газовой залежи методика МНК-Кг позволяет выделить газонасыщенные коллектора в обводнившейся части газонасыщенных отложений и оценить их остаточные линейные запасы без их глушения скважины.

Методика позволяет на этапе строительства скважины по временным замерам в открытом стволе и после обсадки и цементирования колоны ранжировать коллектора по ФЭС и выделять маломощные интервалы коллекторов с высокими ФЭС, по которым можно прогнозировать первоочередной прорыв пластовых вод в газонасыщенный коллектор с последующим блокированием нижележащих газонасыщенных коллекторов с более низкими ФЭС. 

### Литература

1. Методические рекомендации по применению многозондового нейтронного каротажа для оценки характера насыщения и коэффициента газонасыщенности коллекторов в обсаженных газовых скважинах. Москва–Тверь: Полипресс. 2016.
2. Барсуков О.А., Блинов Н.М., Выборных С.Ф. и др. Радиоактивные методы исследования нефтяных и газовых скважин. М.: Гостехиздат. 1958. 314 с.
3. Дахнов В.Н. Применение радиоактивных методов при поиске полезных ископаемых. Сессия АН СССР по мирному использованию атомной энергии. 1–5 мая 1955 г. М.: АН СССР. 1955.
4. Холин А.И. и др. Ядерно-геофизические исследования на подземных газохранилищах // Опыт контроля за продвижением пластовых вод в процессе разработки основных газовых и газоконденсатных месторождений Советского Союза. М.: ВНИИГазпром. 1968.
5. Берман Л.Б., Нейман В.С. Исследование газовых месторождений и подземных хранилищ газа методами промысловой геофизики. М.: Недра. 1972.
6. Берман Л.Б., Нейман В.С. и др. Промысловая геофизика при ускоренной разведке газовых месторождений. М.: Недра. 1987.
7. Временное методическое руководство по определению подсчетных параметров геофизическими методами для подсчета запасов нефти и газа. Утверждено Министерством геологии СССР, Министерством нефтяной промышленности. М. 1978.
8. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемными методами. Под ред. В.И. Петерсилье, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко. Москва–Тверь: ВНИГНИ, Тверьгеофизика. 2003.
9. Приказ Минприроды России № 564 от 28.12.2015. Об утверждении требований к составу правил оформления представляемых на государственную экспертизу по подсчету запасов нефти и горючих газов.
10. Леонтьев Е.И., Дорогиницкая Л.М. и др. Изучение коллекторов нефти и газа месторождений Западной Сибири геофизическими методами. М.: Недра. 1974.

A.V. Kalinkin, Deputy Head of Department, Public Joint Stock Company Gazprom<sup>1</sup>, A.Kalinkin@adm.gazprom.ru  
I.A. Zinchenko, PhD, Head of Directorate, Public Joint Stock Company Gazprom<sup>1</sup>, I.Zinchenko@adm.gazprom.ru  
S.A. Kirsanov, PhD, Deputy Head of Directorate, Public Joint Stock Company Gazprom<sup>1</sup>, S.Kirsanov@adm.gazprom.ru  
S.A. Egurzov, Director General, Innovative Oil & Gas Technologies llc<sup>2</sup>, s.egurtsov@iogt.ru  
Yu.V. Ivanov, PhD, Deputy General Director for production, Innovative Oil & Gas Technologies llc<sup>2</sup>, y.ivanov@iogt.ru  
A.I. Lysenkov, PhD, Deputy Chief Geologist, Innovative Oil & Gas Technologies llc<sup>2</sup>, a.lysenkov@iogt.ru

<sup>1</sup>Public Joint Stock Company Gazprom. BOX 1255, St. Petersburg, 190000, Russian Federation.

<sup>2</sup>Innovative Oil & Gas Technologies llc. 10/1, 1 Nagatinskiy proezd, Moscow, Russia, 115230

## On the Principal Capabilities of Multi-probe Neutron Logging for the Calculation (Estimation) of Gas Reserves by a Volumetric Method in the Conditions of Gas Deposits in the North of the Tyumen Region

**Abstract.** At the stage of development of gas fields, especially at a late stage, there are often problems associated with the difference between the reserves calculated by the volumetric method based on the results of geological exploration work and actually extracted – towards reducing them. One of the urgent tasks is to determine the current gas saturation of reservoirs in order to assess the uniformity of producing reserves by the volume of the deposit, to estimate the residual gas reserves in the watered productive sediments for the feasibility study of the expediency of their extraction. This problem became particularly topical in connection with the introduction, since January 1, 2016, of a new Classification of Reserves and Resources of Oil and Combustible Gases. The analysis of the application of existing methods of NGK and NOC on the basis of stationary neutron sources in the calculation of gas reserves is performed and their shortcomings are shown. The possibility of determining the gas saturation coefficient and the bulk gas saturation of the pore space of the collectors at different distances from the wall of the production column along the radial zones is shown on the basis of multi-probe neutron logging (MNC). The distribution of the geological parameters of gas saturation of the porous space of the Kg, Wr collector calculated on the basis of the MNK–Kr method by radial zones serves as the basis for the geological and geophysical interpretation and forecast of well productivity. The algorithm for calculating the geological reserves of gas deposits using a volumetric method involves volumetric gas saturation, which is determined by the MNK–Kr method, which is informative in conditions of cased and multicolumn well designs in the independence of the fluid that fills the well. The undoubted advantage of the MNK–Kr method is the ability to independently determine the three geological parameters characterizing the gas saturation of the reservoir: the porosity coefficient Kp, the gas saturation factor, and the bulk gas saturation. Clayiness of the reservoir does not affect the calculated values of gas saturation in conditions of low salinity of reservoir waters characteristic for gas deposits in the north of the Tyumen region. Diagnostics fluid dynamics of gas-saturated reservoirs by carrying out temporary measurements in the open trunk and after casing, cementing the casing allows to predict the reservoir's reservoir properties.

**Keywords:** gas wells; physical and petrophysical basis; the MNK–Kr method; gas saturation; radial distribution; counting parameters; time measurements; filtration–capacitive properties

### References

1. *Metodicheskie rekomendatsii po primeneniiu mnogozondovogo neitronnogo karotazha dlia otsenki kharaktera nasyscheniia i koeffitsienta gazonasyschenosti kollektorov v obsazhennykh gazovykh skvazhinakh* [Methodological recommendations on the use of multi-probe neutron logging for assessing the saturation character and the gas saturation coefficient of collectors in cased gas wells]. Moscow–Tver, Polipress Publ., 2016.
2. Barsukov O.A., Blinov N.M., Vybornykh S.F. i dr. *Radioaktivnye metody issledovaniia neftiannykh i gazovykh skvazhin* [Radioactive methods for studying oil and gas wells]. Moscow, Gostotekhzdat Publ. 1958, 314 p.
3. Dakhnov V.N.. *Primenenie radioaktivnykh metodov pri poiske poleznykh iskopaemykh. Sessia ANSSSR po mirnomu ispol'zovaniiu atomnoi energii. 1–5 maia 1955 g.* [The use of radioactive methods in the search for minerals. Session ANSSSR on the peaceful use of atomic energy. May 1-5, 1955]. Moscow, ANSSSR Publ., 1955.
4. Kholin A.I. i dr. *Iaderno-geofizicheskie issledovaniia na podzemnykh gazokhranilishchakh* [Nuclear-geophysical studies on underground gas storage facilities]. *Opyt kontrolya za prodvizheniem plastovykh vod v protsesse razrabotki osnovnykh gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdenii Sovetskogo Soiuz* [Experience in monitoring the development of reservoir waters in the process of developing the main gas and gas condensate fields of the Soviet Union]. Moscow, VNIIEGazprom Publ., 1968.
5. Berman L.B., Neiman V.S. *Issledovanie gazovykh mestorozhdenii i podzemnykh khranilishch gaza metodami promyslovoi geofiziki* [Investigation of gas fields and underground gas storages by methods of field geophysics]. M.: Nedra. 1972.
6. Berman L.B., Neiman V.S. i dr. *Promyslovaia geofizika pri uskorennoi razvedke gazovykh mestorozhdenii* [Commercial geophysics with accelerated exploration of gas fields]. Moscow, Nedra Publ., 1987.
7. *Vremennoe metodicheskoe rukovodstvo po opredeleniiu podschetnykh parametrov geofizicheskimi metodami dlia podsчета zapasov nefi i gaza. Utverzhdeno Ministerstvom geologii SSSR, Ministerstvom nefiainoi promyshlennosti* [Temporary methodological guidance for determining the counting parameters by geophysical methods for calculating oil and gas reserves. Approved by the Ministry of Geology of the USSR, the Ministry of Petroleum Industry]. Moscow, 1978.
8. *Metodicheskie rekomendatsii po podschetu geologicheskikh zapasov nefi i gaza ob"emnymi metodami* [Methodological recommendations on the calculation of geological reserves of oil and gas by volumetric methods]. Edited by V.I. Petersil'e, V.I. Poroskuna, G.G. Iatsenko. Moscow–Tver, VNIGNI, Tvergeofizika Publ., 2003.
9. *Prikaz Minprirody Rossii № 564 ot 28.12.2015. Ob utverzhdenii trebovani k sostavu pravilam oformleniia predstavliaemykh na gosudarstvenniui ekspertizu po podschetu zapasov nefi i goriuchikh gazov* [Order of the Ministry of Natural Resources of Russia No. 564 of December 28, 2015. On the approval of the requirements for the composition of the rules for registration submitted to the state expertise on the calculation of oil and combustible gas reserves]. Available at: <http://docs.cntd.ru/document/420332794> (accessed 29 November 2017).
10. Leont'ev E.I., Doroginitskaia L.M. i dr. *Izuchenie kollektorov nefi i gaza mestorozhdenii Zapadnoi Sibiri geofizicheskimi metodami* [The study of oil and gas reservoirs in Western Siberia by geophysical methods]. Moscow, Nedra Publ., 1974.





## Сахалин Энерджи



**«Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.»** – оператор проекта «Сахалин-2», одного из крупнейших в мире комплексных нефтегазовых проектов. Компания образована в 1994 г. с целью освоения Пильтун-Астохского и Лунского месторождений на северо-восточном шельфе острова Сахалин. В задачи компании входят добыча, транспортировка, переработка и маркетинг нефти и природного газа.

Компания осуществляет свою деятельность на основе первого в России Соглашения о разделе продукции (СРП), подписанного между «Сахалин Энерджи» и Российской Федерацией (в лице Правительства РФ и администрации Сахалинской области, в настоящее время – Правительство Сахалинской области) в июне 1994 г.

С 2007 г. акционерами компании являются ПАО «Газпром» (50% плюс одна акция), англо-голландский концерн *Shell* (27,5% минус одна акция), японские группы *Mitsui* (12,5% акций) и *Mitsubishi* (10% акций).

В рамках освоения месторождений компания построила масштабную инфраструктуру:

- три стационарные морские платформы:
  - «Пильтун-Астохская-А» (ПА-А, «Моликпак»)
  - «Пильтун-Астохская-Б» (ПА-Б)
  - «Лунская-А» (ЛУН-А)

- морскую и наземную трубопроводные системы (общей протяженностью 1900 км)
- объединенный береговой технологический комплекс (ОБТК)
- две насосно-компрессорные станции
- терминал отгрузки нефти (ТОН) с выносным причальным устройством (ВПУ)
- завод по производству сжиженного природного газа (СПГ)
- два узла отбора и учета газа (УОУГ), в том числе для целей газификации Сахалинской области.

Это – один из самых технически сложных проектов, осуществленных за последние десятилетия в мировой нефтегазовой индустрии. Это – первый и пока единственный в России производитель сжиженного природного газа. Доля сахалинского СПГ на мировом рынке составляет около 4,5%.

Основные покупатели углеводородов, произведенных «Сахалин Энерджи» – Япония, Южная Корея, Китай, Тайвань, Филиппины и Малайзия.

Благодаря «Сахалин Энерджи» Россия стала одним из ключевых игроков на перспективном рынке Азиатско-Тихоокеанского региона.

[www.sakhalinenergy.ru](http://www.sakhalinenergy.ru)





**П. П. Повжик**  
канд. техн. наук  
ПО «Белоруснефть»<sup>1</sup>  
заместитель генерального  
директора по геологии  
pipi@beloil.by



**А. В. Халецкий**  
ПО «Белоруснефть»<sup>1</sup>  
БелНИПИнефть  
заведующий отделом  
моделирования  
резервуаров и разработки  
pipi@beloil.by



**В. Г. Седач**  
ПО «Белоруснефть»<sup>1</sup>  
БелНИПИнефть  
Геолог сектора  
моделирования  
резервуаров  
pipi@beloil.by



**Н. А. Демяненко**  
канд. техн. наук  
ООО «ЛУКОЙЛ-  
Инжиниринг»  
филиал  
КогалымНИПИнефть<sup>2</sup>  
Центр моделирования  
и мониторинга методов  
повышения нефтеотдачи  
пластов  
главный специалист

# Классификация трудноизвлекаемых запасов углеводородов Припятского прогиба и основные проблемы их разработки

<sup>1</sup>Республиканское унитарное предприятие «Производственное объединение «Белоруснефть». Республика Беларусь, 246003, Гомель, ул. Рогачевская, 9.  
<sup>2</sup>ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», филиал «КогалымНИПИнефть». Россия, 625000, Тюмень, ул. Республики, 41.

*Рассмотрена структура остаточных извлекаемых запасов нефти Припятского прогиба, приведены темпы отбора активных и трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ). Показано, что доля ТРИЗ приближается к 70%. Приводится литературный обзор существующих классификаций ТРИЗ и классификация ТРИЗ месторождений Припятского прогиба. Показаны основные проблемы в разработке каждого из выделенных классов ТРИЗ. Каждая из этих категорий запасов требует своих технико-технологических подходов для активизации темпов их извлечения и повышения коэффициента извлечения*

**Ключевые слова:** запасы нефти; активные запасы; трудноизвлекаемые запасы; темпы отбора запасов; классификация ТРИЗ; проблемы разработки ТРИЗ.



Согласно [1], в среднесрочной перспективе основную базу прироста нефтедобычи нефтяных компаний будут составлять трудноизвлекаемые запасы нефти.

Это характерно и для РУП «Производственное объединение «Белоруснефть». Уже на текущий момент доля ТриЗ в суммарном объеме остаточных извлекаемых запасов приближается к 70%. По состоянию на 1 января 2017 г. в пределах Припятского прогиба (основного региона деятельности РУП «Производственное объединение «Белоруснефть») открыто 83 месторождения УВ, которые по объему остаточных извлекаемых запасов можно разделить на 4 основные группы (*табл. 1*). Как видно из данных *табл. 1*, только в пределах 3 крупных месторождений сосредоточено 40,8% остаточных извлекаемых запасов. Остальные остаточные извлекаемые запасы рассредоточены в пределах 80 месторождений (средних, мелких и весьма мелких). Причем в суммарном объеме запасов 34% – это активные и 66% – ТриЗ.

Рассматривая темпы отбора запасов, следует отметить, что при средних темпах отбора 3,6% от суммарных запасов, темпы отбора активных составляют 8,1% и трудноизвлекаемых – 1,2%. Налицо дисбаланс в темпах отбора активных и ТриЗ. Этот дисбаланс приводит к тому, что интенсивно сокращаются активные запасы и увеличивается доля ТриЗ в суммарном балансе остаточных извлекаемых. Поэтому основные перспективы в поддержании добычи нефти в Белорусском регионе связаны с увеличением темпов отбора и коэффициента извлечения ТриЗ.

Как известно, наращивание темпов отбора ТриЗ связано с необходимостью повышенных затрат материальных и финансовых средств, внедрения нетрадиционных технологий, специального нефтепромыслового оборудования, дефицитных реагентов и материалов [2]. Последнее невозможно без совершенствования существующих, разработки и внедрения новых инновационных оборудования и технологий, соответствующих геолого-физическим условиям залежей с ТриЗ [1, 3, 4]. Понимание требований к оборудованию и технологиям возможно только при дифференцированном подходе к различным группам (классам) ТриЗ, к пониманию проблем, связанных с их извлечением из пластов. Для изучения проблем необходимо разделение ТриЗ на классы (группы) с примерно близким перечнем критериев выделения ТриЗ в соответствующие классы и присущим этим классам проблем.

В результате обобщения ряда литературных источников авторы [1, 5] разделяют ТриЗ на 2 большие группы:

- нефти с аномальными свойствами (*Oils with anomalous Properties*);
- нефти в сложных условиях залегания (*Oils in complex storage conditions*).

Первую группу составляют виды нефтей с аномальными физико-химическими свойствами (высокая вязкость и плотность, высокое содержание серы, парафинов, смол и асфальтенов, высокая или низкая газонасыщенность и др.). Ко второй группе относятся различные виды нефтей с осложненными условиями залегания [1, 5].

В «Классификации трудноизвлекаемых запасов» (Халимов Э.М., Лисовский Н.Н., 2005, 2009 [2]) по критериям отнесения запасов к трудноизвлекаемым они объединены в пять групп по признакам:

- аномальности свойств нефтей и газов (вязкость);
- неблагоприятности характеристик коллекторов (низкие значения коэффициентов пористости, нефтенасыщенности, проницаемости, латеральная и вертикальная неоднородность пластов);
- типам контактных зон (нефть – пластовая вода, нефть – газовая шапка);
- технологическим причинам (выработанность > 0,7 от начальных извлекаемых запасов, обводненность);
- горно-геологическим факторам, осложняющим (удорожающим) бурение скважин и добычу нефти (глубина, аномальные пластовые давления и температура, многолетнемерзлые породы).

По мнению [2, 6–8] к ТриЗ, заключенным в геологически сложно построенных пластах и залежах относятся запасы, сосредоточенные в:

- низкопроницаемых коллекторах с проницаемостью менее 0,05 мкм<sup>2</sup>;
  - коллекторах с низкой пористостью (менее 8%);
  - залежах на больших глубинах (более 4500 м);
  - залежах с пластовой температурой выше 100 °С или ниже 20 °С;
  - залежах на территории распространения многолетнемерзлых пород;
  - в залежах с выработкой более 0,7 от начальных извлекаемых запасов (НИЗ) и обводненностью добываемой продукции свыше 75–80%.
- Как видно из приведенного выше обзора, авторы [2, 6–8] в отдельную большую группу выделяют ТриЗ, связанные с аномальными свойствами нефтей.

Ориентируясь на рассмотренные выше классификации ТриЗ, среди ТриЗ Припятского прогиба можно выделить как ТриЗ, связанные с аномальными свойствами нефтей, так и ТриЗ,

№ группы месторождений	Объемы остаточных извлекаемых запасов, млн усл. ед.	Наименование группы месторождений	Количество месторождений в группе	Остаточные извлекаемые запасы, %			Годовые темпы отбора запасов, % от остаточных извлекаемых		
				Суммарные	Активные	Трудноизвлекаемые	Суммарных	Активных	Трудноизвлекаемых
1	< 0,5	Весьма мелкие	59	16,8	5,8	11	3	5,6	1,5
2	0,5–1	Мелкие	14	19,6	7,6	12	3,4	5,7	2
3	> 1–3	Средние	7	22,8	12,8	10	3,1	4,3	1,6
4	> 3	Крупные	3	40,8	7,8	33	4,2	18,5	0,8
		Всего	83	100	34	66	3,6	8,1	1,2

**Таблица 1.**

Структура и текущие темпы освоения извлекаемых запасов на месторождениях РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»

связанные с геологически сложно построенными пластами и залежами.

Среди ТриЗ с аномальными физико-химическими свойствами нефтей можно выделить небольшие объемы запасов:

- тяжелых, вязких нефтей;
- нефтей с высоким газовым фактором (более 500 м<sup>3</sup>/т).

Основные объемы ТриЗ Припятского прогиба связаны с неблагоприятными характеристиками коллекторов (низкие значения коэффициентов пористости, проницаемости, высокая латеральная и вертикальная неоднородность пластов) и выработкой запасов более 70%. Эти запасы можно разделить на 5 основных категорий (классов) (*табл. 2*).

1. Запасы, сосредоточенные в заводненных зонах залежей разрабатываемых крупных и средних месторождений на последней стадии разработки.

2. Запасы низкопроницаемых пластов с проницаемостью менее 0,010 мкм<sup>2</sup> на залежах первой и второй стадии разработки малых месторождений.

3. Запасы в малых залежах разрабатываемых и законсервированных месторождений, вскрытых одиночными скважинами.

4. Запасы, сосредоточенные в нетрадиционных коллекторах на разрабатываемых месторождениях с традиционными коллекторами.

5. Ресурсы перспективных участков нетрадиционных коллекторов.

Каждая из этих категорий запасов имеет свои специфические проблемы в разработке и требует своих технико-технологических подходов для активизации темпов их извлечения, повышения коэффициента извлечения. Рассмотрим особенности каждой из этих категорий запасов и проблемы, связанные с их выработкой.

**Первая категория ТриЗ (*табл. 2*)** нефти выделяется на крупных и средних месторождениях, имеющих высокую фильтрационную неоднородность, как правило, двойную пористость, обводненность добываемой продукции которых превышает 75–80%. Для подобных месторождений в условиях активного заводнения происходит опережающая выработка высокопроницаемых и высокопродуктивных коллекторов, формирование остаточных запасов в низкопроницаемых зонах, защемленных участках, быстрый рост обводненности и снижение темпов отбора. К моменту наступления завершающей стадии разработки добыча нефти сопровождается значительными объемами попутно добываемой воды, что влечет за собой увеличение затрат на электроэнергию, транспорт и переработку добываемой продукции и приводит к снижению рентабельности добычи, отнесению остаточных запасов нефти к категории трудноизвлекаемых.

Для сокращения удельных затрат на добычу нефти в завершающей стадии разработки необходимо системное регулирование объемов закачки воды и отбора жидкости, а так же со-



Группа запасов	Категория (класс) запасов	Критерии выделения	Проблемы разработки
Аномальные нефти	Тяжелые, вязкие нефти	Вязкость в пластовых условиях больше 30 мПа·с.	Большое различие между вязкостью вытесняемого и вытесняющего агентов; большие глубины залегания залежей; небольшие размеры залежей.
	Высокий газовый фактор	> 500 м <sup>3</sup> /т	Осложнения при эксплуатации подземного оборудования; снижение фазовой проницаемости по нефти в пластовых условиях;
Неблагоприятные характеристики коллекторов и технологические условия разработки	Выработанные (истощенные) запасы больших и средних месторождений на последней стадии разработки	Выработанность > 0,7 НИЗ, пласты с двойной пористостью и проницаемостью, сильно расчлененные	Опережающая выработка высокопроницаемых и высокопродуктивных коллекторов; формирование остаточных запасов в низкопроницаемых зонах, защищенных участках; быстрый рост обводненности и снижение темпов отбора; добыча нефти сопровождается значительными объемами попутно добываемой воды.
	Запасы в низкопроницаемых и низкопористых коллекторах	Проницаемость < 0,01 мкм <sup>2</sup> ; пористость для: терригенных кол-ров < 8%; карбонатных кол-ров < 4%.	Имеются пропластки незначительной мощности с наличием суперколлекторов; низкий охват пластов дренированием; низкие коэффициенты вытеснения нефти из пористой среды; интенсивное нарастание обводненности продукции.
	Запасы малых залежей разрабатываемых и законсервированных месторождений, вскрытых одиночными скважинами.	ОИЗ < 300 тыс. т; проницаемость < 0,01 мкм <sup>2</sup> ; пористость для: терригенных кол-ров < 8%; карбонатных кол-ров < 4%; сильно расчлененные.	Залежи вскрыты одиночными скважинами; разбуривание залежей дополнительным фондом скважин экономически не целесообразно; отсутствие влияния законтурной области; разработка на упруго-замкнутом режиме до полного истощения пластовой энергии; достигаемый коэффициент извлечения нефти не превышает 3–7%.
	Запасы, в нетрадиционных коллекторах на разрабатываемых месторождениях с традиционными коллекторами.	Проницаемость < 0,001 мкм <sup>2</sup> ; пористость карбонатных коллекторов < 4%; сильно расчлененные; разбуренные плотной сеткой скважин.	Нет опыта разработки; традиционные технологии не дают существенного положительного результата в достижении рентабельного дебита углеводородов.
	Ресурсы перспективных участков нетрадиционных коллекторов.	Проницаемость < 0,001 мкм <sup>2</sup> ; пористость карбонатных коллекторов < 4%; сильно расчлененные; выделяемые по признакам нефтегазонасыщения в отдельных параметрических и поисковых скважинах.	Опыт разработки отсутствует; пробурены только отдельные единичные параметрические или поисковые скважины; в процессе бурения опробованы только отдельные интервалы; материалы сейсморазведки имеются только по отдельным зонам перспективных участков.

Таблица 3. Начальные геологические ресурсы углеводородов в нетрадиционных коллекторах на перспективных участках

вершенствование методов нефтевытеснения. Оптимизировать процесс выработки запасов нефти возможно за счет разработки и внедрения технологий управления фильтрационными потоками, подразумевающего комплексное применение потокоотклоняющих методов, селективной водоизоляции, циклического заводнения, методов воздействия на призабойную зону добывающих и нагнетательных скважин. Необходим научно обоснованный комплексный подход к выделению критериев, условий и оптимальных параметров эффективного применения данных технологий.

Суммарные остаточные ТриЗ нефти месторождений Беларуси, обводненность продукции которых превышает 75–80%, составляют более 20 млн т условных единиц. К наиболее интересным в плане изученности месторождения и объемов остаточных ТриЗ относятся Речицкое (межсолевая 4, 8–9 пачки и семилуская залежи нефти), подсолевые залежи Вишанского месторождения, межсолевые залежи Осташковичского, Южно-Осташковичского и Южно-Сосновского месторождений.

**Запасы низкопроницаемых пластов с проницаемостью менее 0,01 мкм<sup>2</sup> на залежах первой и второй стадии разработки (табл. 2).** Вводимые в последние 20–30 лет в разработку новые небольшие залежи и месторождения приурочены в основном к коллекторам с низкой проницаемостью, которые зачастую характеризуются сложным строением продуктивных пластов и высокой расчлененностью. Извлечение таких запасов нефти связано со значительными осложнениями процессов разработки запасов, строительства и эксплуатации скважин. Выработка этих запасов с применением традиционных технологий разработки характеризуется низкими темпами добычи нефти и минимальным КИН. К осложняющим условиям относятся неоднородное строение коллектора, различия в свойствах пластовой нефти и вытесняющего агента, неравномерное распределение градиентов давлений и скоростей фильтрации. Ряд залежей на этих месторождениях при средневзвешенной низкой проницаемости имеют пропластки незначительной мощности с наличием суперколлекторов. Наличие данных условий обуславливают низкий охват пластов дренированием и низкие коэффициенты вытеснения нефти из пористой среды. Для этих залежей характерны естественно замкнутый или упруго-замкнутый режимы разработки.

Опыт эксплуатации низкопроницаемых пластов этого класса ТриЗ, показал пониженную эффективность заводнения как метода вторичного воздействия на пластах с естественным

замкнутым и упруго-замкнутым режимами разработки. Характерно, что в ряде случаев отрицательные результаты обнаруживаются уже на ранних этапах реализации системы поддержания пластового давления (ППД) путем закачки воды. В ряде случаев по трещинам и породам суперколлекторам происходит кинжальный прорыв воды и интенсивное нарастание обводненности добываемой продукции.

Учитывая сложившуюся ситуацию, следует признать, что только широкомасштабное внедрение новых технологий и методов, заметно повышающих эффективность обычного заводнения, позволит активно вовлечь в разработку данную категорию ТриЗ.

К наибольшему по объему остаточных извлекаемых запасов этой категории, сосредоточенных в низкопроницаемых пластах можно отнести межсолевые залежи I и II блоков Вишанского, Мармовичского, западного блока Славянского, Южно-Тишковского и других месторождений. Объемы ТриЗ этой категории превышают 6 млн т условных единиц.

**Запасы в малых залежах разрабатываемых и законсервированных месторождений, вскрытых одиночными скважинами (табл. 2).** На текущий момент доля открытых небольших по запасам месторождений в Припятском прогибе составляет около 68,4% от суммарного количества всех открытых месторождений. Причем они обеспечивают менее 10% годовой добычи нефти РУП «Производственное объединение «Белоруснефть». Последнее связано со сложным геологическим строением залежей данных месторождениях, незначительными запасами, низкими фильтрационными свойствами и неоднородностью пород-коллекторов.

Среди небольших по запасам месторождений выделяется большое количество залежей, вскрытых одиночными скважинами, разработка которых в настоящий момент либо не ведется, либо объемы добываемой нефти находятся на грани рентабельности. Геологические запасы нефти в пределах одной залежи на этих месторождениях ограничены и, как правило, не превышают 200–300 тыс. т. Поэтому разбуривание таких залежей дополнительным фондом скважин экономически нецелесообразно. Для этих залежей характерно отсутствие влияния законтурной области, и разработка ведется на упруго-замкнутом режиме до полного истощения пластовой энергии. При этом достигаемый коэффициент извлечения нефти при таких условиях не превысит 3–7%.

Следует отметить, что суммарные геологические запасы нефти категорий C<sub>1</sub> + C<sub>2</sub> по этим залежам составляют более 52 млн т условных



Лицензионный участок	Перспективные отложения	Начальные геологические ресурсы, млн т по оценке	Удельная плотность ресурсов УВ т/м <sup>3</sup>
Притокский	Межсоль	159,742	0,0192
Василевичский	Межсоль	137,97	0,008
Речицкий	Межсоль (I–III) пачки	61,704	0,033
Восточно–Ельский*	Межсоль	37,027	0,0619
Савичско–Бобровичский	Межсоль	32,963	0,038
Давыдовский	Межсоль (ptr)	1,455	0,021
ИТОГО:		430,861	

Таблица 2.

### Классификация трудноизвлекаемых запасов Припятского прогиба

единиц, т.е. в этих залежах сосредоточены достаточно большие ресурсы УВС. Получение конечного КИН на таких залежах в пределах 30–40% с применением традиционных технологий разработки не представляется возможным. Необходимы специальные технологии разработки, которые бы позволяли получать максимальный охват вытеснением, и высокие КИН при относительно небольших затратах на организацию системы разработки одиночными скважинами.

**Запасы, сосредоточенные в нетрадиционных коллекторах (табл. 2).** Наряду с обозначенными проблемами по поиску методов и технологий по освоению первых трех выделенных типов ТриЗ нефти на месторождениях сложного геологического строения, в Беларуси существует еще одно направление организации пополнения ресурсной базы и возможной добычи углеводородов – освоение низко и сверх низкопроницаемых нефтегазонасыщенных, так называемых нетрадиционных коллекторов, которые пока остаются малоизученными, а содержащиеся в них углеводороды – неучтенными.

Доводом в пользу изучения нетрадиционных резервуаров может служить также то обстоятельство, что по мере их исследования и в процессе реализации целенаправленных работ по поискам нетрадиционных скоплений УВ, возможно будут попутно выявлены новые традиционные залежи.

В Беларуси в последние годы проявляется значительный интерес к перспективам поисков *tight reservoirs*. Разработка низко и сверх низкопроницаемых коллекторов месторождений Беларуси – это резерв добычи УВ для страны как в ближайшей, так и отдаленной перспективе. Необходимо уже в настоящий момент активно

заниматься камеральными работами по прогнозированию, оконтуриванию, локализации и оценке их ресурсов, проведению микросейсмического мониторинга в карбонатных нетрадиционных коллекторах, разработке подходов и методологии оценки ресурсов, выполнению опытно-промысловых работ по освоению запасов. Следует отметить, что среди нетрадиционных коллекторов можно выделить две группы.

**Первая группа – это нетрадиционные залежи УВ среди традиционных скоплений УВ (табл. 2)** (на месторождениях с традиционными коллекторами). В данной группе рассматриваются разрабатываемые месторождения нефти, природные резервуары которых являются комбинированными, т.е. содержащими как традиционные коллекторы, так и нетрадиционные. Особенно экономически выгодным представляется изучение и освоение нетрадиционных коллекторов в пределах наиболее крупных, истощенных («зрелых») залежей, обеспеченных всей инфраструктурой добычи, подготовки и транспорта УВ [9, 10]. Выявление нефтегазонасыщенных нетрадиционных коллекторов в пределах таких залежей позволило бы обосновать дополнительный резерв добычи нефти и газа, что обеспечило бы увеличение сроков эксплуатации соответствующих старых месторождений.

Добыча нефти и газа из нетрадиционных коллекторов является неразведанным резервом добычи в Беларуси [4, 11]. По предварительной оценке, в карбонатных отложениях крупных истощенных месторождений могут содержаться значительные объемы УВ, порой в 1,5 раза превышающие начальные промышленные геологические запасы нефти в коллекторах соответствующих традиционных залежей.

По мнению ряда авторов [9, 12–13], наибольшим потенциалом добычи нефти и газа из нетрадиционных отложений на разрабатываемых месторождениях обладают Речицкие межсолевые залежи. Первоочередным объектом для изучения являются залежи I–III пачки Речицкого месторождения. Отличительной особенностью этой группы залежей нетрадиционных углеводородов является следующее:

- они разбурены плотной сеткой поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин, которые бурились на залежи с традиционными коллекторами;

- частично опробованы в процессе бурения;
- по ним имеются достаточно обширные материалы сейсморазведки, ГИС, результаты опробований и испытаний, керновые исследования;

- по имеющейся информации возможно достаточно корректно построить геологические и гидродинамические модели и оценить потенциал нефтедобычи;

- имеется первый опыт построения геолого-гидродинамических моделей, подсчета запасов, бурения и эксплуатации на эти запасы горизонтальных скважин с многозонным ГРП.

Первый опыт разработки этих запасов показал, что традиционные технологии не дают существенного положительного результата с точки зрения достижения рентабельного дебита УВ. Для увеличения рентабельности необходимо опробование специальных инновационных технологий [14–15].

**Вторая группа нетрадиционных залежей УВ приурочена к перспективным участкам с ресурсами УВ (табл. 2).** Необходимо отметить, что выполненная предварительная оценка ресурсов в нетрадиционных коллекторах на имеющихся в настоящий момент перспективных участках Припятского прогиба, а именно Притокском, Василевичском, Давыдовском, Савичско-Бобровичском, Восточно-Ельском и Речицком, составляет более 430 млн т условных единиц [12] (табл. 3).

Для этой группы нетрадиционных запасов характерно следующее:

- на перспективных участках пробурены только отдельные единичные параметрические или поисковые скважины;

- в процессе бурения опробованы только отдельные интервалы;

- материалы сейсморазведки имеются только по отдельным зонам;

- для построения корректных геолого-гидродинамических моделей требуется проведение широкоазимутальной сейсморазведки, а затем поисково-разведочного бурения;

- необходим поиск и опробование инновационных высокорентабельных технологий стро-

ительства скважин, управления выработкой запасов и добычей нефти.

В условиях дефицита ресурсной базы УВ в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» необходима целенаправленная адресная программа работ по увеличению темпов отбора из каждой категории ТриЗ нефти. Увеличение темпов отбора даже до 5% позволит не только стабилизировать, но даже и нарастить годовые уровни добычи, а увеличение коэффициента извлечения ТриЗ до 30–40% позволит дополнительно добыть не менее 20–25 млн т нефти.

Подводя итог следует отметить следующее.

1. В пределах Припятского прогиба выделены следующие классы ТриЗ:

А) по аномальности нефтей:

- тяжелые, вязкие нефти;

- высокий газовый фактор;

## **Освоение и активизация выработки трудноизвлекаемых и нетрадиционных запасов – это значительный резерв добычи УВ в Республике Беларусь**

Б) по неблагоприятным характеристикам коллекторов и технологическим условиям разработки:

- выработанные (истощенные) запасы больших и средних месторождений на последней стадии разработки;

- запасы в низкопроницаемых и низкопористых коллекторах;

- запасы малых залежей разрабатываемых и законсервированных месторождений, вскрытых одиночными скважинами;

- запасы, в нетрадиционных коллекторах на разрабатываемых месторождениях с традиционными коллекторами;

- ресурсы перспективных участков нетрадиционных коллекторов.

2. Освоение и активизация выработки трудноизвлекаемых и нетрадиционных запасов – это значительный резерв добычи УВ в Республике Беларусь. Для вовлечения этого резерва в технологический процесс необходима разработка и внедрение все более современных инновационных методов и технологий повышения темпов отбора и коэффициентов извлечения нефти, внедрение технологий широкомасштабного освоения и разработки нетрадиционных коллекторов.



3. В условиях дефицита ресурсной базы УВ в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» необходима целенаправленная адресная программа работ по увеличению темпов отбора из каждой категории ТриЗ нефти.

4. Увеличение темпов отбора даже до 5% позволит не только стабилизировать, но даже и нарастить годовые уровни добычи, а увеличение коэффициента извлечения трудноизвлекаемых запасов до 30–40% позволит дополнительно добыть не менее 20–25 млн т нефти. <sup>11</sup>

## Литература

1. Ященко И.Г., Полищук Ю.М. Статистический анализ качества трудноизвлекаемых нефтей // Известия Томского политехнического университета. 2015. Т. 326. № 4. С. 56–66.
2. Лисовский Н.Н., Халимов Э.М. О классификации трудноизвлекаемых запасов // Вестник ЦКР Роснедра. 2009. № 6. С. 33–35.
3. Демяненко Н.А., Повжик П.П., Галай М.И., Третьяков Д.Л., Драбкин А.В., Ревяков П.В. Новые технологии для месторождений с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов Припятского прогиба // Время колтюбинга. 2015. Июнь, спецвыпуск. С. 23–31.
4. 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. № 2. С. 114–125.
5. Ященко И., Полищук Ю., Козин Е. Трудноизвлекаемые нефти: классификация и анализ качественных особенностей // Oil & Gas Journal Russia. 2015. Ноябрь. С. 64–70.
6. Пуртова И.П., Вариченко А.И., Шпуров И.В. Трудноизвлекаемые запасы нефти. Терминология. Проблемы и состояние освоения в России // Наука и ТЭК. 2011. № 6. С. 21–26.
7. Ященко И.Г., Нестерова Г.В. Развитие классификационных критериев трудноизвлекаемой нефти и ее физико-химические свойства // Интерэкспо Гео-Сибирь. 2014. № 3. Т. 2. С. 1–7.
8. Ященко И.Г. Геоэкологические особенности освоения трудноизвлекаемой нефти. Доступно на: [http://www.ivtn.ru/2013/pdf/d13\\_04.pdf](http://www.ivtn.ru/2013/pdf/d13_04.pdf) (обращение 30.11.2017).
9. Бескопильный В.Н. Генетический прогноз потенциала добычи углеводородов из нетрадиционных месторождений Припятского нефтегазового бассейна // Теория и практика современных методов добычи нефти и увеличения нефтеотдачи пластов. Материалы международной научно-практической конференции. Гомель: Полеспечать. 2012. С. 631–639.
10. Бескопильный В.Н. О целесообразности изучения нефтегазоносности природных полуколлекторов Беларуси // Потенциал добычи горючих ископаемых в Беларуси и прогноз его реализации в первой половине XXI века. Материалы международной научно-практической конференции. Гомель: Полеспечать. 2012. С. 111–139.
11. Бескопильный В.Н., Халецкий А.В., Рыбалко И.П. Природные нефтегазоносные полуколлекторы Припятского прогиба. Гомель: ПО «Белоруснефть». 2013. 70 с.
12. Бескопильный В.Н., Грибик Я.Г., Дубинин Б.А. Краткая характеристика возможных объектов для поисков «сланцевых» углеводородов в Беларуси. Гомель: ПО «Белоруснефть». 2014. 56 с.
13. Бескопильный В.Н. О системе полуколлекторов Припятского прогиба // Эффективные технологии разработки залежей углеводородов. Тезисы докладов международной научно-практической конференции. Гомель: ПО «Белоруснефть». 2013. С. 203–208.
14. Демяненко Н.А., Повжик П.П. Пути увеличения эффективности заканчивания скважин в низкопроницаемых, весьма неоднородных пластах // Проблемы нефтегазового комплекса Западной Сибири и пути повышения эффективности. Сб. докл. 4-й науч.-практ. конф., посвященной 20-летию «КогалымНИПнефть». Тюмень, 24–26 октября 2016 г. Тюмень. 2017. С. 263–275.
15. Демяненко Н.А., Серебренников А.В., Повжик П.П. и др. Эффективность заканчивания горизонтальных скважин в весьма неоднородных низкопроницаемых пластах с применением МГРП и пути увеличения эффективности работ // Недропользование XXI век. 2017. № 1. С. 76–85.

UDC 553.982

**P.P. Povzhik**, PhD, Deputy General Director, “Belorusneft”<sup>1</sup>, [nipi@beioli.by](mailto:nipi@beioli.by)  
**A.V. Khaletsky**, Head of Reservoir Modeling and Development Department, “Belorusneft”<sup>1</sup>, [nipi@beioli.by](mailto:nipi@beioli.by)  
**V.G. Sedach**, Reservoir Simulation Sector Geologist, “Belorusneft”<sup>1</sup>, [nipi@beioli.by](mailto:nipi@beioli.by)  
**N.A. Demyanenko**, PhD, Chief Specialist of the Center for Modeling and Monitoring of Enhanced Oil Recovery Techniques, “LUKOIL-Engineering”, a branch of “KogalymNIPneft”<sup>2</sup>

<sup>1</sup>State Production Association “Belorusneft”. 9 Rogachevskaya str. Gomel, 246003, Republic of Belarus.

<sup>2</sup>LUKOIL-Engineering, a branch of “KogalymNIPneft”. Russia, 625000, Tyumen, Republic str. 41.

## Classification of Hard-to-Recover Hydrocarbon Reserves of the Pripyat Trough and the Main Problems of their Development

**Abstract.** The structure of residual recoverable oil reserves of the Pripyat Trough is considered, and the rates of selection of active and hard-to-recover reserves are given. It is shown that the share of hard-to-recover reserves is close to 70%. A literature review of existing classifications of hard-to-recover reserves and a classification of hard-to-recover reserves of the Pripyat Trough deposits are given. The main problems in the development of each of the identified classes of hard-to-recover reserves are shown. Each of these categories of reserves requires their technical and technological approaches to increase the rates of their extraction and increase the recovery factor

**Keywords:** oil reserves; active stocks; hard-to-recover reserves; the rate of stock selection; classification of hard-to-recover reserves; problems of developing hard-to-recover reserves.

---

## References

1. Iashchenko I.G., Polishchuk Iu.M. *Statisticheskii analiz kachestva trudnoizvlekaemykh neftei* [Statistical analysis of the quality of hard-to-recover oils]. *Izvestiia Tomskogo politekhnicheskogo universiteta* [Proceedings of Tomsk Polytechnic University], 2015, vol. 326, no. 4, pp. 56–66.
2. Lisovskii N.N., Khalimov E.M. *O klassifikatsii trudnoizvlekaemykh zapasov* [On the classification of hard-to-recover reserves]. *Vestnik TsKR Rosnedra* [The Bulletin of Central Oil and Gas Field Development Commission], 2009, no. 6, pp. 33–35.
3. Demianenko N.A., Povzhik P.P., Galai M.I., Tret'iaikov D.L., Drabkin A.V., Reviakov P.V. *Novye tekhnologii dlia mestorozhdenii s trudnoizvlekaemyimi zapasami uglevodorodov Pripiatskogo progiba* [New technologies for deposits with hard-to-recover hydrocarbon reserves of the Pripyat Trough]. *Vremia koltiubinga* [Coiled tubing time], 2015, June, special issue, pp. 23–31.
4. Serebrennikov A.V., Povzhik P.P., Demianenko N.A., Zhuk I.V. *Opyt osvoeniia trudnoizvlekaemykh i netraditsionnykh zapasov uglevodorodov v RUP «Proizvodstvennoe ob"edinenie «Belorusneft'»: problemy i perspektivy razvitiia* [Experience in the development of hard-to-recover and non-traditional hydrocarbon reserves in RUE "Production association" Belorusneft' ": problems and development prospects]. *Nedropol'zovanie XXI vek* [Subsoil use of the XXI century], 2016, no. 2, pp. 114–125.
5. Iashchenko I., Polishchuk Iu., Kozin E. *Trudnoizvlekaemye nefti: klassifikatsiia i analiz kachestvennykh osobennosti* [Difficult oil: classification and analysis of quality features]. *Oil & Gas Journal Russia*, 2015, November, pp. 64–70.
6. Purtova I.P., Varichenko A.I., Shpurov I.V. *Trudnoizvlekaemye zapasy nefti. Terminologiya. Problemy i sostoianie osvoeniia v Rossii* [Hardly recoverable oil reserves. Terminology. Problems and state of development in Russia]. *Nauka i TEK* [Science and FPC], 2011, no. 6, pp. 21–26.
7. Iashchenko I.G., Nesterova G.V. *Razvitie klassifikatsionnykh kriteriev trudnoizvlekaemoi nefti i ee fiziko-khimicheskie svoistva* [Development of classification criteria for hard-to-recover oil and its physico-chemical properties]. *Interekspo Geo-Sibir'* [Interexpo Geo-Siberia], 2014, no. 3, vol. 2, pp. 1–7.
8. Iashchenko I.G. *Geoekologicheskie osobennosti osvoeniia trudnoizvlekaemoi nefti* [Geoecological features of developing hard-to-recover oil]. Available at: [http://www.ivtn.ru/2013/pdf/d13\\_04.pdf](http://www.ivtn.ru/2013/pdf/d13_04.pdf) (accessed 30 November 2017).
9. Beskopyl'nyi V.N. *Geneticheskii prognoz potentsiala dobychi uglevodorodov iz netraditsionnykh mestorozhdenii Pripiatskogo neftegazonosnogo basseina* [Genetic forecast of hydrocarbon production potential from unconventional deposits of the Pripyat oil and gas basin]. *Teoriia i praktika sovremennykh metodov dobychi nefti i uvelicheniia nefteotdachi plastov* [Theory and practice of modern methods of oil production and enhanced oil recovery]. *Prog. Int. conf. Gomel, Polespechat Publ.*, 2012, pp. 631–639.
10. Beskopyl'nyi V.N. *O tselesoobraznosti izucheniia neftegazonosnosti prirodnykh polukollektorov Belarusi* [On the expediency of studying oil and gas content of natural semi-collectors of Belarus]. *Potentsial dobychi goriuchikh iskopaemykh v Belarusi i prognoz ego realizatsii v pervoi polovine XXI veka* [The potential for the production of fossil fuels in Belarus and the forecast of its implementation in the first half of the 21st century]. *Prog. Int. conf. Gomel, Polespechat Publ.*, 2012, pp. 111–139.
11. Beskopyl'nyi V.N., Khaletskii A.V., Rybalko I.P. *Prirodnye neftegazonosnye polukollektory Pripiatskogo progiba* [Natural oil and gas semi-collectors of the Pripyat Trough]. *Gomel, PO «Belorusneft'» Publ.*, 2013, 70 p.
12. Beskopyl'nyi V.N., Gribik Ia.G., Dubinin B.A. *Kratkaia kharakteristika vozmozhnykh ob"ektov dlia poiskov «slantsevykh» uglevodorodov v Belarusi* [Brief description of possible objects for the search for "shale" hydrocarbons in Belarus]. *Gomel, PO «Belorusneft'» Publ.*, 2014, 56 p.
13. Beskopyl'nyi V.N. *O sisteme polukollektorov Pripiatskogo progiba* []. *Effektivnye tekhnologii razrabotki zalezhei uglevodorodov* [On the system of semi-collectors of the Pripyat Trough // Effective technologies for the development of hydrocarbon deposits]. *Prog. Int. conf. Gomel, PO «Belorusneft'» Publ.*, 2013, pp. 203–208.
14. Demianenko N.A., Povzhik P.P. *Puti uvelicheniia effektivnosti zakanchivaniia skvazhin v nizkopronitsaemykh, ves'ma neodnorodnykh plastakh* [Ways to increase the efficiency of completion of wells in low permeability, very heterogeneous strata]. *Problemy neftegazovogo kompleksa Zapadnoi Sibiri i puti povysheniia effektivnosti* [Problems of the oil and gas complex in Western Siberia and ways to improve efficiency.]. *Prog. 4<sup>th</sup> Conf., Tiumen, 24–26 October 2016, Tiumen*, 2017, pp. 263–275.
15. Demianenko N.A., Serebrennikov A.V., Povzhik P.P. i dr. *Effektivnost' zakanchivaniia gorizonta'nykh skvazhin v ves'ma neodnorodnykh nizkopronitsaemykh plastakh s primeneniem MGRP i puti uvelicheniia effektivnosti rabot* [Efficiency of completion of horizontal wells in highly heterogeneous low-permeable formations using MSHF and ways to increase the efficiency of work]. *Nedropol'zovanie XXI vek* [Subsoil use of the XXI century], 2017, no. 1, pp. 76–85.





Население планеты –  
рост на  
**25%**

Глобальная экономика –  
рост на  
**100%**

Эффективность  
потребления энергии –  
рост на  
**40%**

Энергия. Мы почти никогда ее не видим, но она жизненно важна для человеческого прогресса. С ростом численности населения и улучшением его благосостояния растет потребность в энергоресурсах. К счастью, день за днем эффективность их использования повышается настолько, что до 2040 года, несмотря на то, что глобальная экономика вырастет в два раза по сравнению с 2015 годом, рост потребности в энергоресурсах будет гораздо медленнее. Главная задача – поставлять энергию, необходимую миллиардам людей для повышения их уровня жизни, с минимальным воздействием на окружающую среду. Именно над этим ежедневно работают более 70 000 сотрудников компании «ЭксонМобил».

Energy lives here™

**ExxonMobil**

РЕКЛАМА





**Т.В. Ольнева**  
канд. геол.-мин. наук  
ОАО «Газпромнефть НТЦ»<sup>1</sup>  
эксперт  
Olneva.TV@gazpromneft-ntc.ru



**К.А. Ежов**  
НТЦ НИС-Нафтагас<sup>2</sup>  
эксперт  
ezhov.ka@nis.eu

# Комплексная оценка напряженного состояния геологической среды\*

<sup>1</sup>ОАО «Газпромнефть НТЦ». Россия, 190000, Санкт-Петербург, Набережная р. Мойки, 75–79.

<sup>2</sup>«НТЦ НИС-Нафтагас». Сербия, 21000, Нови Сад, ул. Народного Фронта, 12.

*В статье рассматриваются методы изучения напряженного состояния геологической среды в связи с запросами нефтегазовой отрасли на прогноз развития трещиноватых коллекторов. Результативные исследования коллекторов этого типа во многом способствуют планированию оптимальной схемы разработки действующих месторождений, рациональному бурению горизонтальных стволов, эффективному применению методов интенсификации добычи, а также формированию критериев для поиска новых объектов. На примере изучения одного из действующих месторождений авторы приводят результаты комплексирования сейсмических и скважинных данных, обращая внимание на разномасштабность явлений, доступных для изучения обозначенными методами*

**Ключевые слова:** сейсморазведка; анизотропия; тектоника; главные напряжения; трещиноватый коллектор; скважинный микросканер; волновой акустический каротаж; Паннонский бассейн

\* Авторы статьи выражают искреннюю благодарность руководству и специалистам НИС а.д. Нови Сад, НИС НТЦ (Сербия), ООО «Газпромнефть НТЦ», А.Н. Иноземцеву (Paradigm).



**Н**апряженное состояние является естественным для геологической среды вследствие влияния на систему большого количества внешних и внутренних факторов. Поддержанию внутреннего напряженного состояния отдельных частей системы способствует неоднородность геологической среды и ее иерархическая организация. В процессе деформации, спровоцированной напряжением, исходная структура постоянно перестраивается и создает новые очаги концентрации напряжений и деформаций. Напряженное состояние принято оценивать по уже проявленным деформациям, поэтому само напряжение относят к виртуальным параметрам, не поддающимся оценке [1]. В настоящее время появились предпосылки расширить линейку методов тектонофизики, позволяющих получать фактический материал из практических исследований. Прежде всего, речь идет о возможностях определения направления современного стресса с использованием скважинных микросканеров и результатов интерпретации широкоазимутальных сейсмических исследований. Для вовлечения фактического материала, полученного от дистанционных геофизических методов в обоснование тех или иных геодинамических процессов необходимо тестирование последних в условиях регионов с выраженным направлением тектонической деформации. Например, известно, что на Урале ось максимального сжатия при складкообразовании была ориентирована субширотно, на Кавказе – субмеридионально. К таким регионам можно отнести Паннонский бассейн, где существует ярко выраженное преобладающее направление геодинамического развития региона (рис. 1).

Паннонский бассейн многие исследователи называют природной лабораторией. Его локальный характер и богатая геологическая история длиной в 20 млн лет позволяют исследовать причинно-следственные связи между различными геологическими процессами и явлениями.

Тектоническая история региона в рамках концепции тектоники плит связана с коллизией Афро-Апулийско-Аравийского континента с Евразией в конце эоцена в процессе закрытия океана Тетис.

По современным представлениям в основании бассейна находится сложный набор блоков, сгруппированных в три микроплиты: ALCAPA – на севере, Тисса-Дакийская – в центральной части и на востоке, Ядранская – на юге (Balla, 1984, Csontos et al, 1992). Существует значительная неопределенность в том, что касается геометрии блоков, последовательности событий в их

перемещении, характере этого перемещения и т.д. [2].

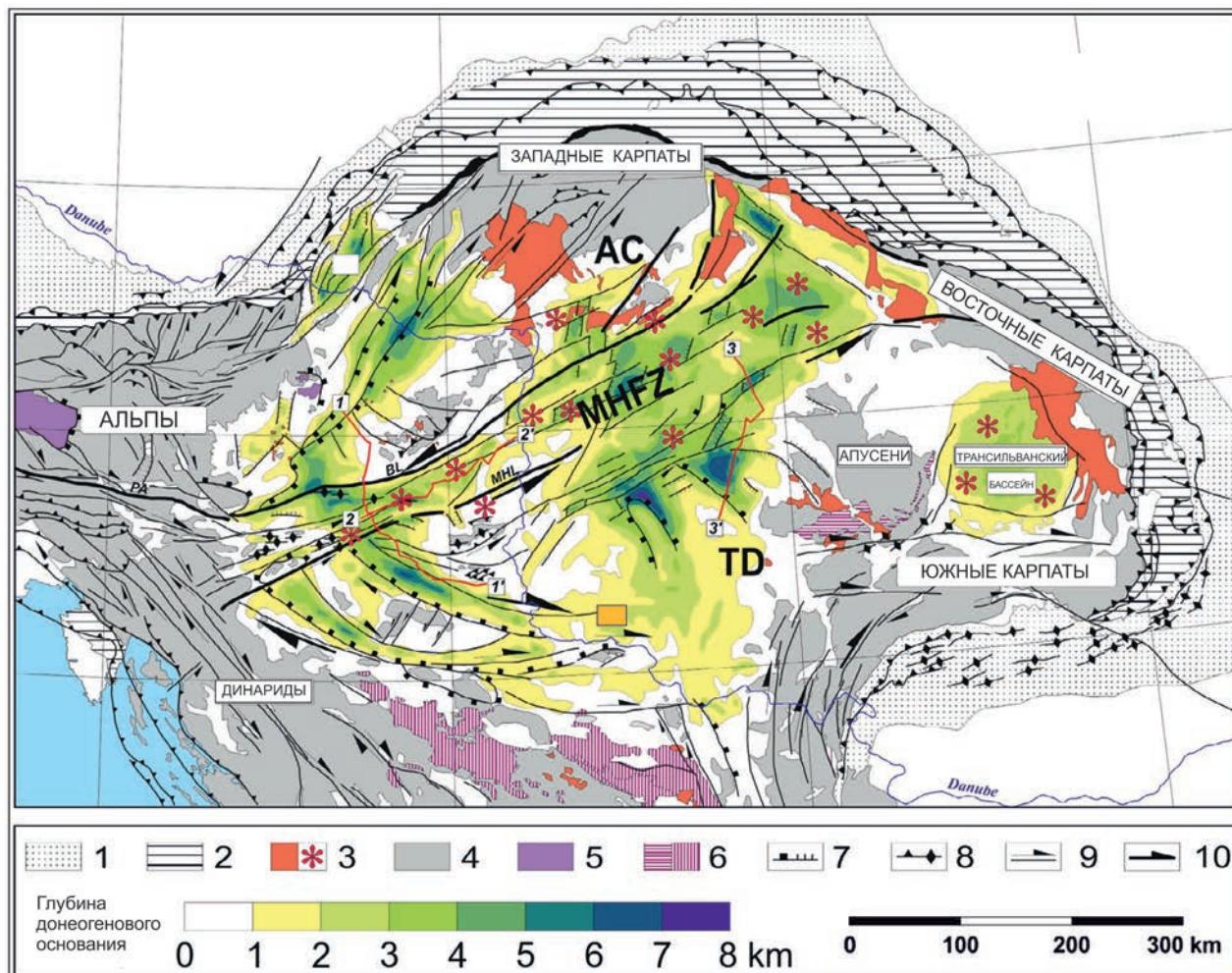
По данным современных палеомагнитных исследований, микроплиты в процессе самоорганизации испытывали ротационные движения. Микроплита ALCAPA в течении отнганского времени повернулась на 40–50° против часовой стрелки, в начале бадена – еще на 30–40°. Плита Тиссия-Дакия повернулась суммарно на 70° по часовой стрелке (Marton, 1986; Petrascu et al., 1990, 1994; Tunyi & Kovach, 1991, Marton et al, 1995, Kovach & Marton, 1998 et al.).

Плиты разделены Средневенгерской разломной зоной, которая была сформирована в верхнеолигоценое-раннемиоценовое время (рис. 1) (Schmid et al., 2008).

Паннонский бассейн на начальном этапе своего формирования представлял собой бассейн задугового типа (Dolton, 2006). В истории развития бассейна выделяют две фазы: синрифтовую и пострифтовую.

Специалисты предполагают, что рифтогенез протекал по асимметричной схеме Б. Вернике с образованием полуграбенов, ограниченных литрическими сбросами. Основной срыв достигал границы верхней и нижней коры, но местами и границы Мохо [2]. Рифтовая стадия продлилась до среднего миоцена включительно. Существует предположение, что завершение рифтовой стадии не имеет единой временной границы, т.к. по последним сейсмическим исследованиям, в восточной части бассейна процессы рифтогенеза продолжались вплоть до позднего миоцена [2].

На границе сарматского и паннонского времени (средний – верхний миоцен) в пределах Паннонского бассейна произошла резкая смена известково-щелочного магматизма на щелочно-базальтовый [3]. Результаты исследований петрохимических типов вулканизма приводятся как доказательство того, что начиная с рубежа 11–10,5 млн лет преобладали условия растяжения литосферы. Существует предположение с позиций плюмтектоники, что в этот момент началось движение к поверхности мантийного диапира, диапазон перемещения которого оценивается с глубины 90–120 км до глубин 55–65 км [3]. Моделью мантийного диапира объясняются уникальные особенности бассейна: активный тектонический режим, утонение земной коры до 23–26 км, аномальные значения теплового потока. По данным Л. Ленкеи [4], температуры в Паннонской впадине достигают 200 °С на глубине 5 км, среднее значение теплового потока составляет  $101 \pm 6$  мВт/м<sup>2</sup>, локальные максимумы достигают 130–140 мВт/м<sup>2</sup>.



**Рис. 1.**  
Обзорная карта Паннонского бассейна: AC – микроплита ALKAPA, МНФЗ – Средне-Венгерская региональная зона разломов; TD – микроплиты Тиссия-Дакия; 1 – зона передовых прогибов; 2 – флишевый пояс; 3 – зоны развития миоценового вулканизма и примерное расположение центров извержения; 4 – внутренний пояс Альп, Карпат и Динарид; 5 – зона покровов в Альпах; 6 – офиолитовый пояс; 7 – взбросы и сбросы; 8 – надвижки; 9 – сдвиги; 10 – региональные разломы [2] (Horváth et al. 2015, модифицированная Horváth et al. 2006)

На этом же возрастном рубеже, в конце сарматского времени, произошла изоляция Паннонского бассейна [2, 3]. Образовавшееся Паннонское море-озеро глубиной около 1000 м было быстро опреснено впадающими в него реками, которые приносили огромное количество терригенного материала, формируя клиноформные толщи бокового наращивания. В конце понта – начале плиоцена в регионе отмечаются активные тектонические подвижки.

Прогрессивно сокращавшееся в размерах Паннонское озеро окончательно перестало существовать на рубеже плейстоцена и голоцена. Считается, что вода из него ушла по Дунаю через Джердапское ущелье – в месте сближения горных систем Карпат и Стара-Планины.

В структурно-тектоническом строении Паннонского бассейна существует доминирующее северо-восточное, так называемое «Балатон-

ское» направление. Две основные микроплиты, выделяемые в его основании, ALKAPA и Тисса-Дакийская микроплита, имеют формы, вытянутые в северо-восточном направлении, с приблизительным соотношением длины к ширине 2 к 1. Соответственно, этого же направления придерживается Средневенгерская разломная зона, возникшая на границах микроплит. Северо-восточное простирание имеет зона аномально повышенного теплового потока, протягиваясь в Закарпатскую впадину. С тепловым потоком коррелируются параметры глубин залегания поверхности Мохо и наиболее активные неотектонические зоны. Общий тренд опознается на картах гравиметрических и магнитометрических исследований.

Все фактические данные свидетельствуют о том, что ось ЮЗ – СВ существует, вне зависимости от базовой геологической концепции.



### Постановка проблемы

К донеогеновому основанию в Паннонском бассейне приурочено ряд крупных месторождений нефти и газа в ловушках структурно-тектонического типа с порово-трещинными коллекторами. В связи с этим фактом, возникает множество вопросов к критериям поиска новых объектов, планированию оптимальной схемы разработки действующих месторождений, рациональному бурению горизонтальных стволов, эффективному применению методов интенсификации добычи. Пониманию структурно-тектонической модели отдельно взятого объекта не способствует многофазная тектоническая история развития бассейна. Большое количество разрывных нарушений и эрозионных поверхностей осложняют проведение палеореконовструкций и затрудняют идентификацию приуроченности разломов к той или иной генерации. На этом фоне прогноз напряженного состояния среды и, возможных, деформаций представляется весьма сложной задачей, но ее актуальность сложно переоценить. В процессе опробования современных технологий на сейсмических и скважинных данных одного из подобных месторождений, авторы пришли к выводу о возможном определении общего направления регионального стресса путем комплексирования скважинных, сейсмических исследований и региональных данных.

### Методология

При исследовании донеогенового основания на одном из месторождений Республики Сербия в 2016 г. было выполнено опробование технологии глубинной полно-азимутальной угловой миграции *EarthStudy360*<sup>®</sup> (*Koren and Ravve, 2011*), включая оценку анизотропии типа *HTI* по результатам *VVAz* и *AVAz* инверсии (*Canning and Malkin, 2009*) [5, 6]. Параметры сейсмической съемки полностью соответствовали требованиям применения данной технологии [7, 8]. Подобные исследования в пределах региона проводились впервые.

В процессе глубинной обработки сейсмических данных и анализа мигрированных рефлексивных полно-азимутальных угловых сейсмограмм были зарегистрированы сейсмические эффекты анизотропии типа *HTI* (горизонтально-поперечной изотропии) и подтверждена анизотропная (неоднородная) модель среды.

Анализ азимутальных характеристик был выполнен на атрибутах: *AVAz* – *Anisotropic Slow Azimuth* и *AVAz* – *Anisotropy Orientation*. Физический смысл атрибутов связан с отображением направления оси симметрии *HTI* изотропии. В первом случае через кинематические характеристики, во втором – через амплитудные.

На основе идеальной модели сформировано теоретическое обоснование уменьшения скорости распространения упругих колебаний (формирование так называемой «медленной волны») перпендикулярно субпараллельным регулярным событиям разломно-трещинной сети, сопоставимым с разрешающей способностью сейсмического метода [9]. Теоретически также доказано, что азимутальная анизотропия скоростей влечет за собой и азимутальную анизотропию амплитуд, в частности коэффициентов отражения [10, 11]. На этих теоретических предпосылках обосновывается возможность прогноза трещиноватости. Тем не менее, все специалисты понимают, что геологическая среда не сопоставима с идеальными моделями. Интерпретация особенностей пространственного распространения упругих колебаний, установленных в пределах конкретных изучаемых месторождений и площадей, требует всестороннего анализа геологических аргументов и фактов. Накопление сейсмогеологических условий, будет способствовать в дальнейшем более глубокому пониманию процесса и, соответственно, его интерпретации.

Распределение значений азимутальных атрибутов в пределах изучаемого объекта имеет два максимума в диапазоне значений 30–40° и 120–130° (по часовой стрелке от направления на север). Первое направление является доминирующим. На основе атрибутов на этапе детальной интерпретации были построены векторные карты, на которых длина вектора передает значение интенсивности анизотропии типа *HTI*, а азимутальное направление каждого вектора равно значению азимута оси симметрии *HTI* в этой точке. Визуализация карт представлена на **рис. 2**. Векторы, в соответствии с физическим смыслом, заложенным в азимутальные атрибуты, демонстрируют доминирующее направление распространения медленной волны ЮЗ-СВ. Из этого факта следует вывод (на основании теории), что предполагаемая трещиноватость, которая влияет на ее распространение, ориентирована с СЗ на ЮВ. Ориентация закартированных разрывных нарушений в этом случае подтверждает общие теоретические представления. Однако последующее комплексирование полученной информации со скважинными данными вызвало множество вопросов к последней.

Сам предмет комплексирования скважинной и сейсмической информации в процессе изучения трещиноватости остается дискуссионным. Во-первых, трещиноватость имеет дискретную природу и, в отличие от пористости, гораздо сложнее обосновать калибровку сейс-

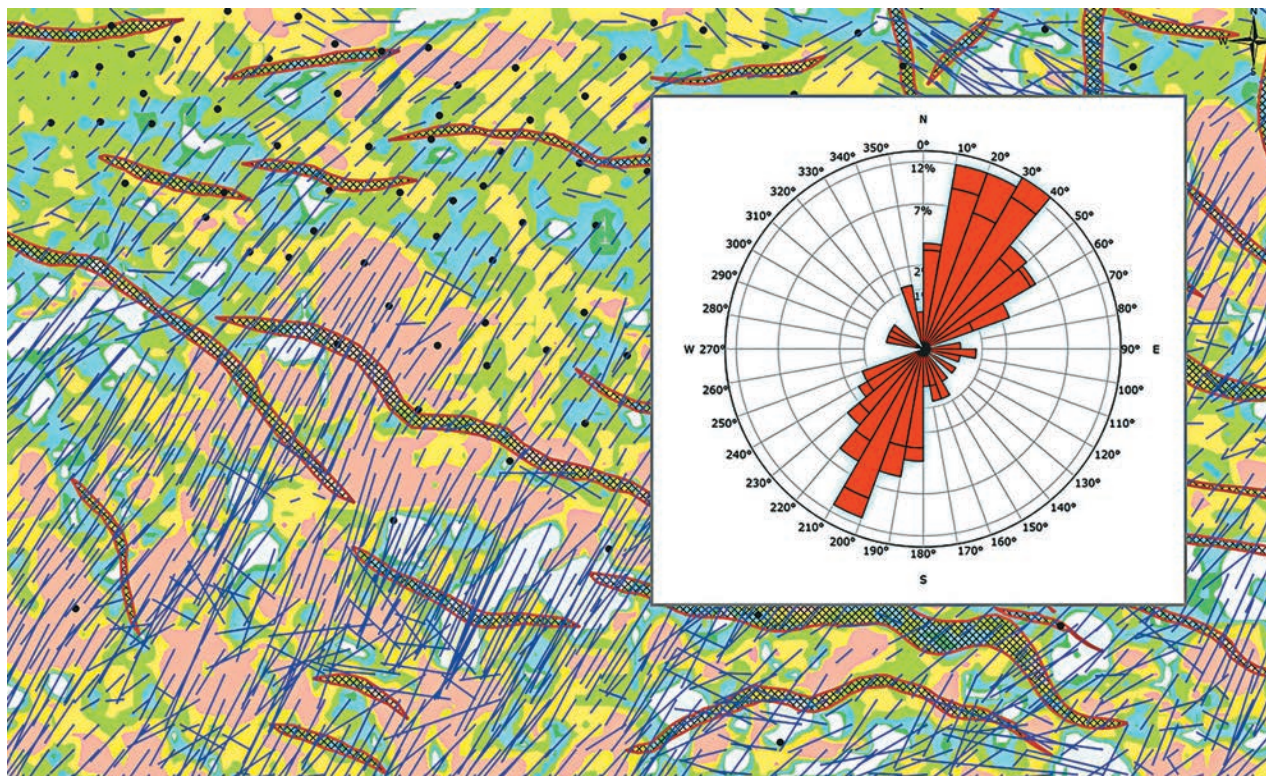


Рис. 2.

Фрагмент векторной карты со стереограммой направления техногенных трещин по данным скважинного микросканера, записанного в 8 скважинах

мического атрибута на некий формализованный критерий оценки трещиноватости, который необходимо еще сформулировать. Во-вторых, геологическая трещиноватость характеризуется существенной разномасштабностью. С точки зрения задач разработки нефтегазовых месторождений, выделяют три типа трещин: макротрещины (100–1000 м); мезотрещины (1–10 м); микротрещины (0,01–0,1 м) [12]. В-третьих, скважинных данных о трещиноватости при изучении месторождения, как правило, крайне мало [13].

Традиционно, геофизические исследования скважин, служат одним из наиболее достоверных и прямых источников информации о свойствах горной породы. Набор методов, использующих различные физические поля, разнообразен: радиоактивные, электрические, нейтронные, акустические и т.д. Большинство методов обладает сравнительно небольшой радиальной глубиной исследования, порядка первых десятков сантиметров, и описывают определенную, интегральную, характеристику объекта исследования. Оценка азимутальной составляющей, в большинстве случаев, не представляется возможной. Другим важным ограничением является сильная локализация свойства, т.к. объем скважины, вдоль траектории которой ведется исследование, несоизмеримо меньше, чем объем изучаемого пласта или блока мес-

торожения. Ниже приводится анализ указанных «ограничений», пути их преодоления, как в целом, так и применительно к конкретному объекту исследования.

За последние 10–15 лет на рынке скважинной аппаратуры и услуг появилась, обрела популярность и репутацию новая группа методов ГИС, так называемые скважинные микросканеры (МС). Это был настоящий прорыв, который позволил не только повысить качество и возможности петрофизической интерпретации, но и подарил геологам реальный инструмент для реальной оценки структурных элементов. Общая идея данной группы методов заключается в том, что большое количество детекторов, расположенных азимутально относительно оси прибора, собирают информацию по множеству направлений и на выходе предоставляют своеобразную развертку какого-либо физического свойства относительно поверхности скважины. Свойства могут быть самые различные: удельное электрическое сопротивление (УЭС), амплитуда акустического сигнала, объемная плотность, естественная радиоактивность и т.д. Главным прорывом здесь можно уверенно считать возможность обнаружения и количественного описания трещин, как естественного, так и техногенного характера. Речь идет о выделении трещин минимальной толщины до нескольких



микрометров. Добавьте сюда полную информацию об их ориентации, площади, пересекающей ствол скважины, текстуре вмещающих пород, и вы получите несравнимо более четкую и ясную картину трещиноватого коллектора, чем прежде.

Отдельно следует отметить, что трещины, амплитуда которых стремится к бесконечности, отображаются на развертке МС в качестве вертикальных линий. Такие трещины называют «техногенными», а азимут их простираения соответствует азимуту максимального горизонтального стресса в случае вертикальной скважины.

Одним из главных ограничений МС УЭС является невозможность достоверно определить состав материала, заполняющего трещины: глинистый цемент, высокопроводящие плотные минералы или фильтрат бурового раствора будут выглядеть совершенно одинаково в виду низко УЭС данных заполнителей. Данное ограничение возможно обойти, если использовать второй, вспомогательный метод, о котором пойдет речь дальше.

Волновой акустический каротаж (ВАК) был разработан и внедрен достаточно давно, тем не менее, последние модификации приборов, представленных на рынке, обладают современными и эффективными конструктивными и алгоритмическими решениями, также позволяющими работать по различным азимутам относительно оси скважины. Принцип измерения основан на возбуждении акустического импульса и регистрации времен прихода волн: сжатия (P), сдвига (S) и волны Стоунли (St). Аппаратура, оснащенная кросс-дипольными излучателями, позволяет регистрировать волновые пакеты по различным азимутальным направлениям, а также оценивать анизотропию поляризованных поперечных волн, которая возникает в случае наличия тектонических напряжений, субвертикальных трещин или косоугольной слоистости. Волна Стоунли используется для выделения и/или уточнения зон трещиноватости, а ее анализ заключается в оценке темпов затухания и поведения коэффициентов отражения и преломления.

Как видно из вышесказанного, совместный анализ трещин, выделенных по МС, анизотропии поперечных волн и поведения волны Стоунли, определенных по ВАК, являются наиболее достоверным при изучении трещинного типа коллектора. В то же время исследование именно трещиноватых коллекторов зачастую необходимо при анализе напряженно-деформированного состояния. Ограничение методов ГИС, связанное с оценкой исключительно интегральных характеристик, было преодолено в недавнем прошлом за счет создания и внедрения принци-

пиально нового, азимутального типа аппаратуры. Ограничение же масштаба может быть нивелировано, если речь идет о таких свойствах как ориентация и величины стрессов, и в наличии есть достаточное количество статистического материала. Причина в том, что данные величины не должны принципиально меняться внутри отдельного тектонического блока, однако факт их наличия не подвергается сомнению и требует лишь глубокого, пусть и локального, изучения.

На основе анализа 8 вертикальных скважин, вскрывших донеогеновое основание в юго-восточной части Паннонского бассейна, было определено направление максимального горизонтального стресса (SH) – 30° СВ или 210° ЮЗ.

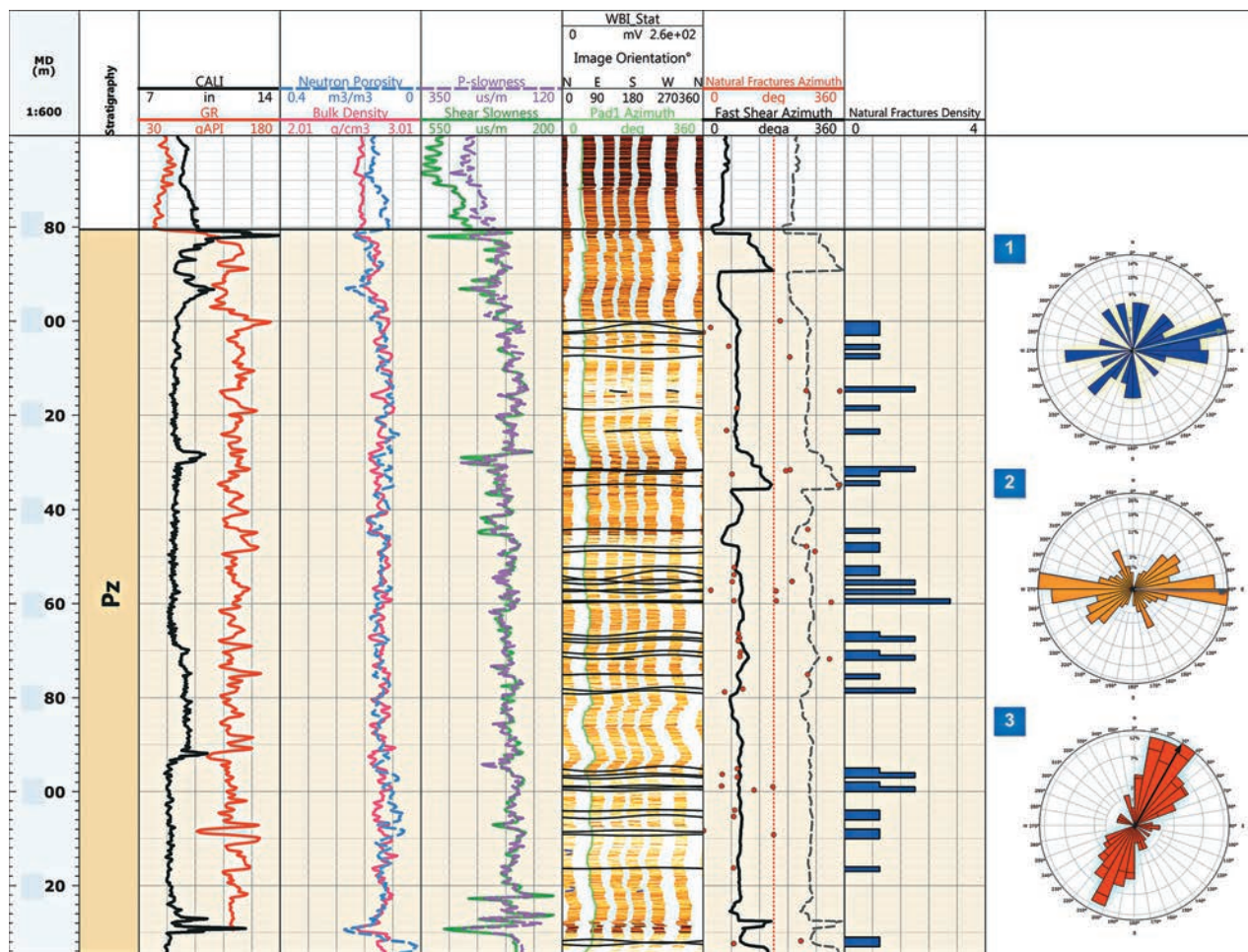
Анализ акустической анизотропии по данным ВАК также говорит о влиянии эффекта напряжений. К сожалению, в данном случае присутствует большое число искажающих факторов: естественная и техногенная трещиноватость (в том числе в зонах тектонически дислоцированной породы), ярко выраженная сланцеватость с углом падения до 40°, обрушения ствола скважин и т.п. Все вместе это делает определение азимута максимального стресса по данным ВАК в данном примере крайне неточным, и можно утверждать лишь сам факт его присутствия. Тем не менее совместный анализ анизотропии поперечных волн, затухания энергии волны Стоунли и интерпретации МС позволил выявить доминирующее направление естественных проницаемых трещин – 81° СВ. Пример интерпретации скважинной информации приведен на **рис. 3**.

В ходе проведения геомеханического анализа пород данного региона был определен сдвиговый режим напряжений (*strike-slip*,  $SH > SV > Sh$ ) [14]. Данные сведения играют важную роль при выборе локаций для будущих скважин и на этапе проектирования их траекторий. Особенно сильно это касается наклонно-направленных и горизонтальных скважин.

Однако скважинные данные позволяют оценить направление стрессов только в настоящий момент времени и не позволяют пролить свет на историю изменения азимута напряжений и смену их режима.

### Обсуждение

В результате проведенных исследований подтвердилось доминирующее направление ЮЗ–СВ, которое интерпретируется как направление движения медленной волны по сейсмическим данным и как направление современного стресса по скважинным данным (**рис. 5**). Для теоретической модели подобные заключения могут быть определены как взаимоисключающие. Об-



**Рис. 3.** Планшет с данными ГИС. Содержание колонок слева-направо: глубина по стволу скважины; стратиграфия; черная кривая – каверномер, красная – гамма-каротаж; голубая – нейтронная пористость, малиновая – объемная плотность; сиреневая – интервальное время продольной волны, зеленая – интервальное время «быстрой» поперечной волны; статический «имидж» с естественными трещинами, салатовая кривая – азимут первой лапы прибора; черная – азимут «быстрой» поперечной волны в пределах от 0° до 180°, серая – азимут «быстрой» поперечной волны в пределах от 180° до 360°, красная пунктирная линия – отсечка 180°, красные точки – азимут падения естественных трещин; плотность естественных трещин на 1 м глубины; 1 – стереограмма азимутов естественных трещин для рассмотренной скважины, 2 – стереограмма азимутов «быстрой» поперечной волны, 3 – стереограмма азимутов простираения субвертикальных трещин техногенного происхождения

ратимся к региональным геолого-геофизическим данным.

1. Наиболее древними считаются палеонапряжения, установленные по существованию планетарной регматической сети разломов. С.В. Гольдин в работе «Деструкция литосферы и физическая мезомеханика» делает выводы о глобальном характере процессов, вызывающих энергетические причины деструкции на региональном уровне, определяя деструкцию литосферы, как процесс «аккомодации геоматериала к длительным силовым воздействиям планетарного масштаба» [15]. В середине XX в. в работах Р. Зондера, Д. Умбгроуе, Г. Штилле, А.П. Карпинского были сформированы понятия «регмагенез», «регматическая решетка»,

«планетарная трещиноватость» и выделены главные тектонические направления: субширотное, субмеридиональное, СВ-диагональное и СЗ-диагональное [16, 17]. Р. Зондер обратил внимание на то, что глубинные разломы ориентированы в определенных направлениях относительно оси вращения Земли. Исследования планетарной сети линеаментов позволили ученым сделать выводы, что планетарные фрагментальные регматические сети были во многом сформированы в докембрии и стали матрицей развития последующих тектонических процессов. Существует мнение, что диагональные сети начали активно развиваться в мезозое в связи с существенным изменением скорости вращения Земли, сопровождающимся перераспреде-



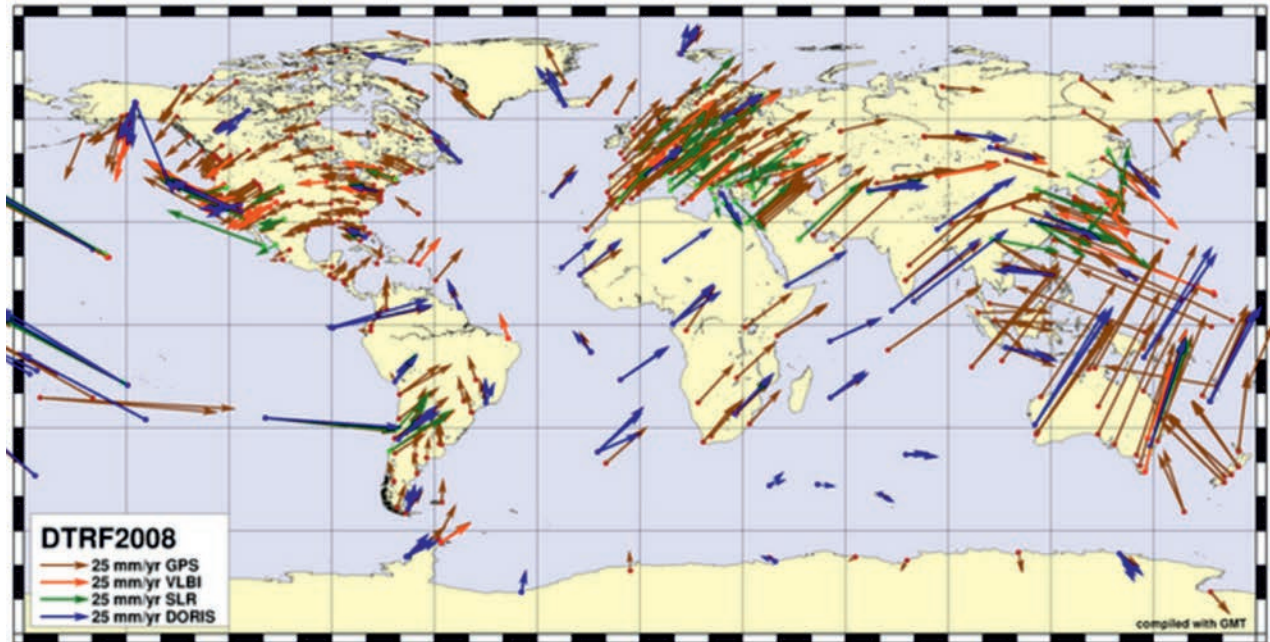


Рис. 4.

Скорости смещения станций наблюдения согласно модели DTRF (<http://www.dgfi.badw.de/index.php?id=258>)

лением глобальных геодинамических нагрузок в литосфере. Эти нагрузки уже не находили реализации в ортогональных разломных системах и оживляли новые трещины диагональных направлений [17].

Анализ линеаментов в пределах Европы подтверждает общие представления о существовании планетарной регматической решетки с едиными для всех континентов Земли тектоническими направлениями. Тем не менее по полученным диаграммам можно отметить преимущественное развитие субмеридионального и диагональных направлений [1, 17].

2. В 2008–2013 гг. международным коллективом ученых были выполнены исследования методом ГСЗ вдоль профиля *PANCAKE*, пересекающего Паннонский бассейн (восточный мыс микроплиты *ALKAPA*, Средневенгерскую шовную зону), Украинские Карпаты (УК), Транс-европейскую шовную зону, прилегающую часть Восточно-Европейского кратона [18]. В результате интерпретации материалов тектонофизических наблюдений структурно-парагенетическим и кинематическим методами были получены стереограммы палеонапряжений. Распределение палеонапряжений в пределах основных структурных этажей производилось посредством изучения взаимоотношения разломов и отдельных минералого-петрографических признаков. Из 142 определений ориентации главных осей нормальных напряжений 19 определены как взбросовые, 16 – сбросовые, остальные – сдвиговые (в том числе взбросово и сбросово-сдвиговые).

Авторы исследования пришли к следующим выводам:

- формирование украинского сектора Внешних Карпат определяется силовым воздействием микроплит *ALKAPA* и Тиссия-Дакия, движимых на северо-восток Адриатической плитой, а также юго-восточной – северо-западной ориентацией основных систем разломов глубокого заложения и элементов рельефа докембрийского основания. Этими факторами определяется и юго-западная – северо-восточная ориентация главных осей напряжений растяжения при формировании локальных бассейнов и сжатия при надвигообразовании;
- тектонофизическими методами установлено существование напряженно-деформированного состояния юго-западно – северо-восточного сжатия-растяжения с верхнего мела;
- деформация отложений альпийского структурного этажа УК начиналась с образования планетарной трещиноватости под воздействием эндокинетических и ротационных сил. Одновременно формировалась трещиноватость, отражающая остаточные силы растяжения при образовании осадочного бассейна, как правило, ориентированные в направлении юго-запад – северо-восток. Сдвиговые деформации в Карпатах происходили по уже заложенным региональным зонам юго-западного – северо-восточного направления, создавая режим сжатия;
- изученные в районе профиля поля напряжений отражают деформации горных пород, сформировавшихся в позднем мелу – раннем неогене (от 100 до 10 млн лет тому назад). Ста-

бильная ориентация субгоризонтальных осей в юго-западном – северо-восточном и меридиональном и широтном направлениях свидетельствует о том, что в этот период вплоть до настоящего времени, формирование альпийского структурного этажа в Карпатах происходило при поступательном перемещении покровов в одном направлении с юго-запада на северо-восток.

Эти выводы имеют большое значение для комплексной геологической интерпретации векторных карт, полученных на основе азимутальных сейсмических атрибутов и скважинных данных, т.к. хорошо коррелируют с результатами текущих исследований.

3. По данным открытых источников геолого-геофизической информации (<http://gis-lab.info/qa/geology-geophysics-open-data-sources.html>) на планетарном уровне основные напряжения в Европейской части имеют северо-восточное направление. Проведение многолетних замеров методами космической геодезии позволило выявить наличие устойчивых тенденций перемещения пунктов опорной сети порядка нескольких миллиметров в год. Вне зависимости от базовых концепций интерпретации подобных фактов необходимо признать, что существуют определенные закономерности

в современном движении отдельных участков земной коры.

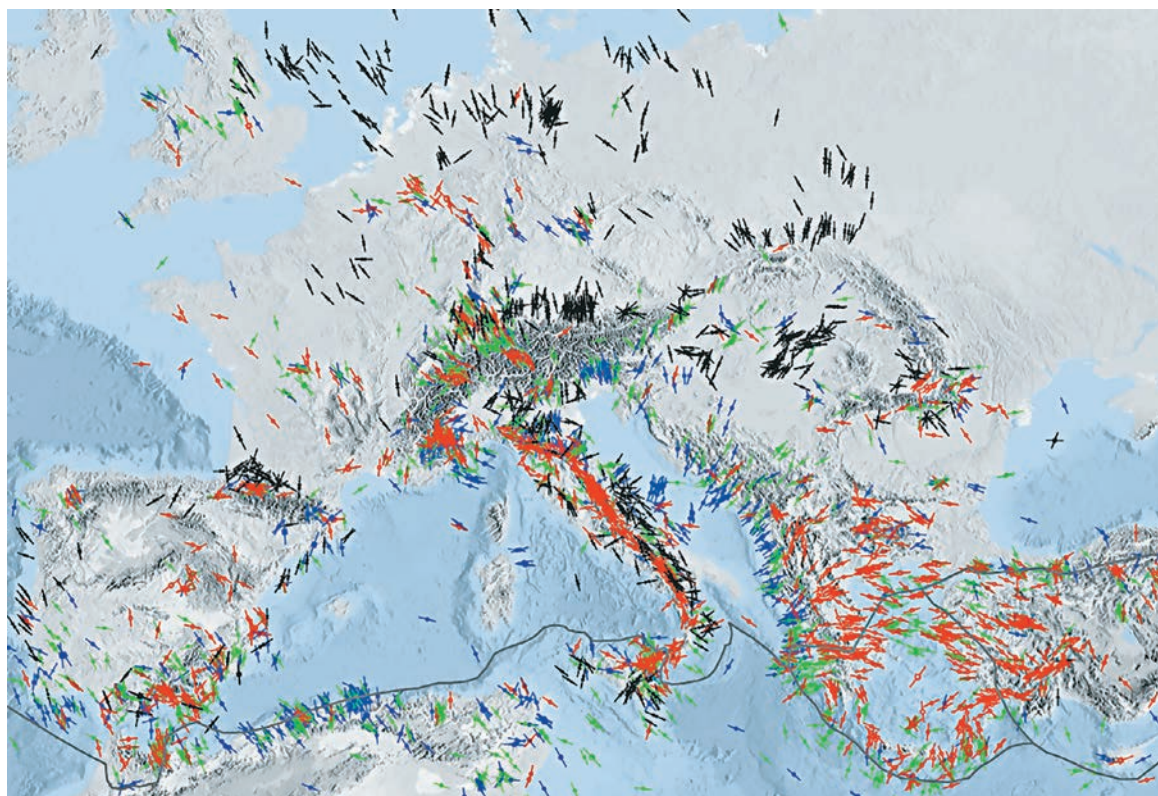
На **рис. 4** демонстрируется схема с векторами скоростей смещения станций наблюдения (<http://www.dgfi.badw.de/index.php?id=258>).

4. Результаты анализа напряженного состояния на глобальном и региональном уровне хорошо коррелируют друг с другом. На **рис. 5** приводится карта направлений стрессов по Средиземноморью и Центральной Европе. Источником этой карты является ресурс <http://www.world-stress-map.org/data/>, на котором формируется «Мировая карта напряжений» (*The World Stress Map, WSM*) на базе информации по точечным источникам (в том числе скважинные измерения). В пределах Паннонского бассейна отмечается современный стресс северо-восточного направления. Несмотря на то, что черный цвет указывает на неопределенный характер напряжения, большинство исследователей считают, что доминируют сдвиговые дислокации (*Gerner et al., 1999, Bada et al., 2007*).

На северо-восточное направление современного горизонтального сжатия в южной части Паннонского бассейна указывали в своих работах *Grenerczyet al., 2005, Bennett et al., 2008*; в его центральной части – *Bada et al.,*

**Рис. 5.**

Карта направлений стрессов по Средиземноморью и Центральной Европе; красный цвет – вертикальные разломы, зеленый – сдвиговые зоны, синий – надвиги, черный – не определен характер напряжений (<http://www.world-stress-map.org/>)





1999; в северо-восточном сегменте Карпат – Jarosinski, 2005, Jarosinski et al., 2006. Ключевым является вопрос направления процесса, тип процесса: сжатие или растяжение является вторичным. Можно предположить пульсационные режимы.

5. Еще одним источником, демонстрирующим особенности напряженного состояния региона, является работа, посвященная неотектоническим движениям [19]. Для реконструкции современного стресса и тектонических режимов были использованы геоморфологические, геологические, геофизические, геодезические данные, данные о сейсмической активности в реги-

оне. На **рис. 6** демонстрируется результирующая карта.

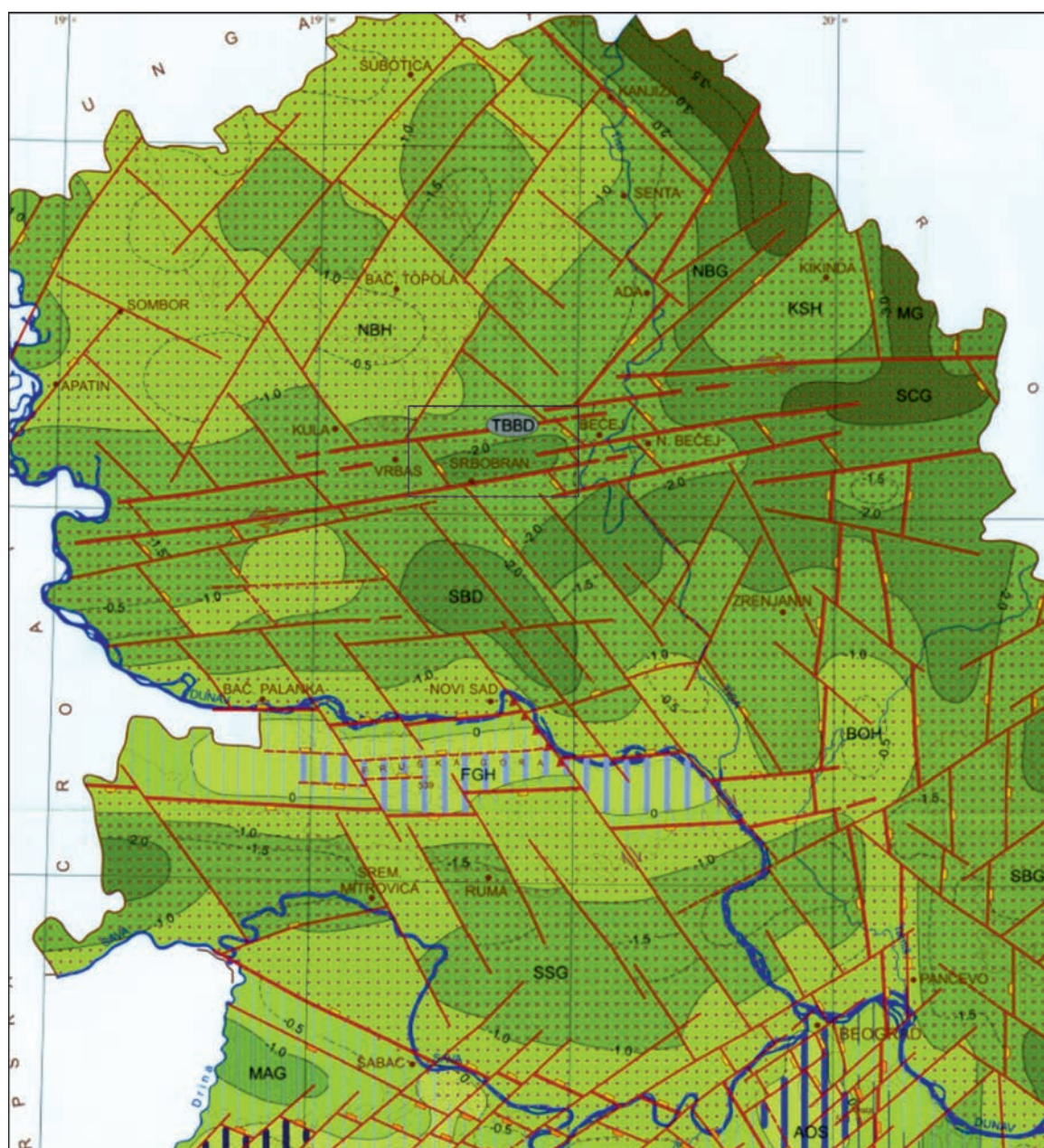
Таким образом, обзор региональных данных еще раз подтверждает, что в регионе Паннонского бассейна северо-восточное направление является определяющим направлением современного стресса.

### Выводы

В процессе обработки сейсмических данных были установлены анизотропные явления. Их интерпретация позволила определить с ключевым направлением ЮЗ-СВ, которое интерпретируется как направление распространения

**Рис. 6.**

Фрагмент региональной карты неотектонических дислокаций масштаба 1:500 000 [19]




медленной волны перпендикулярно трещиноватости. Анализ скважинных данных свидетельствует, что выраженного направления трещиноватости не существует, однако отмечается единое направление современного стресса ЮЗ-СВ.

Комплексирующие сейсмических и скважинных данных по изучению трещиноватости затрудняется разномасштабностью явлений, которые доступны для изучения.

Обзор региональных данных подтверждает, что Паннонский бассейн относится к регионам с преобладающими направлениями геодинамического развития: ЮЗ-СВ и СЗ-ЮВ. Первое направление является доминирующим вне зависимости от первопричин процесса.

В этой связи возникает вопрос о масштабе и сути анизотропных явлений, которые нашли свое отражение в сейсмических данных. Высока

вероятность, что в волновом поле находит свое отражение текущий региональный стресс.

Прогноз трещиноватости горных пород, созданной более локальными событиями, остается актуальной задачей. Развитие этого направления крайне необходимо, т.к. с ним напрямую связана успешность планирования оптимальной схемы разработки действующих месторождений, бурения горизонтальных стволов, применения методов интенсификации добычи, а также формирование критериев для поиска новых объектов. Однако результаты проведенных исследований позволяют еще раз заострить вопросы к корректности поставленных задач, возможностям сейсморазведки в связи с существующими ограничениями дистанционного геофизического метода и целесообразности комплексирования разномасштабных исследований. 

---

## Литература

1. Гончаров М.А., Талицкий В.Г., Фролова Н.С. Введение в тектонофизику. КДУ. Москва. 2005. 496 с.
2. Horvath F., Musitz B., Balász A., Végh A., Uhrin A., Nádor A., Koroknai B., Pap N., Tóth T. and Warum G. Evolution of the Pannonian basin and its geothermal resources // *Geothermics*. 53. 2015, p. 328-352.
3. Kostić A. Generativni naftno-gasni potencijal terciarnih sedimenata banatske depresije. Децембар 2000. Докторске тезе. Београд.
4. Хуторской М.Д., Поляк Б.Г. Геотермические модели геодинамических обстановок разного типа // *Геотектоника*. 2014. № 1. С. 77–96.
5. Canning A., Malkin A. Azimuthal AVA Analysis Using Full-Azimuth 3D Angle Gathers: SEG, Houston, 2009, International Exposition and Annual Meeting.
6. Koren, Z., I. Rawve, E. Ragoza, A. Bartana and D. Kosloff. 2008. Full-azimuth angle domain imaging: 78th Annual International Meeting, SEG, Expanded Abstracts, 2221-2225.
7. Богатырев И., Семин Д., Ольнева Т., Иноземцев А. Опробование технологии полно-азимутальной угловой миграции EarthStudy360® при исследовании донеогенового основания на одном из месторождений Республики Сербия // *Технологии сейсморазведки*. 2017. № 1. С. 63–71.
8. Ольнева Т.В., Семин Д.Г., Богатырев И., Ежов К., Иноземцев А.Н. Оценка информативности векторных анизотропных карт на основе комплексирования сейсмических, скважинных и региональных данных // *Геофизика*. 2017. № 4. С. 53–62.
9. Козлов Е.А. Модели сред в разведочной сейсмологии. Тверь: ГЕРС. 2006. 480 с.
10. Чичина Т.И., Сабинин В.И., Корсунов В.И., Ронкийо-Харийо Х. Амплитудный анализ отраженных продольных волн в азимутально-анизотропных средах при разведке нефтегазовых резервуаров // *Сейсмические исследования земной коры: Сб. докл. междунар. науч. конф., посвящ. 90-летию акад. Н.Н. Пузырева (Новосибирск, 23–25 ноября 2004 г.)*. Новосибирск: СО РАН. 2004. С. 196–202.
11. Нефедкина Т.В., Лфхин П.А. Применимость линеаризованных аппроксимаций коэффициента отражения продольных волн для азимутального анализа амплитуд РР-отражений в анизотропных средах // *Технологии сейсморазведки*. 2016. № 4. С. 21–32.
12. Блонский А.В., Митрушкин Д.А., Савенков Е.Б. Моделирование течений в дискретной системе трещин: физико-математическая модель // *ИПМ им. М.В. Келдыша*. 2017. № 65. 28 с.
13. Хромова И.Ю. Практическое сравнение методик прогноза трещиноватости по сейсмическим данным // *Технологии сейсморазведки*. 2010. № 2. С. 62–69.
14. Ezhov K., Arsibekov A., Dubinya N. Application of special well logging techniques for geomechanical model improvement in naturally fractured reservoirs. SPE 187821, 2017.
15. Гольдин С.В. Теории интерпретации в сейсморазведке и сейсмологии. Новосибирск: ИНГ СО РАН. 2011. 357 с.
16. Кац Я.Г., Полетаев А.И., Румянцев Э.Ф. Основы линеаризованной тектоники. М.: Недра. 1986. 140 с.
17. Ломакин И.Э., Анохин В.И., Шураев И.В. Планетарная линеаризованная сеть и возможный механизм ее образования. НАН Украины, ИНОС РАН, Сиб НЦРАН. Материалы Четвертой тектонофизической конференции в ИФЗ РАН «Тектонофизика и актуальные вопросы наук о земле», Москва, 3–8 октября 2016 г. Т. 2. С. 514–521.
18. Гинтов О.Б., Бубняк И.Н., Вихоть Ю.М., Муровская А.В., Накапелюх М.В., Шлапинский В.Е. Тектонофизический и палинспастический разрезы Украинских Карпат вдоль геотраверса DOBRE-3 (PANCAKE) // *Геофизический журнал*. 2014. № 3. С. 3–33.
19. Marović M., Djocović I., Pešić I., Radovanović S., Toljić M., Geržina N. Neotectonics and seismicity of the southern margin of the Pannonian basin in Serbia/ European Geosciences Union. Stephan Mueller Special Publication Series. 3. 277-295. 2002.



T.V. Olneva, PhD, Gazpromneft NTC<sup>1</sup>, Expert, Olneva.TV@gazpromneft-ntc.ru  
K.A. Ezhov, STC NIS–Naftagas<sup>2</sup>, Expert, ezhov.ka@nis.eu

<sup>1</sup>Gazpromneft NTC. Emb. r .Mojki 75–79, Saint–Petersburg, 190000, Russia.

<sup>2</sup>STC NIS–Naftagas Ilc Novi Sad, Narodnogo fronta str. 12, Novi Sad, 21000, Serbia

## Integrated analysis of geological stress state

**Abstract.** In this work authors are demonstrating an overview of methods for geological stress state analysis according to the petroleum industry demands on naturally fractured reservoirs development. Efficient analysis of such reservoirs could improve the production process, increase the chances for successful horizontal wells drilling, enhance oil recovery and give additional criteria for exploration. On one oilfield's example authors are showing results of integrated analysis between seismic and wellbore data, highlighting the difference in scale, its limitations and opportunities. From scientific point of view the link with regional and planetary data will be interesting and new. Practical value is in each method evolution based on new and diverse experience.

**Keywords:** seismic; anisotropy; tectonic; principal stresses; fractured reservoir; borehole imager; full wave sonic logging; Pannonian basin

### References

1. Goncharov M.A., Talitskij V.G., Frolova N.S. *Vvedenie v tektonofiziku* [Introduction to Tectonophysics]. Moscow, Book House University Publ., 2005, 496 p.
2. Horvath F., Musitz B., Balász A., Végh A., Uhrin A., Nádor A., Koroknai B., Pap N., Tóth T. and Warum G. Evolution of the Pannonian basin and its geothermal resources // *Geothermics*. 53. 2015, p. 328-352.
3. Kostić A. *Generativni naftno-gasni potencijal tercijarnih sedimenata banatske depresije*. [Generative oil-gas potential of tertiary sediments of Banat depression]. Doct. Diss. December 2000, Belgrade.
4. Hutorskij M.D., Poliak B.G. *Geotermicheskie modeli geodinamicheskikh obstanovok raznogo tipa* [Geothermal models of geodynamic settings of different types]. *Geotektonika* [Geotectonics], 2014, no. 1, pp. 77-96.
5. Canning A., Malkin A., Azimuthal AVA Analysis Using Full-Azimuth 3D Angle Gathers: SEG, Houston, 2009, International Exposition and Annual Meeting.
6. Koren, Z., I. Ravve, E. Ragoza, A. Bartana and D. Kosloff, 2008, Full-azimuth angle domain imaging: 78th Annual International Meeting, SEG, Expanded Abstracts, 2221-2225.
7. Bogatyrev I., Semin D., Ol'neva T., Inozemtsev A. *Oprobovanje tekhnologii polno-azimutal'noj uglovoj migratsii EarthStudy360® pri issledovanii doneogenovogo osnovaniia na odnom iz mestorozhdenij Respubliki Serbiia* [Testing of the technology of full-azimuth angular migration of EarthStudy360® in the study of the pre-enogenous base at one of the deposits of the Republic of Serbia]. *Tekhnologii seismorazvedki* [Technologies of seismic prospecting], 2017, no. 1, pp. 63-71.
8. Ol'neva T.V., Semin D.G., Bogatyrev I., Ezhov K., Inozemtsev A.N. *Otsenka informativnosti vektornykh kart na osnove kompleksirovaniia seismicheskikh, skvazhinnykh i regionalnykh dannykh* [Estimation of the information content of vector anisotropic maps based on the integration of seismic, borehole and regional data]. *Geofizika* [Geophysics], 2017, no. 4, pp. 53-62.
9. Kozlov E.A. *Modeli sred v razvedochnoj seismologii* [Models of environments in exploration seismology]. Tver: GERS Publ., 2006.
10. Chichinina T.I., Sabinin V.I., Korsunov V.I., Ronkio-Kharii Kh. *Amplitudnyi analiz otrazhennykh prodol'nykh voln v azimutal'no-anizotropnykh sredakh pri razvedke neftegazovykh rezervuarov* [Amplitude analysis of reflected longitudinal waves in azimuthally anisotropic media during exploration of oil and gas reservoirs]. *Seismicheskie issledovaniia zemnoi kory* [Seismic studies of the earth's crust]. Proc. of Int. conf. Novosibirsk, 23-25 november, 2004, pp. 196–202.
11. Nefedkina T.V., Lfkhin P.A. *Primenimost' linearizovannykh approksimacij koefitsienta otrazheniia prodol'nykh voln dlia azimutal'nogo analiza amplitude PP-otrazhenij v anizotropnykh sredakh* [Applicability of linearized approximations of the longitudinal wave reflection coefficient for azimuth analysis of the amplitudes of PP reflections in anisotropic media]. *Tekhnologii seismorazvedki* [Technologies of seismic prospecting], 2016, no. 4, pp. 21–32.
12. Blonskij A.V., Mitrushkin D.A., Savenkov E.B. *Modelirovanie techenij v diskretnoj sisteme treshchin: fiziko-matematicheskaja model'* [Modeling of flows in a discrete system of cracks: a physical-mathematical model]. *IPM im. M.V. Keldysha* [Preprints of the Institute of applied mathematics named after M. V. Keldysh], 2017, no. 65, pp. 28.
13. Khromova I.Iu. *Prakticheskoe sravnenie metodik prognoza treshchinovostati po seismicheskim dannym* [Practical comparison of fracture prediction methods based on seismic data]. *Tekhnologii seismorazvedki* [Technologies of seismic prospecting], 2010, no. 2, pp. 62-69.
14. Ezhov K., Arsibekov A., Dubinya N. Application of special well logging techniques for geomechanical model improvement in naturally fractured reservoirs. SPE 187821, 2017.
15. Gol'din S.V. *Teorii interpretatsii v seismorazvedke i seismologii* [Theories of interpretation in seismic and seismology]. Novosibirsk, INGG SO RAN Publ., 2011, 357 p.
16. Kats Ia.G., Poletaev A.I., Rumiantseva E.F. *Osnovy lineamentnoj tektoniki* [Basics of lineament tectonics]. Moscow, Nedra Publ., 1986, 140 p.
17. Lomakin I.E., Anokhin V.I., Shuraev I.V. *Planetarnaia lineamentnaia set' i vozmozhnyj mekhanizm ee obrazovaniia* [Planetary lineament network and possible mechanism of its formation]. *Tektonofizika i aktual'nye voprosy nauk o zemle* [Tectonophysics and topical issues of earth sciences]. Proc. 4<sup>th</sup> conf, Moscow, 3-8 october 2016, vol. 2, pp. 514-521.
18. Gintov O.B., Bubniak I.N., Vikhot' Iu.M., Murovskaia A.V., Nakapeliukh M.V., Shlapinskij V.E. *Tektonofizicheskij i palinopasticheskij razrezy Ukrainkikh Karpat vdol' geotraversa DOBRE-3 (PANCAKE)* [Tectonophysical and palispastic sections of the Ukrainian Carpathians along the geotraverse DOBRE-3 (PANCAKE)]. *Geofizicheskij zhurnal* [Geophysical Journal], 2014, no. 3, pp. 3-33.
19. Marović M., Djocović I., Pešić I., Radovanović S., Toljić M., Gerzina N. Neotectonics and seismicity of the southern margin of the Pannonian basin in Serbia/ European Geosciences Union. Stephan Mueller Special Publication Series. 3. 277-295. 2002.





**С.В. Арефьев**  
канд. геол.-мин. наук  
ООО «ЛУКОЙЛ-Западная  
Сибирь»<sup>1</sup>  
заместитель генерального  
директора по разработке  
месторождений – главный  
геолог  
Sergej.Arefiev@lukoil.com



**Р.Р. Юнусов**  
ООО «ЛУКОЙЛ-Западная  
Сибирь»<sup>1</sup>  
начальник отдела  
контроля и анализа  
разработки  
месторождений нефти  
и газа  
Radmir.Unusov@lukoil.com



**А.Н. Корниенко**  
ООО «ЛУКОЙЛ-Западная  
Сибирь»<sup>2</sup>  
ТПП «Повхнефтегаз»<sup>2</sup>  
первый заместитель  
генерального директора –  
главный инженер  
Andrej.Kornienko@lukoil.com



**М.Р. Дулкаринаев**  
ООО «ЛУКОЙЛ-Западная  
Сибирь»<sup>2</sup>  
ТПП «Повхнефтегаз»<sup>2</sup>  
заместитель генерального  
директора по разработке  
месторождений – главный  
геолог  
Marat.Dulkarnaev@lukoil.com



**Д.В. Лабутин**  
ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»<sup>2</sup>  
ТПП «Повхнефтегаз»<sup>2</sup>  
начальник отдела разработки  
нефтяных и газовых  
месторождений  
Denis.Labutin@lukiol.com



**Л.С. Бриллиант**  
канд. техн. наук  
член-корреспондент РАЕН  
ЗАО «ТИНГ»<sup>3</sup>  
генеральный директор  
ting@togi.ru



**М.Ф. Печеркин**  
ЗАО «ТИНГ»<sup>3</sup>  
директор по развитию  
mpeherkin@togi.ru



**Д.А. Кокорин**  
ЗАО «ТИНГ»<sup>3</sup>  
заведующий лабораторией анализа  
и проектирования разработки  
нефтегазовых месторождений  
kokorinda@togi.ru



**Д.В. Грандов**  
ЗАО «ТИНГ»<sup>3</sup>  
директор департамента анализа  
и проектирования разработки  
нефтегазовых месторождений  
grandovdv@togi.ru



**А.И. Комягин**  
ЗАО «ТИНГ»<sup>3</sup>  
директор департамента  
ООО «Интеллектуальные решения  
в управлении добычей»  
директор  
komyagin@togi.ru

**Методические основы  
и опыт внедрения цифровых технологий оперативного планирования  
и управления режимами работы добывающих и нагнетательных  
скважин на участке ОПР пласта ЮВ1 Ватьеганского месторождения  
ТПП «Повхнефтегаз» (ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»)**



<sup>1</sup>Россия, 628486, Тюменская обл., Ханты–Мансийский автономный округ – Югра, Когалым, ул. Прибалтийская, 20.

<sup>2</sup>Россия, 628482, Тюменская обл., Ханты–Мансийский автономный округ – Югра, Когалым, ул. Широкая, 40.

<sup>3</sup>ЗАО «Тюменский Институт Нефти и Газа». Россия, 625000, Тюмень, ул. Герцена, 64.

*Несмотря на достигнутый за последние 20–30 лет значительный прогресс в системе автоматизации контроля технологических процессов, дискретности и точности измерений, консолидации и передачи информации, система оперативного управления добычей, как и принятие решений при планировании работ на скважинах остается консервативной, анахроничной, субъективной и потому – заведомо неэффективной. Предложения авторов основаны на автоматизированном решении оптимизационной задачи соответственно условиям максимизации добычи нефти и минимизации операционных затрат с учетом ограничений, которые обусловлены геологическим строением залежей, параметрами и состоянием объектов обустройства, экономическими условиями, логистикой, организацией материально технического снабжения. Опыт, сформировавшийся у авторского коллектива в последние годы, дает основание утверждать, что внедрение даже простых цифровых элементов технологии управления добычей, минимизирующих субъективизм в системе принятия решений при планировании и исполнении работ на месторождении, значительно повышает эффективность производства. Интеллектуальные технологии управления добычей авторами рассматриваются как философия и образ действия в условиях постоянно ухудшающегося качества остаточных запасов углеводородов. Положительные результаты опытно-промышленных работ предоставляют новые возможности в решении задач стабилизации добычи нефти на «зрелых» месторождениях*

**Ключевые слова:** оперативное управление добычей; «интеллектуальное» месторождение; цифровизация; опытно-промышленные работы

**П**отребность в автоматизации процессов оперативного управления нефтяным производством является следствием развития информационных технологий, современных методов контроля и регулирования разработки, которые в настоящее время существенно опережают практику принятия решений на «зрелых» месторождениях, остающуюся неизменной в течение последних десятилетий. Дело в том, что регулярный обмен данными между информационными системами – их консолидация, обработка, формирование всесторонних запросов и отчетов – требуют от специалистов предприятия выполнения значительного количества рутинных трудозатратных операций, которые тем не менее не гарантируют эффективных производственных решений. Преимущества, лежащие в плоскости гидродинамических моделей, могут быть оправданы скорее в задачах перспективного планирования в горизонте от 3 до, условно, 20 лет. Процесс оперативного управления добычей за-

нимает особую нишу (*рис. 1*), в которой позиции сложных технологий 3D моделирования наиболее уязвимы и потому не находят в практике инженеров промысла должного распространения.

В этой связи в первую очередь необходим критический анализ сложившихся практик и инструментов планирования работ, диктующих те или иные изменения в режимах эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин, и то, насколько конечный результат соответствует ожиданиям. В случаях, касающихся обеспечения устойчивой, безаварийной работы нефтепромыслового оборудования (например, погружных насосов) процессы регламентированы, во всем остальном – мотивы принятия решений специалистами остаются крайне субъективными и противоречивыми. Между тем методология выработки и принятия управленческих решений определяет весь дальнейший технологический процесс и конечный результат.

Автоматизированные системы управления, которые получают свое развитие в концепции



Рис. 1.  
Этапы принятия решений

«интеллектуального месторождения», только создают предпосылки для увеличения объемов производства, но не более того. Основная цель внедрения и использования систем «умных» месторождений заключается в совершенствовании оперативного контроля фонда скважин, замерных установок, объектов сбора, подготовки и транспорта нефти. Организация такого процесса, по сути – мониторинга в режиме реального времени, сопровождается повышением дискретности и объема поступающей информации и контролируемых параметров (рис. 2).

Следует отметить, что в системе объектов поверхностного обустройства «интеллектуальных» месторождений, в отличие от *upstream*, информационные потоки данных синхронизируются с формализованными инженерными решениями, которые опираются на модели и тренажеры производственных процессов.

Согласно данным журнала *Forbes* [1], мировая практика повышения эффективности нефтяной индустрии содержит множество примеров применения цифровых решений.

- *BP* совместно с *Silicon Microgravity* разрабатывает высокочувствительные датчики небольшого размера, позволяющие инженерам на основе анализа данных лучше контролировать параметры разработки пласта. Положительный эффект оценивается в 2% увеличения дебита и 5% сокращения времени простоев и затрат на бурение.

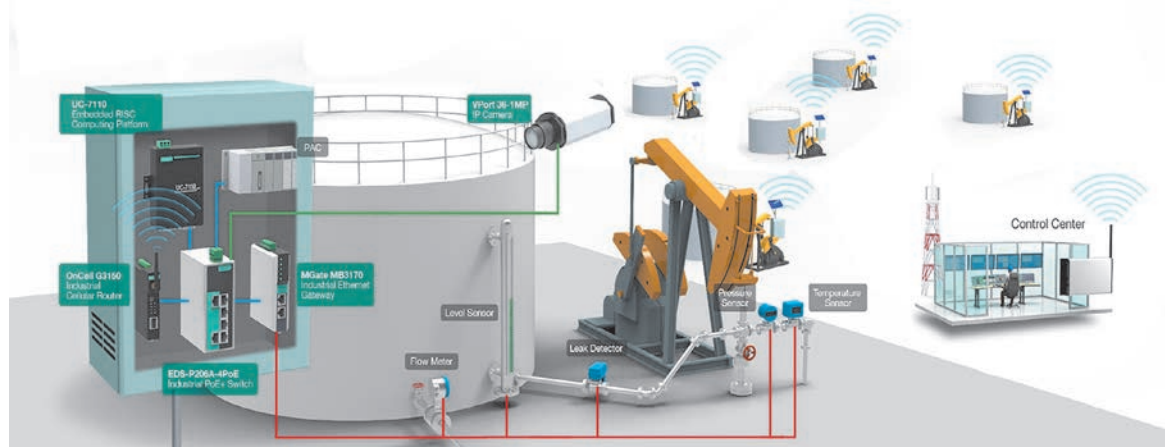
- *Seven Lakes Technologies* тестирует технологию *Field Data-Gathering Workflow solution*. Она позволяет сократить время простоя оборудования на 50% и снижает потери при добыче с 5 до 2,5%

- Опыт *Shell* свидетельствует, что переход на «умное» месторождение позволяет увеличить коэффициент извлечения нефти на 10%.

Такие решения, как и модели, распространены во многих отраслях промышленности – это годами отработанная практика. В текущей же работе промыслового геолога по-прежнему преобладает интуитивный, основанный на личном профессиональном опыте, по сути – субъективный, подход, который десятилетиями остается неизменным и не подвержен преобразованиям, продиктованным ухудшающимся качеством запасов и новыми возможностями автоматизации технологических процессов.

В числе современных трендов цифровизации – *upstream*, у всех на слуху проекты генерации цифровых решений на платформе анализа *big data* в концепции «интеллектуального» месторождения. По данным исследований *Accenture* 2016 г., 36% опрошенных нефтегазовых компаний уже инвестируют в технологию *big data* и основанную на ней аналитику. В таких условиях становится непонятным, что делать инженеру – геологу промысла с всевозрастающим потоком данных, когда даже имеющаяся информация при управлении разработкой мес-





**Рис. 2.**  
Принципиальная схема «умного» месторождения  
торождения и планировании ГТМ востребована  
не в полной мере.

По мнению авторов, причинами в данном случае могут быть:

- отсутствие формализованной постановки производственной задачи на период планирования;
- отсутствие эффективных алгоритмов решения задач оперативного планирования;
- отсутствие формализованных практик принятия управленческих решений, соответствующих целевым показателям производства;
- отсутствие у специалистов промысла эффективных инструментов преобразования все возрастающих массивов первичных данных в формат, соответствующий алгоритму решения целевой задачи и планам производства;
- невозможность спрогнозировать доступными средствами последствия проведения работ на отдельных скважинах, изменений отборов жидкости и режимов закачки воды в показателях добычи на объекте в целом;
- отсутствие актуальных обучающих программ для инженеров и геологов промысла формализованным навыкам принятия управленческих решений соответственно целевой постановке производственной задачи.

Главным является то, что сама постановка производственной задачи неизбежно предполагает определенный алгоритм решения. Иными словами, обоснованность планов определяется тем, насколько выбранный алгоритм **соответствует** поставленной цели производства. А в этой части не все просто и очевидно.

Несмотря на то, что за последние 20–30 лет достигнут значительный прогресс в системе автоматизации контроля технологических процессов, дискретности и точности измерений, консолидации и передачи информации – **система оперативного управления добычей, как**

**и принятие решений при планировании работ на скважинах остается по-прежнему консервативной, анахроничной, субъективной и потому заведомо неэффективной.** Это одна из главных причин того, что в текущих условиях практически не ставятся амбициозные задачи по предотвращению, или, по крайней мере, существенному снижению темпов падения добычи нефти на «зрелых» месторождениях.

Решение оперативных производственных задач инструментами гидродинамического моделирования ограничивается высокими требованиями к качеству промежуточных построений (петрофизическое, геологическое моделирование, обоснование PVT-свойств, лабораторные исследования течений многофазных систем), каждое из которых характеризуется собственной погрешностью и неопределенностью результатов. Все это не предоставляет ожидаемых преимуществ по отношению к практическим методикам, опирающимся на корректировку сложившихся трендов показателей и нормативную эффективность работ.

Предложения авторов, в контексте обсуждаемой проблематики, основаны на автоматизированном решении оптимизационной задачи соответственно условиям максимизации добычи нефти и минимизации операционных затрат с учетом ограничений, которые обусловлены геологическим строением залежей, параметрами и состоянием объектов обустройства, экономическими условиями, логистикой, организацией материально-технического снабжения.

Опыт, сформировавшийся у авторского коллектива в течение последних лет, дает основание утверждать, что внедрение даже простых цифровых элементов технологии управления добычей, которые минимизируют субъективизм в системе принятия решений при планировании

Этап 1 Аналитика	Этап 2 Цифровая оптимизация	Этап 3 Операционные процессы
Регрессионный анализ замеров	Диагностическая корреляция	Факторный анализ эффективности работ
Библиотека событий на скважинах	Коэффициенты взаимовлияния	Конструктор технологий
КПД системы заводнения	Искусственные нейронные сети	Анализ потерь и приобретений
Извлекаемые запасы и КИН	КПД добычи и закачки	Ситуационный анализ
<b>Структура потерь в добыче</b>	<b>Оптимальный режим скважин</b>	<b>План добычи и затрат</b>

**Рис. 3.**  
*Интеллектуальная система управления добычей*

и исполнении работ на месторождении, значительно повышает эффективность производства.

Увеличению прибыли способствуют:

- рост добычи нефти;
- повышение эффективности закачки воды в пласт;
- снижение обводненности продукции, соответственно, и объема попутно с нефтью добываемой воды;
- повышение эффективности ГТМ;
- оптимизация схем движения бригад подземного и капитального ремонта скважин;
- сопряжение программ реинжиниринга в системе обустройства соответственно задачам эффективного управления добычей.

### **Методическая основа технологии управления добычей**

Базис технологии составляют авторские алгоритмы прокси-моделирования: корреляционный анализ и кластеризация на основе искусственных нейронных сетей, градиентные методы решения оптимизационной задачи (патенты на изобретение № 2565313, 2614338), многофакторный анализ событий на скважинах, методы визуального анализа, основанные на преобразовании массива промысловых данных в образы, доступных для восприятия специалистам производства, и уникальная многоуровневая система принятия управленческих решений.

Итоговые результаты отражают качество запасов и возможные потери нефти, оптимальный дизайн распределения отборов жидкости и закачки в скважинах, технико-экономические показатели вариантов развития добычи (**рис. 3**).

Технология «Управление добычей» – это полный комплекс решений для управления раз-

работкой нефтяных месторождений, включающий четыре ключевых компонента:

1. Формат технологического процесса;
2. Информационная система поддержки принятия решений;
3. Система интегрированного планирования работ;
4. Программа обучения и сертификации.

Далее следует детально остановиться на содержательной части представляемых компонент.

#### **1. Формат технологического процесса.**

Определяет последовательность этапов внедрения технологии «Управление добычей» и предполагает:

- *создание проектного офиса (рис. 4)*, целью которого является организация междисциплинарной группы специалистов, ответственных за внедрение технологии.

В числе задач проектного офиса следует выделить:

- утверждение и обеспечение выполнения регламента взаимодействия и разграничения ответственности, определяющего коммуникации внутри группы;
- обеспечение функционирования на предприятии информационной системы поддержки принятия решений ПК АТЛАС «Управление добычей»;
- обучение специалистов междисциплинарной группы принципам принятия управленческих решений в соответствии с системой интегрированного планирования работ;
- сертификация специалистов;

- *аналитический этап* – подготовка производственного объекта к внедрению технологии интегрированного планирования работ при





Рис. 4.

Администрирование процесса управления добычей в составе мультидисциплинарного проектного офиса

оперативном управлении добычей. Основные задачи:

- формирование банка данных;
- анализ добычи (геологические предпосылки, обобщение исследований, тенденции производства, КПД системы заводнения, структура потерь добычи, качество остаточных запасов нефти, аудит ГТМ);
- анализ ограничений и определение условий эффективного извлечения нефти (состояние пробуренного фонда скважин, состояние системы обустройства, существующие средства контроля и измерений, экономические и социально-правовые условия);
- обоснование объектов и инструментов управления (геометризация и структурирование элементов и участков системы разработки);
- решение оптимизационной задачи – поиск оптимального распределения доступных ресурсов в элементах заводнения для достижения целевого показателя (постановка оптимизационной задачи, обоснование системных ограничений, настройка математической модели взаимовлияния скважин, оптимальные нормы отбора жидкости и закачки воды в элементах заводнения);
- разработка дорожной карты работ на месторождении (программа работ, базовая добыча по скважинам, ТЭО ГТМ, последовательность работ в элементах заводнения, участках, реинжиниринг системы обустройства);
- технико-экономическое обоснование плана работ (базовая добыча по объекту управления, прогноз добычи, оценка инвестиций);

- этап *управления добычей* определяет совокупность и последовательность мер по организации контролю и администрированию производственных процессов в формате «день», «месяц», «квартал».

## 2. Информационная система поддержки принятия решений

ПК АТЛАС «Управление добычей» – информационная система, созданная с целью автоматизации процессов принятия решений при интегрированном планировании работ – единое пространство для всех участников проектного офиса, включает 10 основных блоков (рис. 5):

- базовый блок (исходные данные, таблицы, графики, двухмерный визуализатор, трехмерный визуализатор, каротажная диаграмма, графические приложения, визуализатор разрезов);
- добыча (фонд скважин, эффективность ГТМ, архив дел скважин);
- закачка (материальный баланс, энергетика пласта, взаимовлияние скважин, компенсация отборов);
- изучение (промысловая геофизика, гидродинамические исследования, трассерные исследования);
- запасы (характеристики вытеснения, выработка)
- моделирование:
  - обоснование объектов управления – геометризация и структурирование элементов системы разработки – базовой единицы оперативного планирования (элемент заводнения, участок, залежь, объект разработки, месторождение в целом);

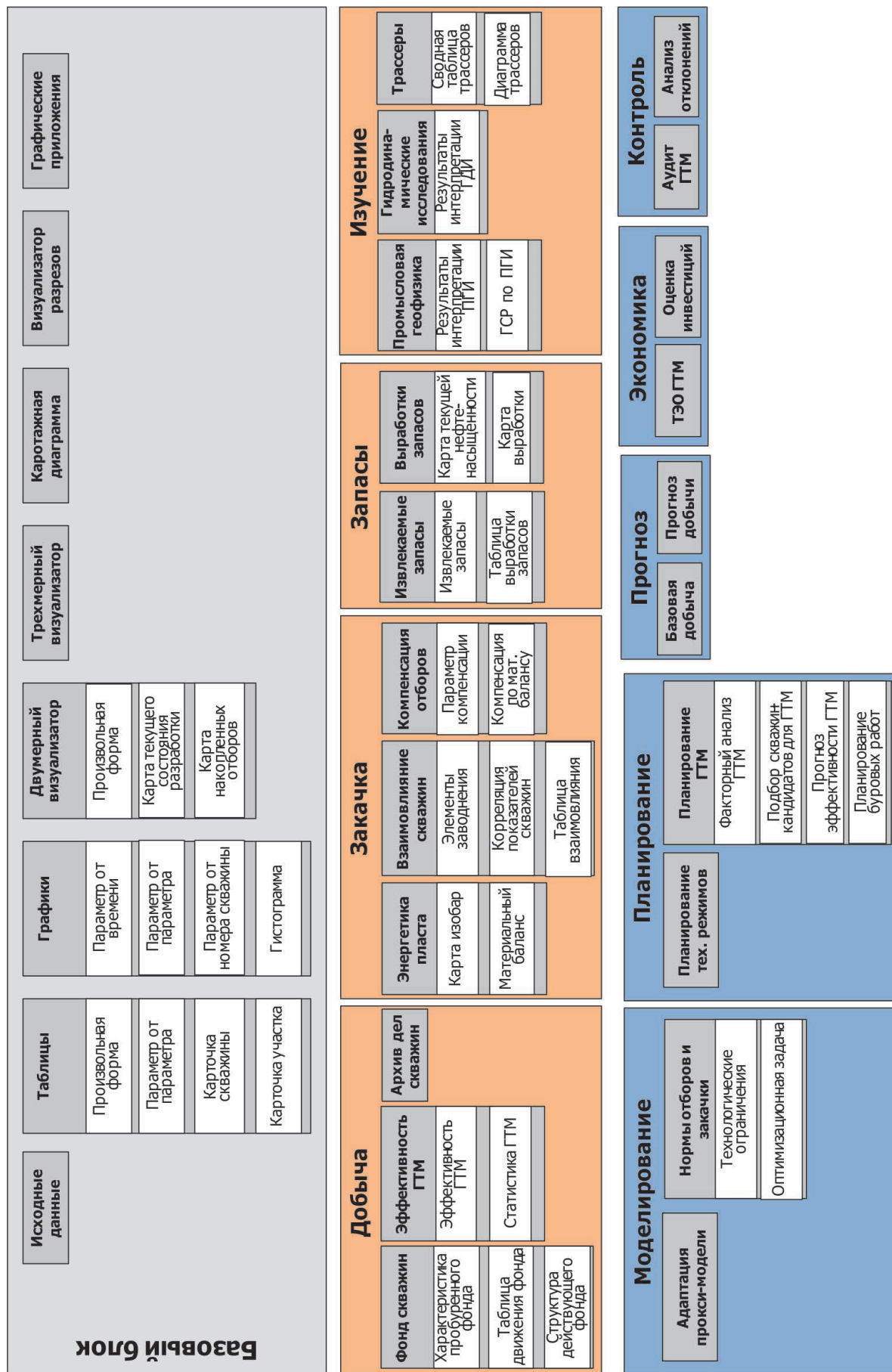


Рис. 5. Атлас «Управление добычей» – концепция информационной среды



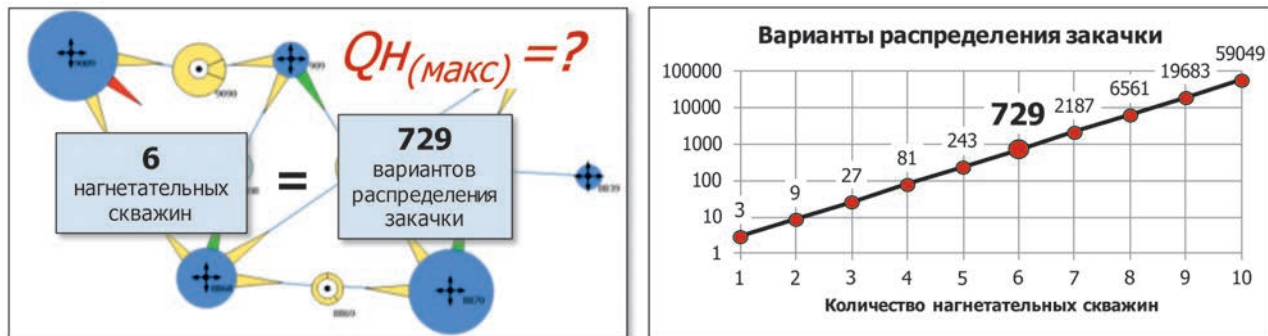


Рис. 6.  
Сложности решения оптимизационной задачи

- прокси-модель, адаптация;
- решение оптимизационной задачи – поиск оптимального распределения доступных ресурсов для достижения целевого показателя (суточной добычи нефти, себестоимости):
  - постановка оптимизационной задачи;
  - постановка системных ограничений
  - настройка математической модели взаимодействия скважин;
  - оптимальные нормы отборов и закачки в элементах заводнения;
  - дорожная карта работ:
    - многоуровневая система принятия решений в задачах оперативного планирования, включая: протоколы организации работ, взаимодействия служб и подразделений, системы оценок и контроля, основанные на показателях эффективности процесса добычи нефти;
    - индикаторы эффективности процесса управления: коэффициенты полезного действия (КПД) системы заводнения, оптимизированности элементов заводнения, устойчивости оптимизации, полезного действия скважин, эффективности управления;
    - факторный анализ ГТМ, обоснование технологических режимов эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин, последовательность работ, ТЭО ГТМ, планирование ГТМ;
    - технологический режим эксплуатации скважин;
    - прогноз: базовая добыча, расчетные технологические показатели по элементам заводнения, участкам разработки и объекту в целом;
    - экономика: оценка инвестиций;
    - контроль: аудит ГТМ, анализ отклонений.

### 3. Система интегрированного планирования работ

Включает каталог нормативных документов, определяющих последовательность и алгоритмы решения задач по оперативному планированию работ на скважинах и в системе обустройства, принципы взаимодействия участников, формат отчетности:

- регламент взаимодействия и разграничения ответственности;
- регламент расчетов на прокси-модели;
- регламент планирования работ, многоуровневая система принятия решений;
- регламент обоснования областей применения ГТМ на основе многофакторного анализа;
- регламент обоснования базовых ТЭП разработки;
- регламент расчета технико-экономической эффективности работ;
- формат технологического режима элементов заводнения;
- формат технологической карты ГТМ;
- формат итогового отчета – этап 1, анализ добычи, годовая программа работ;
- формат ежемесячного информационного отчета – этап 2, практическая реализация;
- формат ежеквартального отчета – этап 2, практическая реализация;
- формат аналитического отчета – этап 2, практическая реализация.

### 4. Программа обучения и сертификации

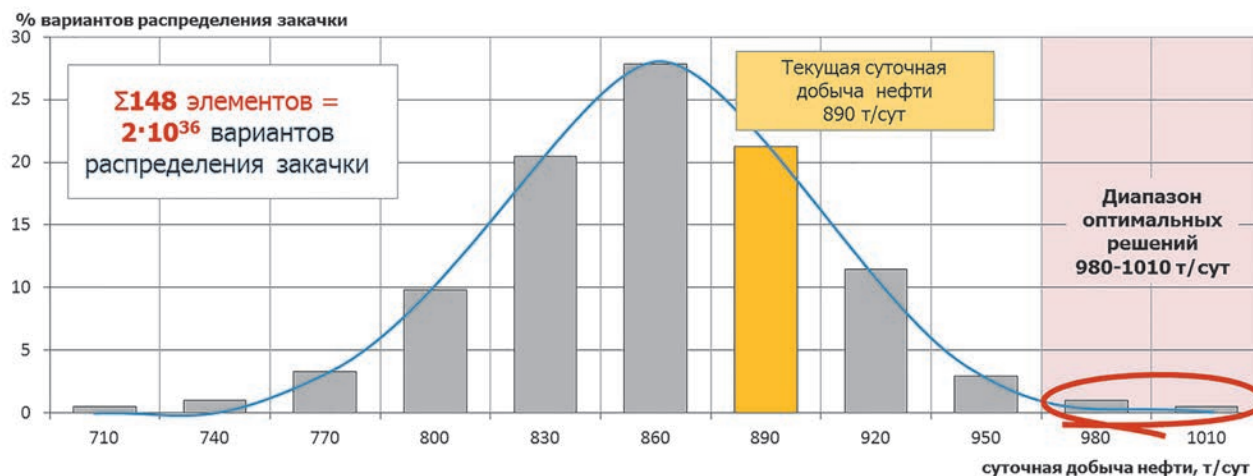
Цель: приобретение специалистами проектного офиса новых компетенций в задачах оперативного управления добычей на основе системы интегрированного планирования работ.

Задачи:

- изучение технологии интегрированного планирования работ (принципы функционирования, алгоритмы и решения);
- приобретение навыков работы в информационной системе поддержки принятия решений АТЛАС «Управление добычей».

Этапы:

- теория и практика решения задач управления добычей на месторождениях;
- основы автоматизированной системы управления добычей;
- оптимизационная задача в системе интегрированного планирования работ;
- оперативное планирование и контроль при управлении добычей;



**Рис. 7.**  
Многовариантность решений поиска максимума в добыче нефти

- нормативные документы и регламенты.

Ядром технологии является **математическая модель управления добычей**. В общем случае, модель – это абстрактное представление реальности, позволяющее получить ответы на изучаемые вопросы. Выбор типа модели и уровня приближения (детальности) сообразно решаемым задачам во многом определяет эффективность всей концепции управления добычей. В числе основных критериев следует выделить:

*Критерий 1. Измеримость объекта управления и качество исходных данных*

Нефтяной пласт является ограниченно измеримой системой. Современные методы, преимущественно косвенных исследований, дают весьма условные представления о геологическом строении, напряженном состоянии и физико-химических свойствах пластовой системы. Невозможность прямых измерений делают нефтяной пласт одной из самых сложных систем в практической деятельности человека. Если даже в смежных областях нефтяной промышленности, таких как нефтехимия и транспорт, измерительные приборы позволяют контролировать все стадии технологического процесса, то в геологии и разработке решения необходимо принимать, используя весьма существенные допущения.

Современные практики управления разработкой ограничиваются трехмерными геологическими и фильтрационными моделями, для которых характерен высокий уровень неопределенностей, обусловленный природным фактором – сложностью пластовой системы, недоступной для непосредственного измерения, методиками проведения лабораторных и экспериментальных исследований, масштабным фактором. В этих условиях расчетные модели

представляют собой грубую аппроксимацию действительной геологической и технологической информации. В таком случае применительно к инжинирингу резервуаров, следуя известному принципу «чем сложнее система, тем более целесообразна и доказательна попытка упрощения» (Л.П. Дейк), основной задачей при обосновании типа модели является минимизация требований к объему исходных данных в приложении к каждой конкретной задаче оперативного управления.

Условно можно выделить две группы данных (параметров, характеризующих разработку пласта):

- прямые измерения: замеры показателей работы скважин (дебита жидкости, обводненности, забойного давления, температуры и т.д.) и свойства добываемой продукции;
- косвенные измерения – колоссальный объем геологической информации, описывающей свойства пластовой системы.

Соответственно, в модели, используемой для принятия оперативных решений, наибольший вес в выходных значениях должны иметь более доказательные данные из первой группы. Влияние же параметров из второй группы, которые характеризуются существенно большими погрешностями определений, должно быть сведено к минимуму.

*Критерий 2. Потребная величина окна прогноза*

Окно прогноза – это временной интервал, на котором результаты расчета на модели используются для принятия решений. В задачах оперативного управления добычей окно прогноза составляет от одного месяца до одного года. Значение определяется временем отклика системы, т.е. нефтяного пласта, на планируемые



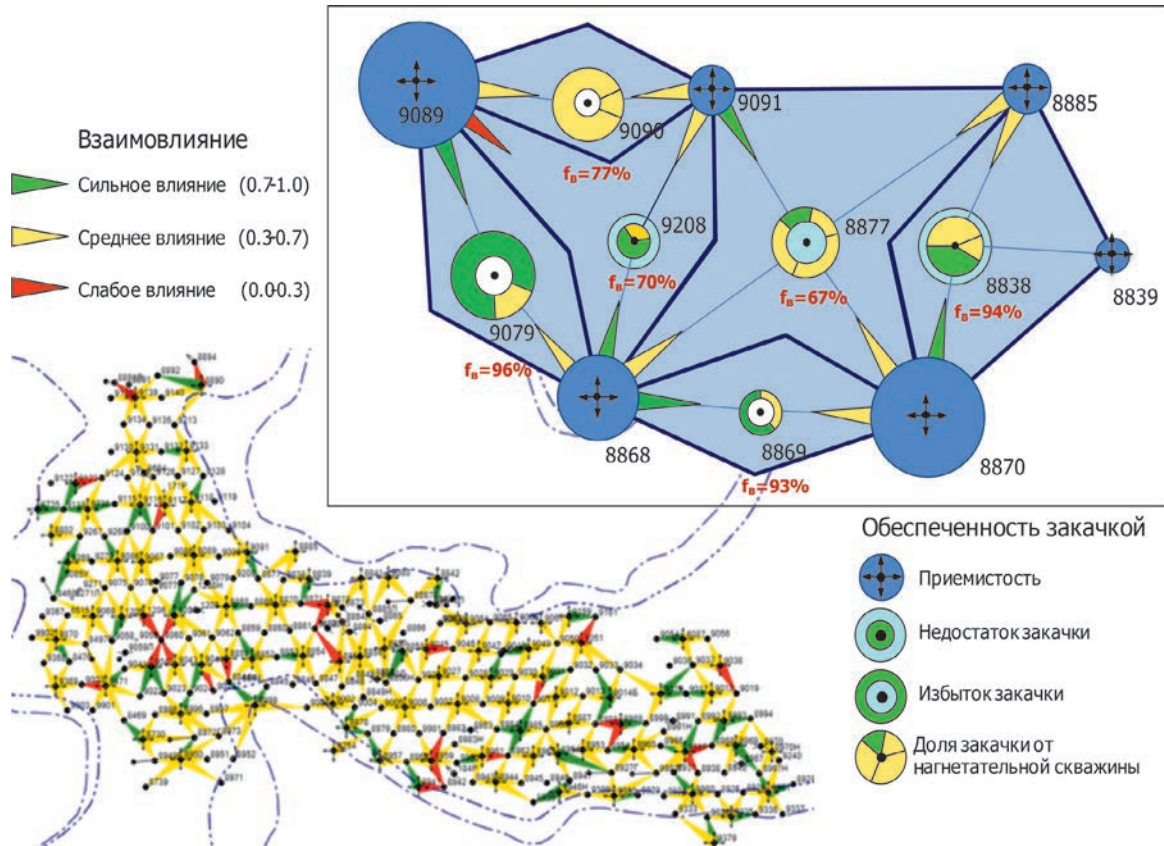


Рис. 8.  
ПК Атлас «Управление добычей» – взаимовлияние скважин

возмущения – геолого-технические мероприятия.

В свою очередь, время отклика зависит от гидродинамических характеристик пласта, системы заводнения, режима закачки, расстояния между скважинами. На практике окно прогноза для средне- и высокопродуктивных отложений составляет 1–3 месяца, для низкопродуктивных – 2–6 месяцев.

Необходимо принимать во внимание и сам характер процесса оперативного управления, который требует как минимум раз в месяц актуализировать дизайн отборов жидкости и закачки воды соответственно решению оптимизационной задачи, уточнить технико-экономические показатели эксплуатации скважин и дорожную карту работ на оставшийся период. Погрешность планирования в этом случае достаточно низкая и, как правило, не превышает доверительного интервала первичных измерений.

**Обоснование типа модели.** Выработка и принятие управленческого решения на операционном уровне – наиболее ответственная процедура в производственной деятельности. Для объектов управления с ограниченной измеримостью в решении задач краткосрочного прогноза должной компетенцией обладает класс

математических моделей, которые различаются по следующей группе признаков:

– 1 – *функциональные*, т.е. отражающие представления о внешнем поведении объекта, которые в задачах управления добычей характеризуются замерах показателей работы скважин (в противоположность структурным моделям, таким как 3D-гидродинамические модели, которые воспроизводят внутреннее устройство объекта – нефтяного пласта, тиражируя его геологические параметры согласно воображению специалиста);

– 2 – *стохастические*, любые результаты, которых следует интерпретировать в терминах вероятности, риска, чувствительности. Пример – прогнозирование вероятности реакции добывающей скважины на изменение режима работы нагнетательных скважин.

Модели, использующие определенный уровень приближения в практических приложениях, носят название *прокси-моделей*.

Постановка оптимизационной задачи является непреложным требованием, которое определяет логику последующих действий на этапе оперативного управления добычей и планирования работ на скважинах. Это, в свою очередь, и основное отличие, которое



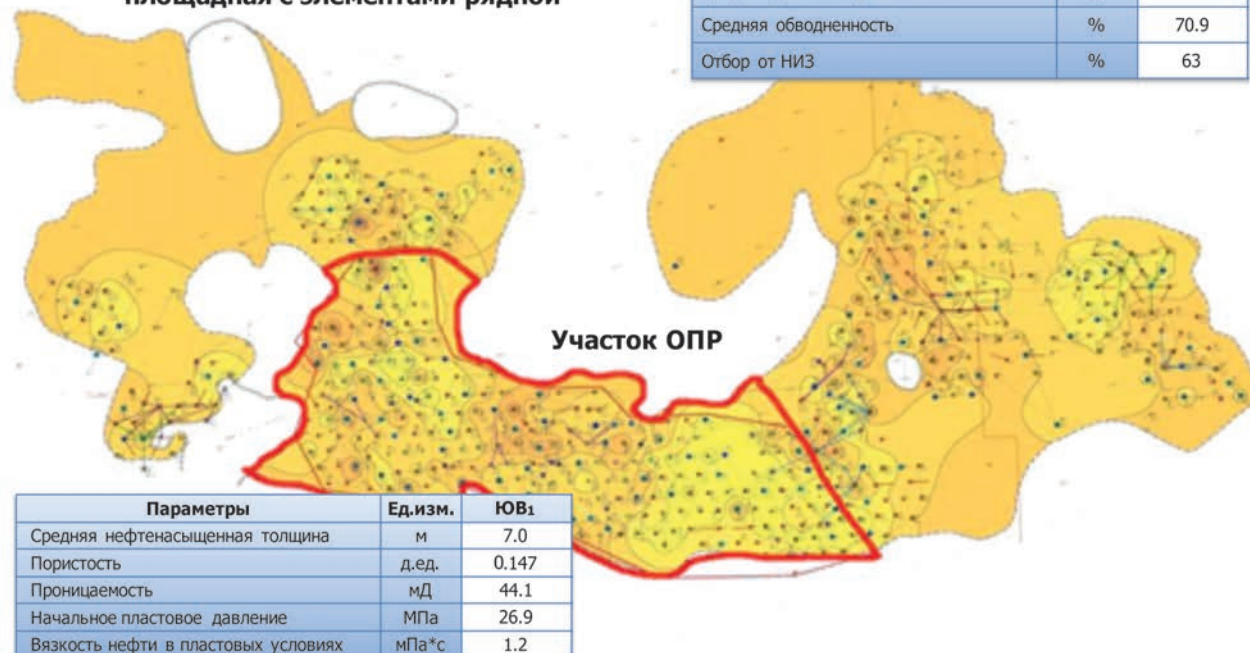
ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», ТПП «Повхнефтегаз»

Фонд скважин - 268

Система заводнения □

площадная с элементами рядной

Параметры	Ед.изм.	ЮВ <sub>1</sub>
Средний дебит нефти	т/сут	9.8
Средний дебит жидкости	т/сут	33.6
Средняя обводненность	%	70.9
Отбор от НИЗ	%	63



Параметры	Ед.изм.	ЮВ <sub>1</sub>
Средняя нефтенасыщенная толщина	м	7.0
Пористость	д.ед.	0.147
Проницаемость	мД	44.1
Начальное пластовое давление	МПа	26.9
Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа*с	1.2

Рис. 9.  
Участок опытно-промышленных работ

характеризует практики, сложившиеся на производстве.

Постановка оптимизационной задачи предполагает определение трех ключевых составляющих:

- целевая функция (выходной параметр);
- входные параметры;
- набор ограничений.

Значение целевой функции определяется параметром, максимизация (или минимизация) которого является задачей оперативного управления производством:

- текущий уровень добычи нефти;
- объем попутно-добываемой воды;
- себестоимость;
- NPV.

Набор входных (или управляющих) параметров оптимизационной задачи определяется теми инструментами, которыми предполагается воздействовать на систему разработки:

- давление в системе нагнетания;
- режим работы нагнетательных скважин;
- режим работы добывающих скважин;
- вид выполняемых на скважинах ГТМ.

Диапазон решений определяется ограничениями, которые условно можно отнести к трем группам:

- 1– экономические:
  - а) доступный объем ГТМ;
  - б) доступная суммарная стоимость ГТМ;
- 2 – системные:
  - а) возможный объем закачки;
  - б) допустимое давление нагнетания;
- 3 – технические:
  - а) максимально возможная приемистость;
  - б) техническая возможность проведения ГТМ на скважине.

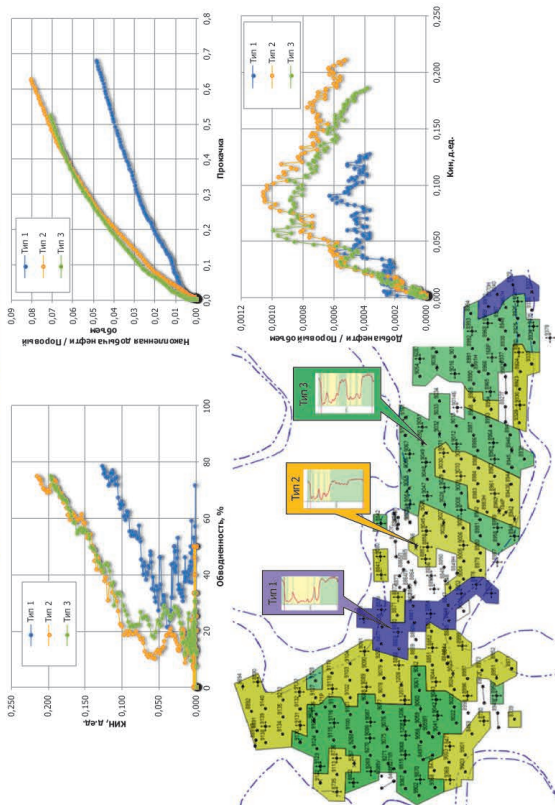
Конечной целью математического моделирования при управлении добычей является решение оптимизационной задачи, которую можно назвать основной задачей любого, в том числе нефтяного производства. Существует множество различных вариантов постановки оптимизационной задачи управления добычей в соответствии с приоритетами производства (целевая функция), доступными механизмами воздействия (управляющие параметры) и ограничениями (диапазон решений).

При оперативном планировании оптимизационная задача решается в следующей постановке:

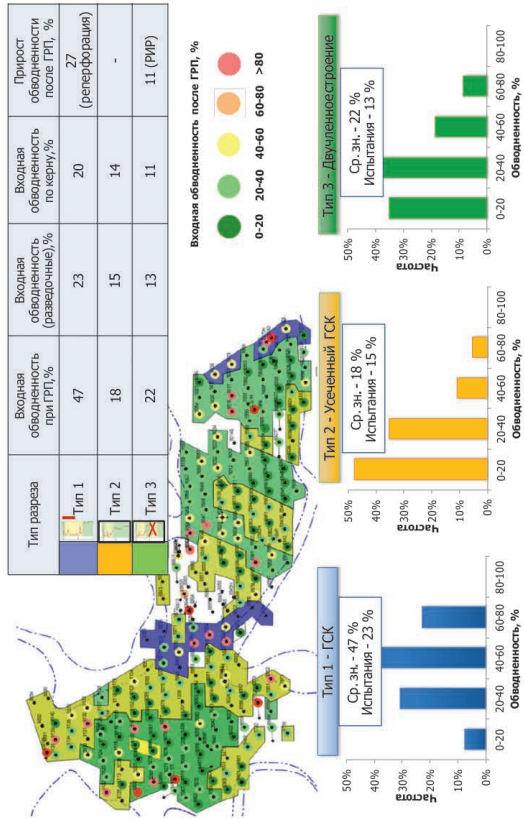
- как распределить доступные ресурсы таким образом, чтобы обеспечить максимум целевого показателя эффективности производствен-



**ХАРАКТЕРИСТИКИ ВЫТЕСНЕНИЯ УЧАСТКОВ  
С РАЗЛИЧНЫМИ ТИПАМИ РАЗРЕЗОВ**



**СОГЛАСУЕТСЯ С ТИПИЗАЦИЕЙ РАЗРЕЗОВ В СКВАЖИНАХ  
ВОХДНАЯ ОБВОДНЕННОСТЬ**



**ЛАТЕРАЛЬНАЯ АНИЗОТРОПИЯ**

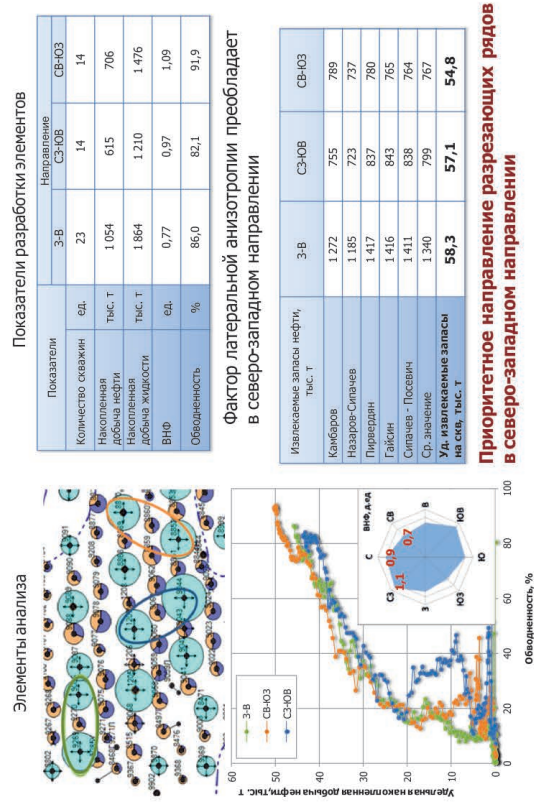
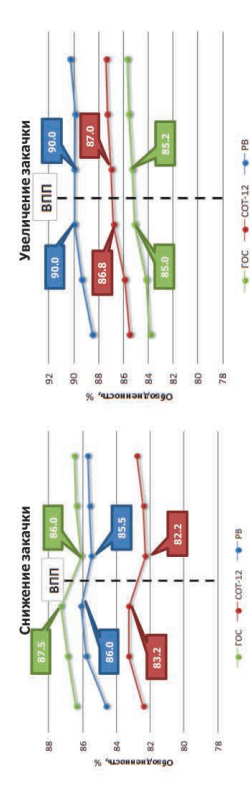


Рис. 10. Объект ЮВ. Фрагменты геолого-промыслового анализа

**ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАБОТ**

ВПП	Успешность, %		Проницаемость, м <sup>2</sup> /сут	Коляво операций		Коляво операций		Эффективность	
	до	после		Δ, %	Δ, %	Δ, %	Δ, %		
Галка-Термопель	9	44	200	150	-50	6	3	-2,8	1,4
ГОС	21	33	157	156	-1	10	11	-1,2	0,9
КМК-БС	1	-	63	59	-4	1	-	-1,7	0,3
КПАС	1	100	18	79	61	-	1	-2,1	0,3
МелМХА-1Н	2	100	130	100	-30	1	1	-3,4	1,4
РВ	15	26	178	156	-22	11	4	-1,2	0,8
СОТ-12	15	17	132	160	28	4	11	-2,1	1,3
ТВС-1	10	20	128	130	2	6	4	-2,1	0,4
Термопос	12	33	180	192	12	7	5	-1,5	0,2
<b>Всего</b>	<b>86</b>	<b>41</b>	<b>132</b>	<b>127</b>	<b>4</b>	<b>46</b>	<b>40</b>	<b>-2,0</b>	<b>0,8</b>

Регулирую закачку, можно добиться большей эффективности ВПП



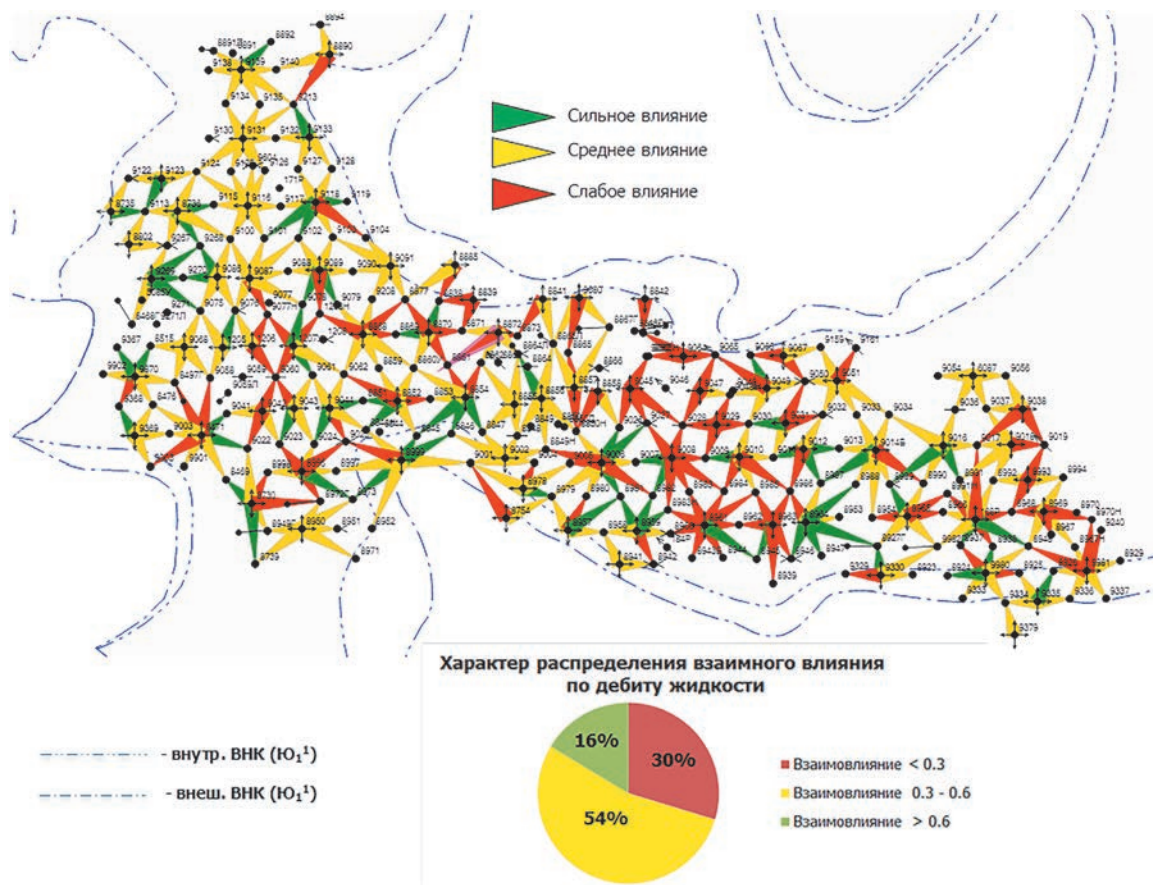


Рис. 11. Объект ЮВ<sub>1</sub>. Схема взаимовлияния скважин

ного процесса. Например – максимум текущего уровня добычи нефти (*целевая функция*), определив режимы работы нагнетательных скважин (*управляющие или входные параметры*) таким образом, чтобы, во-первых, не превысить технологических ограничений в каждой скважине, и, во-вторых, не превысить возможного объема закачки и добычи жидкости на участке (*диапазон решений*).

Несмотря на кажущуюся понятность определения цели, практика решения подобных задач не получила своего развития. Причина очевидная: любая «ручная» попытка предсказать поведение добывающих скважин или определить максимальный суммарный дебит нефти, руководствуясь попарным сопоставлением динамики добычи и закачки в элементах заводнения/регистрацией откликов и построением карт взаимовлияния, заведомо обречена на неудачу. Действительно, число возможных вариантов распределения приемистости, в которых заключено искомое решение, даже при условии, что в каждой скважине реализуются не более трех изменений (режимов), возрастает катастрофически и, например, для элемента в составе 6 нагнетательных скважин, достигает 729 случаев (рис. 6). Для

среднего месторождения с числом нагнетательных скважин от 30 до 50 – превышает  $10^{14}$  случаев. Угадать вариант распределения приемистости нагнетательных скважин, которому соответствует максимум нефтедобычи, невозможно.

Соответственно, целью интеграции цифровых технологий в практику планирования является последовательное смещение случайным образом сложившегося распределения закачки в системе нагнетательных скважин в диапазон оптимальных режимов, которому соответствует максимум нефтедобычи (рис. 7).

В качестве необязательного вывода можно задаться вопросом, что из себя представляют программы по нестационарному заводнению и прочие манипуляции с режимами закачки воды, которые трактуются в качестве методов повышения нефтеотдачи.

В авторской постановке следует отметить два важных условия достижения желаемого результата:

- интеграция рабочих процессов на нефтяном производстве соответственно критериям оптимизации;
- уменьшение степени субъективного участия человека в системе принятия решений.



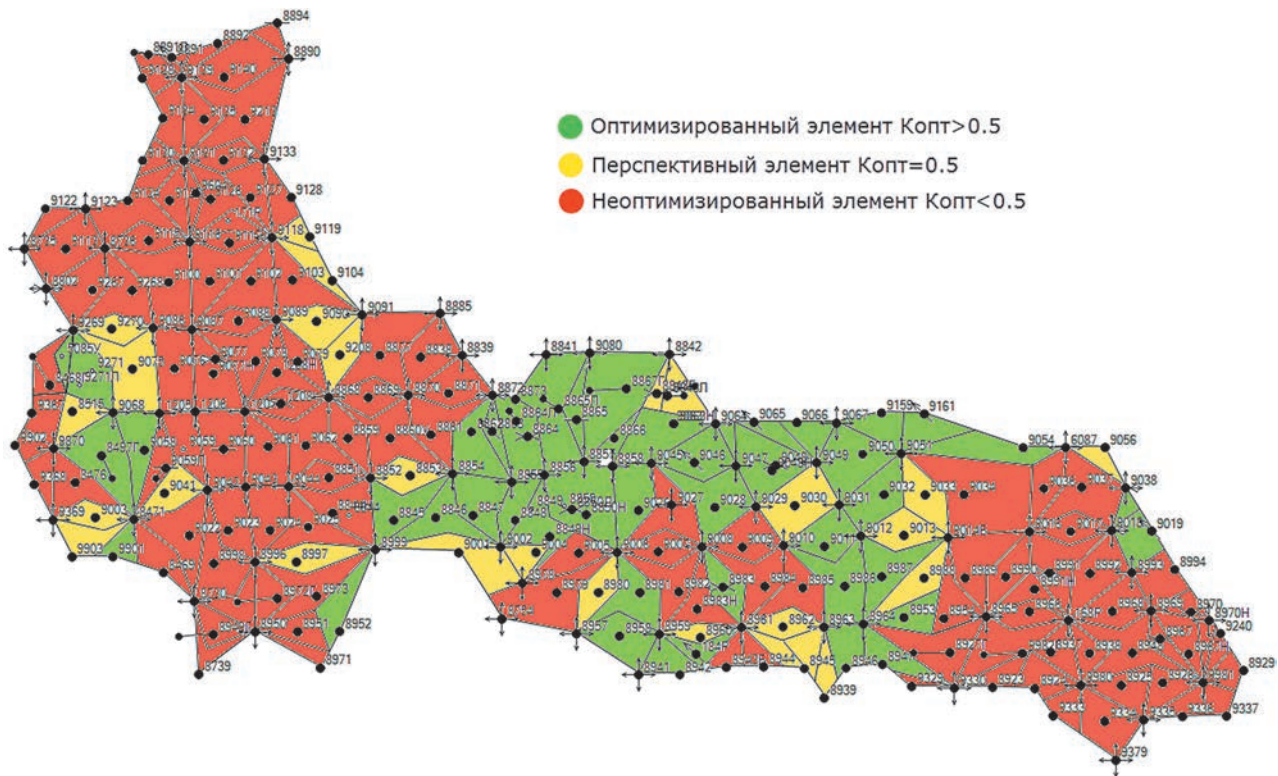


Рис. 12.  
Объект ЮВ. Карта оптимизированности элементов заводнения

**Подготовка данных.** Номенклатура первичных данных намеренно ограничена постановкой задачи, алгоритмом решения, допустимой погрешностью расчетов, соответственно требованиям измеримости, технического контроля измерений и потребной дискретности. Таким условиям в полной мере удовлетворяют показатели, отражающие эксплуатационные характеристики скважин. В свою очередь, сопоставительный анализ динамики закачки и отборов в элементах заводнения формирует базу знаний для поиска оптимальных решений. С целью устранения зашумленности данных показатели работы скважин необходимо преобразовать. Для этого применяются функции сглаживания (экспоненциальное сглаживание, линейное сглаживание, сглаживающий фильтр Хэмминга, скользящее окно). Преобразованную динамику работы скважин необходимо разбить на фрагменты, соответствующие росту и падению базисной функции. В результате получается характеризующее множество с размерностью  $f$  (где  $f$  – количеством фрагментов базисной функции для нагнетательной скважины), описывающее динамику показателей скважины.

Алгоритм автоматизации такого процесса базируется на расчете корреляционной функции сигналов, поступающих с замерных устройств, и предполагает:

- анализ спектра значений;

- преобразование Фурье, выделение гармонической составляющей;
- построение адаптивных интеллектуальных фильтров для выделения когерентных сигналов;
- анализ амплитудных фаз значений дебитов жидкости, приемистости, обводненности продукции скважин с определением взаимной корреляции;
- алгоритм обработки сигналов на основе мягких вычислений и методов распознавания образов;
- выделение стратотипов – определение допустимого диапазона расхождения в группе стратотипов, шаблонирование стратотипов (событий), наложение, оценка ошибки наложения, поиск минимальной ошибки, выбор на основе оценки релевантности.

Далее для каждой базисной функции необходимо рассчитать корреляцию между характеризующими множествами нагнетательных и реагирующих добывающих скважин. Таким образом, для всех пар скважин (нагнетательная/реагирующая добывающая) по каждой базисной функции получают так называемые «векторы соответствия»  $k_{ij}$  (где  $i = 1, \dots, n_r$ ,  $n_r$  – количество реагирующих добывающих скважин,  $j = 1, \dots, 10$ , 10 – количество базисных функций). Система базисных функций (конкретный набор базисных функций из выше перечисленных) составляется автоматически в результате прохождения кросс-

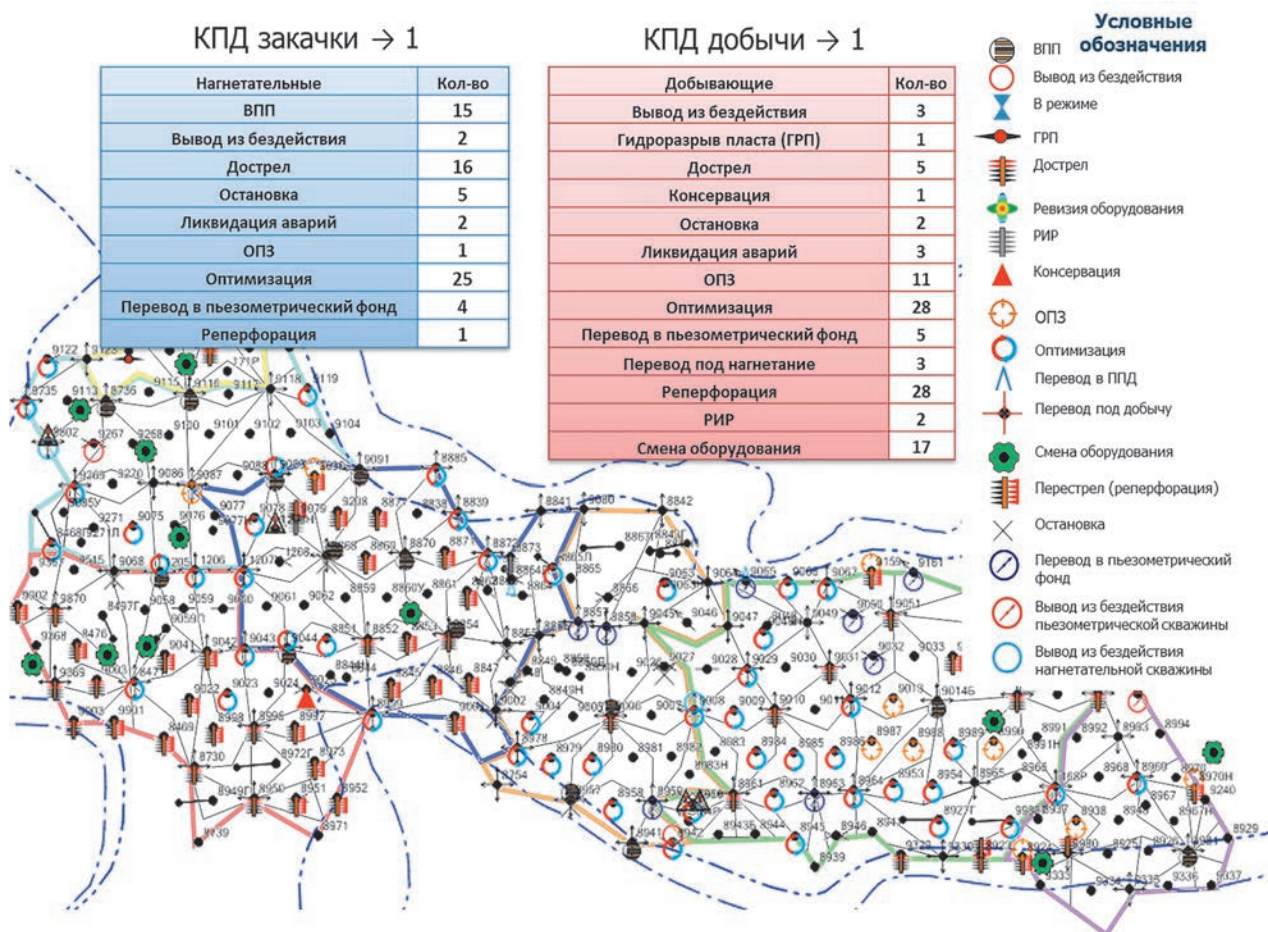


Рис. 13.  
Программа работ

проверки, которая заключается в сопоставлении коэффициентов корреляции между парами:

- нагнетательной и соответствующей ей реагирующей скважиной;
- нагнетательной и не реагирующей скважиной.

Из множества коэффициентов корреляции по отобранным базисным функциям для каждой пары скважин (нагнетательная/реагирующая добывающая) рассчитывается итоговый коэффициент взаимовлияния (рис. 8).

**Оптимизационная задача** решается по объекту в целом, результаты расчетов проецируются на элементы, которые ранжируются согласно технико-экономической эффективности, с преобразованием в конечный продукт – программу работ на скважинах.

Формализованный подход предполагает интеграцию результатов прокси-моделирования в единую систему принятия решений и оперативного планирования. Соответственно, задача оперативного планирования – это воспроизведение успешных событий на скважинах, которые демонстрируют снижение обводненности и рост дебитов нефти, в той последовательности

и номенклатуре ГТМ, которые обеспечивают оптимальные отборы жидкости и закачки воды.

**Оперативное планирование** – это особая последовательность этапов работ в цифровой модели управления, направленная на выполнение программы ГТМ и оптимизации режимов эксплуатации скважин в контексте решения целевой задачи. Практическая реализация концепции оперативного планирования – замкнутый цикл, предполагающий ежемесячную актуализацию расчетов на основе новых данных, непрерывно поступающих с месторождения.

Ежемесячный цикл оперативного планирования замыкается этапом **контроля**.

Основные задачи:

- чтение цифровых индикаторов работы скважинного оборудования и узлов системы устройства в режиме реального времени;
- определение трендов в показателях эксплуатации скважин, доверительных интервалов отклонений;
- автоматическое формирование рекомендаций по проведению контрольных замеров в случае неопределенности в показателях индикаторов;



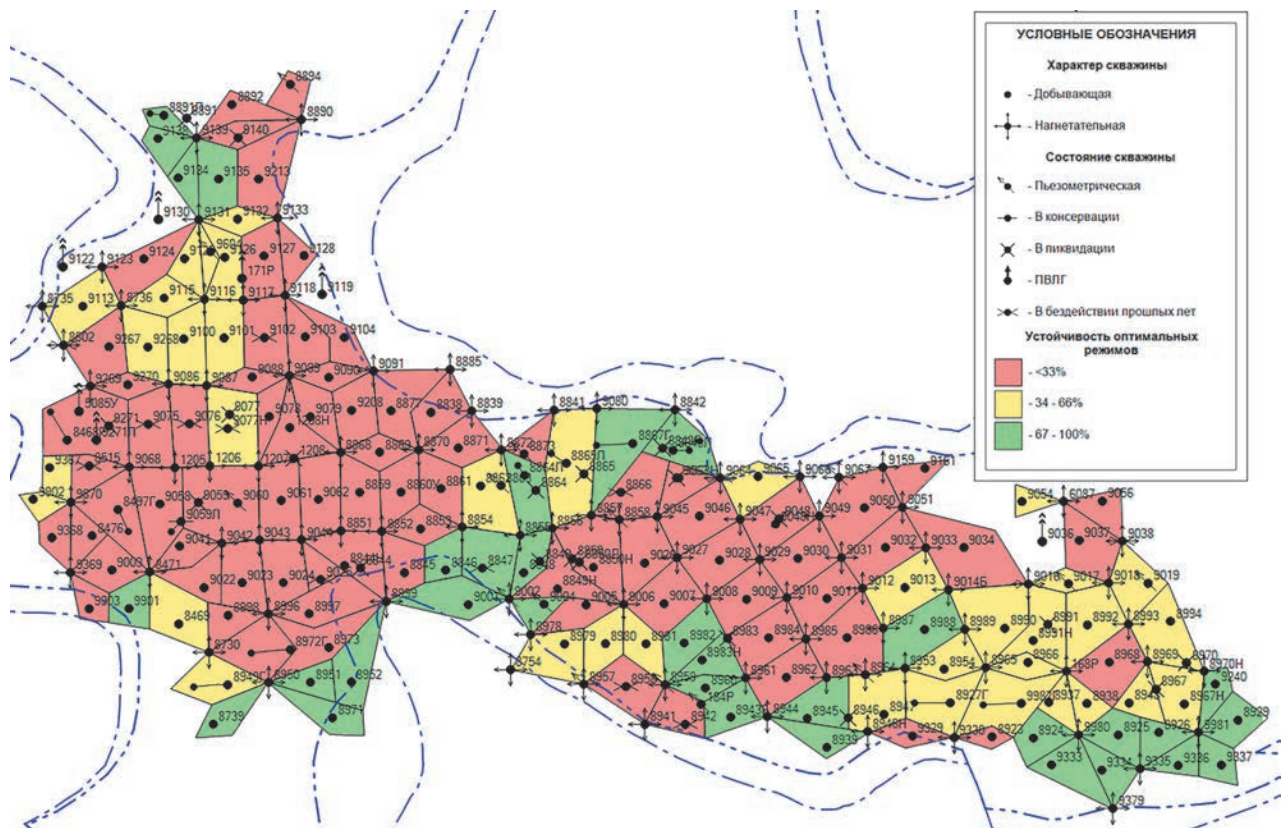


Рис. 14.  
Карта устойчивости оптимальных режимов

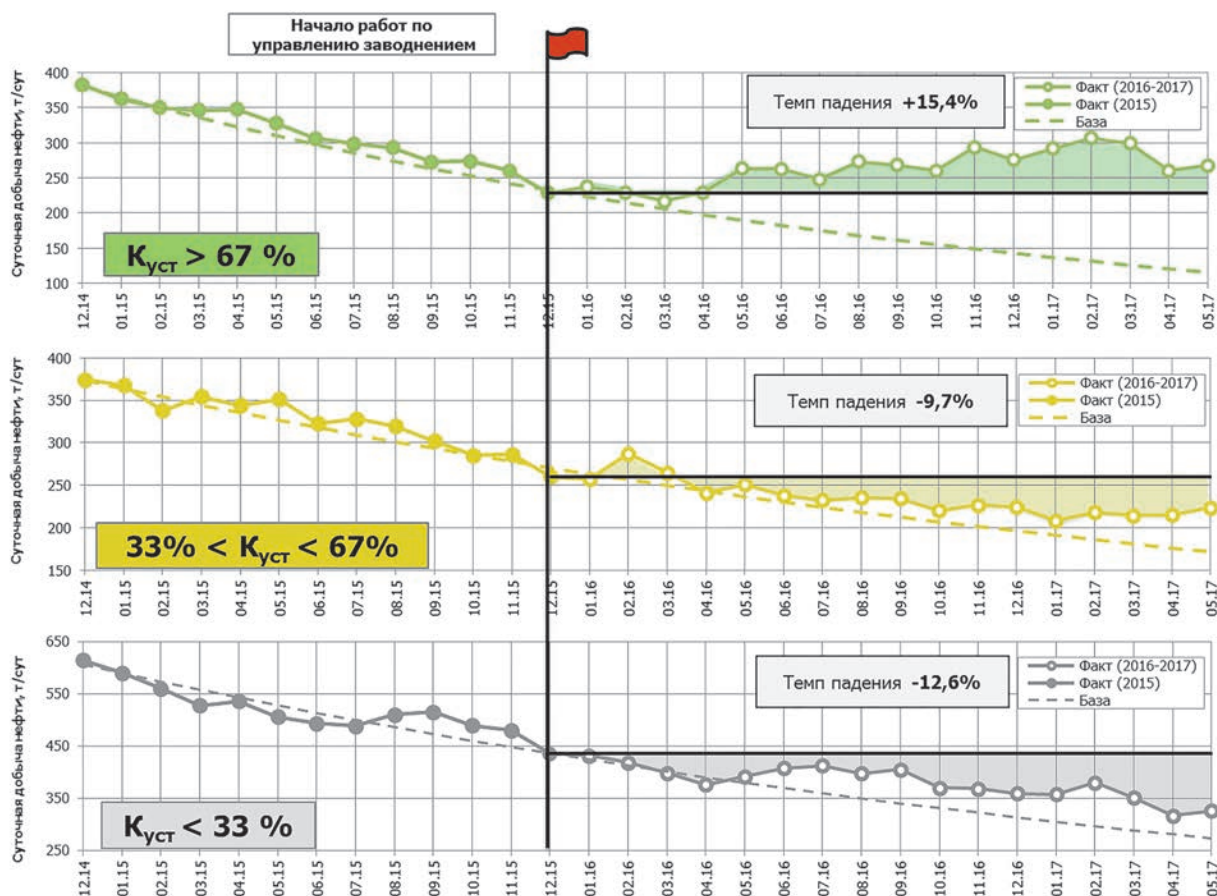
- генерация сигналов отклонения фактических показателей индикаторов от расчетных на основе статистических моделей;
- диагностика проблем на основе сигналов;
- автоматическая инициация процедур в соответствие с набором правил, формализованных в виде регламента и предполагающих минимальное участие специалиста в принятии решений.

Возвращаясь к теме публикации, еще раз отметим очевидное противоречие, которое обусловлено с одной стороны стремительным развитием цифровых технологий, с другой – интуитивными, консервативными практиками планирования и управления режимами скважин. Таким образом, одна из основных проблем нефтедобывающего производства – это неоптимизированный бизнес-процесс принятия решений при оперативном планировании технико-экономических показателей разработки месторождения. Даже в случае, когда предложен эффективный инструмент управления, этого недостаточно для надлежащих преобразований. Необходим новый формат взаимодействия, который находит отражение в **администрировании** – распределении ответственности между специалистами. Соответственно,

актуальная задача производства – поиск оптимальных бизнес-процессов и производственных отношений. С этих позиций формат администрирования определяет порядок взаимодействия и разграничения ответственности внутри многопрофильных групп, реализующих на месторождении систему принятия решений и контроля. Вопрос координации, оперативности и в целом готовность специалистов совместно решать приоритетные задачи – ключевой элемент успеха.

Основные задачи, которые решает регламент взаимодействия и разграничения ответственности:

- обеспечение согласованности в решениях и преемственности результатов аналитических расчетов в задачах оперативного планирования, за счет организации многопрофильных групп специалистов, включающих геологов, разработчиков, инженеров-технологов, экономистов, экологов;
- минимизация интуитивного подхода при принятии решений на всех этапах управления благодаря внедрению формализованной последовательности процедур анализа и планирования, разграничением зон ответственности специалистов многопрофильной группы;



**Рис. 15.**  
 Анализ устойчивости оптимальных режимов

- закрепление статуса технолога промысла, как специалиста, отвечающего за контроль исполнения решений согласно оперативным планам и обеспечение взаимодействия со смежными службами и подрядными организациями.

Создание *экспертной системы быстрого реагирования* следует считать эффективным способом управления добычей на основе взаимовлияния скважин. Ее функциональность позволяет проводить мониторинг ключевых индикаторов, которые характеризуют состояние месторождения и процессы его разработки, а также получать учреждающие сигналы о потенциальных проблемах.

Интеграция автоматизированной системы «Управления добычей» в практику строительства «интеллектуального месторождения» позволит замкнуть цепочку формализованных процедур по управлению и оптимизации технологическими процессами на производстве.

Таким образом, авторским коллективом предложены принципиально новые цифровые решения в сегменте оперативного управления добычей нефти, основанные на математических методах прокси-моделирования в постановке за-

дачи оптимизации режимов эксплуатации скважин и планирования ГТМ с целью обеспечения заданных технико-экономических показателей.

### Опытно-промышленное внедрение

Апробация технологии «Управление добычей» осуществлялась в рамках опытно-промышленных работ применительно к участку пласта ЮВ<sub>1</sub> Ватъеганского месторождения в период 2016–2017 гг.

Участок введен в разработку в 1990 г. Геометрия сетки скважин и система заводнения типичны для залежей верхней юры. Максимум добычи приходится на 2009 г. при отборе 44% от НИЗ и обводненности продукции 25% (рис. 9). Последующий период характеризуется прогрессирующим обводнением скважин и годовым падением 15–20% добычи нефти.

Практическая реализация осуществлялась согласно временному регламенту по взаимодействию и разграничению ответственности между ТПП «Повхнефтегаз» и ООО «ТИНГ».

В соответствии с представленной выше стадийностью проведения работ на первом этапе в процессе геолого-промыслового анализа объекта ЮВ<sub>1</sub> изучены (рис. 10):



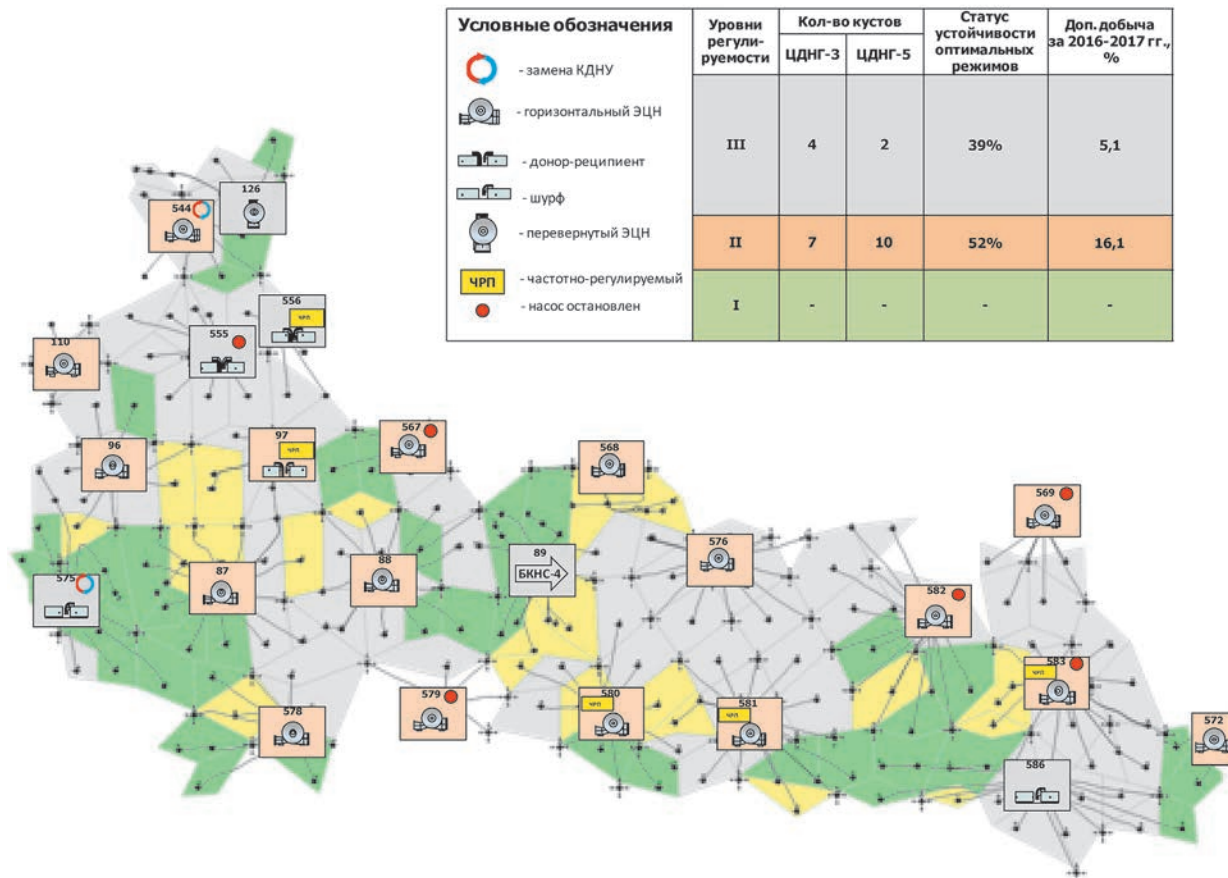


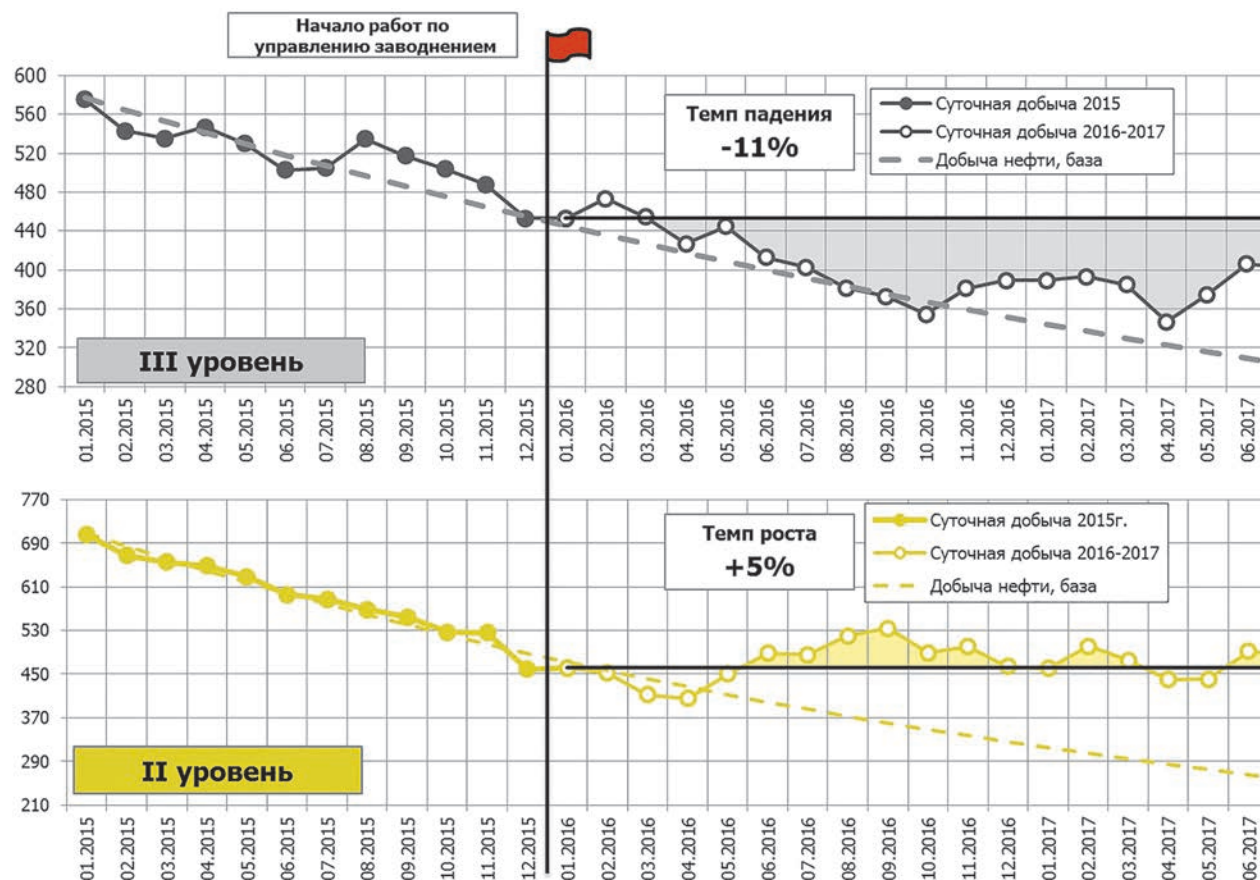
Рис. 16. Участок ОПР. Текущий статус контроля и регулирования закачки воды

- основные закономерности распределения литологических и фильтрационных характеристик по интервалам разреза;
- режимы эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин, источники обводнения и взаимовлияние скважин;
- результаты промыслово-геофизических исследований скважин, характеризующие распределение профиля приемистости по интервалам разреза;
- результаты гидродинамических исследований и фактор техногенной трещиноватости;
- энергетическое состояние залежи, баланс отборов жидкости и закачки воды; влияние темпов разработки на нефтеотдачу;
- эффективность проводимых на месторождении геолого-технологических работ (ГРП, ОПЗ, ВПП, РИР, перфорационные работы).

На следующем шаге определены качественные характеристики взаимодействия нагнетательных и добывающих скважин в системе ППД (на основе поиска корреляционных взаимосвязей событий в скважинах, которые можно отследить, обратившись к первичной промысловой

информации – данным ежедневных замеров дебита жидкости, обводненности и приемистости), **рис. 11**.

Ответственным этапом проекта является формирование технологических режимов добывающих и нагнетательных скважин, в соответствии с которыми составляются программа работ и план по добыче нефти. Принципиальное отличие здесь – это нормы отборов жидкости и закачки воды, которые завершают расчеты прокси-модели по элементам заводнения и характеризуют оптимальные режимы эксплуатации скважин соответственно максимуму добычу нефти в диапазоне заданных ограничений. Нормы отбора сопоставляются с текущими режимами. Установленная разница для каждой скважины синхронизируется с удельными показателями нормативной эффективности ГТМ, которые обосновываются многофакторным анализом и определяют тип, дизайн, условия и область наиболее успешного применения технологий. Процесс настолько формализован и автоматизирован, что только отдельные обстоятельства требуют вмешательство специалиста.



**Рис. 17.** Участок ОПР. Динамика отборов нефти на кустах с различным уровнем регулируемости

Программа работ формировалась поэтапно, в определенной последовательности, исходя из результатов прокси-моделирования, многофакторного анализа технологической эффективности ГТМ, гидродинамических и промысловых геофизических исследований.

На основе анализа взаимовлияния скважин и классификации элементов в опережающем порядке выполняется оптимизация режимов закачки, что создает предпосылки для снижения обводненности продукции скважин. Элементы с оптимизированной закачкой (отношение текущей приемистости к оптимальной превышает 0,8), относятся к категории *перспективных* для проведения работ на добывающих скважинах с целью увеличения отборов нефти (для этого находят применение традиционные инструменты – оптимизация глубинных насосов, воздействие на призабойную зону пласта для снижения скин-фактора). По завершении работ, элементы заводнения переходят в разряд *оптимизированных* по закачке и отборам жидкости. В этом случае, как и для закачки воды, отношение текущего дебита жидкости к оптимальному значению превышает 0,8. Мероприятия на скважинах в последующем огра-

ничиваются поддержанием эффективного баланса.

Прочие элементы заводнения относятся к категории *неоптимизированных*. ГТМ на скважинах здесь не проводятся, за исключением тех, которые направлены на поддержание работоспособности оборудования и текущих режимов (рис. 12).

В контексте технологии «Управление добычей» термин «оптимизированность» – (Ко) отражает диапазон значений коэффициента полезного действия нагнетания (КПДн) и добычи (КПДд) которые характеризуют отклонение приемистости нагнетательной скважины, дебита жидкости добывающей скважины от оптимального расчетного значения. Оценка соответствия текущих режимов скважин оптимальным выполняется в пределах элемента заводнения, который представляет собой добывающую скважину и влияющие нагнетательные. Увеличение числа оптимизированных элементов заводнения является приоритетной задачей при выполнении работ на добывающем и нагнетательном фонде.

В целом в результате решения оптимизационной задачи по элементам заводнения формируется годовая программа работ (рис. 13).



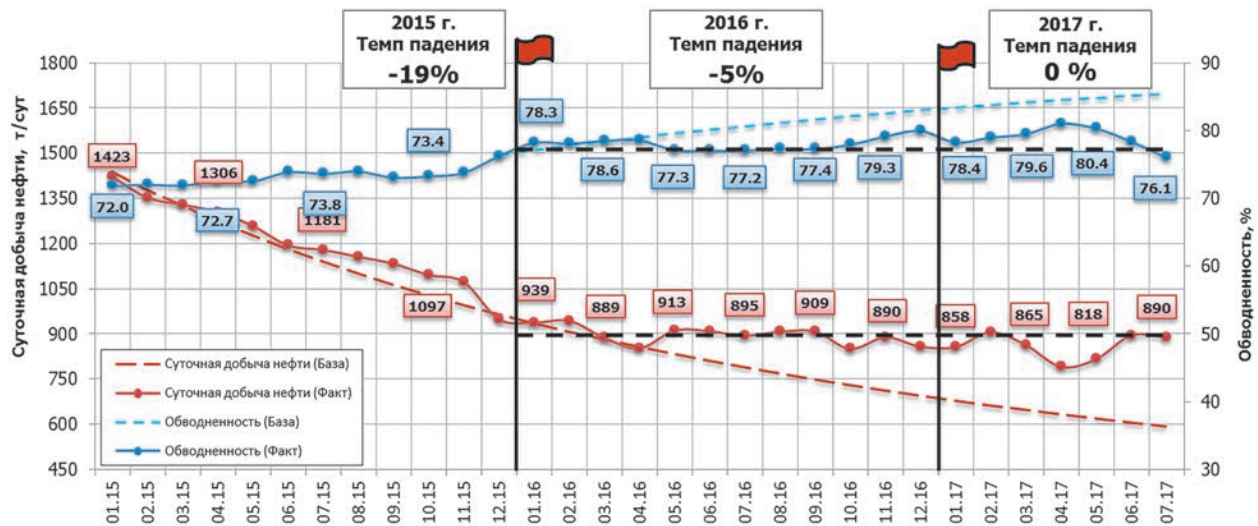


Рис. 18. Эффективность работ на участке ОПР 2016–2017 гг.

При составлении дорожной карты мероприятий авторы придерживались следующих принципов:

- элементы ранжируются согласно показателям технико-экономической эффективности работ;
- обеспечивается сопряжение ГТМ на нагнетательном и добывающем фонде (проведение работ на добывающих скважинах после оптимизации закачки в элементе заводнения);
- с целью оптимизации графика движения бригад, сокращения непроизводительных затрат на переезды и подготовительные работы, элементы заводнения, соответственно показателям эффективности объединены в участки;
- очередность работ контролируется рейтингом участка, в контуре участка – рейтингом элемента.

Достижение оптимальных показателей эксплуатации по добывающему и нагнетательному фонду скважин реализовано за счет мероприятий, эффективность которых подтверждается историей разработки.

Степень оптимизированности элементов контролируется расчетом характеристик устойчивости оптимальных режимов. Коэффициент устойчивости режимов  $K_{уст}$  характеризует долю календарного времени, в котором элемент находился в категории оптимизированных либо перспективных (рис. 14). Здесь так же, соответственно безразмерного времени, считается целесообразным дифференциацию участков на три группы:

- неустойчивая  $K_{уст} < 0,33$ ;
- переходная  $0,66 > K_{уст} > 0,33$ ;
- устойчивая  $K_{уст} > 0,66$ .

Динамика суточной добычи нефти для группы элементов заводнения с  $K_{уст} < 33\%$  близка

к базовой (темпа падения составляет – 12,6%). Группа элементов с  $K_{уст}$  в интервале 33–67% характеризуется существенно меньшим темпом падения (-9,7%). В группе элементов заводнения с высоким  $K_{уст}$  (> 67%) достигнут рост суточной добычи нефти (+15,4%), рис. 15.

На эффективность технологии «Управление добычей» влияют исторически сложившиеся ограничения в системе поверхностного обустройства по учету, контролю и регулированию режимов скважин, не позволяющие оперативно реагировать на отклонения дебитов и приемистостей от оптимальных значений.

Авторы различают три уровня соответствия элементов поверхностного обустройства кустов и оборудования устья скважин требованиям эффективного управления добычей, рис. 16:

– III уровень – обеспечивает минимальные возможности по регулированию режимов закачки: расход воды в скважинах изменяется исключительно установкой керамических штуцеров. Оптимизированность элементов заводнения, не превышает 40%. Эффективность управления ограничивается приростом добычи от 5 до 10%;

– II уровень – позволяет решать задачи по увеличению давления нагнетания, соответственно и объема закачки, установкой перед блок – гребенкой электроцентробежного насоса с регулируемым приводом. Доля оптимизированных элементов заводнения может быть увеличена до 60%, прирост добычи нефти достигает 18%;

– I уровень – обеспечивает не только возможность оперативного изменения режимов на устье скважин, проведения контрольных замеров давления и расхода воды на блок гребенке, но и предполагает компенсацию дефицита закачки и наоборот – сброс излишних объемов

Показатели	2016			2017 г. без переходящего эффекта			2017 г.		
	База	Факт	Δ, %	База	Факт	Δ, %	База	Факт	Δ, %
Ср. суточная добыча нефти, т/сут	807	897	<b>+11,0</b>	798	860	<b>+7,8</b>	636	860	<b>+35,2</b>
Средняя обводненность, %	80,2	78,1	<b>-2,0</b>	80,5	79,1	<b>-1,4</b>	84,4	79,1	<b>-6,2</b>
Ср. суточная добыча жидкости, т/сут	4085	4108	<b>+0,6</b>	4085	4116	<b>+0,8</b>	4085	4116	<b>+0,8</b>
Суточная закачка воды, м <sup>3</sup> /сут	6329	7322	<b>+15,7</b>	6329	6327	<b>0,0</b>	6329	6327	<b>0,0</b>
Операционная себестоимость добычи нефти, руб/т	1970	1764	<b>-10,5</b>	2036	1864	<b>-8,5</b>	2594,8	1864	<b>-28,1</b>
Доп. добыча нефти, тыс.т	<b>33</b>			<b>13</b>			<b>48</b>		
Сокращение попутно добываемой воды, тыс.т	<b>25</b>			<b>7</b>			<b>41</b>		
NPV на единицу фонда, млн руб.	<b>0,9</b>			<b>0,4</b>			<b>1,3</b>		
Суммарный Δ NPV, млн руб.	<b>176</b>			<b>80</b>			<b>287</b>		

**Рис. 19.**  
Показатели эффективности работ на участке ОПР 2016–2017 гг.

воды. Оптимизация элементов достигает своего максимума, прирост добычи нефти увеличивается до 25%.

Технические возможности по регулированию давления нагнетания обеспечивают оптимальные режимы эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин, способствуют снижению обводненности продукции скважин, сокращению непроизводительной закачки и увеличению добычи нефти.

Проведенный анализ текущего состояния объектов поверхностного обустройства участка ОПР свидетельствует о распределении элементов между II и III уровнями в отношении 70/30%. При этом элементы II уровня характеризуются более высокими значениями коэффициента устойчивости, что находит отражение в величине фактического прироста годовой добычи (достигает +5%). В целом динамика эксплуатации скважин за период апробации технологии «Управление добычей» подтверждают взаимосвязь между эффективностью реализуемых работ и степенью регулируемости элементов поверхностного обустройства (**рис. 17**).

Таким образом, эффективная практика управления добычей на месторождениях с падающей добычей, предполагает генерацию формализованных сигналов и отработанного алгоритма принятия решений в задачах оптимизации режимов эксплуатации скважин, находящих свое воплощение в конкретных графиках и дизайнах геолого-технологических мероприятий. Комплекс «умных технологий» осуществляет замену совокупности данных – рекомендациями, направленными на реализацию добычного потенциала пласта, который раскрывается в задачах оптимизации процесса нефтеизвлечения

и прогноза нефтедобычи. Это коренным образом отличается от систем раннего обнаружения отклонений от нормального состояния от некоторых заданных значений, которые находят эффективное решение в комплексных решениях для поверхностного обустройства.

Предварительные итоги по апробации цифровых решений в управлении добычей с на Ватъганском месторождении, свидетельствуют о достижении заявленных целей и подтверждают расчетную эффективность:

- прирост добычи нефти относительного базового уровня на 17,3%;
- сокращение объемов попутно добываемой воды на 3,1%;
- более 60% от прироста добычи нефти обусловлено снижением темпов обводнения продукции скважин;
- сокращение операционной себестоимости добычи нефти на 12,5% (**рис. 18–19**).

Контрольные цифры реального проекта отражают общие тенденции интеграции цифровых решений в практику нефтедобычи. По оценкам *British Petroleum*, в сценарии успешного развития цифровых технологий, технически извлекаемые запасы могут увеличиться на 35%, а себестоимость продукции снизиться на 25%.

### **Выводы**

Интеллектуальные технологии управления добычей авторами рассматриваются как философия и образ действия в условиях постоянно ухудшающегося качества остаточных запасов углеводородов. Положительные результаты опытно-промышленных работ предоставляют новые возможности в решении задач стабилизации добычи нефти на «зрелых» месторождениях. **■**



## Литература

1. Козлова Д.В. «Умная» добыча: почему цифровые технологии удержат низкие цены на нефть. Доступно на: <http://www.forbes.ru/biznes/351129-umnaya-dobycha-pochemu-cifrovye-tehnologii-uderzhat-nizkie-ceny-na-neft> (обращение 02.12.2017).
2. Потрясов А.А., Бриллиант Л.С., Печеркин М.Ф., Комягин А.И. Автоматизация процессов управления заводнением на нефтяном месторождении // Недропользование XXI век. 2016. № 6. С. 112–121.
3. Бриллиант Л.С., Комягин А.И. Формализованный подход к оперативному управлению заводнением нефтяного месторождения // Нефть. Газ. Новации. 2016. № 2. С. 66–72.
4. Потрясов А.А., Мазитов М.Р., Никифоров С.С., Бриллиант Л.С., Печеркин М.Ф., Клочков А.А., Комягин А.И. Управление заводнением нефтяных месторождений на основе прокси-моделирования // Нефть. Газ. Новации. 2014. № 12. С. 32–37.
5. Нестеров В.Н., Барышников А.В., Галеев Д.Р., Бриллиант Л.С., Завьялов А.С., Кибирев А.В. Методика совершенствованию системы разработки при заводнении, на примере Верх-Тарского месторождения // Нефтяное хозяйство. 2014. № 8. С. 59–63.

UDC 622.276

**S.V. Arefev**, PhD, Deputy Director General for Field Development – Chief Geologist of LUKOIL–West Siberia<sup>1</sup>, [ws@lukoil.com](mailto:ws@lukoil.com).

**R.R. Yunusov**, Head of Geological Department of LUKOIL–West Siberia<sup>1</sup>, [Unusov@lukoil.com](mailto:Unusov@lukoil.com)

**A.S. Valeev**, Director General of “Povkhneftegaz”<sup>2</sup>, LUKOIL–West Siberia, [povhng@lukoil.com](mailto:povhng@lukoil.com).

**A.N. Kornienko**, First Deputy General Director – Chief Engineer of “Povkhneftegaz”<sup>2</sup>, LUKOIL–West Siberia, [povhng@lukoil.com](mailto:povhng@lukoil.com).

**M.R. Dulkarnaev**, Deputy Director General for Field Development – Chief Geologist of “Povkhneftegaz”<sup>2</sup>, LUKOIL–West Siberia, [povhng@lukoil.com](mailto:povhng@lukoil.com).

**D.V. Labutin**, Head of Geosteering Group, Vatyegan field group of “Povkhneftegaz”<sup>2</sup>, LUKOIL–West Siberia, [povhng@lukoil.com](mailto:povhng@lukoil.com).

**L.S. Brilliant**, PhD, Corresponding Member of the RANS, Director General, «Tyumen Oil and Gas Institute» LLC<sup>3</sup>, [ting@togi.ru](mailto:ting@togi.ru)

**Pecherkin M.F.**, Development Director, «Tyumen Oil and Gas Institute» LLC<sup>3</sup>, [mfpeherkin@togi.ru](mailto:mfpeherkin@togi.ru)

**D.A. Kokorin**, Head of laboratory, «Tyumen Oil and Gas Institute» LLC<sup>3</sup>, [kokorinda@togi.ru](mailto:kokorinda@togi.ru)

**D.V. Grandov**, Head of Department, «Tyumen Oil and Gas Institute» LLC<sup>3</sup>, [grandovdv@togi.ru](mailto:grandovdv@togi.ru)

**Komyagin A.I.**, Head of Department, «Tyumen Oil and Gas Institute» LLC<sup>3</sup>, [komyagin@togi.ru](mailto:komyagin@togi.ru)

<sup>1</sup>20 Pribaltiiskaya str., Kogalym, Khanty–Mansi Autonomous Area – Ugra, Tyumen region, 628486, Russia.

<sup>2</sup>40 Shirokaya str., Kogalym, Khanty–Mansi Autonomous Area – Ugra, Tyumen region, 628482, Russia.

<sup>3</sup>64, Gercen street, Tyumen, 625000, Russia

# Methodical Foundations and Experience in the Implementation of Digital Technologies for Operational Planning and Management of the Operating Modes of Production and Injection Wells in the OPR Area of the YuV1 Reservoir of the Vatyeganskoye Deposit of the Povkhneftegaz TPP (OOO LUKOIL-Western Siberia)

**Abstract.** Despite the significant progress achieved in the system of automation of control over technological processes, discreteness and accuracy of measurements, consolidation and transmission of information, the system of operational management of production, as well as making decisions when planning well operations, remains conservative, anachronistic, subjective, and therefore – obviously ineffective. Proposals of the authors are based on an automated solution to the optimization problem, in accordance with the conditions for maximizing oil production and minimizing operating costs, taking into account the constraints that are due to the geological structure of the deposits, parameters and condition of the facilities, economic conditions, logistics, logistics. The experience formed by the team of authors in recent years, gives grounds to argue that the introduction of even simple digital elements of mining management technology that minimize subjectivism in the decision–making system when planning and executing work on the field significantly increases production efficiency. Intellectual technologies for mining management are considered by the authors as a philosophy and mode of action in the face of the constantly deteriorating quality of residual hydrocarbon reserves. Positive results of pilot industrial works provide new opportunities in solving problems of stabilization of oil production at mature fields.

**Keywords:** operational management of production; “Intellectual” deposit; digitalization; pilot works

## References

1. Kozlova D.V. «Uмная» добыча: почему цифровые технологии удержат низкие цены на нефть [Intelligent mining: why digital technologies will keep low oil prices]. Available at: <http://www.forbes.ru/biznes/351129-umnaya-dobycha-pochemu-cifrovye-tehnologii-uderzhat-nizkie-ceny-na-neft> (accessed 2 December 2017).
2. Potriysov A.A., Brilliant L.S., Pecherkin M.F., Komyagin A.I. *Avtomatizatsiya protsessov upravleniya zavodneniem na neftyanom mestorozhdenii* [Automation of water flood management processes at the oil field]. *Nedropol'zovanie XXI vek* [Subsoil use of the XXI century], 2016, no. 6, pp. 112–121.
3. Brilliant L.S., Komyagin A.I. *Formalizovannyi podkhod k operativnomu upravleniyu zavodneniem neftyanogo mestorozhdeniya* [A formalized approach to the operational management of the flooding of an oil field]. *Neft'. Gaz. Novatsii* [Oil. Gas. Novations], 2016, no. 2, pp. 66–72.
4. Potriysov A.A., Mazitov M.R., Nikiforov S.S., Brilliant L.S., Pecherkin M.F., Klochkov A.A., Komyagin A.I. *Upravlenie zavodneniem neftyanykh mestorozhdenii na osnove proksi-modelirovaniya* [Management of flooding of oil deposits on the basis of proxy modeling]. *Neft'. Gaz. Novatsii* [Oil. Gas. Novations], 2014, no. 12, pp. 32–37.
5. Nesterov V.N., Baryshnikov A.V., Galeev D.R., Brilliant L.S., Zav'yalov A.S., Kibirev A.V. *Metodika sovershenstvovaniyu sistemy razrabotki pri zavodnenii, na primere Verkh-Tarskogo mestorozhdeniya* [Technique for improving the development system for water flooding, using the example of the Verkh-Tarskoe deposit]. *Neftyanoe khoziaistvo* [Oil industry], 2014, no. 8, pp. 59–63.





Л.Н. Назарова  
д-р техн. наук  
РГУНГ им. И.М. Губкина  
профессор  
Nazarova-ln@irmu.ru

# Соотношение расчетных и фактических значений коэффициента извлечения нефти. Принятие решения о конечном КИН

<sup>1</sup>Россия, 119991, Москва, Ленинский пр. 65.

*Рассматривается один из подходов по обоснованию величины коэффициента извлечения нефти в проектных документах на разработку нефтяных месторождений. Даны основные характеристики существующих эмпирических методик для прогнозной оценки КИН. Приведены сравнение и анализ расчетных и фактических значений КИН при разработке месторождений с применением заводнения. Предлагается методика оценки КИН, основанная на фактических данных разработки по более чем 500 объектам с различным соотношением параметров, формирующих величину гидропроводности пласта*

**Ключевые слова:** разработка нефтяного месторождения; расчетный и фактический коэффициент извлечения нефти; заводнение; гидропроводность пласта; регрессионные уравнения; гидродинамическая модель; проектные документы

**В**ыполнение документов под названием ТЭО КИН или проектного документа на разработку нефтяного месторождения напоминает работу, когда, по выражению А.С. Пушкина, «в одну телегу впрячь не можно коня и трепетную лань» – т.е. когда основные положения одного документа в части экономического обоснования могут легко и быстро меняться, а изменение основополагающих технологических решений этих документов либо требует значительного времени, либо вообще невозможно.

Утверждаемая в ТЭО КИН величина конечного коэффициента извлечения нефти основыв-

ается на некоторой «условной» цене на нефть, которая в короткий промежуток времени может изменяться в диапазоне  $\pm 50\%$  и более. Устойчивость этого параметра, а следовательно, и достоверность прогноза рентабельности даже на период ввода месторождения в разработку может стремиться к нулю.

При снижении цен на нефть отказаться от принятых проектных решений можно, но что делать, когда эти цены пойдут вверх, о каком «рентабельном» КИН тогда пойдет речь?

В соответствии с методическими рекомендациями от 01.11.2013 № 477, в Проекте пробной эксплуатации определение коэффициента из-



влечения нефти возможно на основании эмпирических методов, по коэффициентному методу и метода аналогий. Характерной особенностью условий выполнения этого документа является всегда неполная и не всегда точная информация об объекте, а количество рассматриваемых вариантов разработки не отличается существенным многообразием (количеством эксплуатационных объектов, системой расстановки, плотностью сетки и конструкцией скважин), в отличие от неограниченного количества возможных сочетаний «независимых» геолого-физических параметров. Уже в 60-е годы прошлого века появляются работы, связанные с определением закономерностей величины нефтеотдачи как от значений отдельных параметров, так и их комплексов. Оценкой КИН и факторами, влияющими на эту величину, занимались крупные ученые и специалисты в области разработки нефтяных месторождений А.П. Крылов, В.Н. Щелкачев, М.М. Глоговский, Г.Л. Говорова, М.М. Иванова, В.Н. Мартос, В.Е. Гавура, В.Ф. Базив, Г.Г. Вахитов, В.К. Гомзиков, А.В. Давыдов, В.Д. Лысенко и другие. В 1974 г. Министерством нефтяной промышленности СССР совместно с ВНИИнефть

было выпущено методическое руководство по применению статистических методов при изучении факторов, влияющих на коэффициент нефтеотдачи.

К основным результатам и положениям этих работ можно отнести:

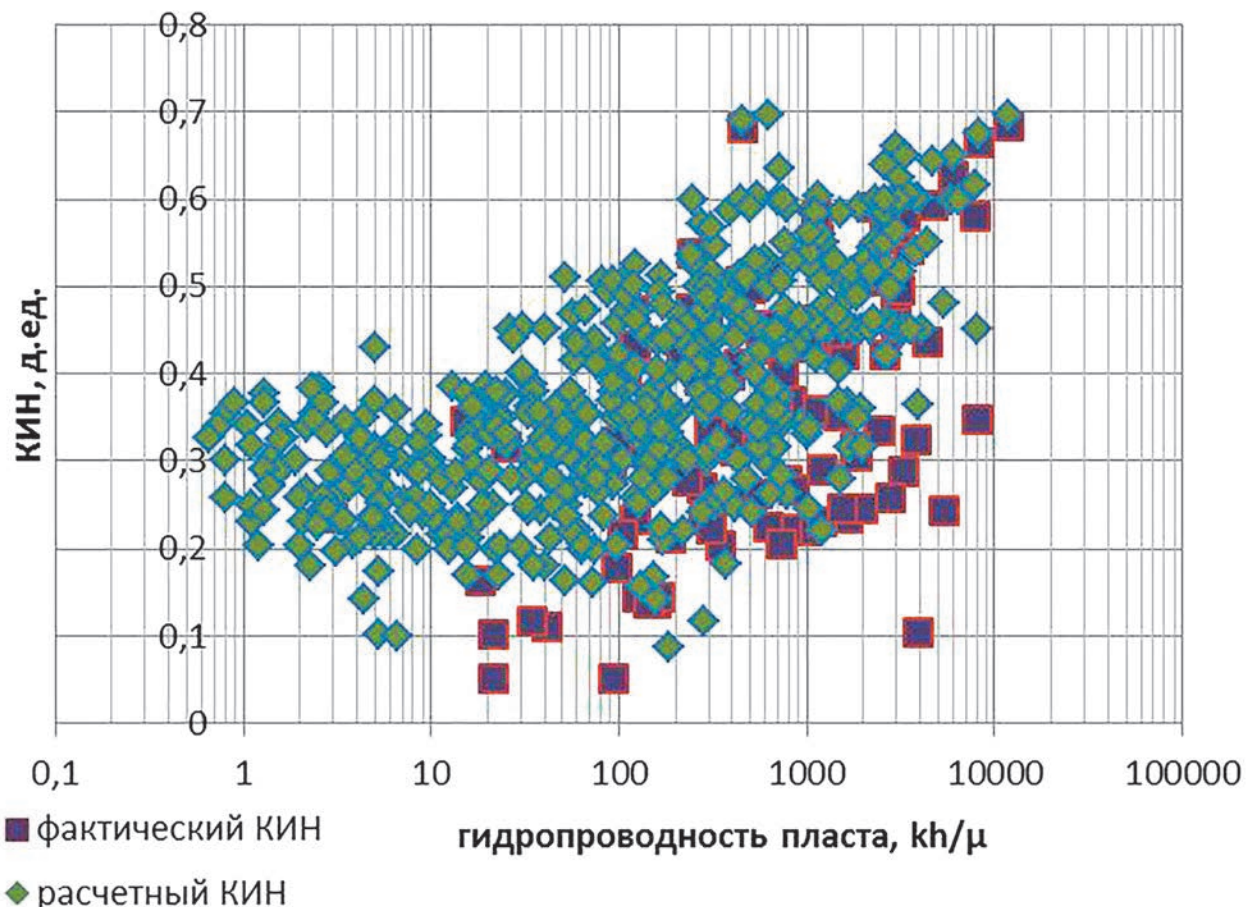
- выполнена классификация методов обоснования КИН, характеризующаяся стадийным характером: в первую группу объединены методы, основанные на выявленных зависимостях КИН от различных геолого-физических и технологических параметров – методы аналогии, статистические, эмпирические и экстраполяционные; ко второй группе отнесены методы, основанные на гидродинамических расчетах;

- получены зависимости КИН от геолого-физических параметров для залежей различного типа коллектора. Характерный вид регрессионного уравнения имеет вид:

$$\eta = 0,195 - 0,0078\mu_0 + 0,082 \lg k + 0,00146T_{пл.} + 0,0039h + 0,18T_n - 0,054Q_{внз} + 0,27S_n - 0,00086S_c$$

где:  $\mu_0$  – отношение вязкости нефти к вязкости воды;  $k$  – проницаемость пласта;  $T_{пл.}$  – пластовая температура;  $h$  – толщина пласта;  $T_n$  – коэффи-

Рис. 1.  
Расчетные и фактические значения КИН



циент песчаности;  $Q_{\text{ВНЗ}}$  – доля балансовых запасов ВНЗ;  $S_n$  – нефтенасыщенность пласта;  $S_c$  – плотность сетки скважин;

– на основе анализа фактических результатов разработки объектов, находящихся на поздней стадии, получены зависимости нефтеотдачи пластов от полноты их промывки водой, позволяющие прогнозировать технологические показатели на оставшийся период разработки;

– для обоснования КИН в существующих уравнениях основной акцент сделан на использование накопленного промыслового опыта при условии, что пик добычи по пластам уже пройден. Рассматривается целый комплекс геолого-физических параметров пластов, результаты лабораторных исследований, статистические данные по величине нефтеотдачи по месторождениям, разрабатываемым на различных режимах и в широком диапазоне вязкости нефти;

– проведена интегральная оценка гидропроводности пластов на нефтеотдачу. Характерная зависимость для пластов Западной Сибири имеет вид:

$$\eta = 0,182 + 0,15 \lg G \text{ с коэффициентом корреляции } 0,75,$$

где  $G$  – гидропроводность пласта.

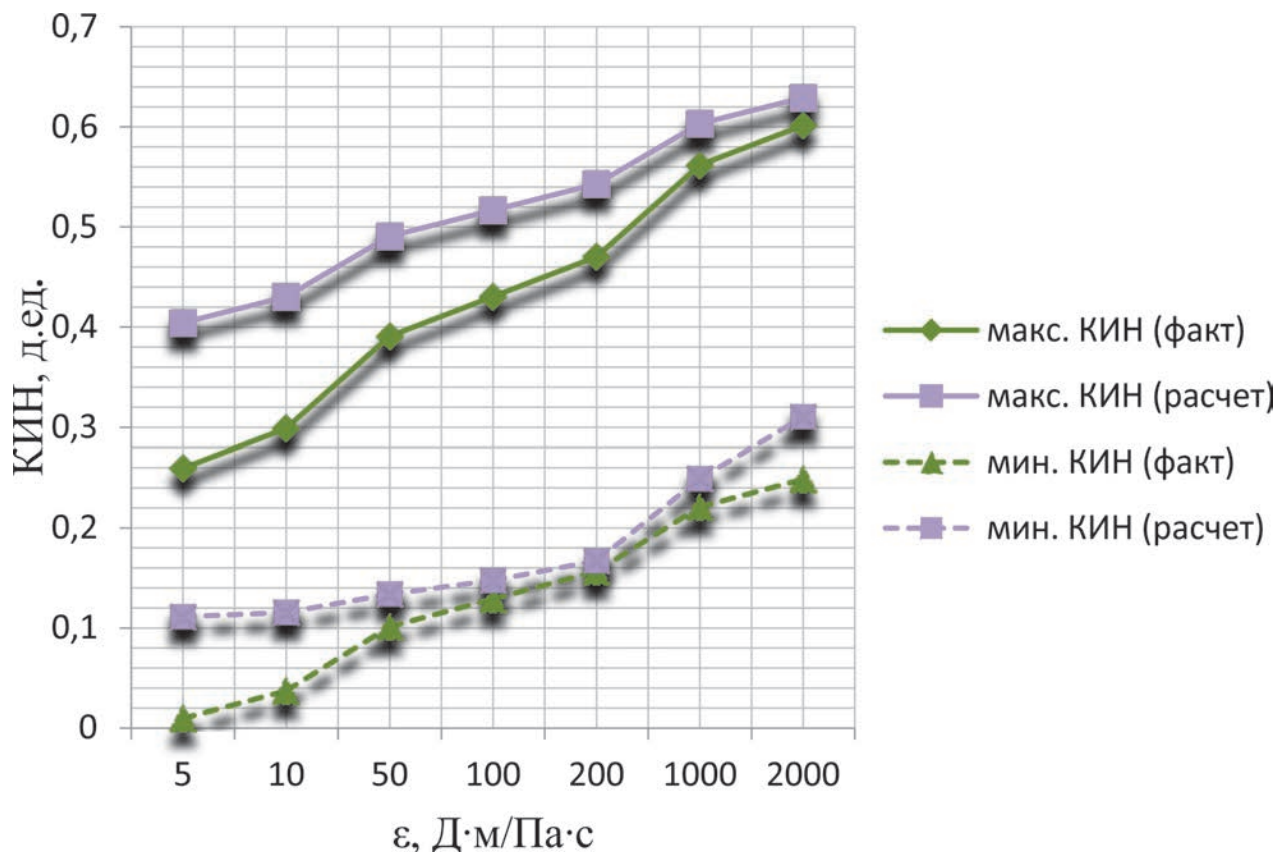
Во всех работах отмечается, что КИН увеличивается с ростом гидропроводности пласта независимо от вещественного состава и типа коллектора и указывается правомерность использования комплексного параметра гидропроводности без учета влияния каждой, входящей в этот параметр, величины.

Большинство существующих методик было создано до 90-х годов прошлого века, основанные на опыте разработки месторождений Урало-Поволжья и Азербайджана и в меньшей степени – месторождений Западной Сибири, и по пластам, как правило, характеризующимся хорошими и средними фильтрационными свойствами, минимальное значение проницаемости по пластам ограничивалось  $0,024 \text{ мкм}^2$ .

В последнее время основной прирост запасов и ввод месторождений в разработку связаны с низкопроницаемыми пластами. Существующие методики оценки КИН основаны на анализе различных по степени влияния параметров, т.е. регрессионные уравнения включают в себя параметры, характеризующие как макронеоднородность, так и микронеоднородность пласта, а также отдельные характеристики проектных

**Рис. 2.**

*Зависимости конечного расчетного и фактического КИН от величины гидропроводности для терригенного коллектора при заводнении*





решений, но часто без учета режима разработки. Значения многих параметров, входящих в существующие методики, как правило, неизвестны на стадии проектирования и поэтому берутся «по аналогии», что значительно влияет на обоснованность получаемой величины КИН. Результаты использования 3D гидродинамических моделей также показывают значительное отклонение расчетных и фактических величин коэффициента извлечения нефти.

Для уменьшения «степени свободы» в оценке КИН на ранней стадии проектирования разработки месторождения с учетом объема и достоверности исходной информации в этот период следует основываться на наиболее важных и определяемых на самой ранней стадии исследования продуктивного пласта и не зависящих от внешних факторов параметрах – абсолютной проницаемости (k), эффективной нефтенасыщенной толщине (h), вязкости пластовой нефти (μ), формирующей комплексную величину гидропроводности  $\epsilon = kh/\mu$ .

Исходя из требования, что характер изменения величин должен приводить к изменению резульативного признака и достаточно равномерно распределяться по данным исследования, все пласты, участвующие в анализе, были разделены на 4 группы по значению величины гидропроводности пласта с различным сочетанием всех трех входящих в нее величин:

группа	1 группа	2 группа	3 группа	4 группа
$\epsilon, \text{ Д}\cdot\text{м}/\text{Па}\cdot\text{с}$	$\epsilon < 10$	$10 \leq \epsilon < 100$	$100 \leq \epsilon < 1000$	$\epsilon \leq 1000$

За фактическую величину КИН принято значение, полученное при отборе не менее 80% извлекаемых запасов. На **рис. 1** приведены расчетные и фактические значения КИН для пластов с различными значениями гидропроводности. Есть область точек для гидропроводности менее 10 Д·м/Па·с, в которой нет ни одного фактического значения КИН. Одной из причин сложившейся ситуации является существенное завышение расчетного значения КИН для пластов с крайне низкими фильтрационными ха-

Таблица 1.

Максимальные достижимые значения фактических КИН для пластов с гидропроводностью  $100 \text{ Д}\cdot\text{м}/\text{Па}\cdot\text{с} \leq \epsilon < 1000 \text{ Д}\cdot\text{м}/\text{Па}\cdot\text{с}$

$h \geq 10$							
$5 \leq h < 10$			0,454	0,537	0,681		
$2 \leq h < 5$			0,398	0,426	0,505		
$h < 2$				0,111	0,411		
	$k < 5$	$5 \leq k < 10$	$10 \leq k < 50$	$50 \leq k < 100$	$100 \leq k < 500$	$500 \leq k < 1000$	$k \geq 1000$
— границы области, образующейся при заданных значениях параметров (абсолютной проницаемости, эффективной нефтенасыщенной толщины пласта и вязкости пластовой нефти не более 2,5 мПа·с)							

рактеристиками. Для пластов с проницаемостью менее 0,025 мкм<sup>2</sup> и при обводненности 90% максимальный фактический отбор НИЗ составил 41,6% от расчетной величины. Для пластов с проницаемостью менее 0,010 мкм<sup>2</sup> текущие фактические коэффициенты нефтеотдачи находятся в диапазоне от 0,014 до 0,235 при среднем значении 0,138. При обводненности продукции около 80% отбор НИЗ в среднем не превысил 35% от расчетной величины.

На основе анализа комплексного параметра гидропроводности, расчетных и фактических значений КИН при реализации системы заводнения были получены зависимости, которые позволяют оценить возможную (достижимую) величину коэффициента извлечения нефти в широком диапазоне значений параметров.

1. Зависимость для расчета КИН, полученная по максимальным фактическим значениям КИН:

$$КИН_{\text{макс.ф.}} = a + b \cdot \ln(\epsilon)$$

где  $a = 0,167404224$ ;  $b = 0,05709823$ ;  $\epsilon$  – величина гидропроводности пласта. Коэффициент достоверности равен  $r^2 = 0,9240772952$ .

2. Зависимость для расчета КИН, полученная по максимальным расчетным значениям КИН:

$$КИН_{\text{макс.р.}} = a + b \cdot \ln(\epsilon),$$

где  $a = 0,343757574$ ;  $b = 0,03754349$ . Коэффициент достоверности равен  $r^2 = 0,9620886142$ .

3. Зависимость для расчета КИН, полученная по минимальным фактическим значениям КИН:

$$КИН_{\text{мин.ф.}} = a + b \cdot \ln(\epsilon),$$

где  $a = -0,05467696$ ;  $b = 0,039877288$ . Коэффициент достоверности равен  $r^2 = 0,8860019938$ .

4. Зависимость для расчета КИН, полученная по минимальным значениям расчетного КИН:

$$КИН_{\text{мин.р.}} = a + b \cdot \epsilon^{0,5},$$

где  $a = 0,10064662$ ;  $b = 0,004686385$ . Коэффициент достоверности равен  $r^2 = 0,9203036240$ .

Одно и то же значение гидропроводности пласта может быть получено при достаточно

широком диапазоне сочетаний параметров. При этом каждый параметр может оказывать как доминирующее влияние, так и иметь подчиненное значение в формировании величины гидропроводности. В зависимости от соотношения этих параметров могут быть достигнуты существенно различные значения конечного КИН. Эти же соотношения определяют и степень расхождения расчетных и фактических значений КИН. На **рис. 2** приведены зависимости конечного расчетного и фактического КИН для каждой группы пластов по величине гидропроводности.

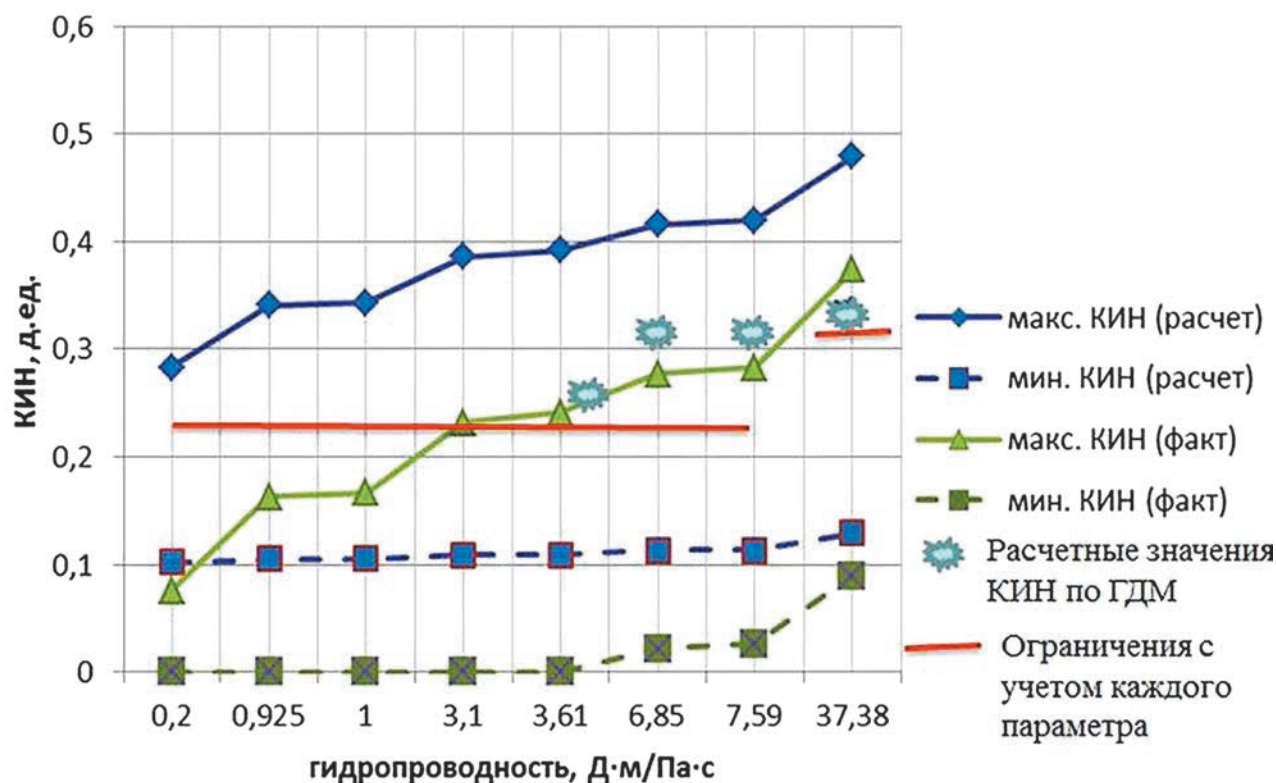
Наименьшее расхождение фактического и расчетного конечного значения КИН получено по пластам со «средними» значениями фильтрационных характеристик, когда все три параметра, определяющие величину гидропроводности пласта, вносят «равный» вклад. При преобладающем влиянии одного какого-либо параметра, например, при проницаемости пласта равной 0,001 мкм<sup>2</sup>, расхождение расчетных и фактических значений конечного КИН возрастает. Одной из причин таких расхождений является завышенное значение расчетного коэффициента извлечения нефти, полученное по трехмерным гидродинамическим моделям. Одним из недостатков 3D ГДМ является невозможность учета изменения соотношения действующих сил в поровых каналах, как при

очень низком, так и при очень высоком значении проницаемости с различным сочетанием двух других параметров, формирующих величину гидропроводности.

На основании выполненного анализа расчетных и фактически полученных КИН сформированы ограничения на максимальные и минимальные значения КИН, которые могут быть получены по пластам, с учетом значения каждого параметра, входящего в величину гидропроводности. В **табл. 1** приведен пример по ограничению максимального значения КИН для заданного интервала гидропроводности и с различным сочетанием фильтрационных характеристик пласта.


На **рис. 3** приведено сравнение значений КИН, полученных по расчетам на ГДМ (проектные решения), и значений по предлагаемому подходу, учитывающему вклад каждого параметра, входящего в величину гидропроводности. Полученные расчетные значения КИН находятся в интервале минимальных и максимальных расчетных значений. Для двух пластов расчетные значения КИН превышают фактические значения, полученные для пластов с таким же значением гидропроводности, но с учетом вклада каждого из параметра этой величины все значения КИН оказываются больше, чем полученные по факту.

**Рис. 3.**  
 Сравнение максимальных фактических значений КИН и расчетных по ГДМ





Полученные по 3D гидродинамическим моделям расчетные значения коэффициента извлечения нефти всегда носят «оптимистический» характер, и утверждение этих величин в ТЭО КИН и последующих проектных документах ставит недропользователя, уже на стадии проектирования, в затруднительное положение, завы-

шая извлекаемые запасы. Полученные расчетные значения КИН должны корректироваться, основываясь на фактических данных разработки нефтяных пластов, характеризующихся не столько самой величиной гидропроводности, сколько сочетанием геолого-физических характеристик, составляющих этот параметр. 

## Литература

1. Гавура В.Е. Контроль и регулирование процесса разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. М.: ВНИИОЭНГ. 2001. 340 с.
2. Давыдов А.В. Анализ и прогноз разработки нефтяных залежей. М.: ВНИИОЭНГ. 2008. 316 с.
3. Мартос В.Н., Куренков А.И. Прогнозирование нефтеотдачи на стадии разведки месторождений. М.: Недра. 1989. 231 с.
4. Назарова Л.Н. Результаты интегральной оценки фактического и расчетного КИН по месторождениям, разрабатываемым с применением заводнения // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. 2014. № 4. С. 25–36.
5. Назарова Л.Н., Мищенко И.Т. Обоснование граничных значений конечного коэффициента нефти для терригенных пластов, разрабатываемых с применением заводнения // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. 2015. № 3. С. 49–55.
6. Повышение эффективности разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти / Под ред. Д.Ю. Крянева, С.А. Жданова. М.: ВНИИнефть. 2013. 187 с.
7. Щелкачев В.Н. Важнейшие принципы нефтеразработки. 75 лет опыта. М.: Нефть и газ. 2004.

UDC 622.276

L.N. Nazarova, Doctor of Engineering, Professor, Gubkin Russian State University of Oil and Gas, Nazarova-in@irmu.ru

<sup>1</sup>65 Leninsky Prospect, Moscow, 119991, Russia.

## The Ratio of the Estimated and Actual Values of Oil Recovery Factor. The Decision about the Final ORF

**Abstract.** The article discusses one approach to foundation the value of oil recovery factor (ORF) in the project documents for development of oil fields. The main characteristics of the existing empirical methods for forecast evaluation of ORF. The comparison and analysis of calculated and actual values of the ORF for the development of fields with waterflooding. Estimation procedure for ORF, evidence-based development of more than 500 objects with different ratio parameters, which form value of the hydraulic conductivity of the layer.

**Keywords:** development of oil fields; estimated and actual oil recovery factor; water flooding; hydraulic conductivity; regression equations; dynamic model; project documents

## References

1. Gavura V.E. *Kontrol' i regulirovanie protsessa razrabotki nef'tianykh i gazonef'tianykh mestorozhdenii* [Control and regulation of the development of oil and gas and oil fields]. Moscow, VNIIOENG Publ., 2001, 340 p.
2. Davydov A.V. *Analiz i prognoz razrabotki nef'tianykh zalezhei* [Analysis and forecast of development of oil deposits]. Moscow, VNIIOENG Publ., 2008, 316 p.
3. Martos V.N., Kurenkov A.I. *Prognozirovanie nef'teotdachi na stadii razvedki mestorozhdenii* [Forecasting oil recovery at the exploration stage]. Moscow, Nedra Publ., 1989, 231 p.
4. Nazarova L.N. *Rezultaty integral'noi otsenki fakticheskogo i raschetnogo KIN po mestorozhdeniiam, razrabatyvaemyim s primeneniem zavodneniia* [The results of an integrated assessment of the actual and calculated coefficient of oil recovery for fields developed with the use of waterflooding]. *Trudy Rossiiskogo gosudarstvennogo universiteta nef'ti i gaza imeni I.M. Gubkina* [Proceedings of the Russian State University of Oil and Gas named after I.M. Gubkin], 2014, no. 4, pp. 25–36.
5. Nazarova L.N., Mishchenko I.T. *Obosnovanie granichnykh znachenii konechnogo koeffitsienta nef'ti dlia terrigenykh plastov, razrabatyvaemykh s primeneniem zavodneniia* [Justification of the boundary values of the final oil coefficient for terrigenous layers developed using waterflooding]. *Trudy Rossiiskogo gosudarstvennogo universiteta nef'ti i gaza imeni I.M. Gubkina* [Proceedings of the Russian State University of Oil and Gas named after I.M. Gubkin], 2015, no. 3, pp. 49–55.
6. *Povyshenie effektivnosti razrabotki mestorozhdenii s trudnoizvlekaemyimi zapasami nef'ti* [Increasing the efficiency of developing deposits with hard-to-recover oil reserves]. Edited by D.Yu. Krianeva, S.A. Zhdanova. Moscow, VNIIneft Publ., 2013, 187 p.
7. Shchelkachev V.N. *Vazhneishie printsipy nef'terazrabotki. 75 let opyta* [The most important principles of oil production. 75 years of experience]. Moscow, Neft i gaz Publ., 2004.





**М.В. Дюкова**  
РГУНГ им. И.М. Губкина'  
аспирант  
mitrofanovamv@gmail.com

# Анализ технологической эффективности гидравлического разрыва пласта по принципу Парето в условиях девонской залежи Ромашкинского месторождения

<sup>1</sup>Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина. Россия, 119991, Москва, Ленинский проспект 65.

*Рассмотрены разделение на две части ранжированного по убыванию ряда среднегодовой технологической эффективности по пяти делениям, анализ кривой накопленной суммы среднегодовой технологической эффективности выборки геолого-технических мероприятий (гидроразрыв пласта, реперфорация, кислотная обработка призабойной зоны) по Парето*

**Ключевые слова:** анализ; гидроразрыв пласта; объект; Ромашкинское месторождение; систематизация данных; деление по Парето; реперфорация

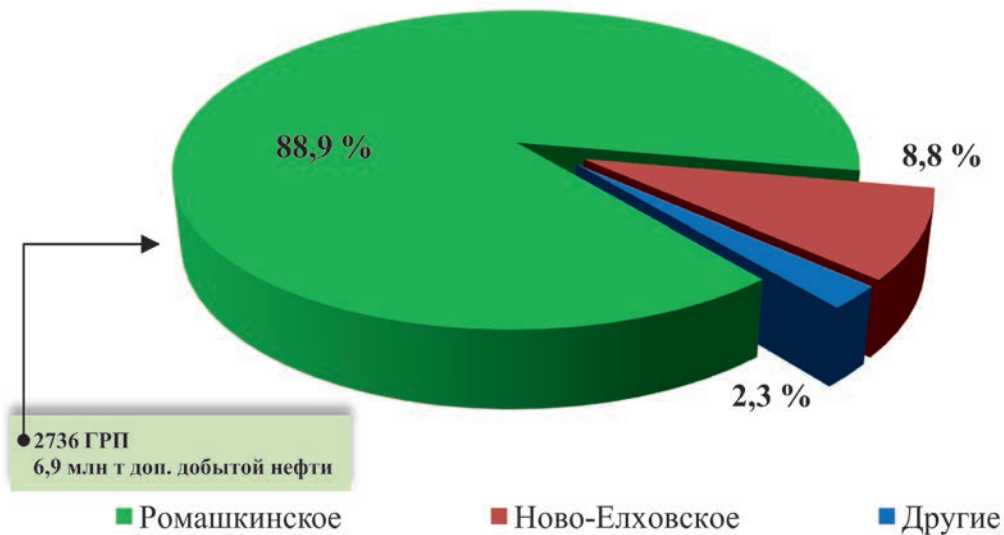
**В** ПАО «Татнефть» промышленное внедрение технологии гидроразрыва пласта началось в 1996 г. [1], и к 2017 г. было проведено свыше 1700 скважино-операций практически на всех объектах разработки. Накоплен достаточно большой промысловый материал по данной технологии.

При анализе эффективности ГРП на Ромашкинском месторождении использовалось боль-

шое количество публикаций, в частности методические работы [2–5]. Анализ литературных источников [6–10] показал, что причины недостижения запланированного эффекта от ГРП в отдельных скважинах всегда представляли интерес для отраслевых специалистов. Проведена обработка промысловых данных методами математической статистики и установлены корреляционные связи между различными действу-



### Девонские отложения нефтяных месторождений ПАО "Татнефть"



**Рис. 1.**  
Объем внедрения ГРП в условиях девонской залежи нефтяных месторождений ПАО «Татнефть»

ющими факторами (объем закачки жидкости, масса пропанта, обводненность, дебит до ГРП, толщина интервала, коллекторские свойства и т.д.) и дебитом после ГРП.

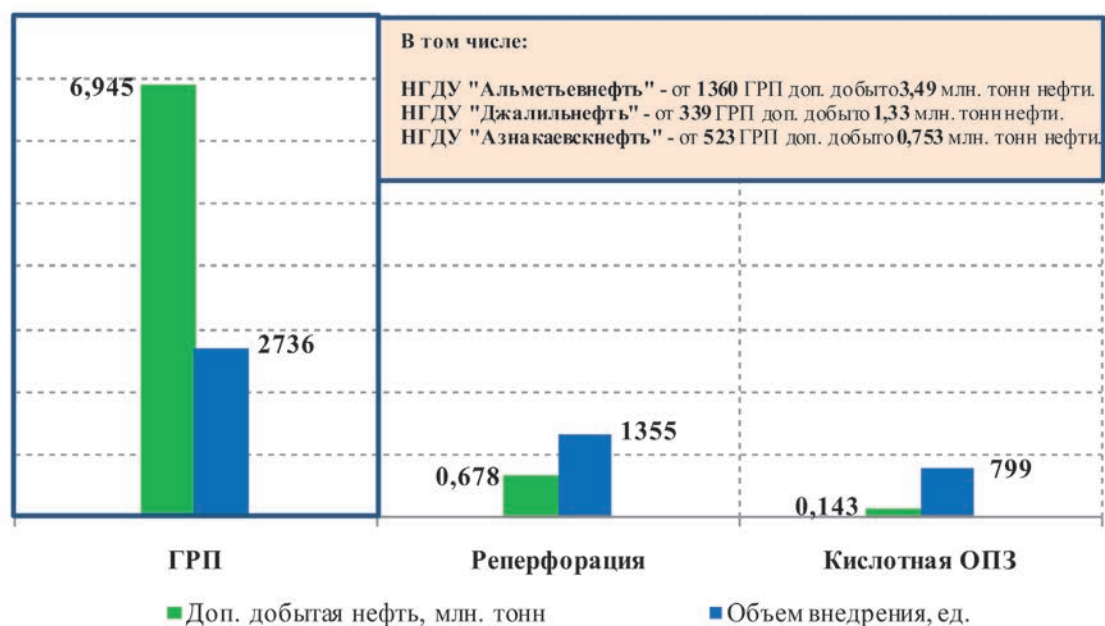
Распределение ГРП в ПАО «Татнефть» по объектам в условиях девонской залежи выглядит следующим образом (рис. 1). Абсолютное

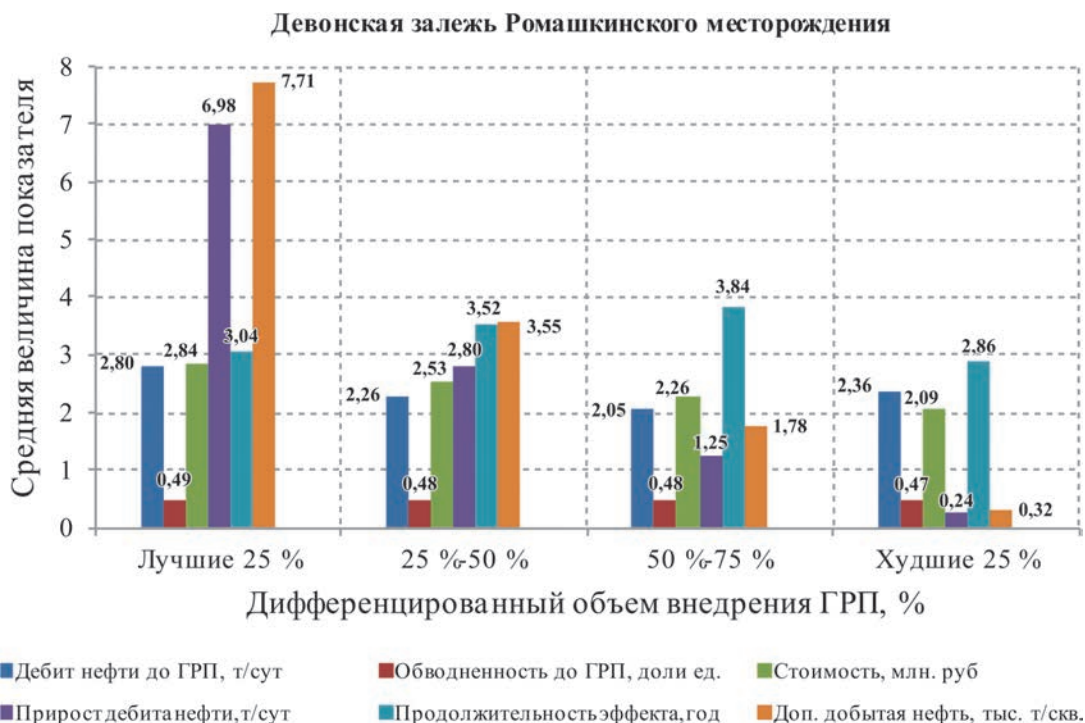
большинство ГРП (88,9 %) реализовано на скважинах Ромашкинского месторождения.

Количество мероприятий, реализованных в условиях девонской залежи Ромашкинского месторождения, составляет 2736 ед. ГРП, в результате которых дополнительно добыто более 6,9 млн т нефти.

**Рис. 2.**  
Распределение видов ГТМ в условиях девонской залежи Ромашкинского месторождения ПАО «Татнефть»

### Девонская залежь Ромашкинского месторождения





**Рис. 3.**  
Дифференцированный объем внедрения ГРП по группам

На 1 января 2017 г. количество выполненных ГРП по НГДУ распределилось следующим образом: «Лениногорскнефть» – 500, «Альметьевнефть» – 1360, «Джалильнефть» – 339, «Азнакаевскнефть» – 523, «Бавлынефть» – 14. Максимальное количество дополнительно добытой нефти в результате ГРП наблюдается в НГДУ «Альметьевнефть» – более 3,4 млн т.

Для сравнения с ГРП в ПАО «Татнефть» было выполнено 1355 реперфораций и 799 кислотных обработок призабойной зоны (ОПЗ) с технологической эффективностью более 678 тыс. т и 143 тыс. т, соответственно (рис. 2). Среднегодовая технологическая эффективность каждого геолого-технического мероприятия (ГТМ) составляет: ГРП – 2,2 млн т нефти; реперфорация – 245 тыс. т нефти; кислотная ОПЗ – 65 тыс. т нефти.

В ходе статистического анализа выявлено, что объем внедрения ГРП в результате ранжирования скважин по убыванию технологической эффективности можно разделить на 4 группы по 25%, каждая из которых включает в себя технологические показатели различной величины (рис. 3). В группу, где средние показатели (в частности, дебит нефти 6,98 т/сут, дополнительно добытая нефть 7,71 тыс. т/скв) выше средних показателей других групп, назовем условно «Лучшие 25%». Соответственно, в группе «Худшие 25%» средние показатели (дебит нефти 0,24 т/сут, дополнительно добытая нефть 0,32 тыс. т/скв), кратно меньше показателей

остальных групп. Как следует из приведенных данных, стоимость проведения ГРП изменяется от 2,09 (группа «Худшие 25%») до 2,84 млн руб. (группа «Лучшие 25%»), в среднем составляя 2,43 млн руб. с дебитом нефти до ГРП в среднем 2,4 т/сут (2,05–2,8 т/сут) и обводненностью в среднем, 48% (47–49%). Несмотря на приблизительно одинаковые величины показателей дебита нефти до ГРП в каждой группе, результат от проведения ГРП получаем различный. Разница между максимальным и минимальным значениями прироста дебита нефти (6,98 т/сут и 0,24 т/сут) и дополнительно добытой нефти (7,71 тыс. т/скв и 0,32 тыс. т/скв, соответственно) достигает порядка 90%. Согласно полученным данным, продолжительность эффекта от ГРП изменяется от 2,86 («Худшие 25%») до 3,84 года (группа «50–75%»), в среднем составляя 3 года.

Согласно полученным данным, исследуемые скважины с ГРП можно разделить на две части, условно назвав их «Лучшие ГРП» и «Остальные ГРП».

В дальнейшем при построении графиков значения технологической эффективности и суммы величин технологической эффективности были перемасштабированы в доли ед.

В табл. 1 отражены объем внедрения ГРП, доля среднегодовой технологической эффективности и суммарная доля среднегодовой технологической эффективности. Соответствующее распределение ранжированного объема внедрения ГРП приведено на рис. 4. Такая форма



Объем внедрения, доли ед.	Доля среднегодовой технологической эффективности, доли ед.	Суммарная доля среднегодовой технологической эффективности, доли ед.
0,1	0,319	0,214
0,2	0,170	0,456
0,3	0,123	0,618
0,4	0,093	0,738
0,5	0,072	0,830
0,6	0,052	0,898
0,7	0,035	0,946
0,8	0,022	0,978
0,9	0,009	0,995
1	0,000	0,999

Таблица 1.

### Ранжирование объема внедрения ГРП по доле среднегодовой технологической эффективности

представления очень наглядна, т.к. четко проявляются группы объема внедрения ГРП, имеющие относительно высокую и низкую доли.

Весь объем внедрения дает в сумме 100% (или 1 долю ед.) среднегодовой технологической эффективности. Аппроксимируем распределение, приведенное на **рис. 4**, соответствующей формой кривой.

На **рис. 5** представлен характер распределения среднегодовой технологической эффективности ГРП по девонской системе Ромашкинского месторождения. Проведем диагонали и оси симметрии образовавшегося квадрата, одна сторона которого объем внедрения, другая – при-

веденные параметры факта. Точки пересечений кривых с диагоналями и осями симметрии являются делением на две части ранжированного по убыванию ряда среднегодовой технологической эффективности.

Разделение на две части ранжированного по убыванию ряда среднегодовой технологической эффективности проводилось по пяти делениям: медиане, средней величине, Парето, половине суммы и равенству осевых координат. Численные значения делений получены в результате пересечения кривых накопленной суммы и упорядоченного по убыванию факта с диагоналями «прямоугольника» (деление по Парето, деление

Рис. 4.

Ранжирование объема внедрения ГРП по доле среднегодовой технологической эффективности девонской залежи Ромашкинского месторождения ПАО «Татнефть»





Рис. 5. Характер распределения среднегодовой технологической эффективности ГРП девонской залежи Ромашкинского месторождения ПАО «Татнефть»

по равенству осевых координат) и осями симметрии квадрата (деление по половине суммы, деление по медиане). Деление по средней величине получено в результате вычисления среднего числа (1028 т) ранжированного по убыванию ряда среднегодовой технологической эффективности и определения его доли ед. по убыванию упорядоченного факта (0,066). Численные значения результатов всех делений занесены в **табл. 2**.

Отметим, что значение деления по Парето на **рис. 5** приближенное.

По формуле (1) определяем границу (промежуток значений, переходящий от «+» к «-») между меньшей и большей долей Парето:

$$d_i = 1 - (a_i + c_i), \quad (1)$$

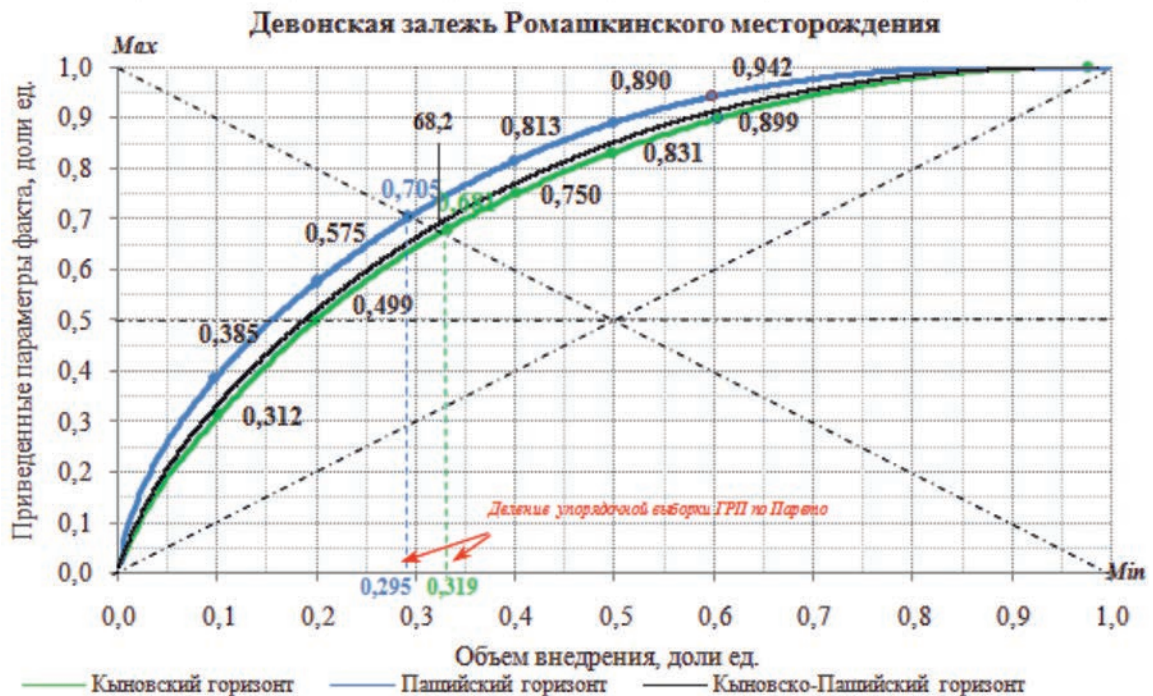
где  $a_i$  – удельный порядковый номер ранга величины среднегодовой технологической эффективности, доли ед.;

Таблица 2.

Численные значения результатов деления на две части ранжированного по убыванию ряда среднегодовой технологической эффективности по девонской системе Ромашкинского месторождения

Деление на две части ранжированного по убыванию ряда величин среднегодовой технологической эффективности	Численные значения результатов расчетов (согласно ГРП $N_{ГРП}=1417$ и $q_{max}=11500$ т/год)								
	Первая часть ряда (лучшие)				Вторая часть ряда (остальные ГРП)				$q_{av1} / q_{av2}$
	Безразмерные		Размерные		Безразмерные		Размерные		
	x	y	$N_1$ , ед.	$q_{av1}$ , т/скв.	1 - x	1 - y	$N_2$ , ед.	$q_{av2}$ , т/скв.	
По медиане	0,5	0,868	708	1788	0,5	0,132	709	272	6,57
По средней величине	0,369	0,751	523	2096	0,631	0,249	894	406	5,16
По Парето	0,309	0,691	436	2314	0,691	0,309	981	457	5,01
По половине суммы	0,173	0,5	239	3047	0,827	0,5	1178	620	4,91
По равенству осевых координат	0,167	0,481	230	3058	0,833	0,519	1187	634	4,82





**Рис. 6.**  
Характер распределения среднегодовой технологической эффективности ГРП по горизонтам девонской залежи Ромашкинского месторождения

$c_i$  – суммарная доля среднегодовой технологической эффективности порядковый номер ранга величины, доли ед.;

$d_i$  – граница между меньшей и большей долей Парето.

Основываясь на формуле (2), предложенной С.К. Чепиком, определяем наиболее точное значение деления по Парето:

$$x = \frac{1}{1 + \sqrt{\frac{q_{\text{ср.м}}}{q_{\text{ср.б}}}}}, \quad (2)$$

где  $q_{\text{ср.м}}$  – среднее значение среднегодовой технологической эффективности меньшей доли Парето;

$q_{\text{ср.б}}$  – среднее значение среднегодовой технологической эффективности большей доли Парето.

Для каждого деления в **табл. 2** приведены сведения образовавшихся двух частей («Лучшие ГРП» и «Остальные ГРП») с результатом, представленным в размерных и безразмерных единицах.

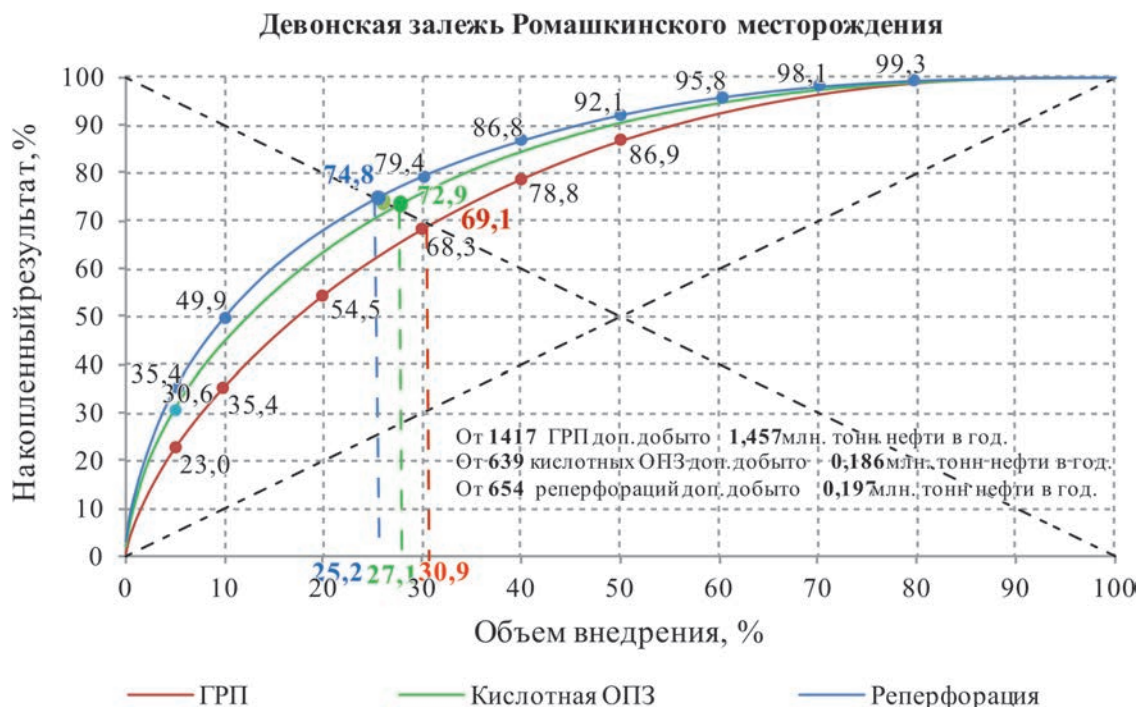
На основании табличных чисел (**табл. 2**) делаем заключение: первая часть ряда «Лучшие ГРП» по всем делениям в среднем включает 30% (425 ед.) скважин с ГРП от общего объема внедрения, при этом среднегодовая технологическая эффективность составляет 70% (1,03 млн т нефти). Вторая часть ряда «Остальные ГРП» включает в себя 70% (992 ед.) скважин с ГРП от общего объема внедрения, при этом внося вклад

в среднегодовую технологическую эффективность лишь 30% (432 тыс. т нефти).

Деление по Парето является наиболее математически правильным с точки зрения систематизации данных по ГРП. Исходя из данного деления, можно получить остальные виды деления на две части ранжированного по убыванию ряда технологической эффективности, поэтому в дальнейшем результаты меньшей доли Парето назовем условно «Лучшие ГРП», результаты большей доли Парето – «Остальные ГРП».

Результаты проведенных расчетов по Парето показывают, что в части «Лучшие ГРП» 30,8% (436 ед.) скважин дают среднегодовую технологическую эффективность в объеме 69,2% (3,5 млн т нефти, среднее значение дебита нефти составляет 2314 т/скв). В части «Остальные ГРП» 79,2% (981 ед.) скважин дают 30,8% (1,2 млн т нефти, среднее значение дебита нефти – 457 т/скв) среднегодовой технологической эффективности (**табл. 2**). В части «Лучшие ГРП» и «Остальные ГРП» доля объема внедрения (0,308 и 0,692, соответственно) и доля накопленного результата (0,692 и 0,308, соответственно) в сумме дают 100%.

Отметим, что распределение среднегодовой технологической эффективности проводилось в условиях девонской залежи Ромашкинского месторождения, данными которого являются скважины, вскрывшие кыновский, пашийский и кыновско-пашийский горизонты.



**Рис. 7.** Характер распределения накопленной суммы факта ГТМ в условиях девонской залежи Ромашкинского месторождения

На рис. 6 показано распределение среднегодовой технологической эффективности ГРП по горизонтам.

Согласно полученным данным, отмечается незначительное отличие в величинах среднегодовой технологической эффективности по результатам деления по Парето. В условиях кынов-

ского горизонта девонской залежи накопленная сумма факта чуть выше (70,5%), чем в условиях пашийского горизонта (68,1%) девонской залежи Ромашкинского месторождения. Накопленная сумма среднегодовой технологической эффективности кыновско-пашийского горизонта составляет 68,2%.

**Таблица 3.**

Численные значения деления на две части по Парето упорядоченных по убыванию среднегодовой технологической эффективности выборок ГТМ в условиях девонской залежи Ромашкинского месторождения

Наименование показателя	Деление на две части по Парето упорядоченных по убыванию среднегодовой технологической эффективности выборок ГТМ: $\chi(\%) + \psi(\%) = 100\%$ $\chi(\%)$ - доля объема внедрения, $\psi(\%)$ - доля накопленного результата								
	ГРП			Кислотная ОПЗ			Реперфорация		
	В целом	Лучшие	Остальные	В целом	Лучшие	Остальные	В целом	Лучшие	Остальные
Доля в объеме внедрения, %	100	30,9	69,1	100	27,1	72,9	100	25,2	74,8
Доля в накопленном результате, %	100	69,2	30,9	100	72,9	27,1	100	74,8	25,2
Среднестатистические модели групп скважин									
Дебит нефти до ГТМ, т/сут	2,37	2,67	2,24	1,58	1,54	1,60	2,27	2,72	2,11
Обводненность до ГТМ, доли ед.	0,48	0,49	0,48	0,53	0,58	0,52	0,68	0,70	0,66
Прирост дебита нефти, т/сут	2,82	6,34	1,25	0,8	2,17	0,30	0,85	2,49	0,29
Продолжительность эффекта, год	3,31	3,05	3,43	2,68	2,65	2,69	3,05	2,76	3,21
Доп. добытая нефть, тыс. т/скв.	3,34	7,02	1,70	0,77	2,09	0,28	0,82	2,45	0,27



Таким образом, установлено, что скважины, реализованные в условиях девонской залежи Ромашкинского месторождения, в целом отражают картину распределения среднегодовой технологической эффективности ГРП и по продуктивным горизонтам.

На **рис. 7** представлена кривая накопленной суммы среднегодовой технологической эффективности выборки ГТМ (ГРП, реперфорация, кислотная ОПЗ). В результате деления по Парето упорядоченных по убыванию среднегодовой технологической эффективности выборки ГТМ видно, что максимальное значение (74,8%) накопленного результата среди представленных ГТМ при минимальном объеме (25,2%) наблюдается при реперфорации. На втором месте (72,9%) по наибольшему значению накопленного результата – кислотная ОПЗ. Минимальное значение (69,1%) накопленного результата среднегодовой технологической эффективности наблюдается у ГРП, при этом объем внедрения составляет 30,9%.

Результаты распределения накопленной суммы факта ГТМ занесены в **табл. 3**

Проследив характер распределения среднегодовой технологической эффективности реперфорации (**рис. 7**), можно отметить, что первая часть реперфорации («Лучшие») в меньшем объеме внедрения (25,2%) имеет большую долю в накопленном результате (74,8%), чем вторая часть («Остальные ГРП»), в которой при объеме внедрения 69,1% получаем долю от накопленного результата в 30,9%. Результаты проведенных расчетов показывают (**табл. 3**), что прирост дебита нефти и дополнительно добытая нефть в категории «Лучшая реперфорация» (2,44 т/сут и 2,45 т/скв, соответственно) превышают показатели в категории «Остальные ГРП» (1,25 т/сут и 1,70 т/скв). При этом отметим, что дебит нефти до ГРП («Остальные ГРП») и реперфорации («Лучшая реперфорация») составляет 2,24 т/сут и 3,12 т/сут, соответственно, а также продолжительность эффекта 3,43 года и 2,76 лет, соответственно.

Кислотная ОПЗ представлена в сравнении анализируемых ГТМ (ГРП и реперфорации), по результатам которой видно, что группа «Лучшие кислотные ОПЗ» (72,8%) приносит долю накопленного результата больше, чем группа «Остальные ГРП» (30,8%).

### Выводы

1. Согласно полученным данным, исследуемый фонд скважин с ГРП на Ромашкинском месторождении разделили на две части ранжированного по убыванию ряда среднегодовой технологической эффективности, условно назвав их «Лучшие ГРП» и «Остальные ГРП». Разделение проводилось по пяти делениям: медиане, средней величине, Парето, половине суммы и ранвенству осевых координат. Деление по Парето является наиболее математически правильным с точки зрения систематизации данных по ГРП, поэтому в дальнейшем результаты меньшей доли Парето назвали условно «Лучшие ГРП», результаты большей доли Парето – «Остальные ГРП».

2. Результаты проведенных расчетов по Парето показывают, что в части «Лучшие ГРП» 26,1% скважин дают технологическую эффективность в объеме 73,9%, в части «Остальные ГРП» 73,9% скважин дают 26,1% технологической эффективности.

3. Установлено, что скважины, реализованные в условиях девонской залежи Ромашкинского месторождения, в целом отражают картину распределения среднегодовой технологической эффективности ГРП и по продуктивным пластам, таким как кыновский, пашийский и кыновскопашийский.

4. В результате распределения среднегодовой технологической эффективности реперфорации и ГРП установлен немаловажный факт: в категории «Лучшая реперфорация» в меньшем объеме внедрения (25,2%) наблюдается большая доля в накопленном результате (74,6%), чем в категории «Остальные ГРП» в объеме внедрения 69,1% с меньшим накопленным результатом (30,9%).

### Литература

1. Ибрагимов Н.Г. и др. Геомеханические условия эффективного применения кислотного гидроразрыва пластов // Нефтяное хозяйство. 2014. № 7. С. 32–36.
2. Гумаров Н.Ф., Ганиев Б.Г., Карпова О.М. О текущих результатах и перспективах применения ГРП на добывающем фонде скважин НГДУ «Альметьевнефть» // Прошлое, настоящее и будущее нефтяных месторождений в Республике Татарстан. Сб. докл. науч.-практ. конф., посвящ. 60-летию образования ОАО «Татнефть», 28 мая 2010 г. Альметьевск. 2010. Ч. 1. С. 88–91.
3. Красников С. Эффективный гидроразрыв пласта // Нефтяник «Альметьевнефти». 2012. № 10. С. 4–5.
4. Леванова Е.В. Анализ влияния технологических показателей разработки на эффективность применения ГРП // Материалы научной сессии ученых, 26–17 апреля 2012 г. Альметьевск: АГНИ. 2012. С. 111–114.

5. Леванова Е.В. Результаты анализа выработки горизонтов D1D0 по различным объектам Ромашкинского месторождения для различных параметров разработки // Нефть и газ. 2011. № 4. С. 40–43.
6. Сапожников А.Е., Муравьев А.Е. Особенности проведения ГРП в терригенных коллекторах месторождений высоковязких нефтей Удмуртской Республики // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». 2007. № 5. С. 46–49.
7. Муслимов Р.Х. и др. Геология, разработка и эксплуатация Ромашкинского нефтяного месторождения. М.: ВНИИОЭНГ. 1995. Т. 1. 490 с. Т. 2. 286 с.
8. Гавриленко А.И. ГРП как метод интенсификации добычи нефти из низкопроницаемых пластов месторождений Республики Беларусь // Интервал. 2007. № 9. С. 4–9.
9. Третьяков С.В. Анализ эффективности применения повторного гидроразрыва ГРП (на примере месторождений, разрабатываемых ОАО «Сибнефть») // Нефтепромысловое дело. 2005. № 11. С. 74–79.
10. Курамшин Р.М. Оценка влияния применения гидроразрыва пласта на объеме вовлекаемых в разработку запасов нефти // Нефтепромысловое дело. 1999. № 4. С. 24–25.

---

---

UDC 622.276.66

**M.V. Dyukova**, graduate student, Gubkin Russian State University of Oil and Gas<sup>1</sup>, mitrofanovamv@gmail.com

<sup>1</sup>Gubkin Russian State University of Oil and Gas. 65 Leninsky ave. Moscow, 119991, Russia.

## Analysis of technological Hydraulic Fracturing Efficiency in Devonian Reservoirs of the Romashkinskoye Field

**Abstract.** The paper presents the ranking of a series of well stimulation operations (hydraulic fracturing, reperforation, acid treatment) by average annual technological efficiency sorted in descending order. A curve of cumulative average annual technological efficiency is also analyzed.

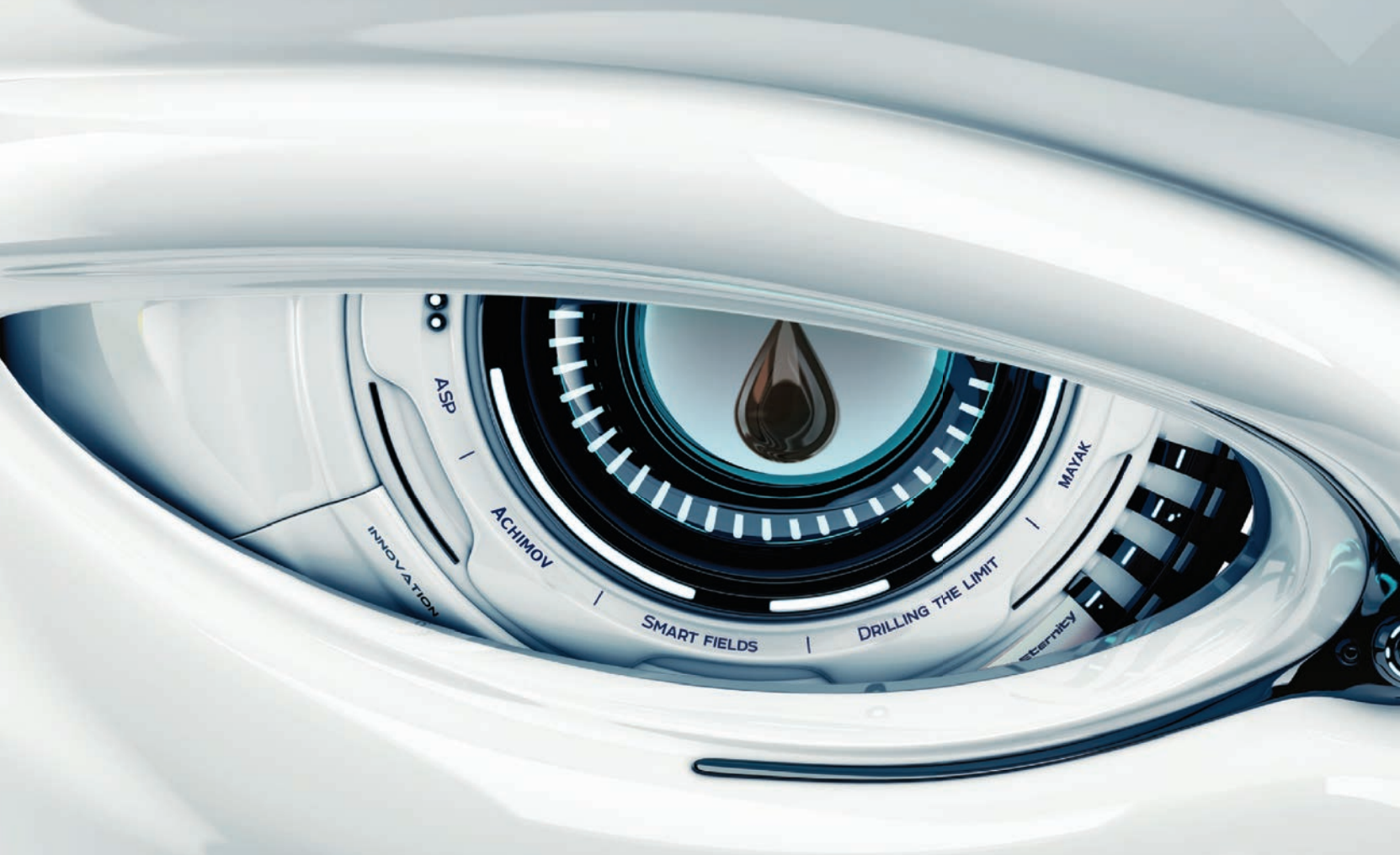
**Keywords:** analysis; hydraulic fracturing; an object; Romashkinskoye Field; data classification; Pareto distribution; perforation

---

### References

1. Ibragimov N.G. i dr. *Geomekhanicheskie usloviia effektivnogo primeneniia kislotnogo gidrorazryva plastov* [Geomechanical conditions of effective application of acidic hydraulic fracturing]. *Neftianoe khoziaistvo* [Oil industry], 2014, no. 7, pp. 32–36.
2. Gumarov N.F., Ganiev B.G., Karpova O.M. *O tekushchikh rezul'tatakh i perspektivakh primeneniia GRP na dobyvaiushchem fonde skvazhin NGDU «Al'met'evneft'»* [On the current results and prospects of the application of hydraulic fracturing in the production wells of the oil and gas production department of Almet'yevneft]. Proc. Cjnf. "Proshloe, nastoiashchee i budushchee neftianykh mestorozhdenii v Respublike Tatarstan" [The past, present and future of oil deposits in the Republic of Tatarstan], 28 May 2010, Almet'yevsk, 2010, part 1, pp. 88–91.
3. Krasnikov S. *Effektivnyi gidrozryv plasta* [Effective fracturing]. *Neftianik «Al'met'evnefti»* [Oilman of Almet'yevneft], 2012, no. 10, pp. 4–5.
4. Levanova E.V. *Analiz vliianiia tekhnologicheskikh pokazatelei razrabotki na effektivnost' primeneniia GRP* [Analysis of the impact of technological development indicators on the effectiveness of hydraulic fracturing]. Proc. scientific session of scientists, 26–17 April 2012, Almet'yevsk, AGNI Publ., 2012, pp. 111–114.
5. Levanova E.V. *Rezultaty analiza vyrobotki gorizontov D1D0 po razlichnym ob'ektam Romashkinskogo mestorozhdeniia dlia razlichnykh parametrov razrabotki* [The results of the analysis of the development of the D1D0 horizons for various objects of the Romashkinskoye field for various development parameters]. *Neft' i gaz* [Oil and gas], 2011, no. 4, pp. 40–43.
6. Sapozhnikov A.E., Murav'ev A.E. *Osobennosti provedeniia GRP v terrigenykh kolektorakh mestorozhdenii vysokoviazkikh neftei Udmurtskoi Respubliki* [Features of hydraulic fracturing in terrigenous reservoirs of high-viscosity oil deposits in the Udmurt Republic]. *Nauchno-tekhnicheskii vestnik OAO «NK «Rosneft'»* [Scientific and technical bulletin of OJSC "NK" Rosneft "], 2007, no. 5, pp. 46–49.
7. Muslimov R.Kh. i dr. *Geologiya, razrabotka i ekspluatatsiia Romashkinskogo neftianogo mestorozhdeniia* [Geology, development and operation of the Romashkinskoye oil field]. Moscow, VNIIOENG Publ., 1995, vol. 1, 490 p; vol. 2, 286 p.
8. Gavrilenco A.I. *GRP kak metod intensivifikatsii dobychi nefi iz nizkopronitsaemykh plastov mestorozhdenii Respubliki Belarus'* [Hydraulic fracturing as a method of intensification of oil production from low-permeability reservoirs of the Republic of Belarus]. *Interval* [Interval], 2007, no. 9, pp. 4–9.
9. Tret'iakov S.V. *Analiz effektivnosti primeneniia povtornogo gidrorazryva GRP (na primere mestorozhdenii, razrabatyvaemykh OAO «Sibneft'»)* [Analysis of the effectiveness of the application of repeated hydraulic fracturing (on the example of fields developed by JSC Sibneft)]. *Neftpromyslovoe delo* [Oilfield business], 2005, no. 11, pp. 74–79.
10. Kuramshin R.M. *Otsenka vliianiia primeneniia gidrorazryva plasta na ob'eme vovlekaemykh v razrabotku zapasov nefi* [Assessment of the impact of hydraulic fracturing on the amount of oil involved in the development of oil]. *Neftpromyslovoe delo* [Oilfield business], 1999, no. 4, pp. 24–25.





CHANGE THE GAME  EMPOWER FUTURE

Открываем новые горизонты. Заряжаем энергией будущее





**В.Г. Браткова**  
ФБУ «ГКЗ»  
начальник управления  
мониторинга, анализа и  
методологии  
bratkova@gkz-rf.ru



**А.В. Давыдов**  
канд. техн. наук  
ФБУ «ГКЗ»  
главный геолог  
ЦКР Роснедра по УВС  
заместитель председателя  
avdavydov@gkz-rf.ru



**С.Е. Сутормин**  
канд. техн. наук  
Санкт-Петербургский  
филиал ФБУ «ГКЗ»<sup>2</sup>  
заместитель директора  
Северо-Западная  
нефтегазовая секция ЦКР  
Роснедра по УВС  
руководитель  
sutormin@gkz-rf.ru

# Нововведения в области проектирования разработки месторождений УВС

<sup>1</sup>Россия, 119180, Москва, ул. Большая Полянка, 54, стр. 1.

<sup>2</sup>Россия, 199155, Санкт-Петербург, ул. Одоевского, 24, корп. 1.

*Авторы анализируют основные изменения, вносимые в «Правила разработки месторождений углеводородного сырья», утвержденные в 2016 г., и редакцию проекта «Правил подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья», основанную на «Временных методических рекомендациях по подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья», введенных в действие в 2016 г., на основе замечаний недропользователей к этим документам*

**Ключевые слова:** месторождения углеводородов; проектные документы; экспертиза извлекаемых запасов; протокол ЦКР; технологически и рентабельно извлекаемые запасы; правила разработки, правила проектирования; временный регламент на проектирование

**В**вод в действие новой классификации запасов [2] и проведение государственной экспертизы технологических и рентабельных извлекаемых запасов, обоснованных в проектно-технических документах (далее – ПТД) разработки месторождений УВС [1], потребовало внесения изменений в Закон РФ «О недрах» [5], создания новых нормативных документов, среди которых в первую очередь можно выделить «Правила разработки месторождений углеводородного сырья» [3] и «Временные методические рекомендации по подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья» [4].

Нормативные и законодательные документы были введены в действие в 2016 г.

Введение в процесс согласования ПТД на ЦКР Роснедра по УВС государственной экспертизы извлекаемых запасов стало одним из ключевых решений произошедших в 2016 г. изменений.

В 2016 г. на государственную экспертизу извлекаемых запасов и согласование проектных решений было представлено 611 ПТД на разработку месторождений УВС. ЦКР Роснедра по УВС согласовано 595 документов. Работа в новых требованиях вызвала достаточно большое количество предложений от недропользователей,



авторов работ и сотрудников ФБУ «ГКЗ», что позволило уточнить целый ряд методических положений и разработать рекомендации по внесению изменений в действующие нормативные документы.

Приказом МПР РФ № 557 гот 24.10.2016 была создана рабочая группа, состоящая из представителей ведущих компаний-недропользователей, специалистов МПР, Роснедра, ФБУ «ГКЗ», ФГУП «ВНИГНИ», ФГУП «ЗапСибНИИГГ», с целью решения задач:

- выработки предложений по совершенствованию правового регулирования перехода на новую Классификацию запасов;

- организации согласованных действий по решению неурегулированных вопросов по переходу на новую Классификацию запасов.

В рамках работы рабочей группы было рассмотрено около 380 замечаний и предложений (рис. 1) от недропользователей с целью совершенствования «Правил разработки месторождений углеводородного сырья» (далее – Правила разработки) и «Временных методических рекомендаций по подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья» (далее – Временный регламент на проектирование).

### Правила разработки

Меньше всего замечаний и предложений коснулось Правил разработки. Между тем, пред-

Рис. 1.

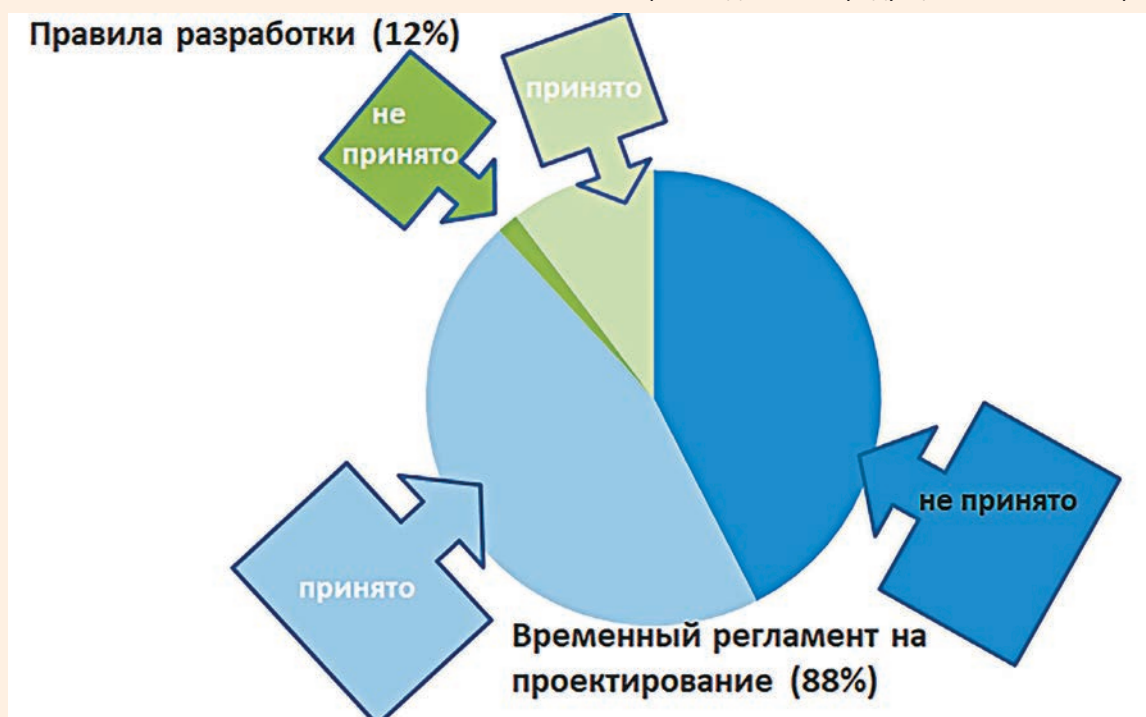
Распределение замечаний

лагаемые к внесению изменения могут оказать существенное влияние на деятельность недропользователя. К основным изменениям, которые вошли в новую редакцию Правил разработки, относятся следующие.

Увеличен срок действия Проекта пробной эксплуатации месторождения (залежи) до 7 лет (в зависимости от величины числящихся на государственном балансе начальных извлекаемых запасов УВС), с возможностью увеличения срока еще на 3 года в случае проведения промышленных испытаний новой для данных геолого-физических условий технологии разработки. Это значительно расширит возможности недропользователей по изучению средних, крупных и уникальных месторождений, подбору эффективных технологий и подходов при переходе на промышленную разработку.

В предложенных изменениях расширены возможности для недропользователя при подготовке комплексных ПТД – допускается составление единых ТСР, ТПР и дополнений к ним для группы месторождений вне зависимости от категорий месторождений по величине извлекаемых запасов, но с разделением показателей разработки по месторождениям. Это решение позволит более корректно учитывать экономику проектов разработки месторождений, связанных одной инфраструктурой.

Введение уточнения о том, что допускается составление проектных документов (ТСР, ТПР и дополнений к ним) для одного или нескольких эксплуатационных объектов с общей системой сбора и подготовки продукции, позволит авторам



работ и экспертам более достоверно оценивать экономику и рентабельно извлекаемые запасы для таких случаев представления документа.

Внесено уточнение по поводу начала ввода месторождения в разработку, согласно которому месторождение считается введенным в промышленную разработку при начале добычи из скважин согласно утвержденной технологической схемы разработки.

Уточнения внесены в разделы Правил разработки, в которых указаны показатели, характеризующие выполнение проектного документа и допустимые отклонения по ним.

В первую очередь указано, что на стадии промышленной разработки проверка на соответствие фактических показателей (годовые уровни добычи нефти и свободного газа, годовой ввод новых скважин, годовой действующий фонд добывающих и нагнетательных скважин) проектным осуществляется на конец контролируемого года в целом по месторождению. Дополнительно добавлена фраза, что если указанные выше фактические показатели с учетом допустимых отклонений в целом по месторождению соответствуют проектным, то проектные показатели по эксплуатационным объектам считаются выполненными. Внесено уточнение и в оценку величины бездействующего фонда, которая определяется с учетом величины фактического эксплуатационного фонда скважин на конец года в целом по месторождению. Эти уточнения, на наш взгляд, позволят снять двойное толкование норм Правил органами, контролирующими процесс выполнения недропользователями утвержденного проектного документа.

Важным, на наш взгляд, является также уточнение о том, что допустимые отклонения устанавливаются в целом на месторождение и в случае, когда месторождение расположено в пределах нескольких лицензионных участков одного субъекта РФ, принадлежащих одному недропользователю. Величины допустимых отклонений не изменились. Данное положение даст возможность добывающей компании осуществлять единую стратегию разработки месторождения независимо от того, на скольких лицензионных участках оно расположено.

Если ранее не регламентировались уровни добычи газа газовых и газоконденсатных месторождений, обеспечивающих газоснабжение исключительно местных потребителей, то в новой редакции Правил разработки этот пункт относится ко всем случаям, связанным с изменением спроса на газ, что, несомненно, важно для недропользователей.

Внесено уточнение, связанное с контролем показателей разработки на стадии разведки при

утвержденном Проекте пробной эксплуатации месторождения (залежи). Для данного проектного документа контролируемые показатели являются: годовой ввод новых скважин, годовой действующий добывающий и годовой действующий нагнетательный фонды. Причем, контроль этих показателей на стадии разведки может осуществляться лишь по истечении 3 лет реализации ППЭ, но данные показатели должны быть выполнены на 100%. Данное решение объясняется тем, что основной задачей ППЭ является изучение месторождения и подготовка его к промышленному освоению. Учитывая, что месторождение на данной стадии имеет слабую изученность, в случае изменения геологического строения в результате работ согласно утвержденному ППЭ, недропользователь может изменить проектные решения через утверждение Дополнения к ППЭ.

К контролируемым показателям относится и величина бездействующего фонда, допустимая величина которого указана в таблице п. 9.8 Правил разработки. В данную таблицу внесено уточнение, связанное с тем, что величина фактического эксплуатационного фонда скважин для оценки величины бездействующего фонда берется на конец года в целом по месторождению.

Мы полагаем, что новая редакция Правил разработки позволит недропользователям более эффективно разрабатывать стратегию изучения и освоения своих месторождений, а проверяющим организациям – более объективно оценивать их работу.

### **Правила проектирования**

Действовавшие с 2016 г. «Временные методические рекомендации по подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья» получили наибольшее количество замечаний и предложений по их совершенствованию (*рис. 1*). Полученные замечания и предложения можно разделить на несколько групп (*рис. 2*).

Необходимо отметить, что утвержденные в 2016 г. «Временные методические рекомендации по подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья» в новой редакции переходят на новый более высокий уровень, требующий обязательного их выполнения, и становятся «Правилами подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья» (далее – Правила проектирования). Поэтому далеко не все полученные замечания и предложения были внесены в новую редакцию. Многие из предложений недропользователей имеют правильное направление и будут реализованы, но не в Правилах





**Рис. 2.**  
*Распределение замечаний к Временному регламенту на проектирование*

проектирования, а в Методических рекомендациях, которые должны быть подготовлены для широкого обсуждения до конца текущего года. Это относится к ряду разделов проектного документа, которые выделены в Правилах проектирования. Прежде всего, необходимо уточнить через Методические рекомендации требования к трехмерным геолого-гидродинамическим моделям, экономическим расчетам, проведению анализа разработки и выработки запасов и др. Но внесенные в новую редакцию изменения значительно улучшили понимание требований к проектным документам на разработку месторождений УВС, уточнив их и обозначив основные задачи проектных документов в рамках новой Классификации запасов.

В Правилах проектирования на стадии разведки в Проектах пробной эксплуатации (ППЭ) разрешено выделять участки пробной эксплуатации не только в категории  $C_1$ , но и в категории  $C_2$ , и осуществлять там добычу УВС, но при этом до конца года, в котором получена первая добыча УВС из категории  $C_2$ , недропользователю необходимо представить в ГКЗ материалы для перевода запасов категории  $C_2$  в  $C_1$ . Проектный документ в этом случае обновлять не обязательно (если не нарушаются требования Правил разработки). Данное решение оправдано, т.к. на стадии ППЭ для получения новой информации чаще всего требуется разбуривать и испытывать запасы, расположенные в категории  $C_2$ .

Прогнозные годы при утверждении первого проектного документа на разработку месторождения УВС (ППЭ или ТСП) нумеруются порядковыми числительными, начиная с первого года, при этом первым годом считается год, когда начнется добыча УВС.

Уточнены требования к выводу нефтяных скважин из эксплуатации – скважины выбывают при достижении одного из следующих показателей: обводненности 98%, дебита по нефти 0,5 т/сут, газового фактора 2500 м<sup>3</sup>/т. Другие условия выбытия скважин из эксплуатации должны быть обоснованы специальными расчетами.

Уточнены требования к рассматриваемым в проектном документе вариантам разработки эксплуатационных объектов. Кроме обязательных базового варианта и первого варианта (вариант принятый в последнем проектном документе), все последующие варианты должны быть направлены на максимально возможное и экономически целесообразное извлечение УВС из недр. Для ТСП (ДТСП) – не менее трех, для ТПР (ДТПР) – не менее двух, в ППЭ (ДППЭ) допускается один. Меньшее число вариантов должно быть обосновано. По опыту экспертизы проектных работ в 2016 г. можно сделать вывод о том, что, к сожалению, не все авторы работ поняли, что на проектный документ с 2016 г. перенесена с ТЭО КИН функция обоснования извлекаемых запасов и, соответственно, требования обязательного достижения извлекаемых запасов, стоящих на государственном балансе, нет. Также отсутствует с 2016 г. требование обязательно достигнуть КИГ = 1. В проектных документах по объектам, содержащим свободный газ, коэффициент извлечения газа должен быть обоснован.

Уточнены требования и к рекомендуемому по ЭО варианту. В рамках новых требований в ПТД приводится обоснование технологических (до выбытия всех добывающих скважин в границах всех категорий запасов) и рентабельных извлекаемых запасов (в границах категорий  $A + B_1$ ) по каждому из объектов разработки, что основывается на обосновании в процессе проведения экономических

расчетов для каждого объекта разработки рентабельного периода. Соответственно, по окончании рентабельного срока разработки ЭО недропользователь должен принять решение о целесообразности его дальнейшей разработки. В случае решения недропользователя продолжить дальнейшую разработку нерентабельного объекта, в проектом документе должны быть дополнительно рассчитаны базовый вариант и, возможно, еще несколько вариантов (для обоснования варианта дальнейшей разработки объекта по окончании рентабельного периода) с минимальными потерями ЧДД. В этом случае к утверждению по каждому ЭО будет рекомендоваться вариант разработки (только по категориям  $A+B_1$ ) на рентабельный период плюс (по окончании рентабельного периода) базовый вариант или вариант с меньшими потерями ЧДД. Рассчитанный ранее вариант, обосновывающий технологические извлекаемые запасы по категориям  $A+B_1+B_2$ , остается в силе для целей проектирования обустройства месторождения и постановки на баланс технологически извлекаемых запасов УВС.

Серьезные изменения внесены и в положения проектного документа, который составляется для морских (шельфовых) месторождений:

- проектный срок определяется нормативным сроком службы морских сооружений;
- при проектировании необходимо обосновывать типы объектов обустройства (искусственные островные и эстакадные сооружения, стационарные и плавучие платформы, подводные добычные комплексы и др.);
- при формировании вариантов разработки систему «пластовый коллектор – скважины – морские объекты обустройства – системы транспорта УВС» рассматривать как единый, взаимосвязанный во всех отношениях комплекс.

Достаточно много изменений внесено и в требования к технико-экономическим расчетам. Это, прежде всего, касается расчетных опций для каждого варианта разработки эксплуатационного объекта. Описание опций и обязательные требования к ним, которые были во Временных методических рекомендациях на проектирование, убрали. Детальный расчет экономических показателей по опциям для рекомендуемого варианта авторами может приводиться при необходимости обоснования каких-либо технологий воздействия на пласт с целью повышения коэффициентов извлечения УВС. Показатели внутренней нормы рентабельности, индекс доходности капитальных затрат и срок окупаемости определяется только для вновь вводимых месторождений.

В случае, если капитальные вложения предыдущих лет влияют на объем рентабельно из-

влекаемых запасов УВС, расчет экономических показателей эффективности разработки месторождения может выполняться с их учетом (справочно). При этом период учета чистых денежных потоков предыдущих лет для морских (шельфовых) месторождений УВС составляет не более 7 лет, предшествующих дате подготовки ПТД, для остальных месторождений не более 5 лет, предшествующих дате подготовки ПТД.

Требования к определению рекомендуемого варианта остались прежними – на основании интегрального показателя  $Topt$ , но требования к определению интегрального показателя  $Topt$  изменились – из его расчета убрали нормированные коэффициенты извлечения УВС, и он теперь определяется по формуле:

$$Topt(i) = Nnpv(i) + Hdдг(i),$$

где  $Nnpv(i)$  – нормированный чистый дисконтированный доход пользователя недр  $i$ -го варианта;  $Hdдг(i)$  – нормированный накопленный дисконтированный доход государства для  $i$ -го варианта.

Показатели ЧДД пользователя недр и накопленный дисконтированный доход Государства (ДДГ) рассчитываются за рентабельный срок разработки. В случае равенства  $Topt(i)$  для двух и более вариантов разработки ЭО для рекомендуемого варианта разработки ЭО используются максимальные ЧДД за рентабельный срок разработки.

Перед решением по внесению данных изменений рабочей группой были проведены расчеты по проектным документам, рассмотренным ЦКР Роснедра по УВС в 2016 г. и в подавляющем большинстве случаев нормированные коэффициенты извлечения УВС на выбор рекомендуемого варианта разработки не повлияли.

В новой редакции Правил проектирования указано обязательное содержание проектного документа с выделением конкретных разделов и подразделов. Приведены обязательные графические и табличные материалы. В то же время обозначено, что авторы для дополнительного обоснования проектных решений имеют право включать дополнительные подразделы, дополнительные графические материалы и таблицы не меняя нумерацию обязательных разделов, таблиц и графических приложений.

Таким образом, в проекте Правил проектирования учтен опыт проведения государственной экспертизы и согласования в ЦКР ПТД в 2016 г.: устранены избыточные требования (опции), положения, которые носят рекомендательный или поясняющий характер, выносятся в отдельный документ (Методические рекомендации), что значительно улучшило восприятие документа.



Таким образом, внесенные изменения в Правила разработки и Правила проектирования позволяют недропользователю – осуществлять и отражать стратегию разработки месторождений УВС в ПТД, основываясь на реальных планах компании; государственным структурам – видеть объективную ситуацию по

развитию нефтегазового сектора, а контролирующим структурам – принимать однозначные беспристрастные выводы при оценке деятельности добывающих компаний. Всем участникам процесса это позволит достигнуть лучшего взаимопонимания и расширит возможности взаимодействия. **VI**

## Литература

1. 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 03.03.2010 № 118. Доступно на: <http://base.garant.ru/12173740/> (обращение 24.08.2016).
2. 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).
3. 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](http://www.gkz-rf.ru/sites/default/files/docs/metodicheskie_rekomendacii_po_pravilam_prektirovaniya_uvs.pdf) (обращение 24.08.2016).
4. Правила разработки месторождений углеводородного сырья. Утверждены приказом Минприроды России от 14.06.2016 № 356. Доступно на: [http://www.gkz-rf.ru/sites/default/files/docs/160827\\_prikaz\\_mpr\\_356\\_ob\\_utverzhenii\\_pravil\\_razrabotki\\_uvs\\_zareg\\_minjust.pdf](http://www.gkz-rf.ru/sites/default/files/docs/160827_prikaz_mpr_356_ob_utverzhenii_pravil_razrabotki_uvs_zareg_minjust.pdf) (обращение 30.08.2016).
5. Закон РФ «О недрах» от 21.02.1992 № 2395-1. Доступно на: <http://base.garant.ru/10104313/> (обращение 20.05.2017).
6. Давыдов А.В., Шелепов В.В. ЦКР Роснедра по УВС. Основные цели и задачи в современных условиях // Недропользование XXI век. 2017. № 2. С. 88–93.
7. Шпуров И.В. Государственная комиссия по запасам. Задачи. Цели. Решения // Недропользование XXI век. 2017. № 2. С. 46–49.
8. Сутормин С.Е., Рогожкина Л.А., Лущеев В.А. Новый этап проектирования разработки месторождений углеводородов // Недропользование XXI век. 2016. № 4. С. 38–45.

UDC 622.276

**V.G. Bratkova**, Head of the Monitoring, Analysis and Methodology Department of State Commission on Mineral Reserves<sup>1</sup>, [bratkova@gkz-rf.ru](mailto:bratkova@gkz-rf.ru).

**A.V. Davydov**, PhD, Chief Geologist of State Commission on Mineral Reserves<sup>1</sup>, Vice-Chairman of the Central Commission for the Development of Rosnedra for Hydrocarbon Feedstocks, [avdavydov@gkz-rf.ru](mailto:avdavydov@gkz-rf.ru).

**S.E. Sutormin**, PhD, Deputy Director of St. Petersburg Branch of the State Commission on Mineral Reserves<sup>2</sup>, Head of North-West Oil and Gas Section of Central Development Commission of Federal Subsoil Resources Management Agency by hydrocarbon crude, [sutormin@gkz-rf.ru](mailto:sutormin@gkz-rf.ru).

<sup>1</sup>Bldg. 1, 54, Bolshaya Polyanka street, Moscow, 119180, Russia.

<sup>2</sup>Build. 1, 24, Odoevski street, St. Petersburg, 199155, Russia.

## Innovations in the Field of Designing the Development of Hydrocarbon Fields

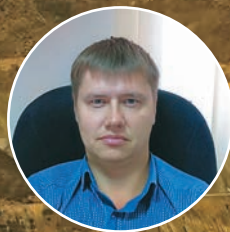
### References

1. *Polozhenie o podgotovke, soglasovanii i utverzhenii tekhnicheskikh projektov 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).
2. *Klassifikatsiya zapasov i resursov nefiti 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).
3. *Vremennye metodicheskie rekomendatsii po podgotovke tekhnicheskikh projektov razrabotki mestorozhdenii uglevodorodnogo syr'ia. Utverzheny 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 18.05.2016 number 12-p]. Available at: [http://www.gkz-rf.ru/sites/default/files/docs/metodicheskie\\_rekomendacii\\_po\\_pravilam\\_prektirovaniya\\_uvs.pdf](http://www.gkz-rf.ru/sites/default/files/docs/metodicheskie_rekomendacii_po_pravilam_prektirovaniya_uvs.pdf) (accessed 24 August 2016).
4. *Pravila razrabotki mestorozhdenii uglevodorodnogo syr'ia. Utverzheny prikazom Minprirody Rossii ot 14.06.2016 № 356* // Available at: [http://www.gkz-rf.ru/sites/default/files/docs/160827\\_prikaz\\_mpr\\_356\\_ob\\_utverzhenii\\_pravil\\_razrabotki\\_uvs\\_zareg\\_minjust.pdf](http://www.gkz-rf.ru/sites/default/files/docs/160827_prikaz_mpr_356_ob_utverzhenii_pravil_razrabotki_uvs_zareg_minjust.pdf) (accessed 30 August 2016).
5. *Zakon RF «O nedrah» ot 21.02.1992 № 2395-I* [RF Law “On Subsoil” dated 21.02.1992 number 2395-I]. Available at: <http://base.garant.ru/10104313/> (accessed 24 August 2016).
6. Davydov A.V., Shelepov V.V. *TsKR Rosnedra po UVS. Osnovnye tseli i zadachi v sovremennykh usloviakh* [Rosnedra Central Committee for Hydrocarbon Feedstocks. The main goals and tasks in modern conditions]. *Nedropol'zovanie XXI vek* [Subsoil use of the XXI century], 2017, no. 2, pp. 88–93.
7. Shpurov I.V. *Gosudarstvennaia komissiya po zapasam. Zadachi. Tseli. Resheniia* []. *Nedropol'zovanie XXI vek* [Subsoil use of the XXI century], 2017, no. 2, pp. 46–49.
8. Sutormin S.E., Rogozhkina L.A., Lushpeev V.A. *Novyi etap projektirovaniia razrabotki mestorozhdenii uglevodorodov* []. *Nedropol'zovanie XXI vek* [Subsoil use of the XXI century], 2016, no. 4, pp. 38–45.





**В.П. Иванов**  
д-р геол.-мин. наук  
Томский политехнический  
университет  
Институт природных ресурсов<sup>1</sup>  
доцент кафедры «Геология  
и разведка полезных  
ископаемых»  
ivp2005@mail.ru



**К.В. Охотников**  
Угольная компания ООО  
«Ресурс»<sup>2</sup>  
главный геолог  
охотnikov@mail.ru



**А.А. Торгунаков**  
Кемеровский филиал ФБУ  
«Территориальный фонд  
геологической информации  
по Сибирскому  
федеральному округу»<sup>3</sup>  
заместитель руководителя  
по геологии  
и недропользованию  
anattor@mail.ru

# Роль промышленно-энергетической классификации ископаемых углей в новой классификации геологических запасов ТПИ

<sup>1</sup>Россия, 634050, Томск, пр. Ленина, 30.

<sup>2</sup>Россия, 654004, Новокузнецк, ул. Щорса, 13.

<sup>3</sup>Россия, 654027, Новокузнецк, пр. Пионерский, 20.

*Гармонизация Новой классификации ТПИ с международной классификацией обуславливает разработку новой типизации углей, согласующейся с международной шкалой их деления для глубокой переработки. В существующих методических рекомендациях по применению классификации запасов ТПИ отсутствуют критерии достоверности определения марки, выделения коксующихся углей и определения марочных блоков при подсчете запасов по маркам. Предлагается использовать промышленно-энергетическую классификацию и на ее основе разработать критерии определения ценности запасов ископаемых углей применительно Новой классификацией ТПИ*

**Ключевые слова:** достоверность изучения; типизация углей; классификации; марочный состав; воспроизводимость показателей



**В** основе классифицирования геологических запасов твердых полезных ископаемых (ТПИ) заложен главный принцип – степень изученности месторождений с учетом группы сложности геологического строения. Другими словами, категория запасов отражает уровень достоверности и промышленной значимости ТПИ в недрах.

В существующей классификации по степени изученности запасы полезных ископаемых подразделяются на разведанные запасы категорий А, В, С<sub>1</sub> и предварительно оцененные – категории С<sub>2</sub>. В проекте новой классификации с сохранением наработок по гармонизации российской Классификации ТПИ с международными стандартами вводятся два вида запасов: геологические и извлекаемые, которые, соответственно, подразделяются на разведанные (В, С<sub>1</sub>) и оцененные (С<sub>2</sub>), и вводятся новые виды запасов: доказанные (R1), которые могут выделяться только в пределах контуров разведанных, и вероятные (R2), которые могут выделяться в пределах контуров оцененных запасов [1], которые в целом позиционируются как извлекаемые запасы ТПИ, и нужно отметить – это важное нововведение. Такой подход приближает запасы, как объект рынка, к реальной отчетности о результатах ГРП с целью информирования или привлечения инвестора. Суть определения «извлекаемые запасы полезных ископаемых» сводится к следующему. Это «геологические запасы, добыча которых с учетом разубоживания и потерь в недрах в соответствии с техническим проектом разработки месторождения полезного ископаемого экономически эффективна, при использовании оптимальных (технически, технологически и экономически обоснованных) технологий и соблюдении требований по рациональному использованию недр, безопасному ведению работ и охране окружающей среды» [1].

Данная формулировка совпадает с критериями публичной отчетности в Кодексе НАЭН [2], в которой изложены модифицирующие фак-

торы: горнотехнические, перерабатывающие, технологические, инфраструктурные, экономические, конъюнктурные, правовые, экологические, социальные и административно-управленческие и т.д., влияющие на достоверность и изученность геологического объекта. То есть, все сводится к одному – повысить достоверность изученности геологического объекта и доказанность принадлежности оконтуренного количества полезного ископаемого к определенной категории запасов.

Из этого следует, что модифицирующие факторы влияют на перевод ресурсов в запасы, причем горнотехнические, перерабатывающие, технологические факторы являются важными, т.к. они непосредственно относятся к объекту промышленно-экономического интереса – полезному ископаемому. Более того, эти факторы взаимосвязаны и влияют на конечный результат – продукцию, получаемую в результате добычи и переработки ТПИ, а степень их влияния на качество продукции отражена в перечисленной последовательности.

В п. 2 ст. 23 Закона РФ «О недрах» прописано требование к рациональному использованию и охране недр – «обеспечение полноты геологического изучения, рационального комплексного использования и охраны недр» [3].

Цель геологической разведки, исходя из Положения [4], – это проведение с полнотой и достоверностью изучения геологического строения месторождений; получение информации о количестве и качестве запасов; минеральном и химическом составе полезного ископаемого и его технологических свойствах, а также сведений о других особенностях месторождения, обеспечивающих его промышленную оценку. Поэтому извлекаемые запасы среди геологических запасов – это высокая степень достоверности изучения недр, в частности угольных запасов, а именно, речь пойдет о достоверности качества и свойств ископаемого угля для промышленного использования, под которым понимается глу-

**Таблица 1.**  
Типизация и марочный состав углей для учета запасов [6]

Класс	Коксующие	Энерготехнологические			Топливные
		Технологические	энерготехнические	энергогенерирующие	
Тип	Коксообразующие	Технологические	энерготехнические	энергогенерирующие	энерготопливные
Марка	ГЖ, Ж, КЖ, К, КО (2КО), ОС (1ОС)	Г (2Г), ГЖО (2ГЖО) КО (1КО), КСН, КС, ОС (2ОС), ТС	Д, ДГ, СС, Т, А	КСН, КС, ОС (2ОС), ТС, СС; Д, ДГ, СС, Т, А	Б, Д, ДГ, Г (1Г), ГЖО (1ГЖО)

Класс/Class	Тип/Type	Основные технологии глубокой переработки/Basic advanced processing techniques
Коксующиеся/ Coking	Коксообразующие/ Coke-forming	слоевое коксование/laminar coking
	Технологические и коксующиеся/ Technological and coking	слоевое коксование, производство синтетического топлива, газификация/laminar coking, production of synthetic fuel, gasification
Энерго-технологические/ Energo-technological	Энерготехнические/ Energy-engineering	кусковое полукоксование и коксование, заменители коксов в металлургических и неметаллургических производствах/ lumpy semi-coking and coking, coke substitutes in metallurgical and non-metallurgical production
	Энергогенерирующие/ Power-generating	пылеугольное топливо для доменного производства и энергетических установок: кусковое сжигание в котлах отопительных станций и технологических установках; получения бездымного топлива/ pulverized fuel for blast-furnace process and power plants: lumpy combustion in boilers of heating stations and plants; obtaining pollution-free fuel
Топливные/Fuel		сжигание в плазме и низкотемпературным окислением разными технологиями и способами/combustion in plasma and by low-temperature oxidation in different ways

**Таблица 2.**  
Типизация углей и направлений их использования [6]

бокая переработка ископаемых углей как сырья для существующих технологий.

Актуальность детального рассмотрения достоверности изучения технологических факторов при разведке ископаемых углей обусловлена их ранжированием по марочной принадлежности (ГОСТ 25543-2013) и направлению использования. Это два мерила, по которым в государственном балансе РФ ведется учет запасов коксующихся и энергетических углей [5].

Данный стандарт в России и СНГ действует как Единая классификация углей по маркам: Б – бурый; Д – длиннопламенный; ДГ – длиннопламенный газовый; Г – газовый; ГЖО – газовый жирный отощенный; ГЖ – газовый жирный; Ж – жирный; КЖ – коксовый жирный; К – коксовый; КО – коксовый отощенный; КСН – коксовый спекающийся низкометаморфизированный; КС – коксовый слабоспекающийся; ОС – отощенный спекающийся; ТС – тощий спекающийся; СС – слабоспекающийся; Т – тощий; А – антрацит, при этом марки сгруппированы по направлениям: технологическое, энергетическое, производство строительных материалов и прочие.

В статье [6] для учета запасов предлагается промышленно-энергетическая классификация углей и типизация углей, которые приведены в **табл. 1** и **2**. Типы и марочный состав ископаемых углей для учета запасов ранжированы для технологий их глубокой переработки как буду-

щего угольного сырья. Выделяются типы углей: коксообразующие, технологические и коксующиеся, энерготехнологические, энерготехнические, энергогенерирующие, топливные, которые объединены в классы: коксующиеся, энерготехнологические и топливные (**табл. 1**). Данный подход отличается от рекомендательной системы деления углей по направлениям использования ГОСТ 255343-2013.

Предлагаемый подход согласуется с международным делением углей [7], которое базируется на трех главных направлениях их глубокой переработки: слоевое коксование, прямое использование углей в доменном производстве, сжигание углей в энергетических установках и котлах или в промышленных печах металлургического и неметаллургического производства. В связи с этим угли разделены на типы: хорошо коксующиеся, слабо коксующиеся, для пылевидного вдувания и топливные (**табл. 3**).

В итоге, учитывая международный подход (**табл. 3**) и вновь предлагаемое деление углей (**табл. 1** и **2**), представляется возможным проведение гармонизации промышленно-энергетической и международной классификаций для широкого применения в России и за рубежом.

Суть гармонизации классификаций (ГОСТ 25543-2013, промышленно-энергетической и международной) сводится к увязке двух задач: применимость ископаемых углей как сырья для



получения продуктов их глубокого передела (получение металлургического кокса технологией слоевого коксования) и направление использования углей, как сырья или топлива в промышленности и энергетике.

Так, ГОСТ 25543-2013 регламентирует применение углей и типизацию по маркам в виде направлений использования: технологического, энергетического, производство строительных материалов и прочие. В классификации международной и промышленно-энергетической применение углей и их типизация определяется основными технологиями глубокой переработки углей. Например, в стандарте «слоевое коксование» обозначено как направление использования, а в международной классификации (табл. 3) – как основная технология глубокой переработки.

Из этого следует, что необходимо согласование выбора приоритетности углей по стандарту РФ и в мировой практике. Например, в зарубежной практике коксохимического производства под первым типом выделяются угли под термином «*hard cocking coal*» (хорошо коксующийся уголь), которые признаются наиболее ценным технологическими углями как коксообразующие угли для формирования основы угольной шихты. Под вторым типом выделены «*semi-soft cocking coal*» (слабо коксующийся уголь), как наименее ценные, но необходимые для формирования шихты в качестве угольной массы при производстве металлургического кокса в больших масштабах.

С позиций марочной принадлежности (ГОСТ 25543-2013) к углям типа «*hard cocking coal*» ( $V^{daf} = 18,8-27,5\%$ ;  $R_o = 1,17-1,52\%$ ;  $Vt = 55-71\%$ ;  $ddpm = 40-6000$ ) будут относиться угли под марками КЖ, К, КО (2КО), ОС (1ОС), а к углям «*semi-soft cocking coal*» – спекающиеся угли для коксова-

ния под марками Ж и ГЖ. Угли марок Г, ГЖО, КО (1КО) КС (1КС), ОС (2ОС) рассматриваются зарубежными потребителями в особом порядке при наличии технологических факторов – таких как низкая зола и низкое содержание фосфора, серы и вредных окислов (кальций, железо, калий + натрий), находящихся в минеральных примесях углей, а также низкая цена угольного концентрата или необогащенного низкосольного угля.

Данные угли (*hard cocking coal* и *semi-soft cocking coal*) могут применяться в доменном производстве (*Blast Furnace Injection*) и разных технологиях промышленности и энергетики (*Thermal/Industrial*) в зависимости от генетических и технологических свойств. Тем не менее, технология глубокой переработки углей «*Coke Blending*» в мировой практике, как и в России, является основной и массовой.

Слоевое коксование («*Coke Blending*») в стандарте [5] обозначено первой позицией в технологическом направлении, однако для данной технологии рекомендованы все каменные угли за исключением марок Д и Т, что приравнивает ее к обычной технологии сжигания углей в топках, и в этом отличительная особенность отечественного понимания значимости технологии слоевого коксования, зафиксированного в ГОСТ 25543-2013.

В настоящее время описанное выше согласование международных типов с марочным составом углей проводится условно, т.к. отсутствуют принятые для этой цели нормативные документы. Предложенная типизация углей (табл. 2) могла бы стать основной для их разработки, т.к. в мировой и отечественной практике приоритетным направлением выделяется слоевое коксование, но ГОСТ 25543-2013 предполагает проводить только маркировку углей на стадии их разведки для подсчета запасов и не пред-

Таблица 3.

Мировая классификация углей по типам и направлениям использования [7]

Типы углей/Categories of coal	Основные технологии глубокой переработки/Basic techniques of advanced processing		
	Слоевое коксование/ Coke Blending	Доменное производство/Blast Furnace Injection	Энергетика и промышленность/Thermal / Industrial
Хорошо коксующийся уголь/Hard cocking coal	+	+	+
Слабо коксующийся спекающийся уголь/ Semi-soft cocking coal	+	+	+
Пылеугольное топливо для вдувания/PCI (pulverized coal for injection)	-	+	+
Топливные угли/Thermal coal	-	-	+

усматривает типизацию углей по коксуемым свойствам.

Особо отметим, что до сих пор внимание углехимической промышленности в нашей стране и за рубежом сосредоточено на поиске особо ценных углей, это – марки Ж, КЖ, К, КО (2КО), ОС (1ОС). Поэтому их обоснованное отделение от углей марок ГЖ, ГЖО, КСН, КС предполагает высокую степень достоверности в определении качественных показателей марочного состава ископаемых углей и выделения в виде марочных блоков при подсчете запасов.

Экспертиза запасов в ГКЗ направлена на объективность выявления коксуемых углей, согласно п. 5 Методических рекомендаций [8], в которых регламентируется ископаемые угли подразделять по ГОСТ 25543-88 (совр. ГОСТ 25543-2013). Однако в пункте 6 [8] устанавливается, что «основным промышленным направлением использования углей является энергетическое – сжигание в слоевых и факельных топках», с констатацией, что «в значительных масштабах спекающиеся каменные угли перерабатываются в металлургический кокс, в более ограниченном объеме угли поступают на полукоксование». Данная формулировка не раскрывает значимость спекающихся углей и не акцентирует внимание недропользователя на достоверном выделении коксуемых углей среди спекающихся углей, которые при подсчете запасов определяются по отдельным критериям. Такими критериями являются показатели коксуемой и коксообразующей способности каменных углей, находящихся в недрах, и показатели коксуемости, по которым оцениваются каменные угли в виде угольного сырья для технологии слоевого коксования.

Анализ существующей методической литературы по проектированию разведочных работ показывает, что в этом направлении углубленное изучение ископаемых углей отсутствует и лишь ограничивается общими фразами. Например: «Для коксования угля изучить спекаемость и коксуемость, физико-механические свойства кокса, получаемого из угля оцениваемого пласта и в смеси с другими углями» [9] – при этом не уточняется методика отбора проб и анализов для выделения марки коксуемых углей, а уж тем более – коксообразующих углей. Более того, для каждого бассейна разработаны свои методики проведения ГРП [9, 10, 11], что можно рассматривать как следствие незавершенности унификации нормативных документов, начатых в прошлом веке.

Единый стандарт классифицирования углей [5] для подсчета запасов по маркам предполагает установление марочных границ. Но, напри-

мер, в методике разведки Кузнецкого бассейна, разработанной в 1978 г. [9], установление границы марочных блоков носят весьма условный характер в виде необходимости повышения категоричности разведки за счет точности определения геологического строения угленосных пластов.

В соответствии с [3], основные параметры подсчета запасов углей – строение пласта, предусмотренные кондициями показатели качества угля должны быть определены по достаточному объему представительных данных; возможные изменения мощности пласта и качества угля по пластопересечениям не должны выходить за пределы соответствующих параметров кондиций.

Однако в п. 14 для подсчета запасов месторождений углей среди основных параметров разведочных кондиций по качеству устанавливается только один параметр – зольность угля, в следующей формулировке: **«максимальная зольность угля  $A^d$  по пластопересечению (минимальная теплота сгорания сланца  $Q^d$  по бомбе)** с учетом засорения вынимаемыми совместно с углем (сланцем) породами внутрислоевых и прикровельных (припочвенных) слоев».

В п. 16 в другом документе [8] при необходимости в кондициях предусматриваются специфические требования к качеству углей (сланцев), регламентированные техническими условиями для специальных видов (направлений) их использования, но на практике этот пункт не работает, т.к. отсутствует, как упоминалось выше, нормативная база

Таким образом, о точности установления марочного состава углей как элемента достоверности изучения свойств ископаемых углей в данных документах речь не идет, несмотря на то, что марочные запасы состоят из коксуемых и энергетических углей и по этим двум критериям (марка и направление использования) ведется учет ископаемых углей в государственном балансе.

Но марка – это универсальное условное обозначение углей, она лишь косвенно отражает основные генетические и технологические параметры, поэтому точность распространения марки по площади и на глубину залегания пласта – важный элемент детального изучения месторождения, а, в целом это позволяет выделить коксуемые угли.

В каменных углях точность установления марки особенно важна и зависит от погрешности определения классификационных показателей: генетических –  $R_o$  (показатель отражения витринита) и  $\Sigma OK$  (сумма фюзенизированных



компонентов), и технологических –  $V^{daf}$  (выход летучих веществ) и  $y$  (толщина пластического слоя).

Для выявления погрешностей в изучении качества в документе [8] предусматриваются разные методы контроля (п. 47): повторное и параллельное опробование, сопоставление данных разведки и разработки, внутренний и внешний лабораторный и геологический контроль анализов, статистический анализ данных. При этом регламентируются только расхождения результатов проб керна и горных выработок по зольности, выходу летучих веществ, пластическому слою, массовой доле общей серы, выходу концентрата, высшей теплоте сгорания.

Воспроизводимость основных параметров ( $Q_s^{daf}$ ,  $V^{daf}$ ,  $y$ ,  $R_o$ ,  $\Sigma OK$ ), важных для разделения углей по видам и по маркам, регламентируется стандартами их определения. Так, воспроизводимость показателей вида угля высшей теплоты сгорания ( $Q_s^{daf}$ ) составляет 1%, выхода летучих веществ ( $V^{daf}$ ) – 4%, показателей марки каменных углей: толщина пластического слоя ( $y$ ) минимальная величина 10%, показателя отражения витринита ( $R_o$ ) минимум 3% и сумма фюзенизированных компонентов ( $\Sigma OK$ ) – 5%. Из этого следует – определение вида ископаемого угля точнее, чем его марки.

Рассмотрим на примере (табл. 4) возникающую вариантность при установлении марки типичного угля газовой стадии углефикации с показателями и граничными значениями по воспроизводимости:  $R_o = 0,79\%$  (0,77–0,82),  $\Sigma OK = 15\%$  (12–18),  $V^{daf} = 38\%$  (37,2–38,8),  $y = 13$  мм (12–14). Данный уголь относится к категории 1, но отметим, что погрешность показателя  $\Sigma OK$  на точность определения марки влияет весьма ограничено. Погрешность показателей  $R_o$ ,  $V^{daf}$ ,  $y$  для маркировки и кодировки (класс, тип, подтип) существенно влияет на точность установления марки рассматриваемого угля, он может

принадлежать марке Г, группам 1Г или 2Г, или марке ГЖО группам 1ГЖО или 2ГЖО (табл. 4).

Такая же вариантность возникает при установлении марки типичного отощенного угля коксовой стадии углефикации, который может относиться к марке КСН (кокосовый слабоспекающийся низкометаморфизованный) или марке КО (кокосовый отощенный), группе 1КО, только здесь наблюдается другая картина. В данном случае показатели  $R_o$  и  $\Sigma OK$  не влияют на определение марки, т.к. они могут быть одинаковыми, а разброс значений по воспроизводимости, при среднем показателе  $V^{daf} = 28\%$  и  $y = 9$  мм, будет следующий:  $V^{daf} = 27,5–28,5\%$ ,  $y = 8–10$  мм.

Итак, воспроизводимость классификационных параметров допускает вариативность граничных марок Г и ГЖО и четырех технологических групп 1Г, 2Г, 1ГЖО и 2ГЖО (пример 1) или вариантность марок КСН и 1КО (пример 2). Отметим, что угли технологических групп 2Г, 1ГЖО, 2ГЖО, КСН, 1КО признаются пригодными для производства коксования (ГОСТ 51588-2000).

Однако по классификации для налогообложения [12] угли марки ГЖО и КО считаются коксующимися углями со ставкой налогообложения 57 руб/т, а угли марок 2Г и КСН – со ставкой 24 руб/т к такому не причисляются, тем не менее они активно используются в технологии слоевого коксования. Более того, для биржевой оценки угли марки ГЖО предлагается считать ценными коксующимися углями.

Из приведенных примеров становится ясно, что точность определения марки важна, и она сильно зависит от точности определения толщины пластического слоя ( $y$ ), т.е. подтипа угля. Длительное применение ГОСТ 25543-88 (совр. ГОСТ 25543-2013) показало, что для обеспечения точности установления подтипа угля пласта при воспроизводимости ( $y$ ) 10% требуется не менее 30 проб, для типа (выход летучих веществ –  $V^{daf}$ ) – 12 проб, для категории (суммы фюзенизированных компонентов –  $\Sigma OK$ ) – 15 проб, а для

Таблица 4.  
Варианты маркировки угля газовой стадии углефикации

Марка, технологическая группа	Класс $R_o$ , %	Тип $V^{daf}$ , %	Подтип $y$ , мм	Код
Г, 1Г	0,77	38,8	12	0713812
Г, 2Г	0,77	38,8	14	0713814
ГЖО, 1ГЖО	0,77	37,2	12	0713612
	0,77	37,2	14	0713614
ГЖО, 2ГЖО	0,82	37,2	12	0813612
	0,82	37,2	14	0813614

класса (показатель отражения витринита –  $R_0$ ) – 10 проб.

Такое количество проб позволяет проследить изменение показателей  $R_0$ ,  $V^{daf}$ ,  $u$  по простиранию пласта на 1000 м и по его падению на 100 м, чтобы оценить влияние регионального метаморфизма и обеспечить определение марочного блока запасов по категории В. По мере снижения количества проб качество маркировки снижается, поэтому например, половина проб по каждому параметру будет удовлетворять точности определения марки в блоках запасов категории  $C_1$ , а при меньшем количестве проб достоверность марки будет соответствовать достоверности запасов категории  $C_2$ .


Отметим, что в зависимости от сложности строения геологического объекта количество проб будет варьировать и для решения этой проблемы авторы считают, что необходимы разные подходы, но главное – это создания Единой методики проектирования ГРП, т.к. запасы углей защищаются в одном месте по единому руководству ГКЗ. В единой методике необходимо учесть поставленные вопросы, которые должны быть освещены и в последующем отражены в методических рекомендациях ГКЗ, например, регламентирование количества проб, необходимых для установления марки угля пласта,

и особенности марочной блокировки запасов, а именно, установление границы марочных блоков и типизация углей с позиции их глубокой переработки.

Заостряя внимание на данной проблеме, некоторых аспектах поиска решений, а также на предложенной классификации запасов [5], в которой марки играют важную роль наряду с показателями ценности, авторы считают, что предлагаемый подход следует учитывать при внедрении новой классификации ТПИ применительно к угольным запасам.

### **Выводы**

1. При введении в практику Новой классификацией ТПИ для ископаемых углей необходима новая их типизация на основе промышленно-энергетической классификации, которая согласуется с международным подходом деления углей для глубокой переработки.

2. Марочный учет запасов обуславливает разработку критериев достоверности установления марки, коксующих углей и выделение в них коксообразующих углей, как особо ценных для словесного коксования, поэтому необходимо создать единую методику на проектирование геолого-разведочных работ в привязке к требованиям разделения запасов в Новой классификации. 

---

### **Литература**

1. Проект классификация запасов и прогнозных ресурсов твердых полезных ископаемых. Доступно на: <http://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/56563817/> (обращение 04.12.2017).
2. Российский кодекс публичной отчетности о результатах геологоразведочных работ, ресурсах, запасах твердых полезных ископаемых (Кодекс НАЭН). М.: НП НАЭН. 2014. 107 с.
3. Методические рекомендации по применению Классификации запасов месторождений и прогнозных ресурсов твердых полезных ископаемых. Угли и горючие сланцы. Доступно на: <http://base.garant.ru/2163006/35/> (обращение 04.12.2017).
4. Положение «О порядке проведения геологоразведочных работ по этапам и стадиям». Доступно на: <http://docs.cntd.ru/document/902349871> (обращение 04.12.2017).
5. ГОСТ 25543-2013. Угли бурые, каменные и антрациты. Классификация по генетическим и технологическим параметрам. 2015-01-01. М.: Стандартинформ. 2014. 18 с.
6. Иванов В.П. Промышленно-энергетическая классификация углей для типизации запасов // Недропользование XXI век. 2015. № 5. С. 116–123.
7. Мировая классификация углей. Доступно на: [http://www.mining-portal.ru/press\\_center/news/international-news/printsipyi-sovremennoy-promyshlennoy-klassifikatsii-ugley--mejdunarodnaya-klassifikatsiya-ugley-/](http://www.mining-portal.ru/press_center/news/international-news/printsipyi-sovremennoy-promyshlennoy-klassifikatsii-ugley--mejdunarodnaya-klassifikatsiya-ugley-/) (обращение 04.12.2017).
8. Методические рекомендации по технико-экономическому обоснованию кондиций для подсчета запасов месторождений твердых горючих ископаемых. Угли и горючие сланцы. Доступно на: <http://base.garant.ru/2163006/43/> (обращение 04.12.2017).
9. Юзвический А.З. и др. Методика разведки угольных месторождений Кузнецкого бассейна. Кемерово. 1978. 235 с.
10. Методика разведки угольных месторождений Донецкого бассейна. М.: Недра. 1972. 340 с.
11. Методика поисков и разведки угольных месторождений Печорского бассейна / Под ред. И.И. Молчанова. М.: Недра. 1981. 260 с.
12. Об утверждении классификации углей, являющихся объектом налогообложения, налогом на добычу полезных ископаемых. Постановление Правительства РФ от 20.06.2011 РФ № 486. Доступно на: <http://base.garant.ru/12187129/> (обращение 04.12.2017).



**V.P. Ivanov**, Doctor of Geology and Mineralogy, Associate Professor at the Chair of Geology and Prospecting of Mineral Resources, Institute of Natural Resources<sup>1</sup> of Tomsk Polytechnic University, ivp2005@mail.ru.

**K.V. Okhotnikov**, Senior Geologist, Resurs LLC Coal Company<sup>2</sup>, oxotnikow@mail.ru.

**A.A. Torgunakov**, Deputy Head for Geology and Subsurface Management, Kemerovo Branch of the Territorial Foundation for Geologic Information in Siberian Federal District<sup>3</sup>, anattor@mail.ru

<sup>1</sup>30 Lenin av. Tomsk, 634050, Russia.

<sup>2</sup>13 Tchors str. Novokuznetsk, 654004, Russia.

<sup>3</sup>20 Pionersky av. Novokuznetsk, 654027, Russia.

## The Role of Industry and Energy Classification of Fossil Coal in the New Classification of Geological Reserve of Solid Minerals

**Abstract.** The harmonization of the New Classification of solid minerals with the international classification conditions the development of a new typification of coal, which is in accord with the international scale for breaking down the coal into types for advanced processing. The existing guidelines for the application of the classification of solid fossil fuels lack the criteria of reliable grade definition, the selection of coking coal and the determination of grade blocks when estimating the graded reserves. We suggest using the industry and Energy Classification of Fossil Coal as basis for the development of criteria for determining the value of fossil coal reserves as applicable to the New Classification of Solid Minerals.

**Keywords:** study reliability; typification of coal; classification; grade composition; reproducibility of indices.

### References

1. *Proekt klassifikatsiia zapasov i prognoznykh resursov tverdykh poleznykh iskopaemykh* [Project classification of reserves and forecasted resources of solid minerals]. Available at: <http://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/56563817/> (accessed 4 December 2017).
2. *Rossiiskii kodeks publichnoi otchetnosti o rezul'tatakh geologorazvedochnykh работ, resursakh, zapasakh tverdykh poleznykh iskopaemykh (Kodeks NAEN)* [The Russian Code of Public Reporting on the Results of Exploration Work, Resources, Reserves of Solid Minerals (the NAEC Code)]. Moscow, NP NAEN Publ., 2014, 107 p.
3. *Metodicheskie rekomendatsii po primeneniui Klassifikatsii zapasov mestorozhdenii i prognoznykh resursov tverdykh poleznykh iskopaemykh. Ugli i goriuchie slantsy* [Methodical recommendations on the application of the Classification of the reserves of deposits and the forecast resources of solid minerals. Coals and combustible schists]. Available at: <http://base.garant.ru/2163006/35/> (accessed 4 December 2017).
4. *Polozhenie «O poriadke provedeniia geologorazvedochnykh работ po etapam i stadiiam»* [Regulations "On the order of geological exploration for the stages and stages"]. Available at: <http://docs.cntd.ru/document/902349871> (accessed 4 December 2017).
5. *GOST 25543-2013. Ugli burye, kamennye i antratsity. Klassifikatsiia po geneticheskim i tekhnologicheskim parametram. 2015-01-01* [GOST 25543-2013. Coals are brown, stone and anthracite. Classification by genetic and technological parameters. 2015-01-01]. Moscow, Standartinform Publ., 2014, 18 p.
6. Ivanov V.P. *Promyshlenno-energeticheskaia klassifikatsiia uglei dlia tipizatsii zapasov* [Industrial-energy classification of coals for the typification of stocks]. *Nedropol'zovanie XXI vek* [Subsoil use of the XXI century], 2015, no. 5, pp. 116–123.
7. *Mirovaia klassifikatsiia uglei* [World classification of coals]. Available at: [http://www.mining-portal.ru/press\\_center/news/international-news/printsiyi-sovremennoy-promyshlennoy-klassifikatsii-ugley-mejdunarodnaya-klassifikatsiya-ugley/](http://www.mining-portal.ru/press_center/news/international-news/printsiyi-sovremennoy-promyshlennoy-klassifikatsii-ugley-mejdunarodnaya-klassifikatsiya-ugley/) (accessed 4 December 2017).
8. *Metodicheskie rekomendatsii po tekhniko-ekonomicheskomu obosnovaniui konditsii dlia podscheta zapasov mestorozhdenii tverdykh goriuchikh iskopaemykh. Ugli i goriuchie slantsy* [Methodical recommendations on the technical and economic justification of the conditions for calculating the reserves of solid fossil fuel deposits. Coals and combustible schists]. Available at: <http://base.garant.ru/2163006/43/> (accessed 4 December 2017).
9. Iuzvitskii A.Z. i dr. *Metodika razvedki ugol'nykh mestorozhdenii Kuznetskogo basseina* [Methodology of exploration of coal deposits in the Kuznetsk basin]. Kemerovo, 1978, 235 p.
10. *Metodika razvedki ugol'nykh mestorozhdenii Donetskogo basseina* [Methods of exploration of coal deposits in the Donetsk basin]. Moacow, Nedra Publ., 1972, 340 p.
11. *Metodika poiskov i razvedki ugol'nykh mestorozhdenii Pechorskogo basseina* [Methods of prospecting and exploration of coal deposits in the Pechora Basin]. Edited by I.I. Molchanov, Moscow, Nedra Publ., 1981, 260 p.
12. *Ob utverzhdenii klassifikatsii uglei, iavliaiushchikhsia ob'ektom nalogooblozheniia, nalogom na dobychu poleznykh iskopaemykh. Postanovlenie Pravitel'stva ot 20.06.2011 RF № 486* [On the approval of the classification of coals that are subject to taxation, a tax on the extraction of minerals. Decree of the Government of the Russian Federation of June 20, 2011 of the Russian Federation No. 486]. Available at: <http://base.garant.ru/12187129/> (accessed 4 December 2017).



**В.А. Волков**  
канд. геол.-мин. наук  
НАЦ РН им. В.И. Шпильмана<sup>1</sup>  
заместитель директора по научной работе  
volkov@crru.ru

# Об оценке запасов и ресурсов УВ баженовской свиты с использованием пиролитических данных

<sup>1</sup>Автономное учреждение Ханты-Мансийского автономного округа – Югры «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана». Россия, 626026, Тюмень, ул. Малыгина 75, а/я 286.

*Автор выражает сомнения в правильности рекомендаций, высказанных в приложении 1 к Временному методическому руководству по подсчету запасов нефти в баженовских отложениях Западно-Сибирской НГП, и высказывает точку зрения, что оценка геологических запасов УВ в баженовских отложениях по пиролитическим данным содержит меньше неопределенности, чем оценка объемным методом*

**Ключевые слова:** баженовская свита; оценка запасов; пиролитические параметры; керн; потери углеводородов

**В** № 4 номере журнала «Недропользование XXI век» за 2017 г. опубликовано «Временное методическое руководство по подсчету запасов нефти в трещинных и трещинно-поровых коллекторах в отложениях баженовской толщи Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции» [5] (далее – Руководство). В его состав включены приложения, первое из которых называется «Методические приемы уточнения пиролитических параметров при оценке геологических ресурсов нефти в породах баженовской свиты» (далее – Приложение 1), авторы И.С. Гутман, Г.Н. Потемкин и др. В этом приложении наряду с изложением значительных в научном отношении результатов исследований и экспериментов, выполненных авторами в ООО «ИПНЭ», Сколковском институте науки и технологий, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина и ООО «Газпромнефть НТЦ», содержатся несколько рекомендаций, правильность которых вызывает сомнения и, как представляется, требует обсуждения.

Первая рекомендация заключается в оценке количества содержащейся в породе нефти (пиролитический параметр  $S_1$ ) посредством пиролиза не порошка, а кусочков породы. Авторы справедливо указывают, что в данном случае проявляется «эффект масштаба» и вследствие наличия в породе закрытых пор, в том числе запечатанных высокомолекулярными соединениями, а также вследствие неравномерного прогрева всего объема крупной навески не все жидкие УВ успевают покинуть породу при нагреве до 300 °С. Поэтому оценка  $S_1$  при пиролизе кусочков породы снижается в 2 раза и более в сравнении с пиролизом порошка. Это уже не оценка геологических ресурсов, но и не оценка извлекаемых ресурсов нефти. Поскольку и в Руководстве, и в Приложении 1 говорится об оценке геологических ресурсов нефти, под которыми обычно понимается приведенное к поверхностным условиям количество всей содержащейся в недрах нефти (в пределах объекта подсчета), рекомендация фактически заключается в занижении геологических ресурсов.



Следующая проблемная рекомендация касается учета потерь нефти из керна: «Пиролитические исследования сопровождать оценкой потерь легкой нефти из керна вследствие его извлечения на поверхность и хранения путем измерения пористости до экстракции по газу». Рекомендация основана на оценке пористости 8000 образцов пород баженовской свиты до экстракции. Пористость варьирует в пределах 0–10% и рассматривается авторами Приложения 1 как «количественная характеристика потерь легкой нефти из керна. Значения до 1–2% можно связать с разуплотнением образцов вследствие снятия литостатического, горного давления и с возможными техническими погрешностями измерений. Однако более существенные значения можно объяснить только наличием естественных коллекторских свойств, благодаря которым газ, расширяющийся при извлечении керна на поверхность, выталкивает нефть из сообщающихся пор».

Рассмотрим три аспекта этой рекомендации. Первый из них – сама возможность и причины потерь нефти при подъеме и хранении керна. Возможные потери обсуждаются в литературе последние лет. Частичные потери жидких УВ при подъеме керна, подготовке образцов и особенно при хранении специалистами признаются. Дискуссионными являются причины и величина потерь. Так С.И. Билибин с соавторами [1, 2] обосновывают потери разницей сигналов ядерно-магнитного резонанса на образцах, показывающих отсутствие в поровом пространстве поднятого керна свободных флюидов, и результатов ядерно-магнитного каротажа, показывающих наличие свободных УВ в пластовых условиях. Оценка пористости до экстракции по керосину (!) или азоту называется «динамической пустотностью», поскольку она была занята «динамически подвижной нефтью», ушедшей при подъеме керна. Восклицательный знак поставлен, поскольку очевидно, что керосин может частично растворять запирающие отдельные поры высокомолекулярные соединения, следовательно, может искажаться оценка количества содержащихся в породе жидких и газообразных УВ. Оценка пористости до экстракции по керосину может рассматриваться только как оценка сверху части порового пространства, не занятого углеводородами в поверхностных условиях. М.В. Дахнова с соавторами [6] на основании хроматомасс-спектрометрических исследований нефтей и экстрактов из пород баженовской свиты на Галяновской площади утверждают, что потери нефти при подъеме керна на этой площади составляют 25%, поскольку на хроматограммах экстрактов практически отсутствуют УВ  $C_{8-14}$ , имеющиеся на хроматограммах нефтей.

«Эффект шампанского», выдвигаемый в качестве основной причины потерь нефти, может проявляться, но не в таких масштабах. Все-таки речь идет не о классических коллекторах, а о низкопроницаемых породах, проницаемость которых характеризуется величинами порядка тысячных долей миллидарси, реже – порядка нескольких сотых мд, в единичных случаях – больше. Кроме того, снижение давления при подъеме бурового инструмента с керном происходит не одновременно, с созданием депрессии в десятки Мпа, а постепенно. Свободная и быстрая фильтрация жидких УВ в преимущественно капиллярных и субкапиллярных поровых каналах вряд ли возможна.

Поэтому основной причиной потерь жидких УВ является их испарение при хранении. И.В. Гончаров при работе над Руководством приводил свои оценки потерь при хранении керна в течение 10 лет – 15–20% в керне с небольшим содержанием  $S_1$  и 30–50% в керне с высоким начальным содержанием  $S_1$ . D.M. Jarvie [9] приводит данные о величине  $S_1$  в старом шламе (из скважин, пробуренных в 1980-х гг.), в свежем шламе (из новых скважин этой же площади) и в свежих образцах керна, полученных сверлящим керноотборником. Они составили, соответственно, 1,04; 2,75 и 5,45 мг УВ/г породы. Таким образом, даже измельченная и промытая буровым раствором порода, утратившая при подъеме на поверхность половину содержавшихся в ней УВ, за 20–30 лет потеряла в течение этого срока еще 60% оставшихся УВ, т.е. суммарно 80% первоначального содержания. Заметим, однако, что свежий шлам содержит УВ всего вдвое меньше, чем извлеченный керноотборником образец.

Второй аспект – величина потерь жидких УВ. Сопоставлением результатов хроматомасс-спектрометрических исследований нефтей и экстрактов из нефтематеринских пород обосновываются величины потерь до 80% исходного содержания УВ в породе [6, 9].

Потери, определяемые сопоставлением хроматограмм нефти и пентановых экстрактов из баженовских пород, представляются сильно завышенными, если только не предполагается, что УВ на Салыме и Красноленинском своде находятся в газоконденсатных залежах. Для такого предположения нет данных: среднее газосодержание по 67 глубинным пробам 17 баженовских залежей – 158 м<sup>3</sup>/т, максимальное – 387 м<sup>3</sup>/т. Приведенная в работе [6] оценка учитывающего потери нефти (в сравнении с пиролитическими данными) поправочного коэффициента для Верхнесалымской площади (500%) требует другого объяснения, нежели потери свободных УВ при подъеме керна,

подготовке образцов и т.п. Наличие газоконденсатной залежи крайне маловероятно, поскольку по результатам исследования глубинных проб из скв. 45 Верхнесалымского месторождения, по которой в [6] обосновывается потеря 80% УВ, содержание газа в нефти залежи Ю<sub>0</sub> Верхнесалымского месторождения составляет не более 335 кг газа на тонну нефти. Если допустить, что потери действительно составили 80%, то 335 кг газа должны были вытолкнуть из породы больше 3600 кг нефти. В эти цифры трудно поверить, особенно с учетом не слишком высоких (10–15%) значений КИН, достигаемых при разработке нефтяных залежей на режиме растворенного газа, причем залежей в коллекторах, а не в нефтематеринских породах, в общем случае являющихся покрышками.

Простой расчет показывает, что при отборе изолированного керна диаметром 100 мм и содержании  $S_1$  10 мг УВ/г породы количество жидких УВ в 1 м керна превышает 200 мл: сечение керна  $3,14 \times 25 = 78,5 \text{ см}^2$ , объем  $7850 \text{ см}^3$ , масса породы 18 055 г при плотности 2,3 г/см<sup>3</sup>, масса нефти 180 г, объем содержащейся в породе нефти 225 мл при плотности 0,8 г/см<sup>3</sup>. Если потери составляют 40%, то при извлечении керна из пластиковой тубы из каждого метрового отрезка должно выливаться 150 мл нефти, если потери достигают 80%, то должен выливаться почти литр нефти! Ничего подобного не наблюдают специалисты, регулярно получающие для исследований изолированный баженовский керн.

Разницу в хроматограммах нужно объяснять как-то иначе. На результаты хроматомасс-спектрометрии могут влиять применяемые растворители (состав экстрактов, извлекаемых разными растворителями, различен), место взятия образца керна в разрезе свиты (состав и свойства отложений заметно меняются по разрезу), условия и особенно – продолжительность хранения керна. *D.M. Jarvie* [9] приводит данные о различном составе УВ из экстрактов сланцев формации Баккен и нефти, добываемой из этой формации: добываемая нефть содержит в 2–3 раза меньше ароматических УВ. Это подтверждает фракционирование УВ при эмиграции из нефтематеринских пород.

*D.M. Jarvie* приводит также хроматограммы экстрактов из керна сланцев Верхнего Баккена, экстрактов из керна продуктивного интервала Среднего Баккена и нефти, добываемой из этого продуктивного интервала. Хроматограммы добываемой нефти и экстрактов керна сланцев Верхнего Баккена очень похожи, а на хроматограмме экстрактов из керна продуктивного интервала, который находился в хранилище в течение 1 года, отсутствуют следы низкомолекулярных УВ до  $C_{14}$  включительно. Потери УВ в этом керне оценоч-

но составили 80%. Поскольку Средний Баккен сложен низкопроницаемыми, но не нефтематеринскими породами [8], *D.M. Jarvie* приходит к заключению, что обогащенные органическим веществом нефтематеринские породы Верхнего Баккена удерживают даже низкомолекулярные УВ за счет сорбционных процессов, а низкопроницаемые породы (доломиты, известняки) Среднего Баккена с содержанием ОВ меньше 0,5% не препятствуют потерям (испарению) нефти.

Это заключение можно распространить и на породы баженовской свиты, которые сильно обогащены органическим веществом по всему разрезу (в среднем содержание  $C_{орг}$  около 10% по массе или порядка 20% по объему, в нижней части – примерно вдвое меньше, чем в средней и верхней).

Возможность фазовых переходов многокомпонентной смеси УВ в пластовых условиях Салыма и Красноленинского свода нужно доказывать лабораторными методами или теоретически. Пока не доказан переход в газовую фазу и, следовательно, возможность таких больших потерь УВ, нельзя завышать запасы. Потери газообразных УВ Руководство учитывает, а потери жидких УВ нужно доказывать.

Третий аспект – оценка величины потерь по величине пористости до экстракции. Ряд специалистов [1, 2] полагают, что запасами нужно считать только ту часть УВ, которая содержится в так называемой динамической пористости и утрачивается при подъеме керна. Ими, а также авторами Приложения 1, предлагается оценивать потери по величине открытой пористости, определяемой по газу в образце до экстракции. При этом почему-то не учитывается, что в пластовых условиях нефть занимает больший объем, чем в поверхностных.

Вернемся к нашему примеру с метровым куском полноразмерного изолированного керна: 225 мл нефти занимают около 3% (2,87) объема породы. Объемные коэффициенты пластовой нефти, измеренные по 67 глубинным пробам 17 залежей, изменяются в пределах 1,2–2,1. Величина 2,1 достигается в скв. 551 Каменной площади при газосодержании 387 м<sup>3</sup>/т. В скв. 45 Верхнесалымской при газосодержании 282 м<sup>3</sup>/т объемный коэффициент равен 1,76. При среднем газосодержании 158 м<sup>3</sup>/т объемный коэффициент равен примерно 1,4. Таким образом, в пластовых условиях объем нефти, соответствующий параметру  $S_1$ , равному 10 мг УВ/г породы, занимает поровое пространство от 4% для среднего газосодержания, более 5% – для условий скв. Верхнесалымской 45 и более 6% – для условий скв. 551 Каменной. Эти цифры – средние по всему объему пород свиты. Следовательно, в более



плотных и менее насыщенных УВ литологических разностях углеводороды могут занимать меньшую долю объема, а в более пористых (в том числе, за счет органической пористости) разностях занимаемый ими объем может достигать 10% и более. Поэтому нет необходимости объяснять такие величины пористости по газу до экстракции потерями УВ. По крайней мере, требуется сначала определить объем, занимаемый в поровом пространстве нефтью в пластовых условиях.

Следующая рекомендация авторов Приложения 1 предлагает «проводить оценки с учетом степени зрелости ОВ, исключая из рассмотрения участки, для которых характерно распространение непреобразованного керогена (ПКЗ-МК1), определяемое по пиролитическим параметрам  $T_{max}$ , HI и соотношения пиролизируемого и остаточного углерода». Рекомендация фактически предлагает исключить из оценки участки, на которых отсутствует естественная продуктивность баженовской свиты. Между тем пиролитические исследования образцов керн баженовской свиты и нижнетуллеймской подсвиты показывают наличие жидких УВ в пределах 3–5% практически на всей территории их распространения в ХМАО-Югре. Для организаций, планирующих разработку этих отложений с применением нестандартных технологий, оценка запасов (ресурсов) нефти на этих участках может иметь значение.

Еще одна рекомендация авторов Приложения 1 предлагает «осуществлять подсчет геологических запасов нефти и растворенного газа в выделяемых и прослеживаемых коллекторах, как и прежде, объемным методом с учетом вышеизложенных позиций». Зачем тогда привлекать пиролитические исследования для оценки запасов и зачем вообще разработка временного Руководства? Вся проблема заключается в выделении и прослеживании коллекторов в баженовской свите и оценке их основных параметров, входящих в формулу подсчета запасов!

Сложность вещественного состава (переменные по разрезу и площади соотношения кремнистого, глинистого, органического, карбонатного вещества и пирита), неоднозначное выделение литотипов, сильная гидрофобность пород, частичная охарактеризованность разреза определениями ФЕС (из-за невозможности отбора стандартных образцов в интервалах рассланцованности или фрагментированности керн) не позволяют уверенно выделять пласты-коллекторы в баженовском разрезе. Кроме того, оценка запасов только в пределах выделенных пластов-коллекторов повлечет серьезное занижение запасов, поскольку почти непроницаемая матрица в процессе разработки будет капиллярно подпитывать относительно проницаемые интервалы, особенно на участках


с высокой степенью катагенетической преобразованности органического вещества.

При оценке запасов и ресурсов УВ в баженовской свите из-за проблем с выделением коллекторов, оценкой толщин, определением коэффициентов открытой пористости, нефтенасыщения и усадки объемный метод будет приводить к большим погрешностям, чем расчеты по пиролитическим данным. Величина запасов и ресурсов жидких УВ по пиролитическим данным определяется равномерно измеренным по разрезу свиты параметром  $S_1$  [3, 4], толщиной и объемной плотностью битуминозных отложений. С некоторыми оговорками можно согласиться с авторами Приложения 1 и работ [1, 2, 6, 7, 9], предлагающими учитывать часть высокомолекулярных соединений нефти, выходящих при пироллизе при температурах больше 300 °С в пике  $S_{2a}$ . Тогда величина запасов и ресурсов жидких УВ определяется параметрами  $S_1 + \beta \Delta S_{2a}$ . В [1] предлагается увеличивать  $S_1$  на  $0,14S_1$ . Без специальных исследований нельзя принимать  $\beta$  больше 0,5.

Наша точка зрения состоит в том, что при подъеме керн утрачиваются, в основном, только газообразные УВ, жидкие остаются в керне и обнаруживаются при пиролитических исследованиях. Поэтому при оценке запасов УВ величина  $S_1$ , определенная на свежем керне и увеличенная на часть разности параметра  $S_{2a}$ , измеренного при пироллизе до и после экстракции, должна быть увеличена на потерянную при подъеме керн газообразную часть углеводородов.

Газосодержание баженовской нефти по результатам изучения 67 глубинных проб нефти 17 залежей в области естественной продуктивности свиты колеблется от 48 м<sup>3</sup>/т до 222 м<sup>3</sup>/т, только на Каменной площади в скв. 551 газосодержание составило в среднем по трем пробам 387,5 м<sup>3</sup>/т при плотности нефти 0,771 г/см<sup>3</sup>. Среднее газосодержание по всем имеющимся пробам 158 м<sup>3</sup>/т, плотность нефти в стандартных условиях 0,8–0,894 г/см<sup>3</sup>, плотность газа по глубинным пробам 0,848–1,240 кг/м<sup>3</sup>, средние по всем пробам значения составляют, соответственно, 0,831 г/см<sup>3</sup> и 1,062 кг/м<sup>3</sup>. Таким образом, в области естественной продуктивности свиты величина содержащихся в породах УВ ( $S_1 + \Delta S_{2a}$ ) должна быть увеличена в среднем на 16,8%. Для Каменной площади при высоком газосодержании и плотности газа 1,212 г/см<sup>3</sup> повышающий коэффициент составляет 1,47 [3]. За пределами области естественной продуктивности газосодержание нужно снизить, по видимому, до 80 м<sup>3</sup>/т, следовательно, масса УВ по сравнению с оценкой  $S_1 + \beta \Delta S_{2a}$  должна быть увеличена на 7–8%.

При подсчете запасов (оценке ресурсов) УВ баженовской свиты любого участка необходимо исследовать свежий керн пробуренных на нем скважин и уточнять оценки содержания  $C_{орг}$ , пи-

ролитических параметров  $S_1$ ,  $S_{2a}$ , измеряемых до и после экстракции, толщин свиты и составляющих ее пачек, плотности нефти и растворенного газа, содержания газа в нефти. 

---

## Литература

1. Билибин С.И., Калмыков Г.А., Ганичев Д.И., Балушкина Н.С. Модель нефтесодержащих пород баженовской свиты // *Геофизика*. 2015. № 3. С. 5–14.
2. Билибин С.И., Валова Л.В., Дьяконова Т.Ф. и др. Алгоритмы определения подсчетных параметров и методика оценки подвижных запасов  $V_1$  и ресурсов  $V_2$  и  $V_3$  баженовской свиты по Салымской группе месторождений // *Геофизика*. 2015. № 3. С. 37–50.
3. Волков В.А., Олейник Е.В., Оксенюк Е.Е., Сидоров А.А. Строение и генерационный потенциал баженовской свиты на территории центральной части Западной Сибири // *Геология и минеральные ресурсы Сибири*. 2016. № 3. С. 79–98.
4. Волков В.А., Олейник Е.В., Оксенюк Е.Е., Сидоров А.А., Судат Н.В., Сен-Жермес М.Л., Pierre-Yves Chenet, Маркина Е.А. Генерационный потенциал и ресурсы УВ баженовских отложений на территории ХМАО-Югры // *Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО-Югры*. Двдцатая научно-практическая конференция. 2017. Ханты-Мансийск. Т.1. С. 13–33.
5. Временное методическое руководство по подсчету запасов нефти в трещинных и трещинно-поровых коллекторах в отложениях баженовской толщи Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // *Недропользование XXI век*. 2017. № 4. С. 70–100.
6. Дахнова М.В., Можегова С.В., Назарова Е.С., Пайзанская И.Л. Оценка запасов «сланцевой нефти» с использованием геохимических параметров // *Oil and gas geology*. 2015. № 4. С. 55–61.
7. Козлова Е.В., Калмыков Г.А., Ганичев Д.И., Балушкина Н.С. Формы нахождения углеводородов в породах баженовской свиты // *Геофизика*. 2015. № 3. С. 15–22.
8. Прищепка О.М., Аверьянова О.Ю., Высоцкий В.И., Морариу Д. Формация Баккен: Геология, нефтегазоносность и история разработки // *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. 2013. Т. 8. № 2.
9. D.M. Jarvie Components and processes affecting producibility and commerciality of shale resource systems. *Geological Acta*, Vol.12, # 4, ALAGO Special Publication. December 2014, pp. 307-325. Доступно на: <http://www.redalyc.org/html/505/50532719004/> обращение 05.12.2017.

---

UDC 553.982.2.042:551.762(571.1)

V.A. Volkov, PhD, Deputy Director on Science, Shpilman Research and Analytical Centre<sup>1</sup>, volkov@cr.ru

<sup>1</sup>Autonomous institution of Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug – Yugra “V.I. Shpilman research and analytical centre”. 75 Malygina str. PO box 286 Tyumen, 625026, Russia.

## Assessment of Reserves and Resources of the Bazhenov Formation Using Pyrolytic Data

**Abstract.** The author expresses doubts about the correctness of the recommendations in Appendix 1 to the Provisional Methodological Guidelines for Calculating Oil Reserves in the Bazhenov deposits of the West Siberian Oil and Gas Province. In his opinion, the assessment of the geological reserves of hydrocarbons in Bazhenov deposits based on pyrolytic data contains less uncertainty than the estimation by the volumetric method.

**Keywords:** Bazhenov formation; reserves estimation; pyrolytic parameters; core; hydrocarbon losses

---

## References

1. Bilibin S.I., Kalmykov G.A., Ganichev D.I., Balushkina N.S. *Model' neftesoderzhashchikh porod bazhenovskoi svity* [Model of oil-bearing rocks of the Bazhenov suite]. *Geofizika* [Geophysics], 2015, no. 3, pp. 5–14.
2. Bilibin S.I., Valova L.V., D'iaconova T.F. i dr. *Algoritmy opredeleniia podschetnykh parametrov i metodika otsenki podviznykh zapasov V1 i resursov V2 i V3 bazhenovskoi svity po Salymskoi grupe mestorozhdenii* [Algorithms for determining the counting parameters and a methodology for estimating the mobile reserves V1 and resources V2 and V3 of the Bazhenov suite according to the Salym group of deposits]. *Geofizika* [Geophysics], 2015, no. 3, pp. 37–50.
3. Volkov V.A., Oleinik E.V., Oksenoid E.E., Sidorov A.A. *Stroenie i generatsionnyi potentsial bazhenovskoi svity na territorii tsentral'noi chasti Zapadnoi Sibiri* [The structure and generation potential of the Bazhenov suite on the territory of the central part of Western Siberia]. *Geologiya i mineral'nye resursy Sibiri* [Geology and mineral resources of Siberia], 2016, no. 3, pp. 79–98.
4. Volkov V.A., Oleinik E.V., Oksenoid E.E., Sidorov A.A., Sudat N.V., Saint-Germes M.L., Pierre-Yves Chenet, Markina E.A. *Generatsionnyi potentsial i resursy UV bazhenovskikh otlozhenii na territorii KhMAO-Iugry* [Generation potential and hydrocarbon resources of Bazhenov deposits in the territory of Khanty-Mansi Autonomous District]. *Puti realizatsii neftegazovogo i rudnogo potentsiala KhMAO-Iugry* [Ways of realization of oil and gas and ore potential of Hmao-Ugra]. Proc. 20<sup>th</sup> conf., 2017, Khanty-Mansiisk, vol. 1, pp. 13–33.
5. *Vremennoe metodicheskoe rukovodstvo po podshetu zapasov nefiti v treshchinnykh i treshchinno-porovykh kolektorakh v otlozheniakh bazhenovskoi tolshchi Zapadno-Sibirskoi neftegazonosnoi provintsi* [Temporary methodological guidance on the calculation of oil reserves in fractured and fissured-porous reservoirs in the sediments of the Bazhenovian sequence of the West Siberian oil and gas province]. *Nedropol'zovanie XXI vek* [Subsoil use of XXI century], 2017, no. 4, pp. 70–100.
6. Dakhnova M.V., Mozhegova S.V., Nazarova E.S., Paizanskaia I.L. *Otsenka zapasov «slantsevoi nefiti» s ispol'zovaniem geokhimicheskikh parametrov* [Estimation of “shale oil” reserves using geochemical parameters]. *Oil and gas geology*, 2015, no. 4, pp. 55–61.
7. Kozlova E.V., Kalmykov G.A., Ganichev D.I., Balushkina N.S. *Formy nakhozhdeniia uglevodorodov v porodakh bazhenovskoi svity* [Forms of hydrocarbons in the rocks of the Bazhenov suite]. *Geofizika* [Geophysics], 2015, no. 3, pp. 15–22.
8. Prishchepka O.M., Averi'anova O.Iu., Vysotskii V.I., Morariu D. *Formatsiia Bakken: Geologiya, neftegazonosnost' i istoriia razrabotki* [Formation Bakken: Geology, oil and gas content and development history]. *Neftegazovaiia geologiya. Teoriia i praktika* [Oil and gas geology. Theory and practice], 2013, vol. 8, no. 2.
9. D.M. Jarvie Components and processes affecting producibility and commerciality of shale resource systems. *Geological Acta*, Vol.12, # 4, ALAGO Special Publication. December 2014, pp. 307-325. Available at: <http://www.redalyc.org/html/505/50532719004/> (accessed 5 December 2017).





## Многолетняя история инноваций. От пласта до трубопровода.

Начиная с 1926 года, наши специалисты с помощью технологий компании решают задачи любой сложности. Сегодня «Шлюмберге» продолжает традицию разработки и внедрения передовых технологий, благодаря высокому уровню технической экспертизы, накопленной за десятилетия работы. Комплекс продуктов и услуг охватывает весь производственный цикл — от пласта до трубопровода. Мы предлагаем нашим заказчикам интегрированные сервисные решения и multifunctionalное оборудование для оптимизации добычи углеводородов и эффективной эксплуатации месторождений.

[slb.ru](http://slb.ru), [slb.com](http://slb.com)

**Schlumberger**





**В.Ю. Керимов**  
д-р геол.-мин. наук  
профессор  
академик РАЕН  
РГУ нефти и газа  
имени И.М. Губкина  
заведующий кафедрой  
теоретических основ поисков  
и разведки нефти и газа  
vagif.kerimov@mail.ru



**Г.Н. Гордадзе**  
д-р геол.-мин. наук  
канд. хим. наук  
академик РАЕН  
РГУ нефти и газа  
имени И.М. Губкина  
профессор кафедры  
органической химии  
и химии нефти  
gordadze@rambler.ru



**В.И. Ермолкин**  
д-р геол.-мин. наук  
академик РАЕН  
РГУ нефти и газа (НИУ)  
имени И.М. Губкина  
профессор кафедры  
теоретических основ поисков  
и разведки нефти и газа  
viktor-ermolkin@yandex.ru

# Теория органического происхождения углеводородов – фундаментальный базис прогнозирования нефтегазоносности недр

<sup>1</sup>Россия, 119991, Москва, Ленинский проспект, 65, корп. 1.

*В работе приводятся доводы в пользу осадочно-миграционной теории нефтеобразования на основе результатов экспериментальных исследований и моделирования процессов образования углеводородов, проведенных в последние годы. В статье подвергается сомнению позиция А.И. Тимурзиева, утверждающего полный крах идеи органического происхождения углеводородов и призывающего к революционной смене биогенной парадигмы генезиса на абиогенно-мантийную*

**Ключевые слова:** большие глубины; генерация; нефтегазоносность; органическое вещество; осадочно-миграционная теория; полигенез; углеводороды



**Б**лестящие исследования российских ученых-геологов – И.М. Губкина, Г.В. Абиха, А.А. Бакирова, Н.Б. Вассоевича, Э.М. Галимова, Д.В. Голубятникова, А.Н. Дмитриевского, А.Э. Конторовича, Б.А. Соколова и др. – легли в основу фундаментального базиса прогнозирования нефтегазоносности недр. Вполне естественно, что при современном состоянии развития фундаментальных наук и накопленной информации существует необходимость решения ряда задач, затрагивающих фундаментальные основы осадочно-миграционной теории формирования скоплений углеводородов, что позволит выйти на новый уровень научных обобщений и расширить прогностическую базу с целью создания инновационных технологий поисков и разведки УВ. В первую очередь это касается вопросов, связанных с исследованием процессов генерации, массообмена и формирования углеводородных систем в интервале разреза осадочного чехла с неустановившимся гидродинамическим режимом. Речь идет о разработке новой поисковой концепции «Общей теории формирования скоплений углеводородов», где главное внимание должно уделяться установлению ведущего геологического процесса, приводящего к формированию месторождений нефти и газа.

Открытие крупных залежей нефти и газа на больших глубинах в Каспийском море (Шах-Дениз), Мексиканском заливе (Тибр), на шельфе Бразилии в бассейне Сантос (Лула) и др. подтвердили прогнозы нефтегазоносности больших глубин земной коры. Еще несколько десятилетий тому назад нефть на глубине 6170 м была обнаружена на площади Булла-Дениз, Бахар (4400–5040 м). Уникальное газоконденсатное месторождение Шах-Дениз с запасами газа 1,2 трлн м<sup>3</sup> было открыто в азербайджанском секторе Каспийского моря на глубине порядка 7 км. К настоящему времени в мире пробурено значительное число скважин глубже 9 км. Пробурены сверхглубокие скважины и открыты также месторождения Берта-Роджерс (Анадарко) 9583 м, Бейден-Юнит (Анадарко) 9159 м, КТВ (Германия) 9100 м и др. В мире на глубинах свыше 4500 м уже разрабатывается более 1000 месторождений нефти и газа, причем их начальные суммарные извлекаемые запасы составляют, соответственно, 7% от мировых запасов нефти и 25% от запасов газа. В Мексике и США коэффициент промышленных открытий нефти и газа на больших глубинах достигает 50–71%. В бассейнах Мексиканского залива, Пермском, Анадарко, впадин Калифорнии и Скалистых гор в глубоководных горизонтах открыто более 225 залежей УВ, в том

числе и такие крупные, как Гомес, Локридж, Койаноза, Торо, Хемон, Рохо, Кейлон-Айсленд и другие. В сентябре 2009 г. компания BP объявила об открытии гигантского месторождения в Мексиканском заливе в территориальных водах США на глубине 10 690 м на площади Тибр (*Tiber Prospect*). Впервые на таких глубинах открыто месторождение нефти промышленного значения. По предварительным данным, запасы месторождения оцениваются от 3 до 4 млрд баррелей нефти, т.е. это гигантское месторождение. В ранее открытом нефтяном месторождении Каскида продуктивны те же отложения (глубина – 9750 м, глубина водного слоя – 1770 м, запасы – 410 млн т). Гигантское месторождение нефти Лула открыто в 2008–2009 гг. в бассейне Сантос (Бразилия). Предварительно оцененные запасы составляют от 5 до 8 млрд баррелей, что равно 40% запасов, открытых за всю историю Бразилии.

В России также успешно осваиваются месторождения нефти и газа на глубинах свыше 4500 м. На Астраханском свде с целью изучения геологического строения и нефтегазоносности подсолевых глубокозалегающих терригенных отложений девона пробурено 7 скважин: Володарская-2, Девонские-1, 2, 3, Правобережная-1, Северо-Астраханская-1, Табаковская-1. В скважине Девонская-2 (забой 7003 м) при испытании интервала 6522–6459 м было установлено наличие бессернистого метанового газа. В Южном Оренбуржье пробурено 17 скважин глубиной от 4850 м (Нагумановская-2) до 7005 м (Вершиновская-501). Открыты месторождения Песчаное газоконденсатнонефтяное (5100–5700 м), Восточно-Песчаное нефтяное (4926 м), Нагумановское нефтяное (около 5000 м). Результатом бурения поисковой скв. 171-Акобинская (забой 5330 м) открыта газоконденсатная залежь. Залежи нефти и газа на больших глубинах обнаружены на Северном Кавказе – в Западно-Кубанском прогибе: Кошехабльское (фонтан газа до 1 млн м<sup>3</sup>/сут, глубина 5122 м), Кузнецовское, Лабинское (5310 м), Темиргоевское (5261–5408 м), в Терско-Каспийском прогибе: ряд нефтяных месторождений на глубинах от 4515 м (Северный Малгобек) до 5800 м (Андреевское) и газовое месторождение Ханкальское (5800 м). Однако, несмотря на очевидные достижения, в целом эффективность ГРП остается низкой, в основном, по причине использования традиционных прогнозно-поисковых моделей, разработанных для условий горизонтально-слоистого строения верхней части осадочного чехла и недоучета при проведении работ особенностей геологического строения и нефтегазоносности глубоких горизонтов.

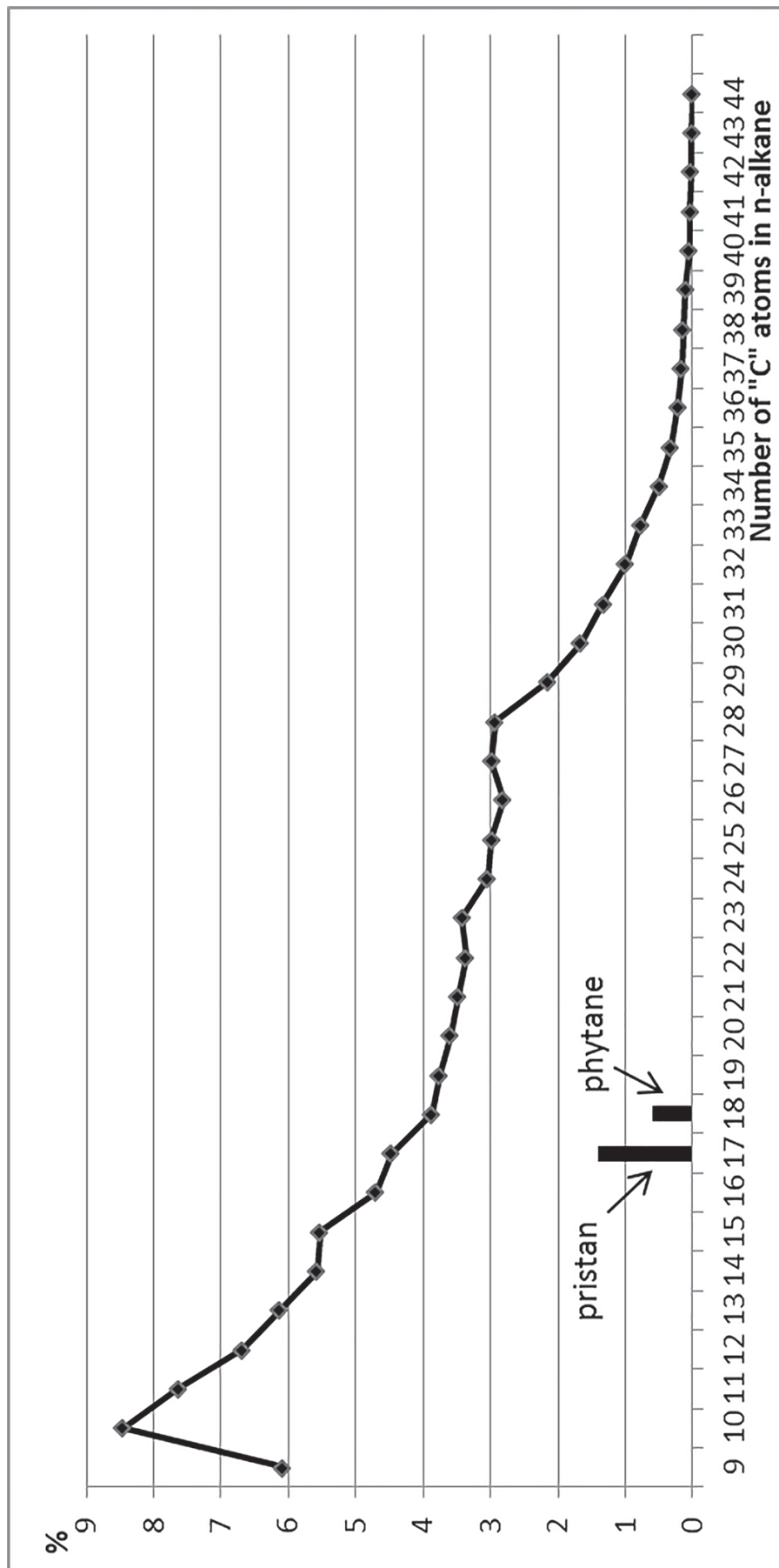
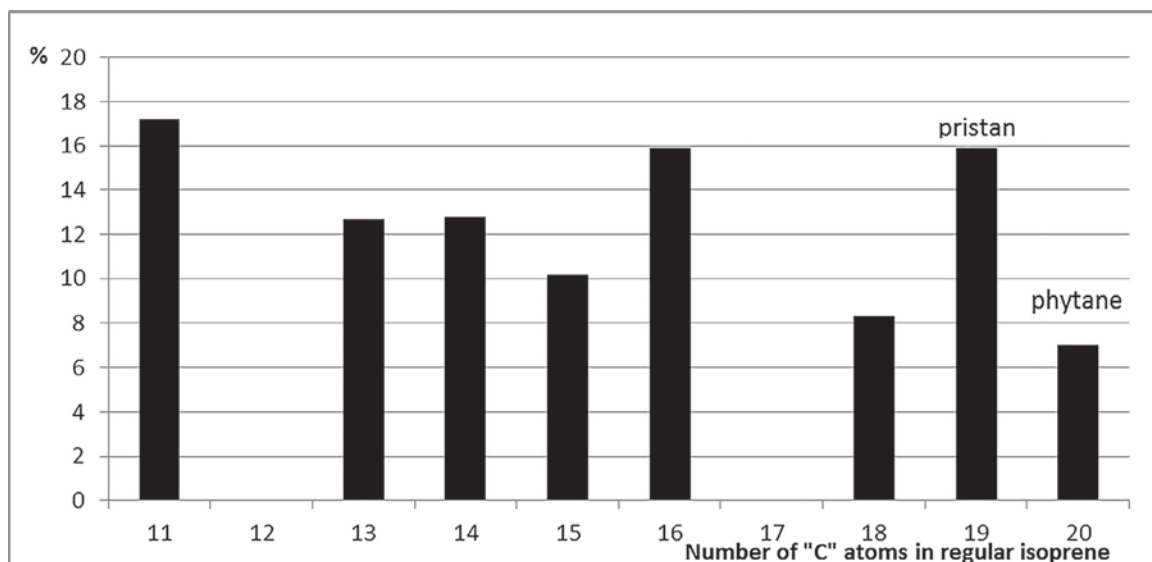


Рис. 1.  
Распределение (по данным газо-жидкостной хроматографии) n-алканов и изопренов в нефти месторождения Белый тигр (скв. 402)





**Рис. 2.**  
Распределение (по данным газо-жидкостной хроматографии) регулярных изопренов  $C_{11}$ - $C_{20}$  в нефти месторождения Белый тигр (скв. 402)

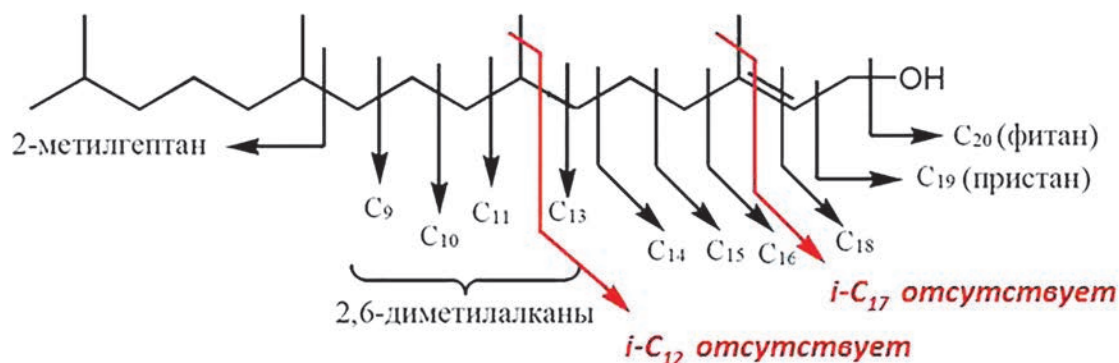
В последние годы активизировались ученые, пропагандирующие представления о якобы подпитке в осадочную оболочку углеводородов, синтезированных в глубинах земной коры и мантии. К сожалению, многие из примеров, в особенности открытия залежей нефти и газа в породах фундамента, приводимых последователями неорганической теории тракуются «вольно», без глубокого анализа (в частности, без привлечения результатов геохимических исследований).

В своей статье [10] А.И. Тимурзиев, извращая парадигму осадочно-миграционной теории, пишет «...Официальная наука, обслуживающая нефтегазовый комплекс страны, на основе полного торжества декларируемых ее лидерами идей органической (осадочно-миграционной) теории нефтеобразования к концу XX в. (А.Э. Конторович, 1998; А.А. Карцев, Н.В. Лопатин, Б.А. Соколов, В.А. Чахмахчев, 2001) привела ТЭК страны в тупик...» Такая позиция, полностью отрицающая идею существования биогенно-генерированных УВ, утверждающая полный крах идеи их органического происхождения и призыв к революционной смене биогенной парадигмы генезиса на абиогенно-мантийную, а также неуважительное отношение к известным представителям российской нефтегазовой геологической науки, свидетельствует об отсутствии серьезных знаний о фундаментальных основах геологии и геохимии углеводородов. Создается впечатление, что автор статьи не знаком как с историей становления, так и современным состоянием ТЭК России, достижениями отечественной нефтегазовой геологической науки и образования.

На наш взгляд, «нефть в кристаллическом фундаменте», также как и «глубинная нефть», вполне соответствуют идеологии осадочно-породного стадийного катагенетического метаморфизма рассеянного органического вещества по известной схеме Вассоевича-Карцева-Лопатина-Неручева и органической (осадочно-миграционной) теории нефтеобразования А.Э. Конторовича и др. Эти примеры хорошо укладываются, а порою дополняют осадочно-миграционную теорию нефтегазообразования.

Исследования, проведенные в ГЕОХИ РАН, где были заложены основы органической геохимии изотопов и биологического фракционирования изотопов углерода, послужили основой для интерпретации закономерностей образования и размещения в земной коре скоплений УВ, и внесли серьезные дополнения в осадочно-миграционную теорию. Рассмотрим некоторые из результатов этих исследований.

В Татарстане аргументы «неоргаников» основаны на многолетних наблюдениях за эксплуатацией уникального Ромашкинского месторождения, залежи которого находятся в отложениях, залегающих близко к кристаллическому фундаменту. Представления о якобы подпитке месторождения углеводородов из глубины вызваны случаями неожиданно высоких притоков нефти в давно эксплуатируемых скважинах. Под руководством академика Э.М. Галимова была разработана методика, позволяющая установить по характеру распределения изотопов во фракциях генетическое родство нефти с органическим веществом конкретного пласта, т.е. нефтематеринской породой. Результаты этих исследований



**Рис. 3.**  
Схема распада фитана

свидетельствуют, что нефти из продуктивных горизонтов Ромашкинского месторождения показали генетическую связь с органическим веществом отложений девона (доманикоидов). Анализы также показали, что нефть из «аномальных» скважин ничем не отличается от нефтей из «обычных» скважин. Их аномальное поведение, очевидно, объясняется особенностями флюидодинамики, связанной с длительным применением технологии законтурного заводнения. Авторы пришли к выводу, что нефть в район Ромашкино мигрировала из впадин, примыкающих к Татарскому своду, где органическое вещество доманикоидов девона прошло стадию нефтеобразования.

Исследования газов в Ен-Яхинской сверхглубокой скважине в Западной Сибири весьма наглядно показали, что до определенной глубины происходит постепенное изменение изотопного состава газов, а на глубинах свыше 6000 м происходит резкая трансформация. Это объясняется изменением механизма образования газов. Большинство крупных месторождений Восточной Сибири сосредоточено в Лено-Тунгуской нефтегазоносной провинции. С юго-запада на северо-восток в пределах Непско-Ботуобинской антеклизы прослеживается закономерное изменение изотопного состава газа (метана) в залежах. При этом углерод метана в составе газа содержит изотопа <sup>13</sup>C чуть меньше, чем углерод нефти (изотопные данные – из базы данных для Восточной Сибири), что характерно для газа, образующегося за счет деструкции нефти. А в крайней северо-восточной части области происходит резкое изменение, так же как и в сверхглубокой скважине. Появляется метан, обогащенный тяжелым изотопом относительно нефти. Это позволяет утверждать на основе ранее изученных механизмов, что докембрийские газы Восточной Сибири – результат деструкции ранее образовавшихся нефтяных месторождений, а докем-

брийские нефти происходят из органического вещества преимущественно бактериального генезиса.

О существовании углеводородных систем в сверхглубоких слоях земной коры свидетельствуют также исследования нефти из кальдеры вулкана Узон на Камчатке [3]. Известные давно проявления нефти многими исследователями ошибочно рассматривались как пример неорганического источника углеводородов. В 2014 г. академик РАН Э.М. Галимов с сотрудниками отобрали образцы нефти из кальдеры вулкана. Одновременно был отобран материал бактериальных матов и растительности с поверхности, который в лаборатории подвергли термолизу. Результаты показали, что нефтепроявления в этой вулканической области являются результатом вовлечения первичного биологического материала в гидротермальный цикл. Исследователи пришли к выводу, что кальдера является уникальным местом генерации (температура 95 °С) и аккумуляции самых молодых нефтей (N<sub>2</sub>-Q). Фазовое состояние флюидов из этих выходов различно. Нефти гидротермального генезиса связаны с образованием УВ из современного ОВ при внедрении в отложения и разгрузки в них высокотемпературных гидротерм. Комплекс геологических, гидрогеохимических, микробиологических и физико-химических исследований нефтей кальдеры вулкана Узон свидетельствует о сложности и возможной многофазности процессов нефтеобразования в сверхглубоких слоях земной коры. Таким образом, нет оснований говорить о глубинном неорганическом источнике углеводородов в залежах.

Аналогичные или близкие результаты были получены в результате геохимических исследований нефтей месторождений Татарстана, кальдеры вулкана Узон, месторождения Белый Тигр, грязевых вулканов Кавказа и др., проведенные профессорами Г.Н. Гордадзе и В.Ю. Керимовым в РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина.



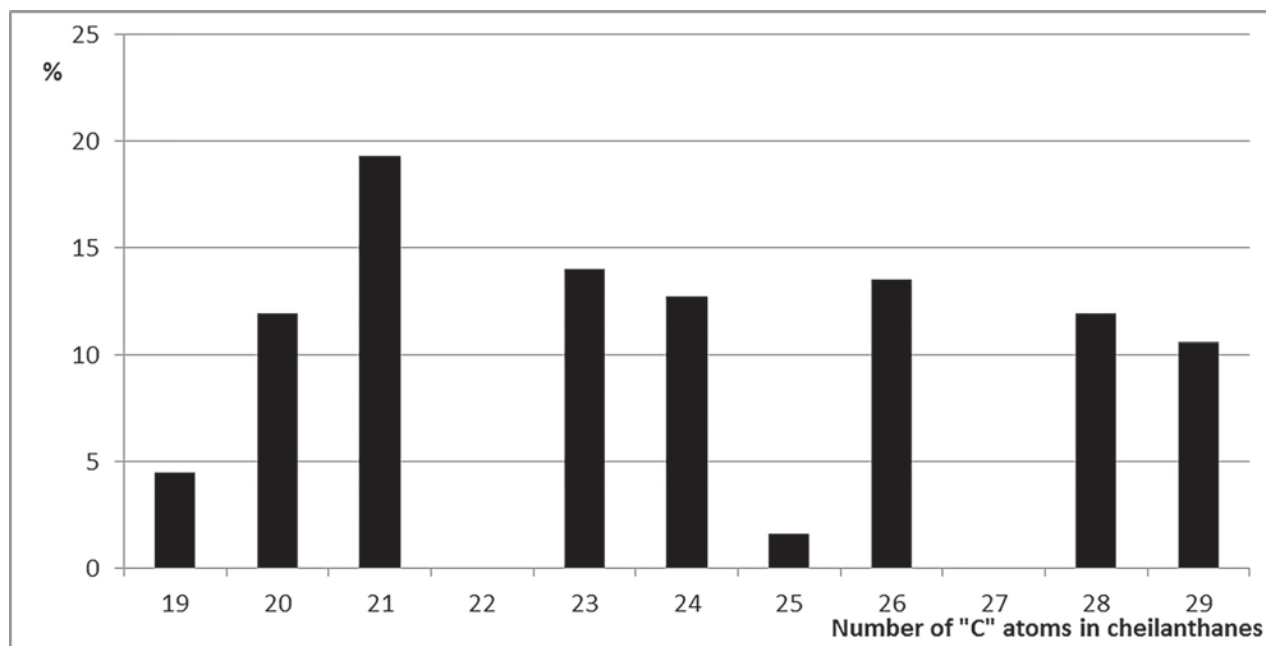


Рис. 4.

Распределение (по данным газовой хроматографии/масс-спектрометрии) хейлантанов  $C_{19}$ - $C_{29}$  в нефти месторождения Белый Тигр (скв. 402)

Проведенные под руководством Г.Н. Гордадзе (2016 г.) экспериментальные исследования и моделирование процессов образования нефтяных углеводородов из биомассы бактерий показали возможность получения насыщенных нефтяных углеводородов-биомаркеров – н-алканов, изопренанов, стеранов и терпанов, а также углеводородов алмазоподобного строения путем термолитиза и термокаталитических превращений нерастворимой части биомассы исследуемых бактерий.

Статья А.И. Тимурзиева [10] побудила нас (В.Ю. Керимов, Г.Н. Гордадзе и Ву Нам Хай) для определения происхождения нефти повторить биомаркерные исследования нефти месторождения Белый Тигр на шельфе Вьетнама (в связи с чем мы признательны А.И. Тимурзиеву). Целью исследований было выявление дополнительных критериев (до сих пор не изученных) происхождения нефти месторождения Белый Тигр. В этой связи были исследованы относительные распределения насыщенных углеводородов-биомаркеров (н-алканов, изопренанов, стеранов и терпанов) на молекулярном уровне, а также групповой состав (насыщенные углеводороды, моно-, би- и полиароматические углеводороды, смолы и асфальтены).

*Геохимическая характеристика нефти по н-алканам и изопренанам.* На рис. 1 представлено распределение н-алканов состава  $C_{19}$ - $C_{44}$  в нефти месторождения Белый Тигр (скв. 402). Наблюдается мономодальное распределение н-алканов с довольно большой относительной

концентрацией н-алканов состава  $C_{17}$ - $C_{33}$  и незначительным превалированием  $n-C_{23}$ ,  $n-C_{27}$  и  $n-C_{28}$ . В распределении регулярных изопренанов состава  $C_{11}$ - $C_{20}$  (рис. 2) нетрудно заметить отсутствие регулярных изопренанов состава  $C_{12}$  и  $C_{17}$ , которые не присутствуют ни в одной из исследованных нефтей в мире. Как отражено на схеме распада фитола (рис. 3), регулярные изопренаны образовались из фитола (боковой цепочки хлорофилла), где невозможен одновременный разрыв двух связей у третичного атома углерода.

*Геохимическая характеристика нефти по стеранам и терпанам.* Отличительной чертой этой нефти являются повышенные содержания хейлантанов ( $X_{19-29} / (X_{19-29} + \Gamma_{27-35}) = 75,4$  – хейлантановый индекс; X – хейлантан,  $\Gamma$  – гопан) и неоадиантана ( $Neo\Gamma_{29} / \Gamma_{29} = 1,0$ ). Важно отметить, что относительное содержание терпанов значительно превалирует над стеранами ( $\Gamma_{30} / \text{Стеран } C_{29} = 6,87$ ). Такая большая величина отношения терпанов к стеранам свидетельствует о том, что в образовании этой нефти большое участие принимали бактерии. Относительное распределение хейлантанов (трициклических терпанов) состава  $C_{19}$ - $C_{29}$  представлено на рис. 4, где нетрудно заметить отсутствие хейлантанов состава  $C_{22}$  и  $C_{27}$ . Это свидетельствует о том, что в боковой цепочке находится изопренановый радикал и одновременный разрыв связей у третичного атома углерода (аналогично распаду фитола) невозможен (рис. 5). Отсутствие хейлантанов состава  $C_{22}$  и  $C_{27}$  также свидетельствует

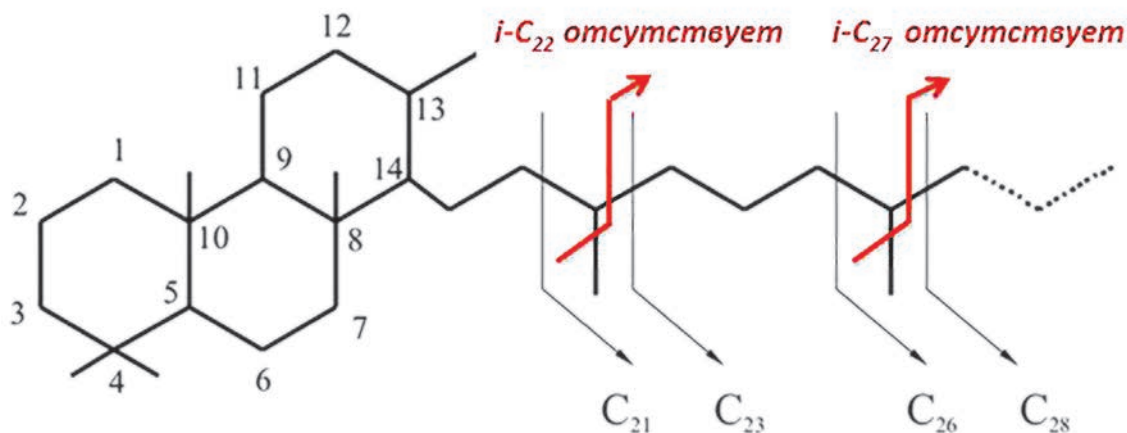


Рис. 5.  
Схема распада хейланта

об органическом происхождении нефти Белый Тигр (скв. 402).

Известно, что углеводороды ряда хейланта могут образоваться как в результате микробиологических процессов, так и в условиях значительного катагенеза исходного органического вещества. На наш взгляд, наиболее вероятным путем образования хейлтанов является микробиологический, поскольку, согласно нашим исследованиям, в стратиграфическом диапазоне от триаса до ордовика при увеличении глубины, а с глубиной и температуры, по разрезу наблюдается последовательное уменьшение относительной концентрации хейлтанов, тогда как по термokatалитическим закономерностям должна быть обратная зависимость. По хейлантовому индексу нефть месторождения Белый Тигр (скв. 402) моложе триаса (рис. 6).

Таким образом, проведенные исследования показали сходство биомаркерных параметров нефтей и органического вещества осадочных отложений, что подтверждает органическую природу нефтей месторождений кристаллического фундамента на шельфе Вьетнама. Нефти месторождения Белый Тигр характеризуются вторичным залеганием в фундаменте и по распределению углеводородов ничем не отличаются от нефтей многочисленных залежей в осадочных толщах олигоцена и миоцена. Аналогично всем нефтям органического происхождения мира в нефтях месторождения Белый Тигр отсутствуют регулярные изопрены  $C_{12}$  и  $C_{17}$  и хейлтанты (трициклические терпаны)  $C_{22}$  и  $C_{27}$ . Отличительной чертой этих нефтей являются большое количество хейлтанов  $C_{19}$ - $C_{29}$ , большие величины отношения неоадантана к адантану и гопанов к стеранам. Все эти показатели свидетельствуют о бактериальном вкладе в генерацию этих нефтей.

Некоторую ясность в этот вопрос привнесла разработанная концепция нефтегазоносности «гранитного» слоя земли краевых частей платформ В.П. Гаврилова [2], в том числе древних кратонов, краевые части которых были вовлечены в коллизионные события.

Другим важным основанием, разъясняющим формирование скоплений нефти в кристаллическом фундаменте, является изучение известных электрических полей Земли, тесно связанных с активными тектоническими процессами, которые позволили выявить геоэлектрический механизм попадания нефтяных углеводородов из залежей осадочного чехла в кристаллический фундамент. Физическая основа этого процесса заключается в том, что в период возникновения глубинных разломов, впервые осложняющих фундамент, из нефтематеринских толщ и сформировавшихся залежей нефти и газа в осадочном чехле происходит активная струйная фильтрация УВ в пустоты кристаллического фундамента по зонам деформаций разломов под действием электрических полей высокого напряжения, обусловленных пьезоэлектрическим эффектом и электризацией кристаллических пород в процессе трещинообразования. Этот механизм нефтегазоаккумуляции дает основание считать, что скопления нефтегазовых УВ находятся в фундаменте во вторичном залегании и источником их образования служит ОВ осадочных продуктивных комплексов [9].

Проявления нисходящей миграции углеводородов и подземных вод к настоящему времени зафиксированы во многих нефтегазоносных бассейнах мира. Как показывают исследования последних лет, проведенные Л.А. Абуковой и Ю.И. Яковлевым (Институт проблем нефти и газа РАН) [1], механизм проявления такой формы миграции связан со снижением гидродинамического потенциала с глубиной, что, в свою очередь, обусловлено рядом геологических





Рис. 6. Содержание хейлантанов (хейлантановый индекс) в нефтях в зависимости от возраста вмещающих отложений (средние значения).

факторов. Одной из характерных геологических границ, на которых можно предполагать развитие процессов нисходящей миграции, является зона сочленения осадочного чехла с породами фундамента (за счет разницы в литологическом строении, фильтрационно-емкостных свойств и др.). Возникновение нисходящей миграции УВ является одним из этапов общей геофлюидодинамической истории того или иного региона.

Результаты исследований и моделирования сверхглубоких углеводородных систем в Южно-Каспийской впадине, проведенных И.С. Гулиевым и В.Ю. Керимовым [6], свидетельствуют, что они представляют собой сложную систему, которая стремится к согласованию всех последовательностей превращений, переноса и формирования некоторой самоорганизующейся структуры с характерными чертами пространственной изменчивости естественных полей (температуры, давления, плотности и др.). Отличительной особенностью осадочной оболочки сверхглубоких бассейнов является значительная активность динамических явлений. На основе изучения этих особенностей было сформулировано положение о спонтанном возбуждении и разуплотнении подземной среды и наличии в осадочных бассейнах специфических очагов «возбуждения» [4]. Эти очаги, как показали сейсмические исследования, распределены дискретно, не по всему объему, и характеризуются значительной пространственно-временной изменчивостью. Процесс «возбуждения» в осадочных бассей-

нах связан с фазовыми переходами различного типа, например, жидкость-газ (переход газов из растворенного состояния в свободную газовую фазу, образование пара из воды), твердое тело-газ (распад газогидратов), твердое тело-жидкость (выделение воды при трансформации минералов). Представляется, что и в осадочных бассейнах генерация и выделение углеводородов происходит не априори по всему объему нефтегазоматеринских пород в зонах «углеводородных окон», а в определенных очагах «возбуждения».

Большое значение имеет обоснование нижней границы распространения УВ скоплений в осадочных бассейнах. Так, например, «критическая» температура существования нефти ранее определялась в  $\sim 200^\circ\text{C}$ . Однако экспериментальные исследования и последние открытия залежей нефти на сверхглубинах послужили основой для формирования идеи, что в сверхкритических условиях (при аномально высоких давлениях) нефть может переходить в особое парогазонефтяное или «нефтеконденсатное» состояние, столь же устойчивое, как и газоконденсатное. Поэтому на очень больших глубинах можно прогнозировать не только газовые, но и нефтяные залежи, хотя в пластовых условиях последние УВ будут находиться не в жидкой, а в газоподобной («нефтеконденсатной») фазе. Анализ изменения катагенетических условий в разрезах глубоких и сверхглубоких скважин в осадочных бассейнах различных регионов по-

зволил выявить, что различные мощности катагенетических подзон в рассматриваемых скважинах связаны с существенным изменением градиентов палеотемператур, давлений, особенностями палеотепловых потоков, и литологическим составом вмещающих толщ. Для всех бассейнов наблюдается закономерное изменение фазового состояния УВ с глубиной.

Генерация УВ на больших глубинах значительно отличается от таковых на небольших глубинах. Однако при этом процесс генерации углеводородов в разных масштабах и в различных геологических обстановках на больших глубинах протекает в условиях, не противоречащих основным физическим и химическим законам. На больших глубинах в областях высоких давлений и температур сохраняются все условия для процессов нефтегазообразования. Таким образом, важным фактором формирования сверхглубоких углеводородных систем являются геофлюидодинамические процессы.

На современном этапе, согласно представлениям академика А.Н. Дмитриевского [7], становится очевидным дальнейшее и углубленное исследование процессов полигенеза нефти и газа, которые позволяют представить процесс образования углеводородов не с позиций противоборствующих антагонистических направлений биогенного и абиогенного генезиса, а с позиций единого процесса образования углеводородов, что позволяет установить влияние на него экзогенных и эндогенных факторов, увязать процессы преобразования органического вещества в диа- и катагенезе с эндогенными энергетическими и флюидодинамическими процессами, оценить влияние флюидонасыщенных зон Земли на особенности формирования месторождений нефти и газа в земной коре. Процесс преобразования органического вещества в углеводороды (продукт, который образует скопление) происходит внутри земной коры в ходе формирования последней. При этом предполагается, что механизмы как преобразования органического вещества в углеводороды, так и, что особенно важно, миграции и скопления в ловушках нефти и газа в пределах регионов с различным типом земной коры (океанической, переходной, континентальной)

различны, что и позволило А.Н. Дмитриевскому сформулировать концепцию полигенного формирования месторождений углеводородов, исходя из которой представляется допустимым полагать, что углеводородное насыщение стратисферы бассейнов сверхглубокого заложения имеет полигамный характер – верхняя часть их разреза (преимущественно до глубин 3–4 км, иногда доходящих до 12 км) насыщена продуктами (нефтью и газом) термокатагенетических превращений рассеянного органического вещества, нижняя часть (интервал глубин 9–10 и более км, иногда на меньших глубинах) – абиогенной стабильной мантийной углеводородной субстанцией, находящейся в газовой фазе.

В этом свете не выдерживает критики третий тезис А.И. Тимурзиева [10], в котором отмечается: «Отношение к теориям полигенеза ... должно быть принципиальным и бескомпромиссным: никакой поддержки, а также последовательное разоблачение их проорганической сущности. Идеи полигенеза продлевают процесс стагнации теории органического происхождения нефти и являются по своей сути более вредными, чем идеи классической органической теории».

Во-первых, о «вредности научной гипотезы» – это термин явно из 30-х годов прошлого века, когда большевики боролись с выдающимися учеными страны, в результате чего сотни представителей науки оказались в тюремных застенках. Во-вторых, на наш взгляд идея полигенеза – «луч света в царстве тьмы» для неорганической концепции, и такое отношение к идее полигенеза наносит удар прежде всего по самой идее неорганического происхождения УВ.

Исходя из всех приведенных выше соображений, «Октябрьские тезисы», полностью отрицающие право на существование биогенногенерированных УВ и призывающие к революционной смене биогенной парадигмы генезиса на абиогенно-мантийную, представляются декларативными и избыточно ультимативными. «Октябрьские тезисы» напоминают «Апрельские тезисы» известного политика, приведшие к Октябрьской революции. Если же принять к руководству «Октябрьские тезисы» А.И. Тимурзиева, можно подвергнуть хаосу и разрушить ТЭК России. ❧

---

## Литература

1. Абукова Л.А. Нисходящая миграция подземных вод и углеводородов в осадочных нефтегазоносных бассейнах // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2008. № 10. С. 23–31.
2. Гаврилов В.П. Геодинамическая модель нефтегазообразования в литосфере и ее следствия // Геология нефти и газа. 1998. № 6. С. 2–12.
3. Галимов Э.М., Севастьянов В.С., Карпов Г.А., Камалева А.И., Кузнецова О.И., Коноплева И.В., Власова Л.Н. Углеводороды из вулканического района. Нефтепроявления в кальдере вулкана Узон на Камчатке // Геохимия. 2015. № 12. С. 1059–1068.



4. Гулиев И.С. Возбужденные осадочные комплексы и их роль в динамических процессах и формировании нефтегазовых месторождений //Труды Международного совещания-семинара «Новейшая тектоника и ее влияние на формирование и размещение залежей нефти и газа». Баку. 1999. С. 44–52.
5. Гулиев И.С., Керимов В.Ю. Сверхглубокие углеводородные системы и технологии их прогноза //Теоретические основы и технологии поисков и разведки нефти и газа. 2012. № 1. С. 24–32.
6. Гулиев И.С., Керимов В.Ю., Мустаев Р.Н. Фундаментальные проблемы нефтегазоносности Южно-Каспийского бассейна //Доклады Академии наук. 2016. Т. 471. № 1. С. 62–65.
7. Дмитриевский А.Н. Полигенез нефти и газа //Доклады Академии наук. 2008. Т. 419. № 3. С. 373–377.
8. Керимов В.Ю., Рачинский М.З. Геофлюидодинамическая концепция аккумуляции углеводородов в природных резервуарах //Доклады академии наук. 2016. Т. 471. № 2. С. 187–190.
9. Кукуруза В.Д. Геоэлектрические факторы в процессах формирования нефтегазоносности недр. Киев: Карбон. 2003. 410 с.
10. Тимурзиев А.И. «Октябрьские тезисы», или о начале второго этапа подготовки научной революции по смене парадигмы нефтегазовой геологии в России //Недропользование XXI век. 2017. № 1. С. 116–120.

UDC 552.578.2.061.3

**V.Yu. Kerimov**, Doctor of Geology and Mineralogy, Professor, Academician of the Russian Academy of Natural Sciences, Head of the Department of Theoretical Foundations of Prospecting and Exploration of Oil and Gas, Gubkin Russian State University of Oil and Gas<sup>1</sup>, vagif.kerimov@mail.ru

**G.N. Gordadze**, Doctor of Geology and Mineralogy, Academician of the Russian Academy of Natural Sciences, Professor of the Department of Organic Chemistry and Petroleum Chemistry, Gubkin Russian State University of Oil and Gas<sup>1</sup>, gordadze@rambler.ru

**V.I. Ermolkin**, Doctor of Geology and Mineralogy, Academician of the Russian Academy of Natural Sciences, Professor of the Department of Theoretical Foundations of Prospecting and Exploration of Oil and Gas, Gubkin Russian State University of Oil and Gas<sup>1</sup>, viktor-ermolkin@yandex.ru

<sup>1</sup>65, bldg. 1 Leninsky ave., Moscow, 119991, Russia.

## The Theory of the Organic Origin of Hydrocarbons is a Fundamental Basis for Forecasting the Petroleum Potential

**Abstract.** The paper gives arguments in favor of the sedimentary–migration theory of hydrocarbons formation based on the results of experimental studies and modeling of the educational processes carried out in recent years. The position of A.I. Timurziev, who affirms the complete collapse of the idea of the organic origin of hydrocarbons and calls for a revolutionary change in the biogenic paradigm of genesis for abiogenic mantle, is questioned.

**Keywords:** great depths; generation; oil and gas potential; organic matter; organic theory; polygenesis; hydrocarbons.

### References

1. Abukova L.A. *Niskhodiashchaia migratsiia podzemnykh vod i uglevodorodov v osadochnykh neftegazonosnykh basseinaikh* [Downward migration of groundwater and hydrocarbons in sedimentary oil and gas basins]. *Geologiya, geofizika i razrabotka nefதியnykh i gazovykh mestorozhdenii* [Geology, geophysics and development of oil and gas fields], 2008, no. 10, pp. 23–31.
2. Gavrilov V.P. *Geodinamicheskaya model' neftegazobrazovaniia v litosfere i ee sledstviia* [Geodynamic model of oil and gas formation in the lithosphere and its consequences]. *Geologiya nefதிய i gaza* [Geology of oil and gas], 1998, no. 6, pp. 2–12.
3. Galimov E.M., Sevast'ianov V.S., Karpov G.A., Kamaleeva A.I., Kuznetsova O.I., Konopleva I.V., Vlasova L.N. *Uglevodorody iz vulkanicheskogo raiona. Nefteproiavleniia v kal'dere vulkana Uzon na Kamchatke* [Hydrocarbons from the volcanic region. Oil manifestations in the caldera of Uzon volcano in Kamchatka]. *Geokhimiia* [Geochemistry], 2015, no. 12, pp. 1059–1068.
4. Guliev I.S. *Vozbuzhdennye osadochnye komplekсы i ikh rol' v dinamicheskikh protsessakh i formirovaniі neftegazovykh mestorozhdenii* [Excited sedimentary complexes and their role in dynamic processes and the formation of oil and gas deposits]. Proc. Int. workshop-seminar "Noveishaia tektonika i ee vlianie na formirovanie i razmeshchenie zalezhei nefதிய i gaza" [The newest tectonics and its influence on the formation and distribution of oil and gas deposits]. Baku, 1999, pp. 44–52.
5. Guliev I.S., Kerimov V.Iu. *Sverkhglubokie uglevodorodnye sistemy i tekhnologii ikh prognoza* [Ultra-deep hydrocarbon systems and technologies for their prediction]. *Teoreticheskie osnovy i tekhnologii poiskov i razvedki nefதிய i gaza* [Theoretical bases and technologies of prospecting and exploration of oil and gas], 2012, no. 1, pp. 24–32.
6. Guliev I.S., Kerimov V.Iu., Mustaev R.N. *Fundamental'nye problemy neftegazonosnosti luzhno-Kaspiiskogo basseina* [Fundamental problems of oil and gas potential of the South Caspian basin]. *Doklady Akademii nauk* [Reports of the Academy of Sciences], 2016, vol. 471, no. 1, pp. 62–65.
7. Dmitrievskii A.N. *Poligenez nefதிய i gaza* [Polygenesis of oil and gas]. *Doklady Akademii nauk* [Reports of the Academy of Sciences], 2008, vol. 419, no. 3, pp. 373–377.
8. Kerimov V.Iu., Rachinskii M.Z. *Geofliuidodinamicheskaya kontseptsiiia akumulatsii uglevodorodov v prirodnykh rezervuarakh* [Geofluidodynamic concept of hydrocarbon accumulation in natural reservoirs]. *Doklady akademii nauk* [Reports of the Academy of Sciences], 2016, vol. 471, no. 2, pp. 187–190.
9. Kukuruzza V.D. *Geoelektricheskie faktory v protsessakh formirovaniia neftegazonosnosti neдр* [Goelectric factors in processes of formation of oil and gas potential of subsoil], Kiev, Karbon Publ., 2003, 410 p.
10. Timurziev A.I. «Oktiabr'skie tezisy», ili o nachale vtorigo etapa podgotovki nauchnoi revoliutsii po smene paradigmy neftegazovoi geologii v Rossii ["October theses", or the beginning of the second stage of the preparation of a scientific revolution on the paradigm shift in oil and gas geology in Russia]. *Nedropol'zovanie XXI vek*, 2017 [Subsoil use of the XXI century], no. 1, pp. 116–120.



**М.З. Рачинский**  
д-р геол.-мин. наук  
профессор  
академик РАН  
Environmental Solutions International  
(ESI) (США)  
главный консультант  
rachinskyMZ@gmail.com

# К проблеме генезиса глубинной нефтегазоносности

<sup>1</sup>США, Мэриленд, Тоусон, ябонементный ящик 27637.

*Обосновывается полигенный (органический и мантийный) характер генезиса УВ в разрезах нефтегазоносных бассейнов глубокого заложения в диапазоне гипсометрических глубин более 8–12 км*

**Ключевые слова:** стратисфера; флюидодинамика; гидравлика; нефтегазоносность; сверхбольшие глубины; катагенез РОВ; биогенная и абиогенная генерация; миграция; аккумуляция углеводородов

Опыт и результаты геологоразведочных работ (ГРП) в большинстве нефтегазоносных бассейнов мира показывают, что к настоящему времени углеводородный (УВ) потенциал диапазона гипсометрических глубин до 5–7 км в достаточной степени изучен и дальнейшие основные перспективы добычи нефти и газа связаны с более глубоко погруженными (9–12 и более км) комплексами стратиграфического объема палеозой-плейстоцен-бассейнов с толщиной стратисферы до 15–32 км (Южно-Каспийская впадина – ЮКВ). Согласно общепризнанным оценкам, извлекаемые запасы УВ в интервале глубин 4,5–8,1 км составляют 7% мировых запасов нефти и 25% газа (экспертные оценки *US Department of State Energy Administration of US Department of Energy, US geological Survey World Petroleum Assessment, BP Statistical Review of World Energy, 2016*), что представляется достаточно оптимистичным признаком перспектив и для нижезалегающих отложений. В то же время по данным [13] и др., основные ресурсы УВ (порядка 70%) локализованы в интервале глубин до 3–4 км. В этой связи представляются принципиально важными при выборе стратегии

направлений поисков и разведки определение фазового состояния флюидов, характера и типов их генезиса и балансовых соотношений в разноточных частях осадочного чехла.

В реальной геологической обстановке процесс формирования месторождений и залежей осуществляется весьма сложно и обязательно требует соблюдения императивного комплекса необходимых и достаточных условий его реализации, в числе которых обязательным и практически основным является фактор наличия (создания) в резервуарах (ловушках), тем или иным гидравлически дренажным механизмом освобожденных от сингенетичных подземных вод и рассолов, свободных энергоемких порово-каверно-трещинных циркуляционных пространств (объемов), способных перемещать и аккумулировать миграционно поступающие высоконапорные УВ [11, 15, 16, 22].

Современные техника и технология буровых работ уже позволяют без особо больших сложностей бурить сверхглубокие скважины до глубин 8–12 км, а также проводить исследования глубоко погруженных отложений осадочного чехла, находящихся в специфической весьма жесткой термобарической геологической обста-



новке: температуры – сотни °С. В скважине на пл. *Bertha Rogers* на глубине 9583 м > 240 °С; на пл. *Colton-C* на глубине 3220 м – 355 °С; в другой скважине, пробуренной в США в районе молодого вулканизма, на глубине 1440 м замеренная температура достигала 465 °С; весьма высокое значение измеренной температуры 175 °С на глубине 6519 м зафиксировано в Аралсорской сверхглубокой скважине (Прикаспийская низменность, Казахстан). Аномально высокие температуры характерны для Тырнаузской скважины, пробуренной на Северном Кавказе (Кабардино-Балкария, Россия), где на глубине порядка 4 км в толще неостывших молодых гранитов она составляла 223 °С. Особо примечателен в этом плане Британский блок Северного моря, где в месторождениях Джайд и Эйден/Франклин УВ-скопления в юрских песчаниках в интервале глубин 5490–5764 м находятся в зоне пластовых температур > 200 °С. То же имеет место на нефтяном месторождении Эркин и газовом Широутер, разработка которых началась при пластовой температуре 340 °С на глубине 4880 м. Диапазон нефтегазоносности в этом районе охватывает огромный стратиграфический интервал «девон – олигоцен» [5].

Анализ материалов по всем бассейнам с весьма глубокими скоплениями УВ фиксирует облигатное в них развитие аномально высоких (нередко выше геостатического уровня) пластовых давлений, крупномасштабной разновременной иммерсии разреза, весьма крупных перерывов (периоды и отделы) в осадконакоплении и факт практически обязательного в них наличия мощных эвапоритовых толщ. Так, в разрезе бассейна Мексиканского залива в среднеюрских отложениях (келловейский ярус) присутствует мощная (до 4 км) автохтонная толща солей, а в вышележающих верхнемиоценовых интервалах практически повсеместно распространены крупные аллохтонные соляные штоки – ядра протыкания криптодиапирового облика. В бассейне Сантос в разрезе стратиграфического диапазона нефтегазоносности «неоген – юра» установлено наличие эвапоритовой серии осадков (~ 2 км) в отложениях апт-альба нижнего мела. Примерно аналогичная ситуация имеет место в верхнепермском разрезе Анадарко и Пермского бассейнов США. При этом во всех случаях присутствие УВ фиксируется как в подсолевых, так часто и в надсолевых объектах. Например, сверхвысокие пластовые давления – десятки и сотни МПа замерены на пл. *Bruner* в бассейне Анадарко – на глубине 5882 м давление составляло 132 МПа; на пл. *Painy-Woods* в штате Миссисипи на глубине 6767 м – 154,7 МПа, в Северном море на вышеупомянутых пл. Джайд,

Эйден/Франклин замеренные пластовые давления достигали > 110 МПа [5]. Приближенная к критическим значениям термобарии ситуация позволяет, тем не менее, реализовывать генерацию, миграцию флюидов и аккумулировать УВ в природных резервуарах. Примечательно, что в палеозой-нижнемеловых отложениях Пермского бассейна Западного Техаса – сланцевый бассейн *Wolfcamp* (США) – в обстановке весьма высоких температур и давлений сосредоточены сверхгигантские запасы УВ – 3,2 млрд т нефти, 16 трлн м<sup>3</sup> газа, 1,6 млрд барр. конденсата. Эти объемы более чем в 3 раза превышают запасы, обнаруженные в 2013 г. на обычном месторождении *Bakken-Three Forks* в бассейне Уиллистоун (Канада).

Убедительными фактами могут служить пробуренные продуктивные поисково-оценочные скважины: скв. 1 на пл. *Ralph Lowe* – 8692 м (Пермский бассейн); скв.1-SL-5407 – 7803 м (шт. Луизиана); скв.1-EE на пл. *University* – 8686 м; скв. 1 на пл. *Baden Unit* – 9159 м; скв. 1 на пл. *Bertha Rogers* – 9583 м; пл. *Mills Ranch* – 8100 м (все – палеозой, бассейн Анадарко, США); скв. *Jacobs-1* – 7554 м; скв. 1 на пл. *Tiber*, открывшая в диапазоне глубин 10,8–12 км в палеоцен-эоценовых отложениях (серия *Lower Tertiary*) и отдельных объектах юры крупнейшее месторождение нефти с геологическими запасами в 1,8 млрд т.; скв. 1 нефтегазового месторождения *Tahiti* с извлекаемыми запасами УВ 63,6–79,5 млн м<sup>3</sup> на глубине 7015–8548 м в отложениях нижнего и среднего миоцена; месторождение *Kaskida* – на глубине 9,8–10,5 км (неоген-палеоген) в объекте 9750 м, содержащем крупное скопление УВ (все – акватория Мексиканского залива, США). Яркими фактами могут служить также месторождения бассейна Сантос (бразильский шельф Атлантики и континентальный склон) с исключительно широким стратиграфическим этажом нефтегазоносности (юра-неоген) – *Tupi-Yara* с запасами 2,1–4 млрд т в интервале глубин 8 км и более; *Carioca Sugor Loaf* – меловые отложения с геологическими запасами 11 млрд т. В иранской части бассейна Персидского залива на глубине 10,2 км выявлено весьма крупное нефтегазоконденсатное месторождение *Chilingar*. В Аргентине недавно выявлено крупное скопление УВ *Serra-de-Aguarache* с ВНК на глубине 8981 м. Примечательно, что все залежи этих месторождений находятся в термобарической обстановке, не допускающей дифференциальное фазовое состояние органогенных УВ. В то же время приведенные данные вполне адекватно резонируют с концепцией внестратиферной генерации УВ.

Недавно выполненное бассейновое моделирование Южно-Каспийской впадины, осно-

ванное на не совсем достаточно методологически корректной экстраполяции с постоянным градиентом современных геотемператур ПТ (продуктивная толща нижнего плиоцена) на сверхглубокие объекты стратисферы [8, 12], рисует довольно искаженную картину соответствия указанной симуляции идеологеме осадочно-породного стадийного катагенетического метаморфизма рассеянного органического вещества (РОВ) по известной схеме Вассоевича-Карцева-Лопатина-Неручева. Приведенные авторами сведения о величинах отражательной способности витринита  $R_0$  – 0,6% в диапазоне 10–12 км и соответствующая этому значению фаза генерации УВ вызывают сомнения в своей релевантности, поскольку этому интервалу глубин в пределах большей части региона соответствуют стратиграфические отложения палеоген-неогена, выполненные абсолютно глинистой фацией типичного глубоководного штира и преимущественно морскими молассами нижнего плиоцена, по определению вообще лишенными возможности содержать ископаемые углистые разности, кроме переотложенных из нижезалегающих мезозойских интервалов дельтовых отложений Палео-Волги [2], коренных пород Русской платформы и пород Средне-Каспийской палеосуши [5, 6].

Полагая «нефтематеринскими» интервалы разреза с содержанием РОВ чаще всего порядка 2–4% и более, органическая концепция генерации УВ в большинстве случаев не учитывает всей истории геологического развития стратисферы бассейнов, где региональный тектогенез практически неоднократно сменялся регрессивными и трансгрессивными циклами с соответствующим расходным балансом концентрации органики «*in situ*». Таким образом, не исключено, что в ту или иную градацию и фазу гипотетической современной генерации УВ оказываются вовлеченными «материнские» породы, уже потерявшие частично или полностью свой генерационный потенциал, израсходованный в геологические палеозапы, характеризовавшиеся значительно более высокими по сравнению с современными палеотемпературами, обеспечившими заверченный термокатагенез РОВ на значительно меньших глубинах и в более древних стратиграфических комплексах. При этом возможно, что на настоящем этапе геологической истории эти «УВ-генерирующие» породы уже вообще не в состоянии ничего производить, полностью исчерпав свою генерационную способность.

Неучет указанного обстоятельства и методологически не совсем корректная корреспонденция современных геотемператур ПТ нижнего

плиоцена на более глубокие стратиграфические интервалы разреза привели к явно завышенному выводу об «окне генерации УВ» в ЮКВ в диапазоне глубин 5–22 км (нижний плиоцен-палеоген) [8, 12, 19]. При этом не было принято во внимание, что палеотемпературы нижезалегающих отложений миоцена, олигоцена и палеогена были на 17–22 °С выше, чем современного нижнего плиоцена региона [1]. Внесение соответствующих корректив существенно снижает интервал органического нефтеобразования с 5–16 км и газогенерации с 16–22 и более км до значительно меньших глубин, что, в свою очередь, несколько понижает общие перспективы нефтегазоносности сверхглубоких объектов бассейна.

Установленное во всех бассейнах пространственное соответствие и постоянная ассоциация промышленной нефтегазоносности с региональными и локальными пьезоминимумами – аралами, очагами и пунктами относительно незатрудненного гидравлического дренажа природных резервуаров, создающего в коллекторах ловушек свободное порово-каверно-трещинное пространство за счет эмиграции сингенетических им седиментогенных вод и рассолов, и реализованного в рамках функционирования пульсационной переточно-инъекционной сквозной субвертикальной межэтажной, межформационной и межрезервуарной гидродинамической системы в диапазоне гипсометрических глубин до 4 км [15, 22], в сочетании с изложенными выше соображениями и неоспоримыми биомаркерами позволяет полагать возможным частичную генерацию определенного объема УВ как результат термобарометаморфизма РОВ.

С другой стороны, отмеченные выше исключительно жесткие термобарические условия нефтегазоносности весьма глубоких базисных стратиграфических комплексов стратисферы, не позволяющие сохранение от разрушения УВ-биосоединений в интервале геотемператур более 150–200 °С (известные ограничения «нефтяного окна» [4, 20, 21] в их резервуарах абиогенной компоненты, имеющей глубинное (мантийное) происхождение и отличную от биогенных УВ элементную и групповую нанокombинаторику несколько иного стабильного в условиях весьма высоких температур и давлений специфического структурно-микроструктурного состава (водород, гелий, азот, кислород, железо, золото, серебро, углерод, графит, стронций, литий, уран, радон, сероводород, CO<sub>2</sub>, мантийный CH<sub>4</sub> и др.), микрокомпонентных соотношений (ванадий, ртуть и др.) и фазового состояния. Естественно, что попадая в осадочный чехол флюидно-мантийная субстанция, на-



ходясь в нем довольно продолжительное геологическое время, может структурно-компонентно трансформироваться, приобретая характерные черты биогенной среды существования.

В последние годы появилось немало фактических данных, свидетельствующих о реальной возможности абиогенного синтеза УВ – открытие более 4 тыс. крупных залежей в породах кристаллического субстрата – месторождения Белый Тигр, Дракон (Вьетнам), Ауджила-Нафура (Ливия), Ла-Пас, Мара (Венесуэла), Хьюгтон-Панхэнгл, Уилмингтон (США) и др. [8]; обнаружение УВ в северной части активно функционирующего мантийного атлантического срединно-океанического хребта – геотермальное поле *Lost-City* горного массива *Atlantis*; существование естественных газовых струй (факелов – «черные курильщики» и «*gas chimney*») на морском и океаническом дне с дебитами крупных струй, соизмеримыми с годовой добычей метанового газа в мире – 3,6 трлн м<sup>3</sup> [3]; обнаружение весьма большого количества метана на глубине порядка 12 км – далеко вне пределов осадочной толщи в разрезе Кольской сверхглубокой скважины; специфически неорганические УВ соединения в кальдере вулкана Узон (Камчатка, Россия); присутствие метана и его гомологов в продуктах извержения вулкана Этна (о. Сицилия, Италия); внестратисферные соотношения изотопа гелия, водорода и других маркеров внеосадочного генезиса УВ; фиксация неорганических компонентов, частиц самородных металлов, карбидов и силицидов в продуктах извержения вулканов Кордильер и Анд (Северо- и Южно-Американские материки), парогазовые мантийные флюиды (в том числе, «мантийные воды» [14]) магматических вулканов; неорганические компоненты (в том числе, «инертные газы») в выбросах грязевых вулканов, их салз и грифонов; метановые атмосферы ряда планет Солнечной системы и др. Как правило, указанные земные проявления и промышленная нефтегазоносность глубинных объектов стратисферы пространственно соответствуют зонам геологической турбулентности осадочного чехла, сопряженным с высокоамплитудными крупными планетарными и региональными разломами и разрывами сплошности пород, ассоциирующими, в свою очередь, с конвективными мантийными высоко-температурными плюмами [16, 17].

Участие абиогенной углеводородной составляющей в формировании промышленного нефтегазонасыщения резервуаров находит объективное подтверждение и в многочисленных документально зафиксированных фактах геологически скоротечных современных перетоков

новых порций флюидов в ранее выработанные залежи. Подобная картина наиболее наглядно имела место на Ромашкинском месторождении (Татарстан, РФ), где по истечении достаточно длительного времени ряд ранее полностью обводненных и ликвидированных скважин вновь стал фонтанировать чистой нефтью. Аналогичные промысловые наблюдения неоднократно отмечались в завершенных эксплуатации залежах неогена Старогрозненского месторождения (Чеченская Республика, РФ), в литерных горизонтах сураханской свиты ПТ нижнего плиоцена месторождения Сураханы, свиты VII горизонтов Гарадагского ПХГ (Азербайджанская Республика) и во многих других районах.

Исходя из всех приведенных выше фактов, материалов и соображений, и известного принципа презумпции деструкции органических УВ в интервале геотемператур порядка 150–200 °С, представляется допустимым полагать, что углеводородное насыщение стратисферы бассейнов сверхглубокого заложения имеет полигенный характер – верхняя часть их разреза (ориентировочно до глубин 3–4 км) преимущественно насыщена продуктами термокатагенетических превращений РОВ, нижняя часть (интервал глубин 9–10 и более км) – абиогенной стабильной мантийной углеводородной субстанцией, не подверженной обычной высокотемпературной диссипации биоорганических УВ. Очевидно, что прогрессирующая с глубиной минимизация условий гидродинамического дренажа природных резервуаров, возможно, несколько сдвигает соотношение биогенной и абиогенной компонент в пользу первой. Возможность генерации абиогенных УВ, как известно, практически подтверждена известными экспериментами Менделеева, Зеленского, Фишера-Тропша и ряда других многочисленных исследователей.

Очевидно также, что граница смешения УВ различной генерации в зависимости от конкретных геологических условий бассейна (региона, района), динамики гидравлического дренажа резервуаров может варьировать по стратиграфической и гипсометрической глубинах. С течением геологического времени в результате диффузионных, капиллярных, пленочных, осмотических и прочих микромиграционных процессов геохимический состав УВ может выравниваться по всему разрезу стратисферы, и глубинная компонента может оказаться менее репрезентативной («сглаженной»).


В рамках изложенной парадигмы представляется вероятным допущение, что УВ-насыщение стратисферы бассейнов глубокого заложения могло формироваться в два этапа – первый в интервале глубин до 3–4 км по модели

катагенетической трансформации РОВ в гидродинамической обстановке более или менее незатрудненного дренажа природных ловушек; второй – на глубинах осадочного чехла более 8 км – в ходе весьма затрудненного водообмена и бато(лакко)морфной или жильно-дайковой интрузий специфичных мантийных УВ.

Факторами, способствующими аккумуляции УВ в порово-трещинно-кавернозных геологических объемах на сверхбольших глубинах, могут быть облигатные фазовые превращения минералов, флюидов и пород (дегидратация смектитов, дифференциация различных газогидратов, переход газов из водорастворенного состояния в свободную газовую фазу, генерация водяного пара из внутрирезервуарной воды, новотрещиноватость разреза, дилатантные эффекты и пр.), обеспечивающие частичное трансформационное преобразование (ваккумирование) субвертикально ориентированных динамичных геологических образований (тел) с непрерывно-прерывистым созданием в них локальных зон геологической турбулентности – пульсационно резко пониженного давления (своего рода «воронки депрессии»), стимулирующего миграцию и аккумуляцию высоконапорных нижних мантийных флюидов.

В рамках предлагаемой концепции представляется необходимым высказать некоторые соображения по поводу существующих представлений о биогенном генезисе УВ во всем многокилометровом разрезе литосферы. Обычно в качестве основных аргументов этой позиции приводятся данные спектрометрии, хроматографии, споро-пыльцевых исследований,

изотопии индивидуальных компонентов состава УВ и т.п. На их основе разрабатываются самые различные количественные соотношения анализируемых объектов – очевидных артефактов примененной аналитики, априорно интерпретируемых как надежные биомаркеры. Между тем, совершенно очевидно, что все они в лучшем случае могут являться лишь свидетелями долговременного контакта УВ с вмещающими осадочными коллекторами, необходимо содержащими останки водорослей, бактерий, растительности, биоорганизмов и пр.

Исходя из всех приведенных выше концептуальных соображений, положение «Октябрьских тезисов» А.И.Тимурзиева – «Отношение к теориям полигенеза должно быть принципиальным и бескомпромиссным: никакой поддержки, а также последовательное разоблачение их проорганической сущности. Идеи полигенеза продлевают процесс стагнации теории органического происхождения нефти, являются, по сути, более вредными, чем идеи классической органической теории» [18] – представляется избыточно категоричным и в известной степени даже экстремистским. Более того, А.И.Тимурзиев не приводит никаких данных о принципиальных различиях органических и неорганических УВ, не дает конкретных направлений стратегии и тактики ГРП на базе пропагандируемых им теоретических воззрений и лозунгов. В этой связи представляется абсолютно взвешенной и справедливой толерантная позиция В.А. Карпова [10], допускающая полигенез УВ в осадочной толще и фундаменте разреза. 

---

## Литература

1. Барсков И.С. Биогеографическое районирование в периоды теплой биосферы. Науч. конф. «Ломоносовские чтения», МГУ, апрель 2012.
2. Батурин В.П. 1. Петрография песков и песчаников продуктивной толщи. 2. Физико-географические условия века продуктивной толщи //Труды АЗНИИ. 1931. Вып. 1.
3. Гаврилов В.П. Прогноз возможных трендов в развитии отечественного и мирового ТЭК //Геология нефти и газа. 2016. № 5.
4. Гедберг Х.Д. Геологические аспекты происхождения нефти. М.: Недра. 1996.
5. Гожик П.Ф., Краюшкин В.А. и др. Нефть и природный газ на континентальном склоне Европы //Геология и полезные ископаемые Мирового океана. 2010. № 1.
6. Горин В.А. К вопросу развития Каспийской впадины в среднем плиоцене //Доклады АН Азерб. ССР. 1951. Т. VII. № 12.
7. Горин В.А. Северо-Каспийская впадина и генезис продуктивной толщи //Доклады АН Азерб. ССР. 1951. Т. VII. № 11.
8. Гулиев И.С. и др. Нефтегазоносность Каспийского региона. Баку: Nafta-Press. 2009.
9. Дмитриевский А.Н. Прогноз нефти и газа //Доклады АН РФ. 2008. Т. 419. № 3.
10. Карпов В.А. Некоторые замечания по проблеме нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции //Недропользование XXI век. 2017. № 4.
11. Керимов В.Ю., Рачинский М.З. Условия нефтегазообразования в Южно-Каспийском бассейне //Труды РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. 2010. Вып. 2.
12. Керимов В.Ю., Гулиев И.С. и др. Условия нефтегазообразования в регионах со сложным геологическим строением. М.: Недра. 2015.
13. Линдроп Н.Т., Анфилатова Э.Ж., Дмитриева Е.А., Шварцман. А.О. Геологические закономерности размещения и распространения крупных месторождений нефти и газа за рубежом. Л.: Недра. 1970.
14. Лукин А.Е. Углеводородный потенциал больших глубин и перспективы его освоения в Украине //Геофизический журнал. 2014. № 4.
15. Рачинский М.З. Гидрогеологические закономерности формирования и прогноз нефтегазоносности в альпийских геосинклинальных регионах. Автореф. док. дис. Львов. 1991.



16. Рачинский М.З. Флюидодинамический императив нефтегазоносности природных резервуаров //Известия ВУЗов «Геология и разведка». 2016. № 2.
17. Рачинский М.З. Флюидодинамический алгоритм нефтегазоносности природных резервуаров //Вестник РАЕН. 2016. № 5.
18. Тимурзиев А.И. «Октябрьские тезисы», или о начале второго этапа подготовки научной революции по смене парадигмы нефтегазовой геологии в России //Недропользование XXI век. 2017. № 1.
19. Buryakovskiy L.A., Chilingar G.V. et.al. Petroleum Geology of the South Caspian Basin. Gulf Professional Publishing, 2001.
20. Cox B. Transformation of organic material into petroleum under geological conditions "The geological fance". AAPG Bull. 30(5), 1946.
21. Hunt J.M. Petroleum geochemistry and Geology. W.H. Freeman and Company Son, San Francisco, 1979.
22. Rachinsky M.Z., Kerimov V.Y. Fluid Dynamics of Oil and Gas Reservoirs. Scrivener Publishing, Wiley, 2015.

UDC 553.982

**M.Z. Rachinsky**, Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Professor, Academician of RANS, Principal Advizer «Environmental Solutions International (ESI)» LLC<sup>1</sup>, rachinskymz@gmail.com

<sup>1</sup>P.O. Box 27637, Towson, Maryland, USA.

## On a Problem of Genesis Suerdeep Oil and Gas Occurrences

**Abstract.** The article substantiates polygenetic (organic and mantle) nature of hydrocarbon origins in deep petroleum basins, a depths of over 8 to 12 km.

**Keywords:** stratosphere; fluid–dynamics; oil and gas occurrences; super depth; dispersed organic matted catagenesis; hydrocarbon biogenic and abiogenic generation; migration; hydrocarbon accumulation.

### References

1. Barskov I.S. *Biogeograficheskoe raionirovanie v periody teploi biosfery* [Biogeographic zoning in periods of warm biosphere]. Proc. conf. "Lomonosovskie chteniia" [Lomonosov Readings], MSU, April 2012.
2. Baturin V.P. 1. *Petrografiia peskov i peschanikov produktivnoi tolshchi. 2. Fiziko-geograficheskie usloviia veka produktivnoi tolshchi* [1. Petrography of sands and sandstones of productive strata. 2. Physico-geographical conditions of the century of the productive strata]. *Trudy AzNI* [Proceedings of AzNI], 1931, issue 1.
3. Gavrilo V.P. *Prognoz vozmozhnykh trendov v razvitiu otechestvennogo i mirovogo TEK* [The forecast of possible trends in the development of domestic and world fuel and energy complex]. *Geologiya nefti i gaza* [Geology of oil and gas], 2016, no. 5.
4. Gedberg Kh.D. *Geologicheskie aspekty proiskhozhdeniia nefti* [Geological Aspects of Oil Origin]. Moscow, Nedra Publ., 1996.
5. Gozhik P.F., Kraushkin V.A. i dr. *Neft' i prirodnyi gaz na kontinental'nom sklone Evropy* [Oil and natural gas on the continental slope of Europe] *Geologiya i poleznye iskopaemye Mirovogo okeana* [Geology and Minerals of the World Ocean], 2010, no. 1.
6. Gorin V.A. *K voprosu razvitiia Kaspiiskoi vpadiny v srednem pliocene* [On the development of the Caspian basin in the Middle Pliocene]. *Doklady AN Azerb. SSR* [Reports of AS Azerbaijan. SSR], 1951, vol. VII, no. 12.
7. Gorin V.A. *Severa-Kaspiiskaia vpadina i genezis produktivnoi tolshchi* [The North Caspian basin and the genesis of the productive strata]. *Doklady AN Azerb. SSR* [Reports of AS Azerbaijan. SSR], 1951, vol. VII, no. 11.
8. Guliev I.S. i dr. *Neftegazonosnost' Kaspiiskogo regiona* [Oil and gas potential of the Caspian region]. Baku, Nafta-Press Publ., 2009.
9. Dmitrievskii A.N. *Prognoz nefti i gaza* [Forecast of oil and gas]. Doklady AN RF [Reports of the Russian Academy of Sciences], 2008, vol. 419, no. 3.
10. Karpov V.A. *Nekotorye zamechaniia po probleme neftegazoobrazovaniia i neftegazonakopleniia* [Some remarks on the problem of oil and gas formation and oil and gas accumulation]. *Nedropol'zovanie XXI vek* [Subsoil use of the XXI century], 2017, no. 4.
11. Kerimov V.Iu., Rachinskii M.Z. *Usloviia neftegazoobrazovaniia v luzhno-Kaspiiskom basseine* [Conditions of oil and gas formation in the South Caspian Basin]. *Trudy RGU nefti i gaza im. I.M. Gubkina* [Proceedings of the Russian State University of Oil and Gas (Gubkin)], 2010, issue 2.
12. Kerimov V.Iu., Guliev I.S. i dr. *Usloviia neftegazoobrazovaniia v regionakh so slozhnym geologicheskim stroeniem* [Conditions of oil and gas formation in regions with a complex geological structure]. Moscow, Nedra Publ., 2015.
13. Lindrop N.T., Anfilatova E.Zh., Dmitrieva E.A., Shvartsman. A.O. *Geologicheskie zakonomernosti razmeshcheniia i rasprostraneniia krupnykh mestorozhdenii nefti i gaza za rubezhom* [Geological regularities of distribution and distribution of large oil and gas fields abroad]. Leningrad, Nedra Publ., 1970.
14. Lukin A.E. *Uglevodorodnyi potentsial bol'shikh glubin i perspektivy ego osvoeniia v Ukraine* [Hydrocarbon potential of great depths and prospects for its development in Ukraine]. *Geofizicheskii zhurnal* [Geophysical Journal], 2014, no. 4.
15. Rachinskii M.Z. *Gidrogeologicheskie zakonomernosti formirovaniia i prognoz neftegazonosnosti v al'piiskikh geosinklinal'nykh regionakh. Avtoref. dok. dis.* [Hydrogeological regularities of formation and forecast of oil and gas potential in Alpine geosynclinal regions. Abstract of PhD thesis] L'vov. 1991.
16. Rachinskii M.Z. *Fluiddinamicheskii imperativ neftegazonosnosti prirodnykh rezervuarov* [Fluidodynamic imperative of oil and gas potential of natural reservoirs]. Izvestiia VUZov «Geologiya i razvedka» [News of Universities "Geology and Prospecting"], 2016, no. 2.
17. Rachinskii M.Z. *Fluiddinamicheskii algoritm neftegazonosnosti prirodnykh rezervuarov* [Fluidodynamic algorithm of oil and gas potential of natural reservoirs]. *Vestnik RAEN* [Bulletin of RANS], 2016, no. 5.
18. Timurziev A.I. «Oktiabr'skie tezisy», ili o nachale vtorogo etapa podgotovki nauchnoi revoliutsii po smene paradigmy neftegazovoi geologii v Rossii [. "October theses", or the beginning of the second stage of the preparation of a scientific revolution on the paradigm shift in oil and gas geology in Russia]. *Nedropol'zovanie XXI vek* [Subsoil use of the XXI century]. 2017. № 1.
19. Buryakovskiy L.A., Chilingar G.V. et.al. Petroleum Geology of the South Caspian Basin. Gulf Professional Publishing, 2001.
20. Cox B. Transformation of organic material into petroleum under geological conditions "The geological fance". AAPG Bull. 30(5), 1946.
21. Hunt J.M. Petroleum geochemistry and Geology. W.H. Freeman and Company Son, San Francisco, 1979.
22. Rachinsky M.Z., Kerimov V.Y. Fluid Dynamics of Oil and Gas Reservoirs. Scrivener Publishing, Wiley, 2015.





**О. К. Криночкина**  
канд. геол.-мин. наук  
МГСУ,  
доцент кафедры инженерных  
изысканий и геоэкологии  
KrinochkinaOK@mgsu.ru

# Основы оценки потенциальной эколого-геохимической опасности от деятельности горнорудных предприятий в различных природных условиях

<sup>1</sup>Московский государственный строительный университет. Россия, 129337, Москва, Ярославское шоссе, 26.

*Рассматривается методика оценки потенциальной эколого-геохимической опасности загрязнения окружающей среды (ОС) при создании новых и функционировании существующих горнорудных комплексов. Методика предусматривает учет совокупности природных и техногенных факторов воздействия на окружающую среду при разработке месторождений полезных ископаемых, ранжирование их по значимости и их интегральную оценку. Среди природных факторов рассмотрены минерагенические, ландшафтные и гидрогеологические, среди техногенных – длительность и способы разработки месторождений*

**Ключевые слова:** потенциальная эколого-геохимическая опасность; загрязнение окружающей среды; разработка месторождений



**Т**ема исследований обусловлена чрезвычайно большим количеством разрабатываемых месторождений (РМ) полезных ископаемых в нашей стране, разнообразных по их промышленным типам, и тем, что, находясь в различных природных условиях, они оказывают различное влияние на окружающую среду. Учет совокупности природных и техногенных факторов добычи и обогащения руд является основой оценки потенциальной эколого-геохимической опасности (ПЭГО) загрязнения ОС при функционировании горнорудных комплексов (ГРК).

В статье рассматривается потенциальная опасность от загрязнения химическими веществами компонентов природной среды (ПС), таких как поверхностные и подземные воды, почвы, донные отложения.

**Методы исследования** включали полевые наблюдения, геохимическое опробование, разномасштабное эколого-геохимическое картирование, камеральную обработку материалов. Лабораторный комплекс включал масс-спектрометрический анализ с индуктивно связанной плазмой (ICP-MS) для проб подземных и поверхностных вод, подвижных форм элементов для почв и донных отложений (на 46 элементов) и метод атомной абсорбции для валовых форм ртути во всех пробах.

**Обоснование выбора объектов исследования.** Исследования проводились на репрезентативных горнорудных объектах. Выбирались они по принципу наибольшей их насыщенности токсичными элементами и по масштабности оруденения (запасам). Данным критериям отвечают колчеданные месторождения. В их составе большинство рудных элементов находятся в виде сульфидов, которые при разработке месторождений неизбежно переходят в сульфаты, увеличивая скорость миграции тяжелых металлов в разы [1].

Колчеданные месторождения в силу своего генезиса характеризуются значительными запасами руд. Среди них были выбраны медноколчеданные месторождения Южного Урала. Рудообразующими элементами этих месторождений являются токсичные элементы Zn, Pb и Cu, а их неизменными элементами-спутниками – высокотоксичные Cd, As, Hg и др.

Другой группой репрезентативных объектов являются апатит-нефелиновые месторождения Хибинских Тундр: Кукисвумчорр, Юкспор, Апатитовый цирк, Плато Расвумчорр, расположенные на Кольском полуострове. Эту группу месторождений также характеризуют очень большие запасы руд, длительный период их отработки и набор опасных элементов-загрязнителей ОС, таких

как редкие, редкоземельные и радиоактивные элементы, а также Sr, F и др.

Дополнительным критерием выбора объектов исследования являлись значимо различные ландшафтные условия их расположения.

Непосредственные объекты исследования – природно-техногенные системы (ПТС) в пределах разрабатываемых месторождений с их горнодобывающим комплексом, а также зоной влияния данных объектов.

Основы оценки ПЭГО разрабатываемых месторождений заключаются:

- в выборе факторов оценки ПЭГО территорий при горнорудном освоении, играющих существенно положительную или отрицательную роль в отношении их химического загрязнения;
- в оценке степени благоприятности природных и техногенных условий территорий для их горнорудного освоения;
- в интегральной оценке ПЭГО РМ. Выбор факторов осуществлялся путем экспертной оценки на основе имеющейся информации.

Методика оценки ПЭГО базируется на следующих принципах:

- иерархический подход;
- значимость оценок;
- объективность информации.

Иерархический подход предусматривает при использовании метода аналогий сравнение соразмерных единиц, потому подсчет ПЭГО ведется в баллах.

Значимость оценок достигалась путем использования тех факторов оценки ПЭГО, которые могут оказывать существенное воздействие на ОС при разработке месторождения и определять степень устойчивости природной среды при освоении территорий, например: состав и запасы руд, ландшафтные условия и т.д.

Объективность информации достигалась использованием необходимого и достаточного числа факторов оценивания ПЭГО и значительным количеством данных, полученных по результатам эколого-геохимических работ с их метрологическим обеспечением и проведением лабораторно-аналитических исследований в аккредитованных центрах.

Значения факторов дифференцировались на основе качественных или количественных показателей на 4 группы, каждой из которых присваивался определенный балл (от 1 до 4) по нарастанию степени их потенциальной опасности. Так, минимальный балл (1) присваивался низшему значению параметра, а высший балл (4) – максимальному.

Относительно узкий интервал (от 1 до 4) балльных оценок явился условием ограничения числа используемых факторов, т.к. вполне оче-

Категория крупности месторождений	Классы опасности доминирующих рудных элементов			
	VI	III	II	I
Очень крупные	Yellow	Yellow	Orange	Orange
Крупные	Blue	Yellow	Yellow	Orange
Средние	Blue	Blue	Yellow	Yellow
Мелкие	Green	Blue	Blue	Yellow



**Рис. 1.**

*Матрица для определения потенциальной эколого-геохимической опасности месторождений полезных ископаемых*

видно, что с увеличением их числа значимость каждого отдельного фактора в суммарной оценке снижается, и при достаточно большом их количестве аддитивные оценки нивелируются [2]. Поэтому было решено ограничить число факторов до 7. При таком подходе вес каждого из факторов в своей группе значимо отражается на суммарной оценке соответствующего блока и интегральной оценке горнорудного объекта в целом.

В результате изучения большого количества горнорудных объектов по собственным и литературным данным методом экспертных оценок были установлены основные факторы влияния разрабатываемых месторождений на ОС, локализованных в различных природных условиях. Среди этих факторов выделены 4 группы:

- минерагенические;
- ландшафтные;
- гидрогеологические;
- техногенные.

Среди *минерагенических* факторов были выбраны лишь два наиболее значимых для оценки ПЭГО – *состав и запасы руд*. Логично предположить, что степень загрязнения ОС при разработке месторождений находится в прямой

зависимости от его крупности, т.е. запасов. По градации запасов руд месторождения подразделяются по категории крупности на мелкие, средние, крупные (классификация в соответствии с приказом МПР России № 50, 1997) и очень крупные, или уникальные [3].

Состав руд является определяющим фактором загрязнения ОС при разработке месторождений, поскольку именно он диктует кислотно-щелочную обстановку, от которой зависит уровень загрязнения всех природных сред.

Кроме того, сами руды зачастую представляют собой концентрат токсичных и высокотоксичных элементов. Они могут быть подразделены по классам опасности, согласно приказу № 536 Минприроды России от 04.12.2014, в зависимости от доминирующих элементов в составе руд. Но степень опасности химического загрязнения ОС зависит от того, сколько того или иного токсичного элемента содержится в рудах. И это как раз определяют запасы месторождения. Поэтому по вышеописанным показателям месторождения (доминирующие рудные элементы в составе руд и категория крупности месторождений) были подразделены, согласно матричной таблицы (*рис. 1*) на



высоко опасные (4 балла), опасные (3 балла), умеренно опасные (2 балла) и малоопасные (1 балл).

Так, при рассмотрении перспективы освоения любого месторождения следует изучить состав руд (в паспорте каждого месторождения приводятся содержания извлекаемого металла в процентах). Затем, по соотношению процентного содержания выбрать преобладающий рудный элемент, или элементы. Например, месторождение Учалы является крупным. В составе рудных элементов преобладает Cu – это элемент 3 класса опасности, но составе тех же руд – Pb и Zn – элементы 1 класса опасности. Они в сумме дают больший процент. Значит, суммарный эффект воздействия этих элементов (1 класса опасности) на ОС при разработке месторождений будет больше, и месторождение Учалы должно быть отнесено к высокоопасным (4 балла).

Группа **ландшафтных** факторов рассмотрена на примере объектов исследования, которые находятся в различных широтных поясах, а следовательно, и резко различных природных условиях. В результате исследований были изучены ландшафтообразующие факторы в зонах влияния ГРК, среди которых наиболее значимыми были признаны *типы климата, рельефа и почв*.

Была установлена тесная взаимосвязь типа климата и его влияние на загрязнение гидросферы. На примере Хибинской ПТС показано, что благодаря многократному разбавлению природных вод обильным количеством атмосферных осадков, минерализация подземных и поверхностных вод не превышает нормативных значений в пределах РМ и всей зоны влияния ГРК «Апатит». Это происходит из-за влажности климата, который является здесь типично гумидным. Фоновые природные воды на участке

**Таблица 1.**  
Факторы оценки потенциальной эколого-геохимической опасности химического загрязнения территорий перспективного горнорудного освоения

Факторы оценки 1		Баллы			
		2	3	4	
Природные условия					
Минералогические	Степень опасности месторождений	Малоопасные	Умеренноопасные	Опасные	Высокоопасные
	Типы климата	Гумидный	Семигумидный	Семиаридный	Аридный
Ландшафтные	Устойчивость ландшафтов	Устойчивые (1 балл)	Среднеустойчивые (2 балла)	Слабо устойчивые (3 балла)	
	Зоны водообмена по степени его интенсивности	Активного водообмена (1 балл) (Кв от 10 до 1)	Затрудненного (2 балла) (Кв от 1 до 0,1)	Застойного (3 балла) (Кв менее 0,1)	
Гидрогеологические	Степень защищенности водоносных горизонтов	Высокая	Средняя	Низкая	Неудовлетворительная
	Техногенные условия				
Техногенные	Длительность разработки МПИ	Менее 5 лет	5–10 лет	10–20 лет	Более 20 лет
	Способ разработки МПИ	Закрытый и подземного выщелачивания	Комбинированный	Открытый	Кучного выщелачивания

Основные типы генетические типы рельефа	Типы и подтипы почв*		
	Устойчивые ГЛ ПБ П Пиг Пжк Пд Дг Г <sub>бт</sub> Гп Тг Пг Пг <sup>а</sup> МТ <sup>с</sup> Гт Гпр Глг Дт Гдк Л <sub>1</sub> Л <sub>2</sub> МТ Г <sub>БР</sub>	Среднеустойчивые Чоп Ч <sup>сн</sup> Чл Лг Бр Брг Л <sub>3</sub> Д <sup>к</sup> Сд Гл МТ <sup>к</sup> Г <sub>п</sub> <sup>а</sup> Г <sub>п</sub> <sup>мт</sup>	Малоустойчивые Ч <sup>о</sup> Ч <sup>о</sup> Чг Гч Глг Гк Г <sub>Бп</sub> Сд <sup>г</sup> Сд <sup>а</sup> Ар Та Г <sub>А</sub> К <sub>1</sub> К <sub>2</sub> К <sub>3</sub> К <sub>л</sub> К <sup>сн</sup> К <sup>ск</sup> Бс К <sup>сн</sup> К <sup>ск</sup> Бс Б Кл С <sup>сн</sup> С <sup>к</sup> ЛБ Бс <sup>сн</sup> СБ <sup>ск</sup> СБ <sup>сн</sup>
Денудационный			
Трансэлювиальный			
Аккумулятивный			
<div style="display: flex; justify-content: space-around; align-items: center;"> <span style="width: 15px; height: 15px; background-color: #c8e6c9; border: 1px solid black; margin-right: 5px;"></span> 1           <span style="width: 15px; height: 15px; background-color: #fff9c4; border: 1px solid black; margin-right: 5px; margin-left: 20px;"></span> 2           <span style="width: 15px; height: 15px; background-color: #ffcdd2; border: 1px solid black; margin-left: 20px;"></span> 3         </div>			

**Рис. 2.** Матрица для определения устойчивости ландшафта: 1– устойчивый; 2 – среднеустойчивый; 3 – слабоустойчивый (условные обозначения типов и подтипов почв приводятся по Е.М. Иванову, 1976 [6])

разработки месторождений являются ультра-пресными, реже – пресными. Низкой минерализации природных вод способствует и низкая испаряемость в пределах ПТС месторождений Хибинских тундр.

Совершенно иная ситуация наблюдается на Учалинском месторождении, расположенном на восточном склоне Южного Урала. Климат здесь резко континентальный с сухим, жарким летом, с преобладанием испарения над осадками, т.е. является типично аридным, что обуславливает в течение сухого сезона задержку водорастворимых солей на испарительных барьерах [4]. Зимой же при резком перепаде температур на контакте рудных отвалов с подотвальными водами происходит так называемое вымораживание, которое способствует обогащению подотвальных вод токсичными элементами руд. В результате происходит загрязнение всей гидросферы ПТС.

Полярность выше рассмотренных явлений наиболее ярко проявляется в распределении общей минерализации поверхностных и подземных вод объектов. Если для колчеданных месторождений Урала общая минерализация достигает 14 г/дм<sup>3</sup>, то максимальные ее значения для месторождений полезных ископаемых (МПИ) Хибинских тундр, даже в районе отстойников апатит-нефелиновых фабрик (АНОФ-1, 2, 3) не превышают 0,7 г/ дм<sup>3</sup> [5].

На примере общей минерализации, которая может рассматриваться как обобщенный показатель загрязнения гидросферы МПИ и ОС, в целом видно, что способность самоочищения территорий горнорудного освоения с гумидным климатом значительно выше, чем с аридным и семиаридным, к каким относятся все территории колчеданных полиметаллических месторождений Южного Урала.

Таким образом, при перспективном планировании разработки месторождений полезных ископаемых (МПИ) необходимо учитывать тип климата территории освоения. ПЭГО при разработке месторождений нарастает от гумидного к аридному и в гумидном климате будет равна 1 баллу, семигумидном – 2 баллам, семиаридном – 3 баллам, а в аридном – 4 (**табл. 1**).

Важными факторами устойчивости ландшафтов к химическому загрязнению, являются типы почв и рельефа. Все ландшафтные факторы тесно связаны между собой, но для оценки ПЭГО РМ наиболее важна взаимосвязь генетических типов рельефа и почв, т.к. именно они в конечном счете и определяют устойчивость ландшафта к загрязнению. Коллективом авторов [7] почвы были сгруппированы по их устойчивости к загрязнению, что и отражено на **рис. 2**.

Но, по мнению автора, данные типы почв характеризуют лишь их способности к депонированию загрязнения, а устойчивость ландшафтов определяют преобладающий тип рельефа и почв совместно. Это подтверждают нижеприведенные данные.

*Хибинские* почвы не обладают достаточной буферностью, т.к. почвы тут примитивные, малогумусовые, иллювиально-малогумусовые, реже – торфяно-болотные. Последние имеют незначительное распространение. Рельеф территории месторождений расчлененный. Значительные площади здесь занимают среднегорья и низкогорья. Крутизна склонов в пределах Хибинских гор резко увеличивается от подножия (10–20°) к вершинам (70–85°), что играет решающую роль при формировании зональности загрязнения почв. Рельеф в сочетании с типом развитых здесь почв позволяет считать ландшафт в зоне влияния РМ устойчивыми к загрязнению. Это подтверждается и распределением



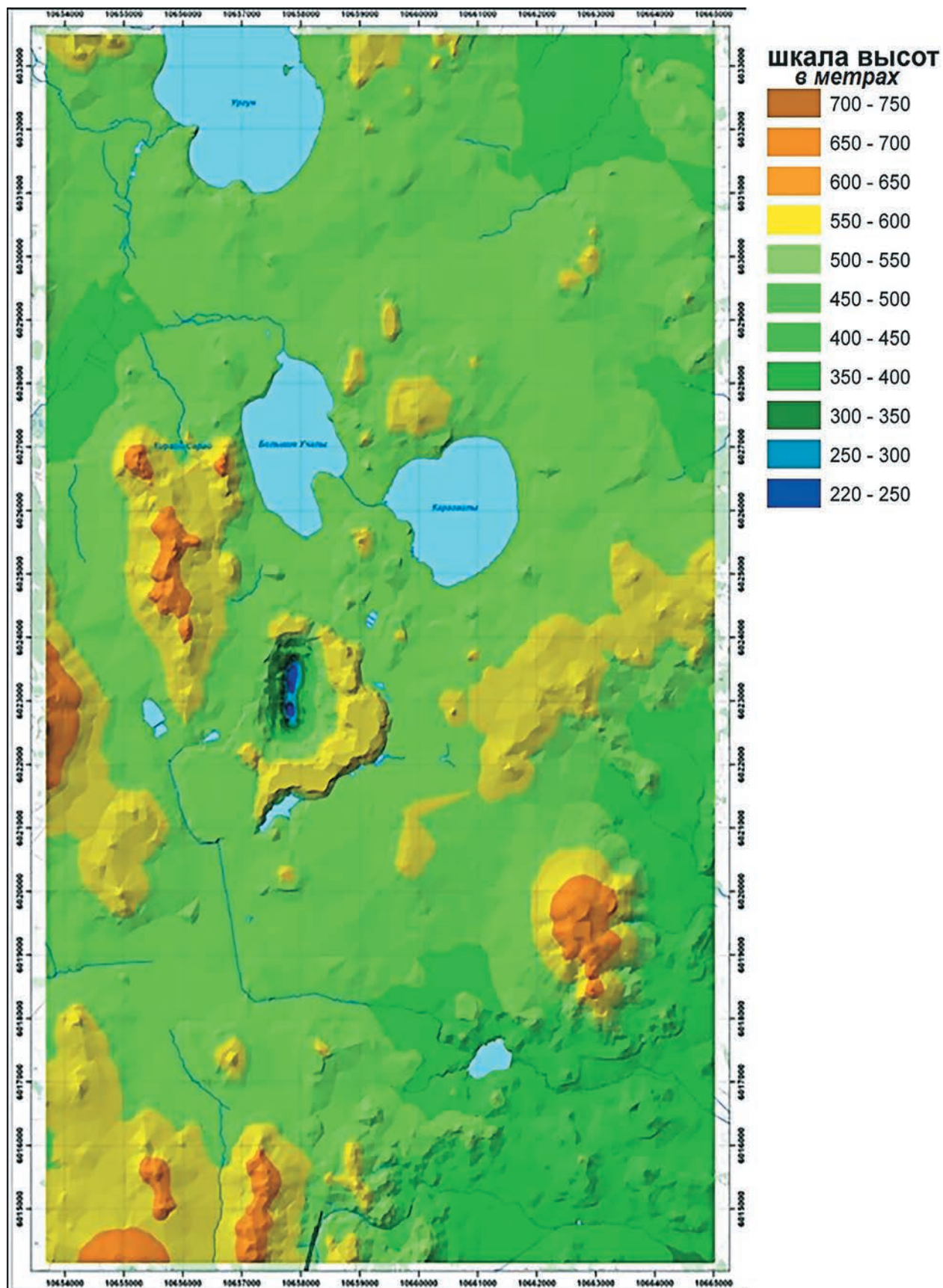


Рис. 3.  
Карта расчлененности рельефа Учалинской ПТС

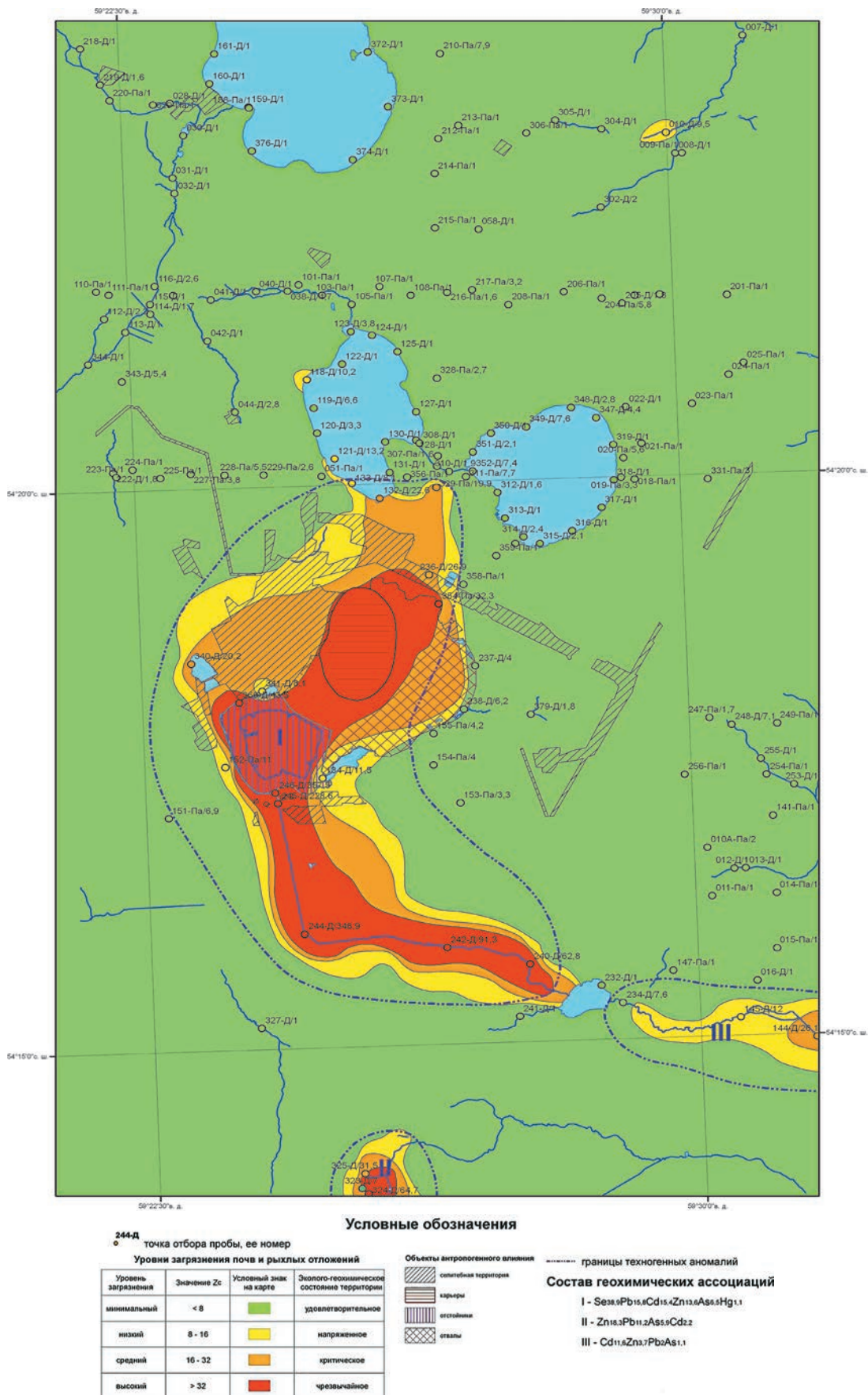


Рис. 4. Карта загрязнения почв Учалинской ПТС по СПЗ (Zc)



суммарного показателя загрязнения (СПЗ), значения которого на большей части территории горнорудного освоения колеблются от 8 до 12. И лишь в пределах аккумулятивных выположенных террас, в нижнем течении р. Белой, в пределах хвостохранилищ обогатительных фабрик, наблюдается незначительные участки (не более 10% территории) с СПЗ от 16 до 32, а с СПЗ более 32 – 3–4% территории. При сочетании преобладающего денудационного рельефа и типа почв, согласно матричной таблице **рис. 2**, территория РМ Хибинских тундр к химическому загрязнению устойчива (1 балл).

## **Предложенный подход к оценке потенциальной эколого-геохимической опасности от деятельности горнорудных предприятий позволяет планировать разработку месторождений с учетом природных условий их локализации, минимизируя техногенную нагрузку на окружающую среду**

Рельеф в зоне Учалинского месторождения относится к среднегорному, абсолютные отметки высот колеблется от 450 м до 650 м (**рис. 3**).

При сопоставлении карт расчлененности рельефа и загрязнения почв по СПЗ (**рис. 4**) РМ Учалы можно видеть, что зоны неудовлетворительного эколого-геохимического состояния тяготеют к аккумулятивным формам рельефа, а наиболее чистые – к денудационным. Поскольку в пределах аккумулятивных форм рельефа на южноуральских РМ преобладают черноземы (выщелоченные и оподзоленные), загрязнение почв более интенсивное, чем в пределах месторождений Хибинских тундр.

Значения суммарного показателя загрязнения здесь достигают 32 и более. Устойчивость ландшафта к загрязнению для площади Учалинского месторождения оценивается в 2 балла.

Таким образом, устойчивость ландшафтов к химическому загрязнению определяют преобладающие генетические типы рельефа и почв совместно.

Среди *гидрогеологических* факторов при разработке месторождений наиболее значимы-

ми признаны интенсивность водообмена подземных вод и защищенность подземных вод.

Показателем интенсивности водообмена, по Г.Н. Каменскому, является коэффициент водообмена ( $K_v$ ), под которым понимается отношение годового расхода подземных вод к общим ресурсам подземного бассейна. Эта величина колеблется от 1 до 10 и более для грунтовых вод и от 0,1 и до 0,00001 – для артезианских, т.е. в пределах артезианских бассейнов полный водообмен может происходить в течение тысячелетий, что сопоставимо с геологическим временем.

Это соответствует представлениям Н.К. Игнатовича о зонах водообмена гидрогеологического разреза. Он выделяет зону активного водообмена, застойного и затрудненного. Поскольку при подготовке МПИ к разработке для расчета коэффициента водообмена гидрогеологических параметров, как правило, недостаточно, то возможна ориентировочная оценка интенсивности водообмена по степени загрязнения подземных вод принесенными элементами в пределах зон водообмена гидрогеологического разреза. Степень загрязнения вод определяется относительно фона. Градации для расчета степени ПЭГО по интенсивности водообмена предлагаются следующие: от 1 до 10 – для зоны активного водообмена, от 1 до 0,1 – застойного, для зон затрудненного водообмена – менее 0,1.

При попадании загрязнения при РМ в зону активного водообмена, где  $K_v$  колеблется от 1 до 10, ПЭГО будет оцениваться в 1 балл, застойного ( $K_v$  от 1 до 0,1) – в 2, а затрудненного ( $K_v$  менее 0,1), что очень мало вероятно, – в 3 балла.

По представлениям К.Е. Морау [7], которые разделяет и автор, верхней границей зоны активного водообмена является зона аэрации, нижней – та часть гидрогеологического разреза, где разрывная тектоника уже проявляется незначительно.

Рассмотрим обоснование вышеописанного параметра для Учалинского медноколчеданного месторождения. По фондовым материалам известно, что зона интенсивной трещиноватости тут достигает 1000–1100 м. Загрязнение подземных вод на уровне горизонта 460 м по данным 2014 г. незначительно. Превышение относительно фона отмечается лишь по отдельным компонентам ( $Fe^{2+}$ ,  $Fe^{3+}$ ,  $Cu^{2+}$ ,  $Zn^{2+}$ ,  $Pb^{2+}$ ,  $Al^{3+}$ ,  $SO_4^{2-}$ ), т.е. загрязнение подземных вод затрагивает лишь зону активного водообмена ( $K_v$  1–10) – 1 балл.

**Защищенность подземных вод** также относится к гидрогеологическим факторам и оценивается по наличию или отсутствию водоупора в кровле водоносного горизонта, обычно ис-

пользуемого для водоснабжения. Если водоупорный горизонт существует и имеет выдержанную мощность, то степень защищенности высокая и оценивается в 1 балл. При наличии незначительного количества эрозионных окон – защищенность средняя и оценивается в 2 балла. Если же горизонт не выдержан по простиранию и мощности, в его пределах имеются многочисленные эрозионные окна, защищенность его низкая – 3 балла. При отсутствии водоупорного горизонта или его локальном развитии степень защищенности неудовлетворительная – 4 балла.

Так, для водоснабжения г. Учалы используется среднедевонский карамылташский водоносный горизонт. Экранирующий его водоупор нельзя назвать выдержанным по мощности и простиранию, т.к. фрагментарно карамылташский горизонт выходит на дневную поверхность в виде родников. В его составе выявлены превышения ПДК (здесь и далее для нормирования берутся значения химических веществ в воде водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования по ГН 2.1.5.1315-03) по кадмию, магнию, алюминию, цинку, свинцу, железу, кальцию, селену, бериллию, меди, магнию, мышьяку и молибдену. В нескольких точках определены среднеминерализованные воды (5–10 г/л).

Таким образом, по степени защищенности подземных вод ПЭГО Учалинского месторождения – 3 балла.

**Техногенные** факторы влияния при разработке МПИ на состояние ОС, как правило, усугубляют природную обогащенность ее различными элементами или химическими соединениями. Но техногенные факторы, являясь управляемыми, могут корректироваться в зависимости от природных условий локализации месторождений. Для минимизации их влияния предлагается оптимизация выбора технических условий горнорудного освоения территорий. Наиболее значимыми из них являются *длительность и способ разработки месторождений*. Они выбираются в зависимости от степени уязвимости природной среды территории освоения. Потому, переходя к интегральной оценке ПЭГО РМ, необходимо предварительно оценить степень уязвимости ПС, которая определяется

эффектом суммарного влияния природных факторов.

Так, чем более уязвима природная среда, тем более растянута во времени должна быть **длительность** разработки месторождения. Если природные условия месторождения таковы, что интенсивный путь его разработки может привести к чрезвычайно опасному состоянию ПТС (ПЭГО очень высокая), то длительность его освоения должна быть обратно пропорциональна суммарной оценке природных факторов ПЭГО. Градации ПЭГО по длительности РМ следующие: менее 5 лет – 1 балл, 5–10 лет – 2 балла, 10–20 лет – 3 балла, более 20 лет – 4 балла.

Аналогичный подход следует применять и при выборе способов отработки месторождений. Наиболее щадящим принято считать закрытый способ (сюда же относится и способ подземного выщелачивания) добычи руд (1 балл), далее идут по степени нарастания влияния на ОС – комбинированный (2 балла), открытый (3 балла) и кучного выщелачивания (4 балла).

Интегральная оценка ПЭГО рассчитывается как сумма единичных оценок по группам минерагенических, ландшафтных, гидрогеологических и техногенных факторов. Ее градации определяются как низкая (7 баллов), средняя (от 8 до 14), высокая (от 15 до 19) и очень высокая (более 19).

### Выводы

Предложенный подход к оценке потенциальной эколого-геохимической опасности от деятельности горнорудных предприятий позволяет планировать разработку месторождений с учетом природных условий их локализации, минимизируя техногенную нагрузку на ОС. Благодаря такому подходу возможен оптимальный выбор технических условий (длительность и способ разработки) экологически безопасного горнорудного освоения территорий.

Разработанная методика базируется на выявлении факторов оценки потенциальной эколого-геохимической опасности РМ, ранжировании факторов по значимости в баллах и их интегральной оценке.

Методика позволяет оценивать ПЭГО как вновь проектируемых горнорудных комплексов, так и уже функционирующих. ❶

---

### Литература

1. Криночкина О.К. Влияние геолого-минерагенических и техногенных факторов на состояние гидросферы разрабатываемых месторождений //Разведка и охрана недр. 2017 (принято к публикации).



2. Крinoчкин Л.А., Головин А.А., Гуляева Н.Г., Трефилова Н.Я. Оценка инвестиционной привлекательности территорий перспективных для горнорудного освоения // *Разведка и охрана недр*. 2004. № 11. С. 8–15.
3. Геологический атлас России, раздел 3 / Отв. ред. А.А. Смыслов. М.-СПб.: ВСЕГЕИ. 1996. 202 с.
4. Емлин Э.Ф. Техногенез колчеданных месторождений Урала. Свердловск: Изд-во УрГУ. 1991. 256 с.
5. Крinoчкина О.К., Лаврусевич А.А. Анализ воздействия месторождений различных промышленных типов на подземную гидросферу / «Сергеевские чтения». Научная конференция «Геоэкологическая безопасность разработки месторождений полезных ископаемых». М. 2017. Вып. 19. С. 384–389.
6. Иванов Е.М. Классификация почв СССР. М.: Наука. 1976. 227 с.
7. Ландшафтная эколого-геохимическая карта России масштаба 1:5000000 с объяснительной запиской / Сост. Сорокина Е.П., Никифорова Е.М. и др., ред. Добровольский В.В., Островский Л.А. 1995.
8. Морау К.Е., Матвеева Е.Н. Вариации уровней подземных вод зоны активного водообмена крайнего юго-западного причерноморского артезианского бассейна // *Бюллетень Института геофизики и геологии АН Молдовы*. 2011. № 2. С. 108–122.

UDC 550.4.01:553

**O.K. Krinochkina**, PhD, Associate Professor of Engineering Research and Geoecology, MGSU<sup>1</sup>, KrinochkinaOK@mgsu.ru.  
<sup>1</sup>26 Yaroslavskoye shosse, Moscow, 129337, Russia.

## Framework for the Assessment of Potential Ecological and Geochemical Risk from Activities of the Mining Enterprises in Different Environmental Conditions

**Abstract.** The article considers methods of assessment of the potential ecological–geochemical risk of environmental contamination (OS) when creating new and existing mining complexes. The methodology provides a view of combined natural and technogenic factors impact on the environment in the development of mineral deposits, ranking them in importance and their integrated assessment. Among the natural factors are considered: metallogenic, landscape and hydrogeological among technologically – duration and ways of field development.

**Keywords:** potential environmental geochemical hazards; environmental pollution; mining.

### References

1. Krinochkina O.K. *Vliianie geologo-mineragenicheskikh i tekhnogenykh faktorov na sostoianie gidrosfery razrabatyvaemykh mestorozhdenii* [The influence of geological-mineragenic and technogenic factors on the state of the hydrosphere of the fields being developed]. *Razvedka i okhrana neдр* [Exploration and protection of mineral resources]. 2017 (accepted for publication).
2. Krinochkin L.A., Golovin A.A., Guliaeva N.G., Trefilova N.Ia. *Otsenka investitsionnoi privlekatel'nosti territorii perspektivnykh dlia gornorudnogo osvoeniia* [Estimation of the investment attractiveness of territories promising for mining development]. *Razvedka i okhrana neдр* [Exploration and protection of mineral resources], 2004, no. 11, pp. 8–15.
3. *Geologicheskii atlas Rossii, razdel 3* [Geological Atlas of Russia, Section 3]. Responsible editor A.A. Smyslov. Moscow- St. Petersburg, VSEGEI Publ., 1996, 202 p.
4. Emlin E.F. *Tekhnogenez kolchedannykh mestorozhdenii Urala* [Technogenesis of pyrite deposits in the Urals]. Sverdlovsk, UrGU Publ., 1991, 256 p.
5. Krinochkina O.K., Lavrusovich A.A. *Analiz vozdeistviia mestorozhdenii razlichnykh promyshlennykh tipov na podzemnuu gidrosferu* [Analysis of the impact of deposits of various industrial types on the underground hydrosphere]. «*Sergeevskie chteniia*» [Sergeevsky readings]. Conf. «*Geoekologicheskaiia bezopasnost' razrabotki mestorozhdenii poleznykh iskopaemykh*» [Geoecological safety of mining of mineral deposits]. Moscow, 2017, issue 19, pp. 384–389.
6. Ivanov E.M. *Klassifikatsiia pochv SSSR* [Classification of Soils of the USSR]. Moscow, Nauka Publ., 1976, 227 p.
7. *Landshaftnaia ekologo-geokhimicheskaiia karta Rossii masshtaba 1:5000000 s ob"iasnitel'noi zapiskoi* [Landscape ecological-geochemical map of Russia, scale 1: 5000000 with an explanatory note]. Collectors Sorokina E.P., Nikiforova E.M. i dr., editors Dobrovolskii V.V., Ostrovskii L.A. 1995.
8. Morau K.E., Matveeva E.N. *Variatsii urovnei podzemnykh vod zony aktivnogo vodoobmena krainego iugo-zapadnogo prichernomorskogo artezianskogo basseina* [Variations in groundwater levels of the zone of active water exchange of the extreme south-western Black Sea artesian basin]. *Biulleten' Instituta geofiziki i geologii AN Moldovy* [Bulletin of the Institute of Geophysics and Geology of the Academy of Sciences of Moldova], 2011, no. 2, pp. 108–122.





**З.А. Аликин**  
канд. геол.-мин. наук  
ПГНИУ<sup>1</sup>  
доцент  
[hydrogeology.psu@gmail.com](mailto:hydrogeology.psu@gmail.com)

# Рамочная классификация прогнозной вместимости и эксплуатационной емкости глубоких водоносных горизонтов

<sup>1</sup>Пермский государственный национальный исследовательский университет. Россия, 614990, Пермь, ул. Букирева, 15.

*Изложены факторы, определяющие сложность геолого-гидрогеологических условий участков недр, перспективных для организации захоронения вредных жидких отходов, обоснованы принципы изученности эксплуатационной емкости полигонов захоронения, а также их группировка по степени изученности*

**Ключевые слова:** участок недр; баллы сложности; гидродинамическое воздействие; категории емкости; ресурсы вместимости; нормативно-методический документ



**В** предшествующих статьях, опубликованных в журнале «Разведка и охрана недр» в 2015–2017 гг. [1, 2, 3, 4] рассмотрены основные проблемы гидрогеологического обоснования захоронения вредных жидких отходов (ВЖО) в глубокие водоносные горизонты (ГВГ), начиная от дефиниций, через методику оценки эксплуатационной емкости (далее – емкости) и параметров сложности геолого-гидрогеологических условий полигонов захоронения (ПЗ) до принципов достоверности оценки емкости и корректировки стадийности геологоразведочных работ, изложенных в [5, 6].

Разработка этих положений позволяет в первом приближении приступить к формированию основного нормативно-методического документа, определяющего единый порядок и требования к достоверности оценки емкости и прогнозной вместимости пластов-коллекторов в пределах полигонов захоронения ВЖО. Окончательная разработка классификации на основе представленной версии и ее утверждение в установленном порядке позволит существенно повысить как эффективность выявления, оценки и разведки ПЗ, так и достоверность оценки емкости пластов-коллекторов.

### **Общие положения**

1. Эксплуатационные емкости пластов-коллекторов подсчитываются по результатам ГРП, выполненных в процессе геологического изучения и оценки представленных в пользование участков недр, а также по данным разведки таких участков или эксплуатации действующих полигонов захоронения ВЖО.

2. Прогнозные вместимости глубоких водоносных горизонтов оцениваются в пределах структурных частей артезианских бассейнов различного порядка.

3. Требования к совместимости ВЖО с пластовыми водами и водовмещающими породами, а также к организации санитарно-защитных зон полигонов захоронения определяются в порядке, установленном законодательством РФ в области обеспечения санитарно-эпидемиологического благополучия населения.

4. Объектом подсчета эксплуатационной емкости пласта-коллектора является полигон захоронения ВЖО. Объектом оценки прогнозной вместимости являются ГВГ в пределах гидрогеологических структур различного порядка, оцененные на основании комплекса благоприятных гидрогеологических предпосылок, обоснованных по результатам региональных гидрогеологических исследований, балансовых и гидродинамических подсчетов, экспертных оценок

с использованием площадных геофизических исследований, гидрогеологического опробования и ГИС глубоких скважин различного назначения.

5. Подсчет и учет эксплуатационной емкости пластов-коллекторов в пределах ПЗ производится в количестве ВЖО ( $\text{м}^3/\text{сут}$ ), которые могут быть превентивно внедрены в пласты-коллекторы условными обобщенными нагнетательными сооружениями в пределах ГВГ гидрогеологических структур, а также участков недр, перспективных для выявления и организации ПЗ.

### **Группы полигонов захоронения ВЖО по сложности геологического строения и гидрогеологических условий**

6. Необходимая и достаточная степень достоверности эксплуатационной емкости пластов-коллекторов определяется в зависимости от сложности геологического строения и гидрогеологических условий полигонов захоронения или участков недр, а также структурно-тектонических, палеогеографических условий площади гидродинамического воздействия будущей эксплуатации полигона.

6.1. Основными критериями, определяющими эту сложность являются:

- состав и свойства элементов внутренней структуры полигона в естественных условиях (состав и свойства пластовых вод и водовмещающих пород и прогноз их совместимости с ВЖО);
- сложность граничных условий полигона в плане и разрезе и их схематизации для расчета эксплуатационной емкости;
- сложность обоснования моделей полигона в естественных и нарушенных эксплуатацией условиях.

6.2. Эти критерии в зависимости от своих особенностей подразделяются на три группы (простые, сложные и весьма сложные). Очевидно, что для большинства ПЗ критерии конкретного полигона будут, как правило, относиться к разным группам сложности. Предлагается ввести балльную оценку сложности. Поскольку в настоящее время не представляется возможным ранжировать критерии по их приоритетности, они принимаются равнозначными в пределах каждой группы сложности: в первой группе – 1 балл, во второй – 2 балла, в третьей – 3 балла. При введении этого условия оценка степени сложности вышеназванных условий всего разнообразия изучаемых потенциальных ПЗ – (от наиболее простых до наиболее сложных) – находятся в интервале, соответственно, от 3 до 9 баллов. При амплитуде 6 баллов каждой группе сложности отвечает интервал в 2 балла. Тогда каждая группа характеризуется следующим ко-

личеством баллов: первая – от 3 до 5, вторая – от 6 до 7, третья от 8 до 9.

### **Категории эксплуатационных емкостей и прогнозных вместимостей пластов-коллекторов по степени геолого-гидрогеологической изученности**

7. Эксплуатационные емкости пластов-коллекторов по степени геолого-гидрогеологической изученности подразделяются на категории А, В, С<sub>1</sub> и С<sub>2</sub>.

7.1. Эксплуатационная емкость категории А выделяется на эксплуатируемых в течение 5 лет полигонах захоронения первой и второй групп сложности при условии проведения в этот период эксплуатационной разведки. Она должна обеспечиваться выполнением следующих требований:

- достоверно изучены внутреннее строение и граничные условия полигона захоронения;

- достоверно определены фильтрационные и емкостные параметры пласта-коллектора в зоне гидродинамического воздействия ПЗ за последующий пятилетний период эксплуатации ПЗ;

- определено наличие или отсутствие буферного горизонта и рассчитано численное значение допустимого повышения давления на кровлю пласта-коллектора на конец расчетного периода;

- количественно оценены источники формирования эксплуатационной емкости пласта-коллектора;

- установлена зависимость  $\Delta P/Q=f(Q)$  в процессе предшествующей эксплуатации ПЗ;

- совместимость ВЖО с пластовыми водами и водовмещающими породами пласта-коллектора с учетом технологии их подготовки к захоронению соответствует нормативным требованиям к эксплуатации ПЗ;

- доказана изолированность пласта-коллектора от вышележающих водоносных комплексов по результатам эксплуатационной разведки ПЗ.

К эксплуатационной емкости категории А относится средняя приемистость нагнетательных скважин ( $Q_{\text{сум}}$ ) в м<sup>3</sup>/сут за предшествующие 5 лет, при этом должны быть соблюдены следующие условия:

- возможность сохранения принятой производительности ПЗ на последующий 5-летний срок эксплуатации по данным прогнозных расчетов, в том числе с применением математического моделирования;

- обоснована возможность сохранения совместимости ВЖО с пластовыми водами на последующий пятилетний срок эксплуатации ПЗ;

- на эксплуатируемых ПЗ в соответствии с нормативными документами организованы санитарно-защитные зоны, согласованные и утвержденные в установленном порядке.

Эксплуатационная емкость категории А на ПЗ третьей группы сложности не выделяется.

7.2 Эксплуатационная емкость категории В выделяется на представленных в пользование и разведанных участках недр первой и второй групп сложности, а также на ПЗ третьей группы сложности, находящихся в опытно-промышленной эксплуатации или на эксплуатируемых ПЗ этой группы (переоценка).

Эксплуатационная емкость категории В должна удовлетворять следующим основным требованиям:

- изучены с необходимой достоверностью внутреннее строение и граничные условия ПЗ;

### **Окончательная разработка классификации на основе представленной версии и ее утверждение в установленном порядке позволить существенно повысить как эффективность выявления, оценки и разведки полигонов захоронения, так и достоверность оценки емкости пластов-коллекторов**

- гидрогеологические параметры пласта-коллектора, размещение и конструкция нагнетательных скважин и другие исходные данные, необходимые для подсчета его эксплуатационной емкости, определены по данным кустовых и одиночных нагнетаний с 2–3 степенями приемистости, в том числе опытно-эксплуатационных;

- проектная приемистость нагнетательных скважин и допустимое повышение пластового давления на последующий 5-летний срок эксплуатации должны быть подтверждены результатами опытно-фильтрационных работ и геомеханическими расчетами;

- совместимость ВЖО с пластовыми водами и водовмещающими породами доказана стабильностью во времени приемистости нагнетательных скважин с учетом использования при необходимости превентивных мероприятий по соляно-кислотной обработке (СКО) фильтровой колонны;



- получены необходимые исходные данные и выполнены расчеты размеров санитарно-защитных зон и доказана возможность их организации;

- оценено влияние будущей эксплуатации ПЗ на состояние недр на действующие ПЗ в пределах площади гидродинамического воздействия проектного ПЗ и доказана допустимость ожидаемых воздействий;

- изолированность пласта-коллектора от вышележающих водоносных горизонтов базируется на наличии водоупорного слоя, имеющего региональное распространение, и буферного горизонта.

7.3. Эксплуатационная емкость категории  $C_1$  должна удовлетворять следующим основным требованиям:

- установлены основные особенности внутреннего строения и граничных условий изучаемого ПЗ в плане и разрезе, а также имеются сведения по структурно-тектоническим и палеогеографическим условиям зоны гидродинамического воздействия будущей эксплуатации ПЗ;

- имеется информация для обоснования приближенной гидрогеологической модели эксплуатируемого ПЗ;

- гидрогеологические параметры и показатели определены по данным преимущественно одиночных нагнетаний, дуплетного опробования пласта-коллектора, геофизических исследований (ГИС);

- ориентировочно оценены параметры источников формирования эксплуатационной емкости;

- совместимость ВЖО с пластовыми водами обоснована лабораторными исследованиями, позволяющими при необходимости обеспечить разработку технологии их подготовки к захоронению;

- получены исходные данные для обоснования возможности организации санитарно-защитных зон;

- изолированность пласта коллектора от зоны активного водообмена предварительно обоснована наличием в кровле водоупорного слоя.

7.4. Эксплуатационная емкость категории  $C_2$  выделяется на опосредованных участках недр первой и второй групп сложности и на отдельных участках третьей группы сложности. Эксплуатационные емкости этой категории могут выделяться на действующих полигонах, не прошедших геологическую экспертизу, при подсчете их на таких полигонах.

Эксплуатационная емкость категории  $C_2$  должна удовлетворять следующим основным требованиям:

- установлены принципиальные особенности геологического строения и гидрогеологических условий участка недр, а также имеющиеся предварительные сведения о структурно-тектонических и палеогеографических условиях зоны гидродинамического воздействия потенциального ПЗ;

- имеется информация для предварительного обоснования модели ПЗ в естественном состоянии и гипотетической модели ПЗ в условиях его эксплуатации;

- гидрогеологические и другие параметры и показатели определены по результатам бурения и опробования поисковых скважин, переинтерпретации ГИС ранее выполненных работ для других целей с достоверностью, позволяющей выполнить ориентировочный подсчет эксплуатационной емкости на участках недр с использованием условной схемы размещения нагнетательных скважин;

- совместимость ВЖО с пластовыми водами изучена по данным опробования единичных скважин и смешения отходов в различных пропорциях с пластовыми водами, позволяющими установить принципиальную возможность разработки технологии подготовки ВЖО к захоронению в перспективный пласт-коллектор;

- получены исходные данные общего характера для предварительного обоснования возможности организации санитарно-защитных зон ПЗ;

- изолированность пласта-коллектора от зоны активного водообмена определена на основе анализа результатов структурно-тектонических и палеогеографических исследований.

8. Прогнозная вместимость пластов-коллекторов по степени ее обоснованности относительно категории Р.

Оценка прогнозной вместимости категории Р выполняется на основе обобщения и анализа имеющихся геолого-гидрогеологических материалов (мелкомасштабных гидрогеологических съемок, структурно-тектонических и палеогеографических исследований, переинтерпретации ГИС). Материалы должны быть достаточными для обоснования общих представлений о геолого-гидрогеологических условиях перспективных участков недр и вероятностных моделей потенциальных ПЗ в условиях их эксплуатации. Совместимость ВЖО с пластовыми водами и водовмещающими породами оценивается на основе вероятностных экспертных оценок.

Прогнозная вместимость категории Р пласта-коллектора подсчитывается гидродинамическим методом для обобщенных площадных систем, а также балансовым методом.

### **Выделение групп полигонов захоронения по степени их изученности**

9. Полигоны захоронения ВЖО по степени их изученности необходимо подразделять при проведении государственной экспертизы эксплуатационной емкости на 3 группы: выявленные, оцененные и разведанные.

Выявленные ПЗ выделяются в пределах ГВГ по результатам сбора, систематизации и анализа фондовых материалов в пределах площади поисков, указанной в геологическом (техническом) задании заказчика

9.1. К выявленным полигонам относятся те, эксплуатационные емкости которых по степени изученности геолого-гидрогеологических условий, совместимости ВЖО с пластовыми водами и водовмещающими породами, изолированности от зоны активного водообмена изучены в степени, позволяющей обосновать перспективность полигона для проведения оценочной стадии ГРП.

Выявленные полигоны по степени изученности должны удовлетворять следующим требованиям:

- обеспечивается возможность квалификации эксплуатационной емкости по категории  $C_2$  (для полигонов первой и второй групп) и категории прогнозной вместимости  $P$  для полигонов третьей группы;

- внутреннее строение пласта-коллектора, граничные условия в плане и разрезе, величины гидрогеологических параметров изучены в степени, необходимой для обоснования предварительной оценки возможности организации ПЗ и округов санитарно-защитных зон;

- совместимость ВЖО с пластовыми водами и водовмещающими породами изучена с детальностью, обеспечивающей возможность разработки предварительной технологии их захоронения;

- модель эксплуатируемого полигона определена приближенно или по аналогии;

- изолированность пласта-коллектора в режиме его эксплуатации подтверждена экспертными геомеханическими и гидродинамическими расчетами.

9.2. К оцененным полигонам относятся те, эксплуатационные емкости которых по степени изученности геолого-гидрогеологических условий совместимости ВЖО с пластовыми водами и водовмещающими породами, изолированности от зоны активного водообмена изучены в степени, позволяющей обосновать целесообразность предоставления в пользование участков недр для дальнейшей разведки и опытно-промышленной и/или промышленной эксплуатации полигона.

Оцененные полигоны по степени изученности должны удовлетворять следующим требованиям:

- обеспечивается возможность квалификации эксплуатационной емкости по категории  $C_1$  (для первой и второй групп) и  $C_2$  (для третьей группы);

- внутреннее строение пласта-коллектора, граничные условия ПЗ в плане и разрезе, величины гидрогеологических параметров изучены в степени, необходимой для обоснования принципиальной возможности организации санитарно-защитных зон;

- совместимость ВЖО с пластовыми водами и водовмещающими породами изучена с детальностью, обеспечивающей разработку технологии подготовки их к захоронению;

- модель эксплуатируемого полигона определена на основании комплекса предварительных значений параметров и методических приемов, позволяющих предварительно оценить ее достоверность;

- изолированность пласта-коллектора в режиме его эксплуатации подтверждена предварительными геомеханическими и гидродинамическими расчетами.

9.3. К разведанным относятся полигоны, эксплуатационные емкости которых соответствуют количеству и совместимости ВЖО с пластовыми водами согласно техническому заданию заказчика, а также экологическим и горно-геологическим условиям; геолого-гидрогеологические условия изучены по данным геологоразведочных и других видов работ с полнотой, достаточной для проектирования и обустройства полигонов захоронения ВЖО.

Разведанные полигоны по степени изученности должны удовлетворять следующим требованиям:

- обеспечивается возможность квалификации эксплуатационной емкости по категориям, соответствующим категории  $B$  (для первой и второй групп) и категории  $C_1$  для третьей группы;

- внутреннее строение пласта-коллектора, граничные условия ПЗ в плане и разрезе, величины гидрогеологических параметров изучены с детальностью, обеспечивающей обоснование исходных данных для взаимного размещения нагнетательных и наблюдательных скважин, их конструкций, проектной приемистости, размеров санитарно-защитных зон;


- совместимость ВЖО с пластовыми водами и водовмещающими породами изучена с детальностью, обеспечивающей оценку использования разработанной технологии подготовки ВЖО к захоронению, а также возможностью



выполнить прогноз сохранения проектной приемистости нагнетательных скважин с учетом превентивных мер в процессе эксплуатации полигонов;

– модель эксплуатируемого полигона определена по результатам комплекса опытно-фильтрационных работ, позволяющих установить за-

кономерности роста пластового давления от суммарной приемистости полигона и длительности его эксплуатации;

– изолированность пласта-коллектора в режиме 5-летней эксплуатации подтверждена установленными закономерностями и гидродинамическими расчетами. 

### Литература

1. Аликин Э.А. Основные дефиниции, необходимые для обоснования захоронения вредных жидких отходов // Разведка и охрана недр. 2015, № 2. С. 55–57.
2. Аликин Э.А. Методика оценки эксплуатационной емкости глубоких водоносных горизонтов для захоронения в них вредных жидких отходов // Разведка и охрана недр. 2015, № 7. С. 46–49.
3. Аликин Э.А. Концепция геологического изучения участников недр для захоронения в них вредных жидких отходов (ВЖО) // Разведка и охрана недр. 2016, № 5. С. 62–64.
4. Аликин Э.А. Принципы достоверной оценки эксплуатационной емкости глубоких водоносных горизонтов // Разведка и охрана недр. 2017, № 3. С. 59–64.
5. Методические рекомендации по обоснованию выбора участков недр для целей, не связанных с добычей полезных ископаемых. М. 2007.
6. Требования к геологическим материалам по обоснованию подземного захоронения жидких отходов (1 редакция). М.: ГИДЭК. 2002.

UDC 504

A.E. Alikin, PhD, Associate Professor, Perm State University<sup>1</sup>, hydrogeology.psu@gmail.com

<sup>1</sup> Perm State University. 115 Bukireva str., Perm, 614990, Russia.

## Framework Classification for Predictive Capacity and Operational Capacity of Deep Aquifers

**Abstract.** The factors that determine the complexity of geological and hydrogeological conditions of the subsoil, promising for liquid waste burial, are considered. Principles of knowledge of the operational capacity of landfills are substantiated; landfills are grouped according to exploration degree.

**Keywords:** subsoil; points of complexity; hydrodynamic effect; categories of capacity; resource of capacity; regulatory and guidance documentation.

### References

1. Alikin E.A. *Osnovnye definitsii, neobkhodimye dlia obosnovaniia zakhroneniia vrednykh zhidkikh otkhodov* [The main definitions needed to justify the disposal of harmful liquid waste]. *Razvedka i okhrana nedr* [Exploration and protection of mineral resources], 2015, no. 2, pp. 55–57.
2. Alikin E.A. *Metodika otsenki ekspluatatsionnoi emkosti glubokikh vodonosnykh gorizontov dlia zakhroneniia v nikh vrednykh zhidkikh otkhodov* [Method for assessing the operational capacity of deep aquifers for disposal of harmful liquid wastes in them]. *Razvedka i okhrana nedr* [Exploration and protection of mineral resources], 2015, no. 7, pp. 46–49.
3. Alikin E.A. *Kontsepsiia geologicheskogo izucheniia uchastnikov nedr dlia zakhroneniia v nikh vrednykh zhidkikh otkhodov (VZhO)* [The concept of geological study of subsoil participants for burial in them of harmful liquid waste]. *Razvedka i okhrana nedr* [Exploration and protection of mineral resources], 2016, no. 5, pp. 62–64.
4. Alikin E.A. *Printsipy dostovernoi otsenki ekspluatatsionnoi emkosti glubokikh vodonosnykh gorizontov* [Principles of reliable assessment of the operational capacity of deep aquifers]. *Razvedka i okhrana nedr* [Exploration and protection of mineral resources], 2017, no. 3, pp. 59–64.
5. *Metodicheskie rekomendatsii po obosnovaniiu vybora uchastkov nedr dlia tselei, ne svyazannykh s dobychei poleznykh iskopaemykh* [Methodological recommendations for justifying the selection of subsoil blocks for purposes not related to the extraction of minerals]. Moscow, 2007.
6. *Trebovaniia k geologicheskim materialam po obosnovaniiu podzemnogo zakhroneniia zhidkikh otkhodov (1 redaktsiia)* [Requirements for geological materials for the substantiation of underground disposal of liquid waste (1 edition)]. Moscow, GIDEX Publ., 2002.





К.А. Симонов  
ООО «Шлюмберже Лоджелко Инк.»<sup>1</sup>  
специалист по закупкам по России  
и Центральной Азии  
ВШЭ  
аспирант  
ksimonov25@gmail.com

# Система планирования закупок как эффективный подход к управлению затратами международной нефтесервисной компании

<sup>1</sup>Россия, 109147, Москва, ул. Таганская, 9.

*Ключевая задача нефтесервисной отрасли – качественное и оперативное оказание услуг добывающим компаниям. Спецификой производственного процесса является бесперебойная необходимость в поставках разного рода оборудования, товаров и услуг. Для обеспечения четкости поставок и экономичности процесса снабжения, необходимо оценивать эффективность всей цепочки планирования закупок, а не отдельных ее элементов. Введение прозрачных и обоснованных Ключевых показателей деятельности (КПД) позволит не только снизить затраты на закупочную деятельность, но и повысить эффективность процесса снабжения*

**Ключевые слова:** нефтесервис; международная нефтесервисная компания; система планирования закупок; снабжение; затраты; КПД



**В**ведение  
Согласно Энергетической стратегии РФ на период до 2035 года, среди главных задач – стабильная добыча нефти с газовым конденсатом в объеме 525 млн т в год, увеличение коэффициента извлечения с 28 до 40%, утилизация не менее 95% попутного газа, переход на новую технологическую платформу в освоении трудноизвлекаемых запасов, малых месторождений, малодебетных и высокообводненных скважин [9]. Регулярно идут дискуссии о создании стратегического резерва нефти, одной из функций которого является регулирование рынка с целью обеспечения экономической безопасности и достижения макроэкономической стабильности в стране [7]. Эти цели требуют инновационных технологических решений, которые международные нефтесервисные компании готовы предложить национальной добывающей отрасли.

Структура рынка нефтесервисных компаний в России весьма обширна и многообразна. Основную долю рынка занимают сервисные подразделения крупных российских ВИНК. Данные дочерние предприятия, как правило, не имеют масштабной специфики и выполняют ограниченный круг работ. Наибольшую долю среди независимых нефтесервисных компаний занимают отечественные фирмы, лидером среди которых является БК «Евразия». Крупнейшие международные компании представлены преимущественно «большой четверкой» мировых лидеров нефтесервиса: лидером на российском рынке и в мире в целом является компания *Schlumberger*, далее идут *Halliburton*, *Weatherford*, до недавнего времени – компания *Backer*, заключившая в 2016 г. сделку по слиянию с компанией *General Electric*.

### **Современное состояние рынка нефтесервисных услуг РФ**

Популярность привлечения иностранного сервиса выражается в долях, занимаемых мировыми лидерами на российском рынке нефтесервисных услуг (рис. 1).

Использование услуг нефтесервисных компаний становится все более привлекательным. Необходимо отметить, что, несмотря на отрицательную макроэкономическую динамику, а именно: падение цен на нефть, введение санкций и т.д., рынок бурения в России продолжает расти (рис. 2).

Компании все чаще заменяют привлечением нефтесервисных услуг капитальные вложения (рис. 3).

Основной задачей нефтесервисного бизнеса в России и в мире является качественное оказани

е полного комплекса услуг добывающим компаниям, начиная от процесса разведки, заканчивая ремонтом старых скважин и прочими дополнительными услугами. Для обеспечения данной деятельности компания нуждается в огромном комплексе товаров и услуг, необходимых ей для целей реализации заказа. Именно поэтому планирование закупочной деятельности является важнейшим аспектом процесса снабжения компании для успешного и эффективного развития основного бизнеса и решения задач разного рода сложности.

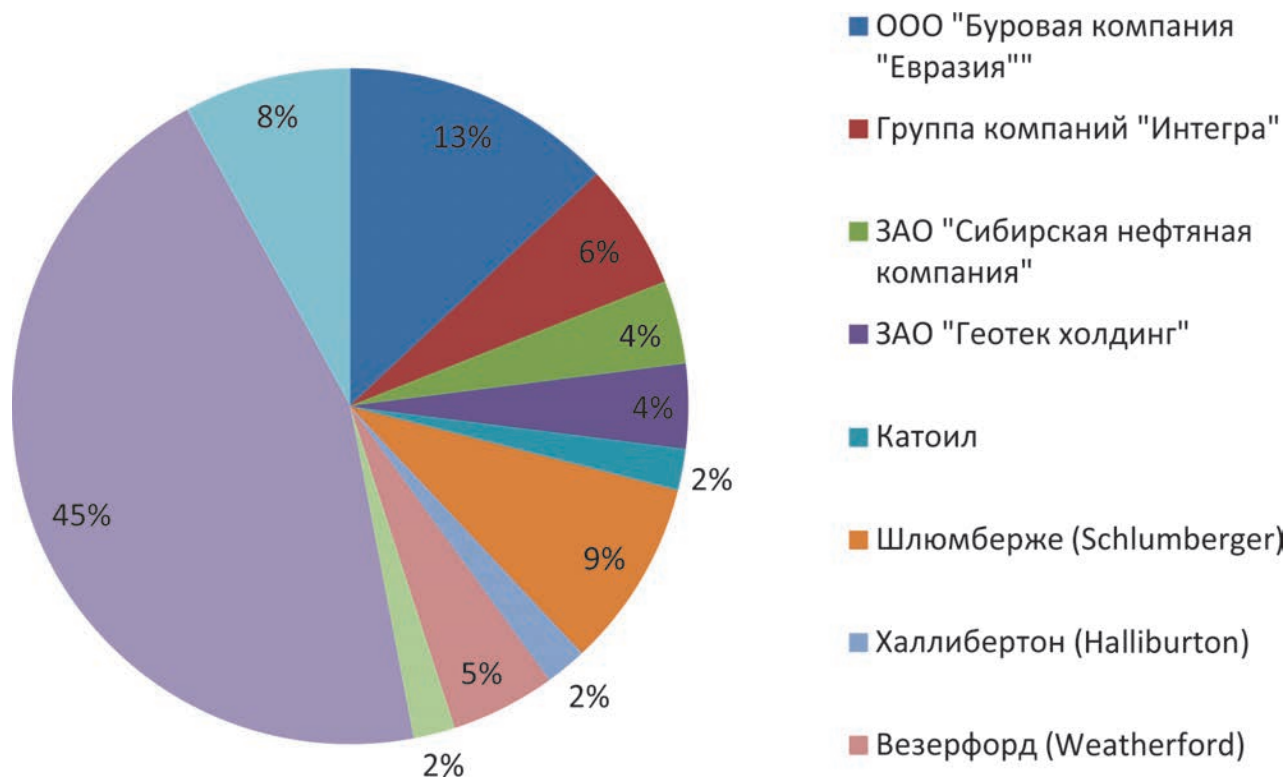
### **Эволюция системы планирования закупок и специфика процесса снабжения в нефтесервисной отрасли**

Современный процесс организации закупок имеет достаточно гибкую структуру и включает в себя ряд параметров, связанных с управлением поставщиками, запасом и поставкой товаров, обеспечением его транспортировки и хранения. В рамках данной системы происходит постоянное взаимодействие элементов, контроль за которыми является ключевой задачей прогнозирования потребности компании.

Системы планирования закупочной деятельности, несмотря на достаточно сильную разработанность теоретической базы и выведение ряда алгоритмов и моделей, не является универсальным инструментом, который мог бы рассматриваться как эффективный способ выявления потребности в заказе продукции или услуг. В силу специфики бизнеса любой отрасли и наличия различных нематематических факторов, которые могут оказывать сильное влияние на планирование закупок компании. Именно поэтому компании каждой отрасли порой самостоятельно выстраивают собственную систему планирования закупок, элементы которой полностью отражают направление деятельности компании и корректируют объемы заказа и затраты на его приобретение.

Спецификой нефтесервисного бизнеса в отношении закупочной деятельности является сезонность поставок, особые логистические условия и трудность маршрутов, удаленность пунктов поставок и др. Таким образом, нефтесервисная компания должна не просто учитывать данные условия, но и прогнозировать потребность в заказе и запасе продукции, корректируя затраты и вырабатывая условия работы с поставщиками согласно данной специфике.

Производственный процесс современного нефтесервисного бизнеса требует от типовых компаний строгости и четкости в регулярности поставок. В силу специфики нефтесервисного бизнеса и механизма функционирования неф-



**Рис. 1.**  
Структура рынка нефтесервисных услуг в России, % [8]

тегазовой отрасли в целом любая недопоставка оборудования, техники и прочих товаров или услуг отражается в многомиллионных потерях сегментов бизнеса компании в рамках процесса добычи. Таким образом, любой нефтесервисной компании необходимо наличие четко спланированной цепочки поставок для эффективного видения бизнеса, оказания услуг клиентам.

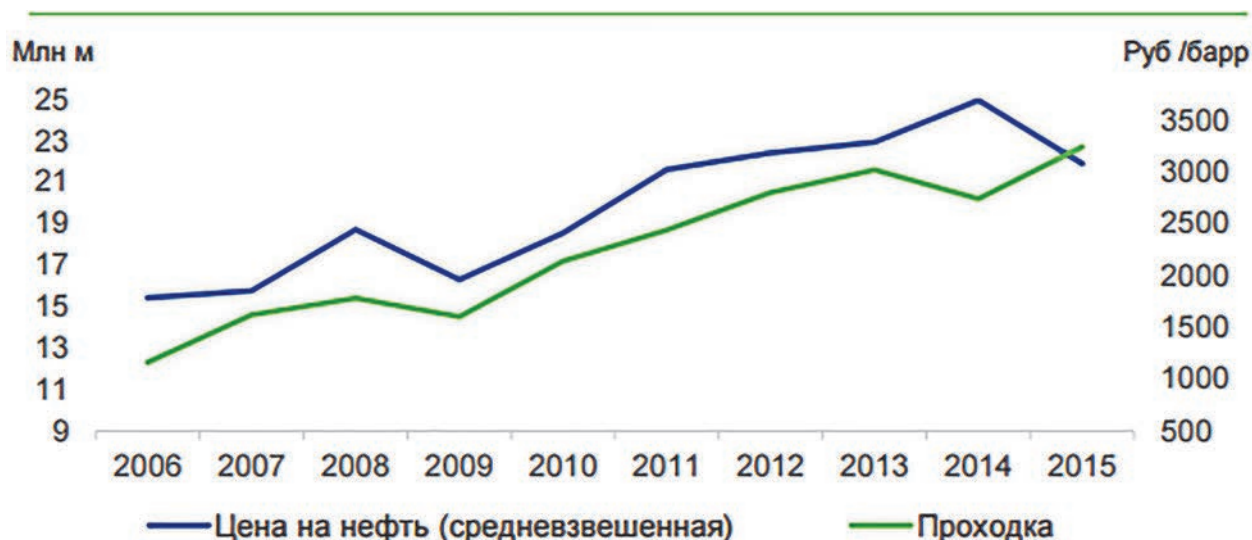
В российской практике можно наблюдать эволюцию подхода к анализу планирования закупочной деятельности и управления цепочкой поставок. Ранее при анализе цепочки поставок внимание концентрировалось на анализе ключевых звеньев всего процесса как составляющих: здесь речь идет о методах планирования и прогнозирования закупок, выведения формул оптимального размера заказа, оптимизации управления складскими ресурсами и запасами, логистическими операциями и прочими важными связующими элементами. В работах ведущих отечественных исследователей в области экономики снабжения, управления затратами и запасами, логистики снабжения, таких как «Логистика снабжения» [1] И.Д. Афанасенко и В.В. Борисовой, «Корпоративная логистика в вопросах и ответах» [3] В.И. Сергеева, «Управление запасами в цепях поставок» [5] А.Н. Стерлинговой, аспекты цепочки поставок анализировались с точки зрения управления затратами

и повышении эффективности одной конкретной функции: закупок, логистики, хранения или другого смежного направления. Авторы концентрировались на характеристике и методах планирования закупочной деятельности, приводили формулы расчета оптимального размера заказа и размера запаса, делали попытки учесть разного рода неформализуемые факторы, такие как сезонность поставок. С конца XX в. – начала XXI в. функция снабжения компаний фокусируется на анализе цепочки поставок в целом – как единого однородного организма – и на учете взаимозависимых аспектов в единой модели. В данном подходе каждое из звеньев процесса снабжения рассматривается как взаимозависимый и взаимодополняемый элемент: это позволяет анализировать затраты компании на снабженческую функцию в целом по цепочке, видеть зависимость затрат друг от друга, позволяет растянуть и оптимизировать по всей цепи.

#### **КПД как показатели эффективности системы снабжения компании**

Для оценки эффективности управления цепочкой поставок необходимо внедрение соответствующих Ключевых показателей деятельности (КПД). КПД позволяют отслеживать результаты работы сотрудников в том или ином сегменте бизнеса, а также позволяют сформировать опре-





**Рис. 2.**  
Динамика цены на нефть и проходки в бурении, млн м, руб/барр [4]

деленную стратегию развития одного из направлений деятельности компании или компании в целом. Управление через постановку долгосрочных задач и использования технологий КПД позволяет унифицировать и повысить эффективность управленческих процедур, обеспечивает непрерывный контроль результатов на соответствие заданным целям через мониторинг их количественных измерителей [6].

Для эффективного и целесообразного введения КПД для оценки работы компании необходимо определить ряд критериев, которым каждый показатель будет соответствовать. Это важно, поскольку неправильная формулировка КПД, отсутствие четкого видения путей их достижения может не только не привести к желаемым результатам, но и повести бизнес по «ложному следу», ставя в приоритет некорректные задачи.

Ключевым критерием КПД, помимо их осязаемости, потенциала достижения и прочих стандартных принципов установления, является «*smart based approach*», который предполагает введение КПД с четко поставленной задачей: КПД не может быть сформулирован как «улучшение показателя А...»; его необходимо зафиксировать как «снижение показателя А на 10%». Данные КПД обязательно должны быть количественно измеримы.

Наиболее важным моментом здесь является то, что КПД при оценке эффективности функционирования системы закупок компании должны устанавливаться не для каждого из звеньев отдельно, а для цепи поставок в целом. Это позволит получить адекватные результаты, оценить эффективность планирования закупок по всей цепочке поставок, а значит – понять ее гибкость,

зоны уязвимости, потенциал для роста, операционные риски.

Данный подход особенно актуален для успешного функционирования международных нефтесервисных компаний на рынке РФ. Российские сервисные подразделения имеют преимущество с точки зрения знания российского национального и локального рынка, обладают базой поставщиков разных товаров и услуг, имеют возможности получения скидок. Международные нефтесервисные компании при выходе на новый сложный рынок вынуждены максимально корректно проанализировать затраты при подготовке к тендерному состязанию на получение контракта на оказание тех или иных нефтесервисных услуг добывающим компаниям. Правильный и точный учет затрат по всей снабженческой цепочке не только облегчает выход на новый рынок и снижает риски выхода, но и позволяет заложить скидки на услуги при подготовке тендерной документации, что снижает стоимость услуг и может стать решающим фактором при определении победителя.

На практике возможность учета данных факторов в единой системе раскрывается в модели *TCO (Total cost of ownership)* [2]. Данная модель включает в себя все затраты, связанные с покупкой товара или услуги, и позволяет провести три вида анализа:

- общих затрат на собственное производство продукции;
- структуры цен в коммерческих предложениях поставщиков по данному виду продукции;
- сопутствующих логистических затрат по доставке продукции (затрат на управление цепями поставок).



Рис. 3. Планы по капитальным вложениям на 2016 г., млрд руб. [4]

Благодаря проведению данного анализа представляется возможным учет всего комплекса затрат и выработка стратегии не только по приобретению того или иного продукта, но и по его погрузке, доставке, хранению, использованию, утилизации. Благодаря такому подходу, становится возможным и прогнозирование затрат поставщика, которые он закладывает при определении цены на свой товар или услугу, достижение понимания соответствия данной цены рынку и возможности получения скидки, если маржа поставщика сильно завышена.

При сравнении затрат на покупку и производство определенного товара нефтесервисные компании используют модель МОВ. Она является одним из наиболее важных инструментов учета затрат по линиям производства и поставки товара или услуги, т.к. позволяет до мельчайших деталей проанализировать затраты на поставку товара, понять зоны экономии, а также сравнить с ценой производства в том или ином регионе, и, возможно, заменить закупки оборудования собственным его производством или приобретением заводов и компаний, занимающихся производством такого рода оборудования. Такая тенденция является достаточно популярной сегодня: нефтесервисные компании все чаще применяют стратегии так называемого «внутреннего сорсинга», в частности примером служит приобретение компанией *Schlumberger* производственных и сервисных концернов «СК «Петроальянс» и компании *Cameron*.

Тем не менее при попытке воплощения данной модели на практике (а также любой из ее вариаций) необходимо понимать относительный характер затрат, а также затраты, связанные

с категорией «*red money*». «*Red money*» – относительные издержки, связанные, например, с альтернативной стоимостью работы персонала и получением альтернативного дохода, если бы его время использовалось на реализацию другого проекта, альтернативной стоимостью хранения на складах, альтернативной стоимостью транспортировки, охраны и сопряженных с основной деятельностью издержек и тд.


Рассмотренные ранее модели не учитывают ряд факторов, которые могут стать ключевыми при принятии решения о реализации потенциального проекта в нефтесервисном бизнесе. Компания, обладающая ограниченным количеством ресурсов, может позволить себе реализацию только наиболее выгодных с точки зрения финансовых и нефинансовых результатов проектов и не может реализовывать каждый потенциально доходный. Именно поэтому фактор учета относительных затрат необходим при оценке эффективности затрат и должен быть взят во внимание при использовании любой модификации модели закупочной деятельности.

### Выводы

Таким образом, понимание затрат по всей цепочке поставки товара играет важнейшую роль в управлении затратами. Усиливающаяся взаимозависимость сегментов бизнеса, рынков, разных видов услуг меняет подходы к оценке эффективности планирования закупок от точечного анализа каждого звена процесса снабжения до цепочки поставок как единого механизма. Существующую систему закупок необходимо дополнить четкими и прозрачными КПД, введение которых позволяет получить более объективный



и точный результат при анализе цепочки поставок, а использование модели TCO позволяет с детальной точностью определить стоимостную

цепочку любого товара или услуги, что крайне необходимо компании для принятия решение о его закупке. 

## Литература

1. Афанасенко И.Д., Борисова В.В. Логистика снабжения. М: Лидер. 2010. 336 с.
2. Дыбская В.В., Зайцев Е.И., Сергеев В.И., Стерлингова А.Н. Логистика: Интеграция и оптимизация логистических бизнес процессов в цепях поставок. М.: Эксмо. 2008. 343 с.
3. Сергеев В.И. Корпоративная логистика в вопросах и ответах. М: ИНФРА-М. 2013. 714 с.
4. Состояние и перспективы развития нефтесервисного рынка России. Сегменты «Бурение» и ТКРС. Июнь 2016 года. Аналитический отчет Deloitte. Доступно на: <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/ru/Documents/energy-resources/Russian/oilservice-market-in-russia-2016.pdf> (обращение 07.12.2017).
5. Стерлингова А.Н. Управление запасами в цепях поставок. М.: Инфра-М. 2008. 430 с.
6. Уланов В.Л. Востребованность управленческих технологий в энергетической стратегии России / Международная научная конференция. Сборник научных трудов. СПб.: Национальный минерально-сырьевой университет «Горный». 2016. С.110–113.
7. Уланов В.Л., Ковалева А.И. О формировании стратегического резерва нефти в России в целях обеспечения экономической безопасности и макроэкономической стабильности // Управленческие науки. 2017. № 2. С. 6–13.
8. Чув Д.Э. Обзор рынка нефтесервисных услуг / Конференция «Нефтегазовый сервис в России». 2013
9. Энергетическая стратегия России на период до 2035. Доступно на: [http://webcache.googleusercontent.com/search?q=cache:LarINc8f6MsJ:www.energystrategy.ru/projects/docs/OP\\_ES-2035.doc+&cd=1&hl=ru&ct=clnk&gl=ru&client=opera](http://webcache.googleusercontent.com/search?q=cache:LarINc8f6MsJ:www.energystrategy.ru/projects/docs/OP_ES-2035.doc+&cd=1&hl=ru&ct=clnk&gl=ru&client=opera) (обращение 07.12.2017).
10. Gower Handbook of Supply Chain Management. 5 Edition. Editor John L. Gattorna. USA: Gower Publishing Company, 2003. 652 p.

**UDC 338.984**

**K.A. Simonov**, Procurement Specialist for Russia and Central Asia, LLC Schlumberger Logelco Inc.<sup>1</sup>; Graduate Student of Higher School of Economics, [ksimonov25@gmail.com](mailto:ksimonov25@gmail.com)

<sup>1</sup>9 Taganskaya str., Moscow, 109147, Russia.

## The Procurement Planning System as an Effective Approach for Managing the International Oilfield Services Company's Costs

**Abstract.** The key task of the oilfield service industry is the qualitative and prompt provision of services to upstream oilfield companies. The specifics of the production process is the uninterrupted need for the supply of different equipment, goods and services. To ensure the clarity of supply and the cost-effectiveness of the procurement process, it is necessary to evaluate the effectiveness of the entire procurement planning chain, rather than its individual elements. The introduction of transparent and valuable Key Performance Indicators (KPI) will not only reduce procurement costs, but will also improve the efficiency of the procurement process.

**Keywords:** oilfield service; international oilfield service company; procurement planning system; supply; costs; efficiency

## References

1. Afanasenko I.D., Borisova V.V. *Logistika snabzheniia* [Logistics Supply]. Moscow, Lider Publ., 2010, 336 p.
2. Dybskaia V.V., Zaitsev E.I., Sergeev V.I., Sterlingova A.N. *Logistika: Integratsiia i optimizatsiia logisticheskikh biznes protsessov v tsepiakh postavok* [Logistics: Integration and optimization of logistics business processes in supply chains]. Moscow, Eksmo Publ., 2008, 343 p.
3. Sergeev V.I. *Korporativnaia logistika v voprosakh i otvetakh* [Corporate logistics in questions and answers]. Moscow, INFRA-M Publ., 2013, 714 p.
4. *Sostoianie i perspektivy razvitiia nefteservisnogo rynka Rossii. Segmenty «Burenie» i TKRS. liun' 2016 goda. Analiticheskii otchet Deloitte* [State and prospects of development of the Russian oilfield service market. Segments "Drilling" and TKRS. June 2016. Analytical Report Deloitte]. Available at: <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/ru/Documents/energy-resources/Russian/oilservice-market-in-russia-2016.pdf> (accessed 7 December 2017).
5. Sterlingova A.N. *Upravlenie zapasami v tsepiakh postavok* [Inventory management in supply chains]. Moscow, Infra-M Publ., 2008, 430 p.
6. Ulanov V.L. *Vostrebovannost' upravlencheskikh tekhnologii v energeticheskoi strategii Rossii* [Demand for management technologies in Russia's energy strategy]. Proc. int. conf. St. Petersburg, Gornyi Publ., 2016, pp.110–113.
7. Ulanov V.L., Kovaleva A.I. *O formirovanii strategicheskogo rezerva nefti v Rossii v tseliakh obespecheniia ekonomicheskoi bezopasnosti i makroekonomicheskoi stabil'nosti* [On the formation of a strategic oil reserve in Russia in order to ensure economic security and macroeconomic stability]. *Upravlencheskie nauki* [Management Sciences], 2017, no. 2, pp. 6–13.
8. Chuev D.E. *Obzor rynka nefteservisnykh uslug* [Oilfield Services Market Overview]. Proc. conf. «Neftegazovyi servis v Rossii» [Oil and gas service in Russia], 2013.
9. *Energeticheskaia strategii Rossii na period do 2035* [Russia's energy strategy for the period up to 2035]. Available at: [http://webcache.googleusercontent.com/search?q=cache:LarINc8f6MsJ:www.energystrategy.ru/projects/docs/OP\\_ES-2035.doc+&cd=1&hl=ru&ct=clnk&gl=ru&client=opera](http://webcache.googleusercontent.com/search?q=cache:LarINc8f6MsJ:www.energystrategy.ru/projects/docs/OP_ES-2035.doc+&cd=1&hl=ru&ct=clnk&gl=ru&client=opera) (accessed 7 December 2017).
10. Gower Handbook of Supply Chain Management. 5 Edition. Editor John L. Gattorna. USA: Gower Publishing Company, 2003. 652 p.





**Н.П. Запивалов**  
д-р геол.-мин. наук  
академик РАН  
заслуженный геолог России  
первооткрыватель месторождения  
почетный гражданин Северного района Новосибирской  
области и Тевризского района Омской области  
ИНГГ СО РАН  
главный научный сотрудник  
Новосибирский государственный университет  
профессор

# К 70-летию западно-сибирской нефти

<sup>1</sup>Этот короткий очерк составлен на основе достоверных фактов и личных воспоминаний.

*Декабрь 1947 г. и январь 1948 г. фактически стали началом планомерных нефтепоисковых работ в Западной Сибири, которые ознаменовали **открытие XX века**. Среди нефтяных юбилейных дат этот юбилей можно считать самым значимым*

**П**уть к большой нефти Западной Сибири был долог и тернист. Первый довоенный этап пути характеризовался острыми столкновениями научных позиций и концепций, противоречивых

в территориальном и стратиграфическом отношении (И.М. Губкин, В.М. Сеньюков, Н.С. Шатский, М.А. Усов, Г.Е. Рябухин; 1932–1936 гг.) и в картировании по заявкам местных жителей отдельных поверхностных проявлений нефти









*Н.Г. Рожок*

в районах рек Белая, Большой и Малый Юган (Р.Ф. Гуголь, В.Г. Васильев и другие профессиональные исследователи; 1935–1938 гг.) [1].

Лишь после войны был сделан эффективный рывок на этом пути. Поворотным пунктом стали события 1947–1948 гг. – создание геофизического треста «Союзсибгеофизтрест» и нефтеразведочной экспедиции-треста «Запсибнефтегеология» в Новосибирске.

Новосибирские геологоразведчики первыми начинали штурм непроходимых болот и снегов Западной Сибири в соответствии с государственными планами геофизических работ и бурения опорных скважин. Именно результаты этих работ были определяющими для точного прогноза нефтегазоносности.

Прилагаемая карта месторождений Западной Сибири отражает современное состояние. На ней зеленым отмечены месторождения нефти, красным – месторождения газа.

На территории Западной Сибири размещаются: Тюменская область (включая Ханты-Мансийский автономный округ и большую часть Ямало-Ненецкого автономного округа); Томская область; Новосибирская область; Омская область; Кемеровская область; Алтайский край; Республика Алтай; Курганская область; часть Свердловской области; часть Челябинской области.

Нефть и газ обнаружены в Тюменской, Томской, Новосибирской, Омской областях. Всего в Западной Сибири открыто 859 нефтегазовых месторождений (более 2000 залежей в разных стратиграфических горизонтах). Здесь сосредоточено около 80% общероссийских разведанных запасов газа и добывается свыше 70% общероссийской нефти.

Вспомним исторические факты. В декабре 1947 г. по решению правительства и в соответствии с приказом министра геологии СССР в Новосибирске был создан специализированный союзный сибирский геофизический трест «Союзсибгеофизтрест», а в январе 1948 г. организована Центральная Западно-Сибирская нефтеразведочная экспедиция «Запсибнефтегеология» с целью поисков нефти на территории всей Западной Сибири и Красноярского края [1, 2]. Первым руководителем геофизического треста был Н.Г. Рожок, а первым начальником «Запсибнефтегеологии» – фронтовик В.М. Рябов.

Уже в 1950 г. Центральная Западно-Сибирская нефтеразведочная экспедиция была реорганизована в Государственный союзный Западно-Сибирский трест «Запсибнефте-геология», в состав которого входили Тюменская [2], Минусинская экспедиции, большое количество партий и отрядов.

Именно эти два треста в Новосибирске – геофизический и геологический – как два крыла определили мощный взлет Западно-Сибирского нефтегазового комплекса. Позднее оба эти предприятия были объединены в одно геологическое управление.

В октябре 1952 г. из состава треста «Запсибнефтегеология» на базе Тюменской экспедиции был выделен самостоятельный трест «Тюменьнефтегеология», осуществлявший работы в северном и западном районах Тюменской области. Березовский газовый фонтан был получен тюменцами в сентябре 1953 г., буровой станок был подготовлен новосибирскими специалистами. Точку под бурение персонально определил на местности главный геолог «Запсибнефтегеологии» Иван Петрович Карасев. Эта опорная скважина была начата бурением 29 сентября 1952 г. и в 1953 г. дала первый в Западной Сибири газовый фонтан [1, 2]. Это стало «точкой отсчета».

Территория Тюменской области, охватывающая районы Широкого Приобья, оставалась у новосибирского треста, и он стал наращивать там объемы геофизических и буровых работ. К моменту передачи этих районов Тюменскому геологоуправлению – к августу 1959 г. – здесь функционировали уже три нефтеразведки глубокого бурения: Сургутская, Нижневартовская и Охте-урьевская. Одной из них руководил



Ф.К. Салманов. Знаменитая Мегионская скважина – первооткрывательница большой нефти в Приобье – была начата строительством в 1958 г. Точка под бурение была выдана на местности 8 сентября 1958 г. новосибирцами – старшим геологом Н. Д. Семеновым и топографом И. И. Гребенщиковым.

В Томской области в 1962 г. был получен мощный фонтан нефти дебитом 491 м<sup>3</sup>/сут из меловых отложений на Соснинской площади – Советское месторождение. Разведочные работы, проведенные новосибирцами, показали, что это самое крупное месторождение в Томской области.

В 1968 г. из состава Новосибирского территориального геологического управления было выделено Томское геологическое управление.

На всех этапах этих порою бурных и драматических событий новосибирская старейшая нефтеразведочная организация не скупилась. В Тюменской, Томской областях и Красноярском крае оставались лучшие кадры, техника, транспортные средства, вся созданная производственная и социальная инфраструктура, накопленная геолого-геофизическая информация. Все эпизоды отпочкования и организации нефтеразведочных предприятий в других областях и районах осуществлялись за счет уже существовавших там новосибирских нефтеразведок, экспедиций, трестов.

Именно в новосибирских предприятиях и организациях прошли школу многие тысячи специалистов, которые в скором времени стали выдающимися учеными, исследователями и организаторами Западно-Сибирского нефтегазового комплекса. Среди них Ф.К. Салманов, В.Т. Подшибякин, И.А. Иванов и многие, многие другие славные имена. Ими по праву гордится и Новосибирск.

С 1980 г. Новосибирское территориальное геологическое управление стало называться геологическим объединением «ПГО Новосибирскгеология». В 1983 г. «Новосибирскгеология» проводила различные виды работ на территории двух краев (Красноярского и Алтайского) и семи областей: Новосибирской, Омской, Курганской, Тюменской, Томской, Кемеровской и Кокчетавской, а также – в Белоруссии и в других районах Советского Союза. Полевые работы в тот год проводились на 130 объектах. Многие специалисты работали за рубежом (Индия, Куба, Афганистан, Пакистан и др. страны) [3, 4].

В эти же годы новосибирцам было поручено организовать и провести поисково-разведочные работы на нефть в Игарском районе Красноярского края. Этот район также относится к Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. В тяже-



*В.М. Рябов*

лых условиях арктического Заполярья в короткий срок была организована экспедиция и открыт ряд нефтяных месторождений (Лодочное, Тагульское, Ванкорское), составляющих сегодня крупный нефтяной резерв Красноярского края.

Все годы был тесный творческий контакт специалистов «Новосибирскгеологии» с учеными Института геологии и геофизики СО РАН, СНИИГГиМСа, ЗапСибНИГНИ и другими научными подразделениями Сибири, Москвы, Ленинграда. Да и в самом объединении «Новосибирскгеология» были замечательные научные кадры, насчитывающие 20 кандидатов и докторов наук. По научным и производственным вопросам этот коллектив имел свою фирменную точку зрения и достойно ее отстаивал.

## ИСТОРИЯ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ

Собственноручно новосибирскими нефте-разведчиками было открыто 48 месторождений. Из них в Томской области – 26, в Новосибирской – 9, Тюменской – 7, Омской – 4, Красноярском крае – 3 с большим объемом извлекаемых промышленных запасов нефти и газа.

Следует особо отметить, что все минеральные ресурсы, которыми владеет Новосибирская область, открыты и разведаны нашими геологами – карачинская минеральная вода, радоновые ванны в Заельцовском санатории, коксующийся уголь, торф, мрамор, золото, металлы, цементное и кирпичное сырье, пресная вода, агросырье, строительные материалы и, конечно, своя верх-тарская нефть – всему этому дали начало геологи.

В «Новосибирскгеологии» работали прекрасные специалисты: В.К. Архипов, В.С. Баженов, В.И. Белов, Ю.Н. Вараксин, В.Ф. Гаврилов, Е.М. Зубарев, И.Н. Кочнев, А.И. Кретов, П.А. Кукин, В.А. Минько, Ю.К. Миронов, М.С. Михантьева, К.В. Нарицина, И.И. Плуман, М.Н. Птицина, С.П. Репин, А.А. Розин, З.Я. Сердюк, Г.М. Таруц, С.И. Чернов и еще многие замечательные геологи, геофизики, буровики и нефтеразведчики. Многих уже нет среди нас – вспомним их, поклонимся и помолчим. Хочется вспомнить и о том, что руководители Новосибирской области: первые секретари Новосибирского обкома КПСС Ф.С. Горячев, А.П. Филатов, председатель Новосибирского облисполкома В.А. Боков, председатель Новосибирского горисполкома И.П. Севастьянов – уделяли огромное внимание геологии. Их поддержка и помощь неизменно были эффективными.

В Северном районе открыто 9 нефтегазовых месторождений. Верх-Тарское и Малоичское месторождения уже дали более 12 млн т высококачественной нефти.

Несмотря на скептицизм, новосибирские геологи открыли в 1970 г. Верх-Тарское нефтяное месторождение – самое южное в Западной Сибири. А в 1974 г. в древних породах палеозоя на значительных глубинах (4600 м) было открыто Малоичское нефтяное месторождение. Это привлекло внимание Н.К. Байбакова и А.Н. Косыгина (1977 г.) [5].

Официально удостоены звания «Первооткрыватель Верх-Тарского месторождения» 19 работников Новосибирского территориального геологического управления, трех его экспедиций – Северной нефтегазразведочной, Центральной комплексной геофизической, Комплексной тематической, а также Институт геологии и геофизики Сибирского отде-

ления РАН: буровой мастер А.Б. Рыжкович, начальник производственной службы экспедиции Н.В. Беляев, старший геолог экспедиции Т.И. Вараксина, главный геолог экспедиции Ю.Н. Вараксин, начальник экспедиции В.Ф. Гаврилов, главный инженер экспедиции Б.И. Савельев, оператор по испытанию скважин Н.М. Суворов, оператор по испытанию В.И. Харитонов, геофизик Б.М. Власов, начальник каротажно-перфораторного отряда А.С. Капуста, начальник сейсмической партии Л.С. Пьянков, начальник партии В.А. Родионов, старший геолог по испытанию скважин С.П. Репин, главный геолог управления Н.П. Запивалов, старший специалист геологического отдела Л.В. Заякин, главный инженер управления А.И. Кретов, начальник партии подсчета запасов В.А. Минько, начальник НТГУ Н.Г. Рожок, директор Института геологии и геофизики СО РАН, академик А.А. Трофимук.

Следует заметить, что был соблюден профессиональный паритет – среди первооткрывателей – 4 геолога, 4 геофизика, 4 буровика, 4 испытателя пластов, 2 начальника и 1 ученый. В большом коллективе геологоразведчиков Новосибирска трудились многие достойнейшие специалисты.

К сожалению, в последние годы активное освоение этого нефтегазового региона осуществляется плохо, добыча падает. Часто меняющиеся недропользователи подорвали «здоровье» нефтенасыщенной системы Верх-Тарского месторождения методами ускоренной выработки активных запасов, превышая критический уровень добычных возможностей. Утвержденные геологические запасы Верх-Тарского месторождения выработаны только на 25–30%. Сейчас требуется инновационная щадящая реабилитация этого месторождения.

Другие открытые месторождения этого района нуждаются в доразведке, которая не проводится. «Московские хозяева» позволяют «Новосибирскнефтегазу» бурить 1–2 скважины в год. Такие темпы нефти не прибавят.

Однако недалеко от Новосибирска в с. Коченево сооружается «серьезный» нефтеперерабатывающий завод с предполагаемым использованием верх-тарской нефти.

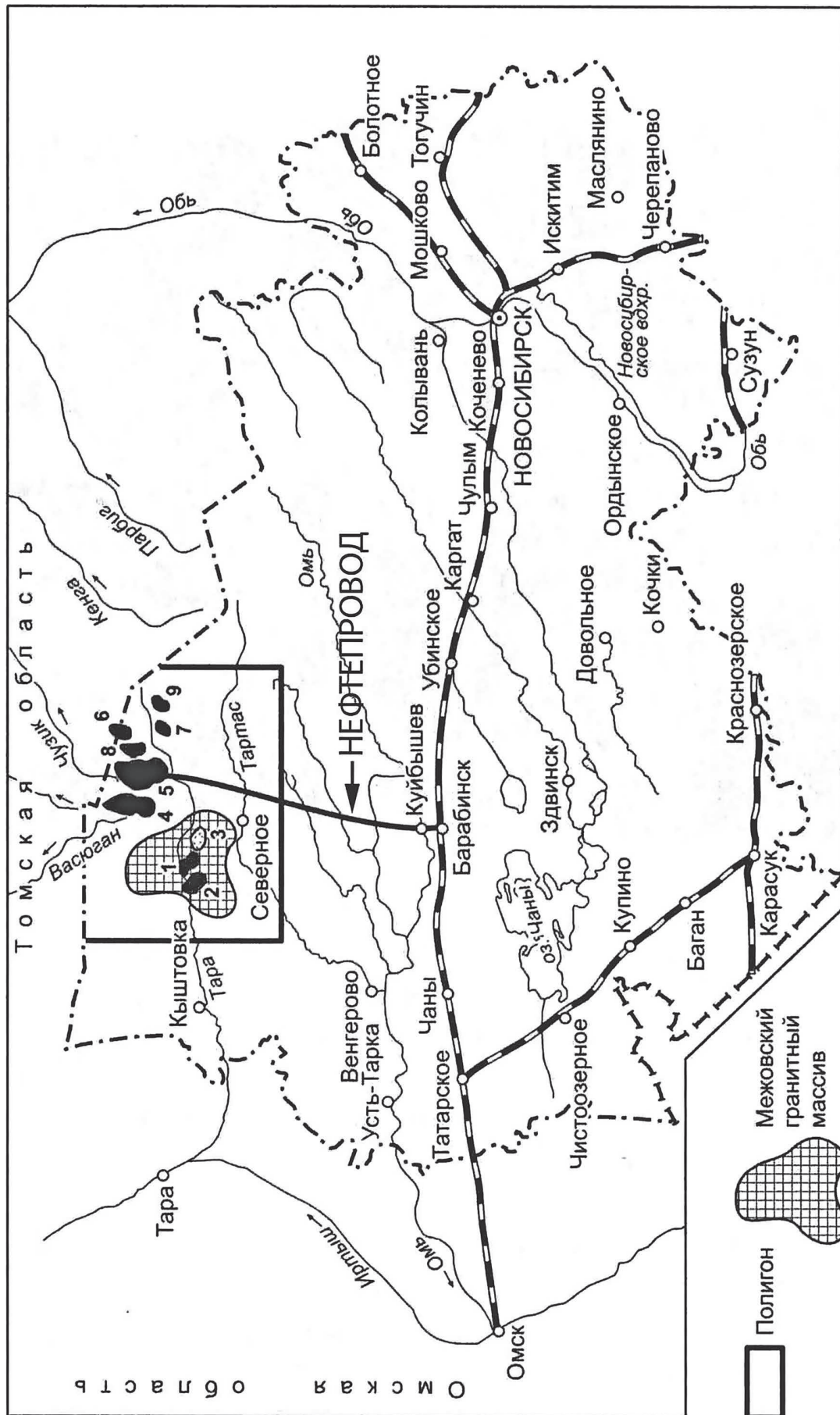
Напомню – в 1974 г. в Омской области нашими геологами было открыто Тевризское газовое месторождение с запасами газа 0,6 млрд м<sup>3</sup>. Омичи разрабатывают это месторождение уже более 15 лет, снабжая газом три района – Тевризский, Муромцевский и Тарский – по газопроводу длиной 180 км. Предприятием «Тевризнефтегаз» руководит Правительство Омской области.





*Н.В. Беляев, Ю.Н. Вараксин, Н.П. Запивалов, Г.С. Пасаженников, В.И. Харитонов у первого Верх-Тарского фонтана.  
Новосибирская область, Северный район. Май 1970 г.*





Нефтегазовые месторождения Новосибирской области: 1 – Межовское, 2 – Восточно-Межовское, 3 – Веселовское (газовое), 4 – Малоличское, 5 – Верх-Тарское, 6 – Ракилинское, 7 – Тай-Дасское, 8 – Восточно-Тарское, 9 – Восточное. В границы Полигона входят все лицензионные участки





Памятник геологам-первооткрывателям в Поселке геологов (Новосибирская область)

Точно такое же газовое месторождение, Велесовское, открыто в Северном районе Новосибирской области, но газ и поныне остается в глубинной ловушке.

Неоднократно предлагалось создать на базе новосибирских нефтегазовых месторождений научно-исследовательский и научно-образовательный полигон, но, увы, предложение пока не реализовано.

В Тюмени и других местах Тюменской области много памятных знаков в честь геологов

и нефтяников. В Новосибирской области – только один, в поселке Геологов, вблизи Ботанического сада. Он сделан из мрамора, добытого на местном Петеневском месторождении в Маслянинском районе Новосибирской области. Рядом – памятник ветеранам Великой Отечественной войны, сделанный из того же мрамора. Такое соседство символично.

Безусловно, Западно-Сибирскую нефтегазонаосную провинцию в таком масштабе сделали в первую очередь тюменские коллеги-геологи многих национальностей и разных специальностей. «ГлавТюменьгеология» под руководством Ю.Г. Эрвье и Ф.К. Салманова насчитывала более 100 000 сотрудников.

Ученые-геологи убедили руководство страны и скептиков в больших перспективах Западной Сибири. Даже в первые послевоенные годы государство не скупилось и полностью обеспечивало дорогие и трудные поиски всей необходимой помощью.

Открытие века позволило обеспечить экономическую стабильность и мощь СССР в XX в. и современной России в течение последних почти 30 лет.

В начале 2018 г. в Тюмени состоится международная конференция «Западно-Сибирская нефтегазонаосная провинция – основа экономики России в XX–XXI веках». Приглашены и новосибирские коллеги.

За 70 лет открытия и освоения Западно-Сибирской нефтегазонаосной провинции геологи заслужили 12 званий Героев социалистического труда, 20 Орденов Ленина, 20 Ленинских премий. Особая благодарная память и слава тюменским нефтяникам «ГлавТюменьнефтегаз» под руководством В.И. Муравленко.

Сейчас геология переживает трудные времена. Но геологи всегда были оптимистами. Особые надежды связаны с молодым поколением геологов. 15 сентября 2017 г. исполнилось 55 лет геолого-геофизическому факультету Новосибирского государственного университета.

С юбилейными датами вас, новосибирские геологоразведчики-ветераны, действующие профессионалы и молодые геологи! ❀

#### Литература

1. Нефть и газ Тюмени в документах. Свердловск. Средне-Уральское книжное издательство. 1971. 450 с.
2. История геологического поиска. К 50-летию открытия Западно-Сибирской нефтегазонаосной провинции. Москва: Пента. 2003. 288 с.
3. Запивалов Н.П., Павлов Ф.В. Индия – путь к большой нефти. 1955–2005. Новосибирск: Гео. 2005. 208 с.
4. N.P. Zapivalov, F.V. Pavlov. India – way to big oil, 1955–2005. – India: Oil and Natural Gas Corporation Ltd., 2006. – 180 p.
5. Запивалов Н.П. Всему дают геологи начало. 2002. 52 с.
6. Запивалов Н.П., Шпильман К.А. Бюджет Сибирское Баку. Новосибирск. 1963. 53 с.





**О.В. Трофимова**  
**ФБУ ГКЗ**  
 отдел мониторинга и анализа  
 ведущий специалист  
*trofimova\_ov@gkz-rt.ru*

# ФБУ ГКЗ: динамика движения запасов



На 1 декабря 2017 г. проведена государственная экспертиза 2467 объектов, в том числе:

- по оперативному изменению состояния запасов УВС – 853;
- по подсчету геологических запасов – 56;
- по подсчету извлекаемых запасов – 182;
- по твердым полезным ископаемым – 140;
- по подземным водам – 209.

Филиалами ФБУ «ГКЗ» рассмотрено 1027 объектов.

Подтверждено открытие 51 месторождения углеводородного сырья.

Общий прирост извлекаемых запасов промышленных категорий ( $A+B+C_1$ ) составляет:

- по нефти – 210,6 млн т;
- по газу – 312,8 млрд м<sup>3</sup>;
- по конденсату – 68,0 млн т

**Таблица 1.**

Изменение запасов твердых полезных ископаемых в России по результатам государственной экспертизы за период с 01.01.2017 г. по 30.11.2017 г.

Полезное ископаемое	Ед. изм.	Изменение запасов	
		$A+B+C_1$	$C_2$
Цинк	тыс. т	-1	45
Уголь	тыс. т	522 887	-116 685
Серебро	т	331	260
Медь	тыс. т	985	-302
Кадмий	т	-27	665
Золото	кг	613 788	447 203
Свинец	тыс. т	9	64
Кобальт	т	21 788	-1816
Железные руды	тыс. т	26 289	-4 273



Рис. 1.

Динамика среднесуточной добычи нефти в России 2014–2017 гг., тыс. т (по данным ЦДУ ТЭК)

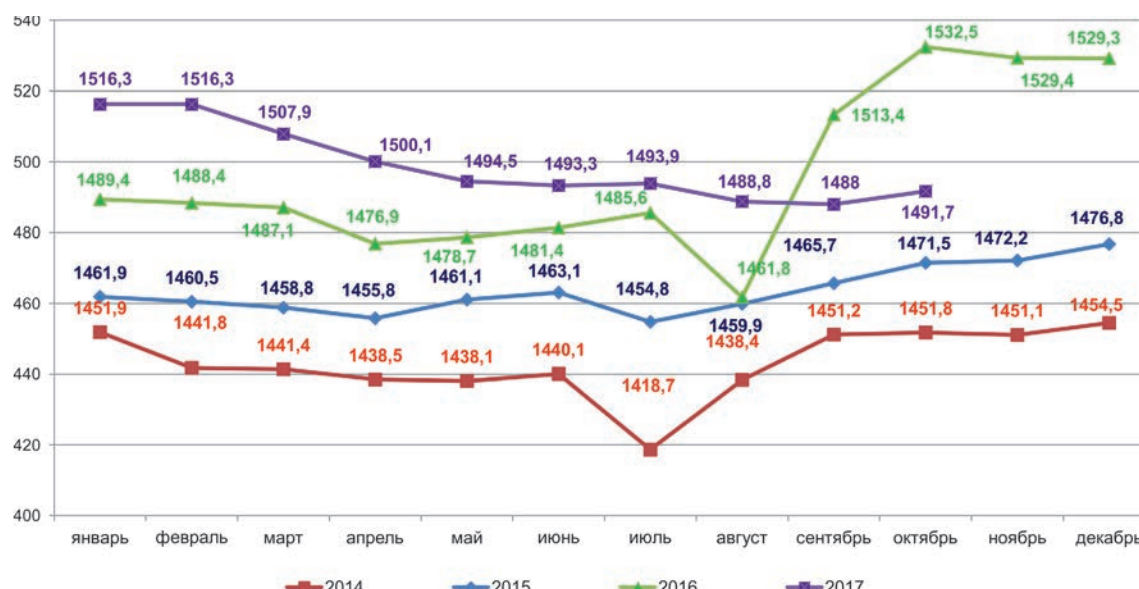
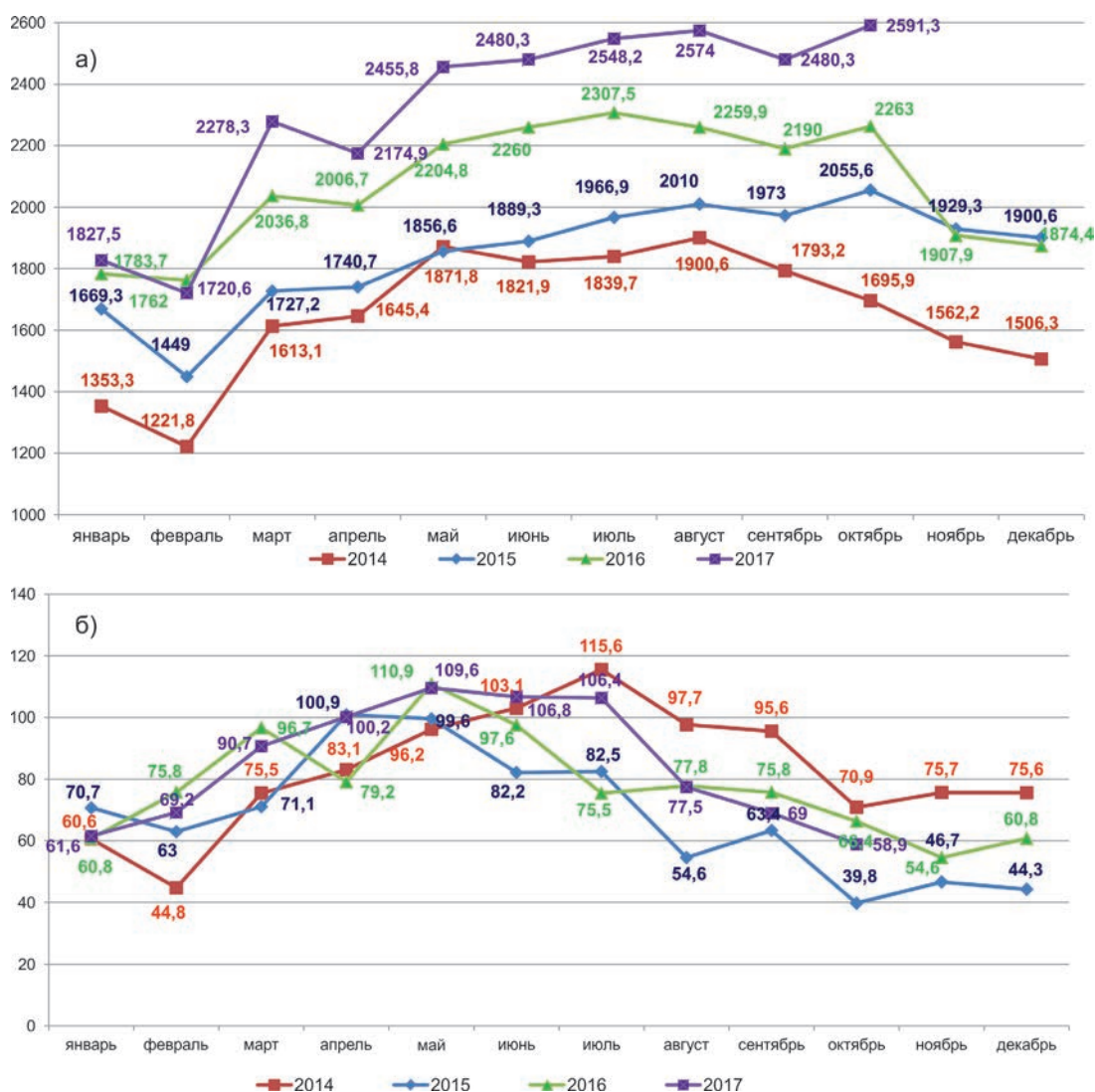


Рис. 2.

Динамика проходки эксплуатационного (а) и разведочного (б) бурения в России 2014–2017 гг., тыс. м (по данным ЦДУ ТЭК)





**А.Н. Ищенко**  
Д-р экон. наук  
профессор  
депутат Государственной Думы  
председатель рабочей группы  
по доработке Закона РФ «О недрах»

VI МЕЖДУНАРОДНЫЙ ФОРУМ  
АРКТИКА НАСТОЯЩЕЕ И БУДУЩЕЕ

АРКТИКА  
НАСТОЯЩЕЕ И БУДУЩЕЕ



**З**авершается работа осенней сессии Государственной Думы. В «портфеле» комитета по природным ресурсам, собственности и земельным отношениям (далее – Комитет) более 132 законопроектов. Рабочая группа по рассмотрению и доработке законодательных инициатив, направленных на совершенствование Закона РФ от 21.02.1992 № 2395-1 «О недрах», в том числе в вопросах геологоразведки и недропользования (далее – Рабочая группа), на своем заседании 19 декабря подведет предварительные итоги работы по решению задач повышения качества законотворчества, его эффективности, совершенствованию форм парламентского контроля.

За время, прошедшее с начала осенней сессии, на своих 18 заседаниях Комитет рассмотрел 117 законопроектов, из которых 12 непосредственно влияют на условия недропользования. Это регулирование вопросов лицензирования пользования недрами; изменения в процедурах конкурсов и аукционов по предоставлению участков недр; изъятие земельных участков для целей недропользования; использование консервированных и ликвидированных скважин; особенности проведения госэкспертизы. Совершенствование законодательства в этой сфере позволит нам перейти от распределения недр к обеспечению эффективности недропользования.

На заседании 10 октября Комитет рекомендовал Государственной Думе принять в первом чтении проект федерального закона № 223906-7 «О внесении из-

менений в Закон Российской Федерации «О недрах» в части предоставления права пользования участками недр федерального значения, расположенными во внутренних морских водах и территориальном море Российской Федерации, в целях геологического изучения», предварительно рассмотренный Рабочей группой. Законопроект был внесен Правительством РФ и разработан во исполнение поручений Председателя Правительства РФ Д.А. Медведева от 30.04.2016 и заместителя Председателя Правительства РФ А.Г. Хлопонина от 12.05.2016.

В соответствии с действующей ст. 21 Закона РФ «О недрах», предоставление права пользования участками недр федерального значения, к которым относятся, в том числе участки недр внутренних морских вод, территориального моря, может быть осуществлено исключительно через процедуру аукциона о предоставлении участка в пользование для разведки и добычи или для геологического изучения, разведки и добычи (по совмещенной лицензии). При этом Закон РФ «О недрах» не предусматривает предоставление права пользования недрами в целях геологического изучения недр на участках недр федерального значения в качестве самостоятельного вида пользования недрами.

Законопроектом предлагается предоставление указанных участков недр в пользование на основании заявки заинтересованных пользователей недр, при условии наличия заключений Минобороны России и ФСБ России об отсутствии угрозы интересам оборо-



ны страны и безопасности государства. Установление порядка рассмотрения заявок предлагается отнести к компетенции Правительства РФ.

Кроме того, в случае открытия месторождения полезных ископаемых пользователю недр предоставляется возможность получения права на разведку и добычу полезных ископаемых на открытом месторождении на основании решения Правительства РФ после уплаты разового платежа, рассчитанного из величины получаемых запасов. Авторы считают, что проектируемые изменения в Закон РФ «О недрах» станут существенным стимулом для привлечения инвестиций в геологическое изучение внутренних морских вод и территориального моря РФ.

В целом Комитет поддержал концепцию законопроекта и упрощение порядка в целях стимулирования привлечения инвестиций в геологическое изучение недр внутренних морских вод и территориального моря РФ. Вместе с тем было отмечено, что поскольку законопроектом предлагается предоставлять участки недр в пользование без проведения аукциона, целесообразно установить механизм открытости и конкурентности предоставления таких участков недр. Кроме того, необходимо устранить неясность порядка предоставления участков при наличии двух и более заявок заинтересованных пользователей. 20 октября Государственная Дума приняла законопроект в первом чтении, определив 30-дневный срок представления поправок. В настоящее время ведется работа по подготовке законопроекта к рассмотрению во втором чтении.

На этом же заседании Комитетом был предварительно рассмотрен и направлен для получения отзывов, предложений и замечаний Президенту РФ, Правительству РФ, Совету Федерации ФС РФ, органам исполнительной и законодательной власти субъектов РФ законопроект № 277764-7 «О внесении изменений в ст. 29 Закона РФ “О недрах” (об отмене необходимости проведения государственной экспертизы запасов подземных вод, добываемых на землях обороны и безопасности)», внесенный Правительством РФ. Концепция законопроекта и полученные отзывы будут рассмотрены экспертами на заседании Рабочей группы 19 декабря.

Законопроектом предусматривается отменить необходимость проведения государственной экспертизы запасов подземных вод на участках недр федерального значения, при пользовании которыми необходимо использование земельных участков из состава земель обороны, безопасности и которые предоставляются для добычи подземных вод, используемых для целей питьевого и хозяйственно-бытового водоснабжения или технологического обеспечения водой объектов промышленности либо объектов сельскохозяйственного назначения, объем добычи которых составляет не более 100 м<sup>3</sup> в сутки.

Сегодня не требуется проведения госэкспертизы запасов полезных ископаемых в отношении запав-

сов подземных вод исключительно на участках недр местного значения, предоставляемых для добычи подземных вод, которые используются для целей питьевого водоснабжения или технологического обеспечения водой объектов промышленности либо объектов сельскохозяйственного назначения и объем добычи которых составляет не более 100 м<sup>3</sup> в сутки.

Вместе с тем плата за проведение госэкспертизы составляет 10 тыс. руб. В свою очередь затраты на подготовку материалов по подсчетам запасов для госэкспертизы, которые несет федеральный бюджет, значительно превышают плату за ее проведение. Так, объем средств, затрачиваемых на проектирование и проведение работ по подсчету запасов подземных вод на участке недр, а также последующее предоставление материалов на госэкспертизу составляет от 500 тыс. руб. до 1 млн руб. При этом недропользователями на участках недр федерального значения, при пользовании которыми необходимо использование земельных участков из состава земель обороны и безопасности, являются преимущественно ведомственные учреждения и организации федеральных органов исполнительной власти в сфере обороны и безопасности, поэтому все указанные работы проводятся за счет средств федерального бюджета.

Кроме того, затраты федерального бюджета на организацию экспертизы (оплата труда специалистов-экспертов, работа экспертной комиссии, иные материальные затраты) составляют около 25–30 тыс. руб.

Учитывая малый дебет скважин (до 100 м<sup>3</sup>), осуществление недропользования на участках недр без соответствующего подсчета запасов подземных вод не окажет существенного влияния на гидрогеологическую среду. При этом доля водозаборов до 100 м<sup>3</sup> в сутки, расположенных на участках недр федерального значения, составляет менее 0,1% общего числа таких водозаборов.

Актуальность названного законопроекта была отмечена и участниками Международной конференции «Подземные воды-2017», прошедшей 29 ноября – 1 декабря в Ессентуках, организованной ФБУ «ГКЗ» и ЕСОЭН, на которой я сделал доклад от Комитета.

В настоящее время готовится к рассмотрению Рабочей группой законопроект, внесенный Правительством РФ, № 288750-7 «О внесении изменений в Закон РФ “О недрах” и признании утратившими силу отдельных положений законодательных актов РФ в части уточнения вопросов пользования недрами и использования единой терминологии». Цель законопроекта – уточнение вопросов пользования недрами и использования единой терминологии, а также устранение неточностей юридико-технического характера и дублирующих положений.

Принятие законопроекта потребует уточнения перечней полномочий Минприроды РФ и Федерального агентства по недропользованию, а также внесения изменений в Административные регламенты в связи

с определением порядка оформления, государственной регистрации и выдачи лицензий на пользование недрами, внесения изменений в лицензии на пользование недрами, принятия решений о прекращении, в том числе досрочном, приостановлении или ограничении права пользования участками недр, за исключением участков недр местного значения, а также порядка установления факта открытия месторождения полезных ископаемых и выдачи свидетельства об установлении факта открытия месторождения полезных ископаемых, внесения изменений в свидетельство о факте открытия месторождения полезных ископаемых; наделения полномочиями по установлению факта открытия месторождения полезных ископаемых и выдаче свидетельства об установлении факта открытия месторождения полезных ископаемых, а также по внесению изменений в свидетельство о факте открытия месторождения полезных ископаемых и др.

В этой связи законопроектом предусмотрены корреспондирующие изменения в ст. 16 Закона РФ «О недрах» о том, что порядок установления факта открытия месторождения полезных ископаемых и выдачи свидетельства об установлении факта открытия месторождения полезных ископаемых, внесения изменений в свидетельство о факте открытия месторождения полезных ископаемых устанавливается федеральным органом управления государственным фондом недр по согласованию с федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции нормативно-правового регулирования в сфере экономического развития.

22 ноября Государственная Дума отклонила проект федерального закона № 805659-6 «О внесении изменений в Закон РФ «О недрах» (в части установления упрощенного порядка предоставления права пользования участками недр местного значения для геологического изучения и/или разведки и добычи общераспространенных полезных ископаемых при выполнении работ по проектированию, строительству, реконструкции, капитальному ремонту, ремонту и содержанию автомобильных дорог общего пользования и железнодорожных путей общего пользования)», внесенный депутатами Государственной Думы и Государственным Собранием – Курултаем Республики Башкортостан. Государственная Дума отметила, что законопроект был рассмотрен 15 октября 2015 г. комитетом Государственной Думы шестого созыва по природным ресурсам, природопользованию и экологии и, в соответствии с пунктом а) ч. 6 ст. 112 Регламента Государственной Думы, авторам было рекомендовано доработать законопроект. Измененный текст законопроекта в Государственную Думу не поступил.

Кроме того, 8 августа 2017 г. вступил в силу Федеральный закон от 26.07.2017 № 188-ФЗ «О внесении изменений в Закон Российской Федерации “О нед-

рах” в части упрощения порядка предоставления права пользования участками недр местного значения для разведки и добычи общераспространенных полезных ископаемых в целях выполнения работ по строительству, реконструкции, капитальному ремонту, ремонту и содержанию автомобильных дорог общего пользования». Вопросам правоприменительной практики названного закона было посвящено выступление от Комитета на совещании в Правительстве Ставропольского края «О результатах соблюдения требований законодательства в сфере недропользования на территории Ставропольского края и о вопросах взаимодействия недропользователей с органами власти».

4 декабря по решению Комитета я в качестве члена государственной комиссии по вопросам развития Арктики сделал доклад «Совершенствование законодательства о недрах в условиях интенсификации освоения минерально-сырьевой базы Арктики по твердым полезным ископаемым: итоги и перспективы» на VII Международном форуме «Арктика: настоящее и будущее» в рамках рабочей сессии «Развитие добычи твердых полезных ископаемых в Арктике: новые проекты и технологии» – подробно остановился на вопросах совершенствования законодательства о недрах в условиях интенсификации освоения минерально-сырьевой базы Арктики по твердым полезным ископаемым; отметил, что обширная экономическая программа для Арктики включает свыше 150 проектов, а минерально-сырьевой потенциал Арктической зоны выступает сегодня важнейшим резервом топливно-энергетического комплекса и горнодобывающей промышленности и способен значительно дополнить баланс полезных ископаемых других регионов. Вместе с тем, тренд последних лет – это сокращение всех геологоразведочных исследований, которые происходят на фоне удорожания стоимости геологоразведочных работ и потери объема по видам геологоразведочных работ. По общим оценкам, стоимость минерального сырья арктических недр составляет около двух триллионов долларов, однако степень разведанности полезных ископаемых макрорегиона до сих пор остается на низком уровне. Необходимо выстраивать все три направления, которые определены в нашей правовой базе: по геологическому изучению недр, воспроизводству запасов и использованию этих запасов.

В обсуждении доклада приняли участие представители Федерального агентства по недропользованию, РАН, профильных ВУЗов, предприятий горнодобывающей промышленности. Кроме того, на рабочей сессии также обсуждались актуальные проблемы привлечения инвестиций в капиталоемкие проекты разработки арктических месторождений. Отмечена необходимость повышения инвестиционной привлекательности геологоразведочной и добывающей отрасли в Арктической зоне России. ❖





ПРИОРИТЕТ  
ВОПРОСАМ ПРОМЫШЛЕННОЙ  
БЕЗОПАСНОСТИ И ОХРАНЫ  
ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ





О.В. Трофимова  
ФБУ ГКЗ  
отдел мониторинга и анализа  
ведущий специалист  
trofimova\_ov@gkz-ri.ru

UNITED NATIONS  NATIONS UNIES

# Европейская экономическая комиссия ООН и Европейская федерация геологов стали партнерами

**6** ноября 2017 г. Европейская экономическая комиссия ООН и Европейская федерация геологов подписали Меморандум о взаимопонимании и договорились объединить усилия для содействия достижению целей и задач Рамочной классификации ископаемых энергетиче-

ских и минеральных запасов и ресурсов ООН (РКООН) в частности ее применения в области запасов полезных ископаемых и энергетических ресурсов.

Европейская федерация геологов – это сообщество экспертов-геологов стран Европы, насчитывающее около 46 000 человек и объ-



единяющее национальные профессиональные ассоциации 25 стран Европы.


Российскую Федерацию в ЕФГ представляет Евразийский союз экспертов по недропользованию (ЕСОЭН). В мае 2017 г. ЕСОЭН стал полноправным членом Европейской федерации геологов. Членство в ЕФГ способствует обмену опытом экспертов, а также сближению российских и международных подходов к классификации запасов и ресурсов, взаимному признанию специалистов разных стран, повышению прозрачности информации и инвестиционной привлекательности объектов недропользования.

Сотрудничество, предусмотренное в рамках Меморандума ЕЭК ООН и ЕФГ, направлено на популяризацию Рамочной классификации ООН как инструмента государственного управления энергетическими и минерально-сырьевыми ресурсами, бизнес-процессами в сфере промышленного производства, а также для внедрения и финансирования инновационных технологий.

Ресурс Европейской экономической комиссии ООН в области осуществления информационной поддержки, организации различных мероприятий, конференций в сочетании с богатой профессиональной базой экспертов Европейской федерации геологов наделяет партнер-

ство ЕЭК ООН и ЕФГ огромным потенциалом для обеспечения согласованного и прозрачного управления энергетическими и минеральными ресурсами государств Евросоюза.

К работе рабочих групп ЕЭК ООН, в том числе Экспертной группы по классификации ресурсов (EGRC), которая разрабатывает и обеспечивает функционирование РКООН, будут привлечены эксперты Европейской федерации геологов. ЕФГ также планирует принимать участие в разработке и продвижении различных правил, руководящих принципов, примеров применения и иных документов, необходимых для применения РКООН в странах Европы.

Партнерство ЕЭК ООН и ЕФГ также будет поддерживать инициативы по подготовке кадров и созданию кадрового потенциала в области классификации, отчетности и управления энергетическими и минерально-сырьевыми ресурсами в соответствии с принципами РКООН. Кроме того, это взаимодействие будет благоприятствовать «ресурсно-сырьевой дипломатии» или сотрудничеству с целью обеспечения равноправного и справедливого доступа к энергетическим и минерально-сырьевым ресурсам для удовлетворения потребностей в освоении этих ресурсов по всему миру. 

*На фото: ЕСОЭН – официальный партнер ЕФГ*







**Т.П. Линде**  
канд. экон. наук  
ученый секретарь ФБУ ГКЗ

# Результаты рассмотрения материалов ТЭО кондиций, подсчета запасов месторождений ТПИ и подземных вод

*В октябре-ноябре 2017 г. проведено 80 заседаний, из них 28 заседаний по УВС, где рассматривались материалы государственной экспертизы геологических запасов и технико-экономического обоснования коэффициентов извлечения нефти, газа и конденсата (в рамках проектно-технических документов) (Карайское, Южное, Имилорское, Ямбургское, Мастерьевское и др.), 16 заседаний по ТПИ, где рассматривались материалы государственной экспертизы ТЭО разведочных кондиций и подсчета запасов месторождений рудного (Правобережное) и россыпного (Кылгас, р. Скалистый) золота, железных руд (Куватал), россыпных алмазов (Нюрбинская) и цеолитсодержащих пород (Юшанское), титан-циркониевых песков (Стеглянка) и гипса (Ункейское), и также цементного сырья и угля*



**Н**а 36 заседаниях по подземным водам были рассмотрены материалы государственной экспертизы 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 (Среднемосковское, Лебедевское, Ваделыпское, Пехорское, Новорунгойское, Дмитровское, и др.). ТЭО кондиций и подсчеты запасов месторождений ТПИ, а также подсчеты запасов ПВ приняты как в авторских вариантах, так и с внесением корректив по результатам госэкспертизы. Наиболее интересные материалы экспертизы подсчета запасов и ТЭО кондиций приведены ниже

#### **Углеводородное сырье**

Для проведения государственной экспертизы поступили материалы отчета по пересчету запасов сеноманской залежи Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения и дополнение к технологическому проекту разработки сеноманской газовой залежи Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения.

Пересчет запасов обусловлен необходимостью составления нового проектного документа и технико-экономической оценки извлекаемых запасов и получением новых данных сейсморазведки 3D, дополнительного бурения поисково-разведочных скважин и эксплуатационных, отбора керна, на котором проведены исследования, имитирующие пластовые условия. В течение 2015–2016 гг. на рассматриваемом месторождении пробурены три скважины с отбором керна. Результаты бурения этих скважин и исследования керна использованы при уточнении петрофизических зависимостей и подсчете запасов.

Вновь подсчитанные начальные геологические запасы свободного газа сеноманской залежи Ямбургского месторождения по сравнению с ранее утвержденными сократились на 3%. Основной причиной сокращения запасов газа является уменьшение значений таких подсчетных параметров, как коэффициент пористости и газонасыщенности. Изменение подсчетных параметров обусловлено уточнением петрофизических зависимостей по результатам исследования керна в новых скважинах. В представленном подсчете при построении зависимости для расчета  $K_p$  учтены новые скважины.

По решению экспертной комиссии в представленный подсчет геологических запасов изменения не были внесены. По мнению экспертной комиссии, построенная геологическая

модель может использоваться для подсчета геологических запасов и как основа для гидродинамического моделирования.

Представленные материалы по технико-экономическому обоснованию коэффициентов извлечения газа, выполненному в рамках проектного документа, вызвали ряд замечаний экспертной комиссии.

По представленным экономическим расчетам экспертная комиссия отметила ряд технических замечаний к формированию отчета и обоснованию расчета цен реализации и НДС. Авторами были внесены соответствующие корректировки, после чего экспертная комиссия согласилась с экономическими расчетами.

Дальнейшая разработка объекта ПК1 Ямбургского месторождения при принятых в расчетах ценах и затратах обеспечивает положительное значение чистого дисконтированного дохода недропользователя.

Экспертная комиссия подтвердила разработку пласта ПК1 на стадии падающей добычи и рекомендовала к утверждению авторские величины коэффициентов извлечения газа.

#### **Твердые полезные ископаемые**

На государственную экспертизу впервые были представлены материалы временных разведочных кондиции и подсчета запасов титаноциркониевых песков для условий отработки открытым способом с применением средств гидромеханизации (земснаряда) месторождения Стеглянка. Месторождение расположено в 50 км от областного центра Тюмень в экономически освоенном районе с развитой инфраструктурой и благоприятными горнотехническими условиями разработки.

Месторождение находится в пределах континентально-морской аккумулятивной равнины Зауралья, в прибрежной зоне олигоценового внутриконтинентального водного бассейна.

В строении месторождения Стеглянка принимают участие прибрежно-морские осадочные породы куртамышской свиты олигоцена. Отложения палеогена повсеместно перекрыты чехлом четвертичных образований различного генезиса мощностью от 0,5 до 5,4 м. Продуктивными на титан и циркон являются отложения куртамышской свиты олигоцена, развитые на всей площади участка.

Содержание  $TiO_2$  в скважинах колеблется от 0,17 до 1,68% (среднее 0,68%). Распределение титана характеризуется неравномерностью с более высокими содержаниями в восточной части участка.

Содержание  $ZrO_2$  в скважинах колеблется от 0,021 до 0,200% (среднее 0,04%). Распреде-

ние циркона относительно равномерное. Наиболее высокие содержания циркона характерны для южной и юго-восточной части исследуемого участка.

Титаноциркониевые продуктивные отложения представляют собою тонкозернистые (размер зерен < 0,2 мм) существенно кварцевые, слабо ожеженные пески с небольшой примесью полевых шпатов, глинистых минералов (монтмориллонита, каолинита, иллита) и кальцита, обогащенные рассеянными рудными минералами и содержащие рудные прослои различной мощности. В продуктивных толщах выход тяжелой (рудной) фракции составляет 2–2,5%.

Главными рудными минералами являются ильменит и высокодисперсные продукты лейкоксенизации ильменита (лейкоксен), рутил и циркон.

Анализ горно-геологических и горнотехнических условий залегания рудных тел (морфология, незначительная мощность, приповерхностное залегание) предопределяет применение открытого способа разработки месторождения с применением на добычных работах средств гидромеханизации – земснаряда.

Мощность необводненной части полезной толщи составляет от 2,6 до 6 м, в среднем 4,5 м, обводненных песков изменяется от 16 до 23 м, составляя в среднем 20 м. Сухую толщу продуктивных песков, в виду их невысокой мощности, предусматривается разрабатывать также гидромеханизированным способом.

Изучив представленные материалы, экспертная комиссия отметила, что горнотехническая часть не в полной степени соответствует требованиям нормативных документов, в частности требует уточнения границ открытых горных работ, эксплуатационных запасов. С выбором способа разработки, вскрытия и параметров системы разработки экспертная комиссия была согласна.

Авторы по замечаниям экспертной комиссии переработали горнотехническую часть. Была выполнена корректировка проектных границ отработки (исходя из комплексного и рационального использования недр), расчет эксплуатационных запасов, производственной мощности, календарного графика и потребного количества оборудования.

Также были замечания к расчету переводных коэффициентов. Авторы пересчитали коэффициенты перевода содержаний минералов в условный ильменит. Проверив расчет, экспертная комиссия сочла возможным оставить переводные коэффициенты в авторском варианте.

Первоначально повариантный подсчет запасов был выполнен с использованием блочного моделирования, а также способом вертикальных разрезов, что не соответствовало методике подсчета пластовых месторождений. Для обоснования параметров кондиций были приняты запасы, подсчитанные способом блочного моделирования.

Авторами было выполнено оконтуривание по мощности россыпных залежей по вариантам бортовых содержаний условного ильменита 28, 24, 20 и 16 кг/м<sup>3</sup> в крайней пробе.

Сопоставив оба подсчета запасов, экспертная комиссия отметила, что полученные результаты сопоставления свидетельствует о значительном (более 10%) расхождении между основным и контрольным вариантам подсчета запасов, прежде всего, по варианту кондиций 20 кг/м<sup>3</sup>.

По замечаниям экспертной комиссии авторы выполнили повариантный подсчет запасов по приведенным содержаниям условного ильменита 24, 20 и 16 кг/м<sup>3</sup> в пласте на «горную массу» в краевой выработке для оконтуривания в плане. Подсчет запасов был выполнен методом геологических блоков.

По каждому из вариантов был выполнен полный подсчет запасов, включающий оконтуривание продуктивного пласта, определение средних величин подсчетных параметров, оконтуривание блоков и классификацию запасов по категориям. Расчеты содержаний основных и попутных полезных компонентов, вычисления условного ильменита по выработкам, по блокам и по месторождению в целом, выполнены методически верно.

По замечаниям экспертной комиссии авторы выполнили подсчет запасов по откорректированным параметрам временных разведочных кондиций (оконтуривание проводить по приведенному содержанию условного ильменита на «горную массу» в краевой выработке для оконтуривания в плане) методом геологических блоков.

После пересчета соотношение балансовых запасов рудных песков (тыс. м<sup>3</sup>) категорий С<sub>1</sub> и С<sub>2</sub> составило 8:92%.

В качестве попутных полезных ископаемых рассмотрены глины и кварцевые пески.

В итоге комиссия утвердила временные разведочные кондиции, а также подсчитанный по ним подсчет запасов.

Недропользователю было рекомендовано следующее.

1. При оформлении лицензии на разведку и добычу месторождения титаноциркониевых песков Стеглянка нижнюю границу ограничить



отметкой глубины залегания рудной залежи (продуктивного горизонта).

2. После получения лицензии на разведку и добычу месторождения титаноциркониевых песков Стеглянка провести разведку месторождения до отметки глубины залегания рудной залежи (продуктивного горизонта).

3. На стадии разведки месторождения:

- провести опытно-промышленные работы сроком до 5 лет с целью уточнения параметров отработки песков средствами гидромеханизации, технологических показателей на стадии обогащения исходных песков и получения селективных минеральных концентратов и конечных продуктов их переработки;

- в процессе проведения опытно-промышленных работ продолжить работы по изучению попутных нерудных полезных ископаемых в природном залегании, на картах намыва и после обогащения;

- детально изучить водоносный горизонт и гидрологию месторождения для достоверного прогнозирования водопритоков в горные выработки;

- обосновать баланс водопотребления и водоотведения технологической воды на добычу, транспортировку и обогащение песков (ссылка на нормативные документы и ОПР).

### Подземные воды

На государственную экспертизу были представлены материалы геолого-гидрогеологического обоснования опытно-промышленной эксплуатации полигона глубинного размещения в недрах промышленных и хозяйственно-бытовых стоков ООО «Новоуренгойского газохимического комплекса».

Новоуренгойский газохимический комплекс, расположенный в Пуровском районе Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области в 35 км юго-восточнее г. Новый Уренгой, является самым известным долгостроем «Газпрома». Строительство Новоуренгойского газохимического комплекса, предназначенного для переработки газа для производства полиэтилена, было начато в 1988 г. С 1996 г. из-за недостатка финансирования работы были приостановлены. Несколько лет назад строительство комплекса возобновилось, однако ввод его в эксплуатацию все время откладывается. В настоящее время он намечен на 2018 г. В процессе работы комплекса прогнозируется образование значительного количества сточных вод, характеризующихся наличием в них таких химреагентов, как диэтиленгликоль, метанол и ингибиторы. В связи с этим недропользователем было принято решение об

их закачке в глубокие, надежно изолированные водоносные горизонты, приуроченные к зоне замедленного водообмена.

Работы, направленные на обоснование возможности размещения промышленных и хозяйственно-бытовых стоков на участке Новоуренгойского газохимического комплекса, начаты 2010 г. В рамках работ было пробурено 3 поглощающие скважины на сеноманский пласт-коллектор и выполнены пробные закачки в них пресных вод. Результаты работ были представлены на государственную экспертизу в установленном порядке. По результатам рассмотрения материалов экспертиза сочла возможным проведение опытно-промышленной эксплуатации полигона в течение 5 лет. Однако в связи со срывом сроков строительства и отсутствием промстоков поглощающие скважины были законсервированы, а опытно-промышленная эксплуатация полигона начата лишь в 2015 г. и с учетом перерывов на проведение ремонтных работ продолжалась не более года.

Работы по анализу и обобщению результатов опытно-промышленной эксплуатации полигона глубинного размещения в недрах промышленных и хозяйственно-бытовых стоков ООО «НГХК» выполнены ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в 2017 г. Комплекс работ кроме сбора и обобщения материалов прошлых лет включал также анализ результатов опытно-промышленной эксплуатации и опытно-фильтрационные работы (закачку на нескольких режимах дебита). При этом было установлено, что приемистость скважин после их расконсервации стала существенно ниже, т.к. необходимые работы по ее восстановлению (промывка, свабирование, создание мгновенных депрессий, кислотные обработки и т.п.) проведены не были. Таким образом, в силу значительного увеличения гидравлического сопротивления скважин и снижения их приемистости результаты опытно-промышленной эксплуатации не позволили достоверно определить фильтрационные параметры пласта-коллектора, а, следовательно, и повысить степень изученности выделенного в пользование участка недр. В связи с этим по результатам государственной экспертизы срок опытно-промышленной эксплуатации полигона был продлен еще на 5 лет, в ходе которых рекомендуется выполнить работы по восстановлению приемистости существующих скважин и/или пробурить проектные, с последующим проведением в них комплекса работ для определения достоверных фильтрационно-емкостных и миграционных параметров целевого пласта-коллектора. ❊



**И.А. Баржак**  
ЕСОЭН  
исполнительный директор  
ceo@eues.ru

# ЕСОЭН

## ЕВРАЗИЙСКИЙ СОЮЗ ЭКСПЕРТОВ ПО НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЮ

### ЕСОЭН:

за год сообщество выросло на 30%

*В ноябре 2017 г. состоялось общее собрание Евразийского союза экспертов по недропользованию, на котором были подведены итоги деятельности за прошедший период и обозначены основные направления развития на будущий год*

**В** настоящий момент Евразийский союз экспертов насчитывает 543 человека. За прошедший год сообщество выросло на 30%. Были сформированы 10 территориальных отделов: Красноярский, Якутский, Северо-Кавказский, Хабаровский, Казанский, Санкт-Петербургский, Тимано-Печерский, Новосибирский, Волго-Уральский, Западно-Сибирский. Кроме российских экспертов в ЕСОЭН состоят участники из трех стран – Белоруссии, Киргизии, Германии.

Члены ЕСОЭН принимают активное участие в подготовке экспертных оценок нормативных документов в сфере добросовестного недропользования, взаимодействуя со СМИ. Кроме того, члены ЕСОЭН участвовали в доработке «Правил разработки месторождений УВС» и «Правил подготовки технических проектов разработки месторождений УВС», а также, совместно с АООН НАЭН, в работе над подготовкой примеров применения (*case studies*) Связующего документа между РКООН-2008, НКЗ РФ 2013 и PRMS.

2017 год показал востребованность ЕСОЭН в качестве экспертной организации для рассмотрения споров в гражданском судопроизводстве по вопросам недропользования.

За прошедший год ЕСОЭН стал партнером и участником около 10 профильных конференций и форумов. Союз выступил оператором Международной конференции «Вопросы экспертизы запасов полез-

ных ископаемых РФ в свете взаимодействия с международными классификациями» в мае этого года. Достигнуто соглашение о взаимодействии с тремя организаторами крупных отраслевых конференций, членам ЕСОЭН предоставляется возможность льготного посещения мероприятий.

У Евразийского союза экспертов по недропользованию появились площадки для обсуждения идей, мнений, предложений. Запущен сайт *eues.ru*, создана страничка в сети *Facebook*, где в настоящий момент подписаны на новости более трехсот человек. Организовано взаимодействие с профильными СМИ.

*Члены ЕСОЭН (слева направо) А.Б. Саганюк, Т.П. Линде, А.Б. Лазарев*







Общее собрание ЕСОЭН открыл Президент союза А.Д. Писарницкий

В сентябре этого года состоялось первое заседание Клуба экспертов – участники обсудили технологию блокчейн в недропользовании. На эту встречу кроме москвичей приехали члены ЕСОЭН из Томска, Сургута, Казани, Тюмени и Москвы. Тема вызвала бурное обсуждение. Клуб экспертов станет регулярной площадкой для обсуждения актуальных тем.

ЕСОЭН совместно с СПбГУ при участии ФБУ ГКЗ разработана программа обучения и аттестации «Эксперт в сфере недропользования». Ключевыми темами обучения стали актуальные вопросы правового обеспечения экспертизы твердых полезных ископаемых, методика проведения экспертизы, новые методические решения, используемые при оценке запасов.

В июне 2017 г. первая группа прошла пилотное обучение, которое показало, что программа решает поставленные перед ней задачи. Программа не имеет аналогов в России и рекомендована к широкому внедрению. По окончании обучения выдается сертификат на двух языках (русском и английском).

XXI съезд Межправительственного совета стран СНГ включил в Перспективный план новое направление сотрудничества – «Совершенствование экспертизы запасов полезных ископаемых», предполагающее создание и развитие единого экспертного сообщества в странах СНГ. В состав правления ЕСОЭН, помимо граждан России, вошли представители Белоруссии и Киргизии. Подписан меморандум о сотрудничестве между ЕСОЭН и Киргизским обществом экспертов по недропользованию.

В мае 2017 г. ЕСОЭН стал полноправным членом Европейской федерации геологов. Членство в ЕФГ позволяет ЕСОЭН реализовать свои ключевые задачи в части повышения доверия к российским экспертам – обмен опытом и внедрение наилучших мировых практик, интеграция российских экспертов в европейское профессиональное сообщество, выработка единых подходов при проведении экспертизы запасов и разработки месторождений полезных ископаемых.

### Приоритетные направления развития

Были выбраны четыре основных направления деятельности организации.

#### 1. Формирование системы повышения квалификации и аккредитации экспертов в области недропользования

Планируется плановая аккредитация членов ЕСОЭН, создание Квалификационной комиссии, Комиссии по этике. Реестр аккредитованных членов ЕСОЭН будет размещен на сайте. Это станет основой для разработки нормативно-правовых актов в части формирования института «Эксперт по недропользованию, признанный государством и мировым сообществом».

#### 2. Обобщение и распространение знаний и передового опыта, сложившейся практики в области геологического изучения недр, геолого-экономической оценки, подсчета запасов полезных ископаемых и разработки месторождений

Проведение тематических заседаний, круглых столов, семинаров, конференций, тренингов, собраний Клуба экспертов, в т.ч. поддержка и участие в крупных отраслевых мероприятиях. Сотрудничество с общественными организациями. Участие в государственных программах по решению актуальных проблем недропользования. Организация издательской деятельности в сфере недропользования, а также расширение взаимодействия с СМИ.

#### 3. Развитие международного сотрудничества в области недропользования

Разработка и согласование планов совместных мероприятий с Киргизией и Белоруссией. Поддержка международной конференции в мае 2018 г. совместно с Энергетической комиссией ООН, ЕФГ, Минэнерго России, Минприроды России (рабочее название – «Гармонизация подходов при оценке запасов и ресурсов полезных ископаемых»).

Расширение сотрудничества с ЕФГ – подготовка статей для сайта и международного дайджеста, участие в международных проектах, форумах, конференциях и конкурсах.

#### 4. Развитие и формирование института Компетентных Лиц (экспертов), признанных международными экспертными сообществами

Участие в работе по созданию в России Концепции национального аудита. Участие в разработке дорожной карты (плана) по созданию в России института Компетентных Лиц, включающей разработку требований, предложений по гармонизации отчетности по российской классификации с зарубежными стандартами, выработку решений по признанию российских Компетентных Лиц на международном уровне, внесение изменений в нормативно-правовые акты.

Приоритетные направления развития ЕСОЭН были утверждены большинством голосов участников общего собрания ЕСОЭН. ❧



## Общее собрание АООН «НАЭН»: итоги и планы на будущее



16 ноября 2017 г. в Москве прошло годовое собрание членов Ассоциации организаций в области недропользования «Национальная ассоциация по экспертизе недр» (АООН «НАЭН»). Согласно уставу, общее собрание является высшим органом управления ассоциации. Кроме текущих ежегодных вопросов, таких, как утверждение годового отчета АООН «НАЭН» за 2016 г., рассмотрение информации об итогах деятельности АООН «НАЭН» за 10 месяцев 2017 г., на повестку дня были вынесены два важнейших пункта: избрание нового председателя и состава наблюдательного совета АООН «НАЭН».

С докладом об утверждении годового бюджета АООН «НАЭН» за 2016 г. и рассмотрении информации об итогах деятельности Ассоциации за 10 месяцев 2017 г. выступил директор АООН «НАЭН» **Д.А. Дубровский**. Он подчеркнул, что вся деятельность ассоциации проходит в рамках устава: проведение семинаров и конференций, осуществление издательской деятельности, а также поддержка развития экспертного сообщества. Д.А. Дубровский сообщил, что основной упор в развитии своей деятельности АООН «НАЭН» намерена сосредоточить на разработке методических и нормативных документов в сфере недропользования. Директор ассоциации также отметил, что в течение 2017 г. АООН «НАЭН» безвозмездно оказала услуг на сумму более 5,5 млн руб. для членов ассоциации. Кроме того, на собрании была заслушана информация о текущей деятельности и реализации образовательной программы Евразийского союза экспертов по недропользованию, которую представил председатель правления ЕСОЭН **А.Д. Писарницкий**.

В результате голосования единогласным решением был одобрен состав наблюдательного совета в количестве 13 человек, новыми членами которого стали заместитель генерального директора АО «ВНИ-Инефть» **А.В. Фомкин**, заведующий кафедрой МГРИ-РГГРУ **Л.Е. Чесалов** и руководитель центральной секции ЦКР по УВС **В.В. Шелепов**.

Председателем АООН «НАЭН» был избран **Н.В. Бавлов**. Николай Владимирович трудится в сфере недропользования уже почти 50 лет, удостоен званий «Заслуженный геолог Республики Бурятия», «Заслуженный геолог Российской Федерации», «Почетный разведчик недр» и в настоящее время является советником генерального директора ФГБУ «ВНИГНИ», а также директором Института геолого-экономических проблем РАЕН. На собрании было принято решение отметить благодарностью всех членов наблюдательного совета АООН «НАЭН», а также бывшего председателя наблюдательного совета **В.А. Пака** за добросовестный труд и огромный вклад в развитие ассоциации. ❁





## Конференция гидрогеологов в Ессентуках

29 ноября – 1 декабря 2017 г. в Ессентуках состоялась международная конференция «Подземные воды – 2017». Мероприятие прошло при поддержке Министерства природных ресурсов и экологии РФ, Роснедра, Международной ассоциации гидрогеологов, Геологического центра СПбГУ, Евразийского союза экспертов по недропользованию (ЕСОЭН). Оператор конференции – АООН «НАЭН».


К участникам конференции с приветственными словами обратились депутат Государственной Думы ФС РФ, член комитета по природным ресурсам, собственности и земельным отношениям А.Н. Ищенко, министр природных ресурсов и охраны окружающей среды Ставропольского края А.Г. Хлопянов, начальник департамента по недропользованию по Северо-Кавказскому ФО В.Н. Вертий, председатель наблюдательного совета АООН НАЭН В.Н. Бавлов, начальник управления геологии нефти и газа, подземных вод и сооружений Н.Л. Ерофеева зачитала приветственный адрес участникам конференции от имени руководителя Федерального агентства по недропользованию А.Е. Киселева, также было зачитано приветственное слово губернатора Ставропольского Края В.В. Владимирова.

С докладами выступили депутат Госдумы РФ А.Н. Ищенко («Законодательное регулирование использования и охраны подземных вод») генеральный директор ФБУ «ГКЗ» И.В. Шпуров («Развитие системы государственной экспертизы запасов полезных ископаемых»), генеральный директор ЗАО «ГИДЭК» Б.В. Боровский и руководитель геологической службы ЗАО «ГИДЭК» А.Л. Язвин («Критический анализ существующей Классификации запасов подземных вод в сравнении с предыдущими. Плюсы и минусы. Рекомендации по переработке»), вице-президент международной ассоциации гидрогеологов (IAH) Н.А. Виноград («Международная ассоциация гидрогеологов и ее роль в развитии мировой

науки о подземных водах»), директор Центра ГМСН и РФ ФГБУ «Гидроспецгеология» С.В. Спектор («Федеральная система гидрогеологического мониторинга. Принципы сбора, хранения и распространения результатов мониторинга»). От ТОО «Институт гидрогеологии и геоэкологии им. У.М. Ахмедсафина» (Республика Казахстан) был представлен доклад «Применение дистанционного зондирования при гидрогеологических исследованиях», также на конференции выступили представители Университета «Селчук» (Турция) Ферат Байрам и Куршад Асан с докладами: «Гидрогеологические условия термальных источников Кавушчугел (Илгин, Конья – Турция)», «Геологическое строение Синопского полуострова (Центральная часть Черного моря, Северная Турция)».

В результате конференции были озвучены очень важные для отрасли темы, многие из них обсуждались в жарких дискуссиях, в итоге были выработаны и внесены актуальные предложения, связанные со следующими вопросами:

- формирование новой классификации эксплуатационных запасов подземных вод, единой для всех типов подземных вод, выработка методических рекомендаций по ее применению;
- переработка требований к составу и содержанию отчетных материалов с подсчетом запасов подземных вод, представляемых на государственную экспертизу;
- взаимосвязь проектных организаций и недропользователей с Геолэкспертизой в части рассмотрения проектов ГРР;
- захоронение подтоварных вод и других стоков, образующихся в процессе отработки месторождений УВС, а также послепроцедурных минеральных вод, вопросы лицензирования данного вида недропользования.

Все внесенные предложения будут отражены в сводном документе, который будет предоставлен в Роснедра .







**О.В. Трофимова**  
ФБУ ГКЗ  
отдел мониторинга и анализа  
ведущий специалист  
[trofimova\\_ov@gkz-rt.ru](mailto:trofimova_ov@gkz-rt.ru)

# Основные методические вопросы, рассматриваемые на ЭТС ГКЗ

*В октябре-ноябре 2017 г. проведено два заседания Экспертно-технического совета Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых (ЭТС ГКЗ). Обе темы рассмотрены секцией углеводородного сырья.*



**Н**аибольший интерес вызвала представленная на ЭТС ГКЗ методическая работа «Определение количественных и качественных параметров подсчета, в том числе разработка методических рекомендаций по формированию отчетности о выполнении решений проектной документации по разработке УВС», подготовленная специалистами ООО «СибГеоПроект».

Методические рекомендации подготовлены на основе анализа действующей нормативно-правовой базы с целью оказания методической помощи недропользователям при формировании отчетности о выполнении решений действующей проектной документации по разработке месторождений УВС и выработки рекомендаций для обоснования своих действий при отклонении фактических показателей разработки от проектных.

Представленные на ЭТС «Методические рекомендации по формированию отчетности о выполнении решений проектной документации по разработке УВС» включают в себя разделы с описанием нормативных и методических документов, используемых для подготовки отчета о выполнении решений ПТД на разработку месторождений УВС, критерии для контроля выполнения решений действующей ПТД и допустимости дальнейшей разработки месторождений в соответствии с этой документацией, порядок оценки выполнения и формирования отчета о выполнении решений действующей ПТД, а также порядок принятия решения о выполнении нового проектного документа. Основные положения Методических рекомендаций подготовлены на основе отчета «Методическое руководство по формированию отчетности о выполнении решений проектной документации по разработке УВС».

В «Методическом руководстве по формированию отчетности о выполнении решений проектной документации по разработке УВС» содержится большое количество примеров разработки месторождений ПАО «Газпром» с анализом факторов, влияющих на возможные отклонения от утвержденных проектных уровней разработки, примеры наиболее распространенных причин отклонений по рассмотренным месторождениям и предприятиям ПАО «Газпром».

Эксперты отметили, что, согласно представленным материалам, авторами была собрана и проанализирована значительная по объему информация, включающая 330 ПТД по месторождениям, разработку которых осуществляет ПАО «Газпром» и 34 организации с долевым

участием ПАО «Газпром». В анализе охвачены практически все нефтегазодобывающие регионы РФ.

По рассмотренным месторождениям авторами работы выполнен анализ факторов, влияющих на возможные отклонения от утвержденных проектных уровней разработки. На основе этого анализа в качестве основных факторов отклонения фактических уровней разработки от утвержденных проектных были выделены: геологические (несоответствие дебитов прогнозным значениям и рост обводненности продукции), технологические (недостижение объемов бурения и коэффициентов эксплуатации планируемых значений), сезонный фактор и отсутствие потребительского спроса, экономические (увеличение капитальных вложений, изменение налогов и цен на нефть и газ).

В качестве основного документа нормативно-правовой базы, регулирующего соблюдение проектных решений по разработке месторождений УВС, в работе проанализированы «Правила разработки месторождений УВС» (утверждены приказом МПР от 14.06.2016 № 356).

В работе также представлены предложения по внесению поправок в п. 5 «Правил разработки месторождений УВС», связанных с изменением потребительского спроса на газ в качестве причины допустимых отклонений фактической годовой добычи свободного газа от проектной.

В отдельном разделе рассматриваемой работы представлен краткий анализ потребительского спроса на газ. В нем в очень общих чертах дана картина распределения потребления газа в России, указаны факторы, влияющие на стоимость газа и его потребление. К сожалению, авторы сконцентрировались только на внутреннем потреблении газа в Российской Федерации и не проанализировали перспективы потребления газа с учетом развития экспорта газа за пределы РФ. Эксперты отметили, что в целом авторами решены поставленные перед ними задачи для достижения указанной цели.

Экспертно-техническим советом ГКЗ было принято решение «Методические рекомендации по формированию отчетности о выполнении решений проектной документации по разработке УВС» принять как внутренний корпоративный документ добывающих предприятий ПАО «Газпром» и организаций с долевым участием ПАО «Газпром» для анализа и подготовки решений при проектировании разработки. Данный документ также может быть использован другими недропользователями после согласования с ПАО «Газпром». ❏

# Памяти П.А. Хлебникова



3 ноября 2017 г. на 66 году жизни скоропостижно скончался Павел Александрович Хлебников. Павел Александрович был высококвалифицированным специалистом с многолетним опытом научной и производственной деятельности в сфере геологического изучения недр и воспроизводства минерально-сырьевой базы углеводородов. Коллеги знали его как талантливого руководителя, отзывчивого, доброжелательного и порядочного человека, умного и глубокого собеседника.

За плечами Павла Александровича большой трудовой путь. Он долгое время занимался разведкой и добычей нефти на Дальнем Востоке и Сахалине. С 1976 г., после окончания Пермского политехнического института по специальности «горный инженер-геолог», работал оператором по исследованию скважин, технологом, заместителем начальника районной инженерно-технологической службы, старшим технологом цеха добычи нефти и газа, старшим геологом геологического отдела Нефтедобывающего управления «Чернушканефть».

В 1980–1984 гг. П.А. Хлебников – старший инженер, старший геолог, начальник лаборатории Нефтегазодобывающего управления «Востокнефтегаз» ПГО «Оханефтегаздобыча», а затем, до 1986 г. – главный геолог Нефтегазодобывающего управления «Севернефтегаз» ПГО «Оханефтегаздобыча». Далее Павел Александрович работал заместителем генерального директора – главным геологом ПО «Оханефтегаздобыча» и заместителем начальника отдела ПО «Сахалинморнефтегаз».

С 1989 по 2002 г. – заместитель директора – начальник научно-технологического центра, директор Института нефти и газа «СахалинНИПИморнефть». В 2002–2005 гг. – главный геолог – заместитель генерального директора ОАО «НК «Роснефть» – Сахалинморнефтегаз».

С 2005 г. до последнего времени П.А. Хлебников – на государственной службе в должности начальника Управления геологии нефти и газа, подземных вод и сооружений Федерального агентства по недропользованию.

Под его руководством успешно выполнялись геологоразведочные и научно-исследовательские работы по изучению и воспроизводству ресурсной базы углеводородного сырья и подземных вод.

С 2011 г. П.А. Хлебников участвовал в разработке основных положений новой «Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов».

В 2015–2016 гг. П.А. Хлебников руководил работами по ревизии всего действующего лицензионного фонда, по результатам которой было своевременно и в полном объеме исполнено поручение Президента РФ от 12.02.2015 № Пр-254. При его непосредственном участии дорабатывалась и актуализировалась форма статистической отчетности 1–ЛС, позволившая осуществлять мониторинг выполнения пользователями недр лицензионных обязательств, в части проведения геологоразведочных работ и разработки месторождений углеводородного сырья.

П.А. Хлебников участвовал в составлении «Единой технологической схемы разработки залежей углеводородного сырья ачимовских отложений Уренгойского месторождения» и «Единой технологической схемы опытно-промышленной разработки валанжинских отложений Уренгойского региона».

Под непосредственным руководством П.А. Хлебникова в течение 12 лет подготавливались материалы результатов проведения государственной экспертизы запасов углеводородного сырья (более 7000 экспертных заключений) и протоколов по согласованию проектной документации на разработку месторождений углеводородного сырья (более 7500 протоколов ЦКР Роснедр по УВС) к утверждению Роснедра. Успешно проведены геологоразведочные работы и поставлены на государственный баланс запасы месторождений питьевых подземных вод для водоснабжения таких крупных городов, как Нижний Новгород, Новосибирск, Волгоград, Владивосток, Владимир, Смоленск, и многих других.

Добросовестный труд П.А. Хлебникова отмечен высокими наградами и почетными званиями, такими как медаль ордена «За заслуги перед отечеством» II степени, звание «Почетный нефтяник», звание «Заслуженный геолог Российской Федерации», нагрудный знак «50 лет Дня геолога», Почетная грамота Федерального агентства по недропользованию.

Выражаем соболезнование родным и близким покойного.

**ФБУ ГКЗ, редакция журнала «Недропользование XXI век»**





## Памяти В.Д. Лысенко

3 ноября 2017 г. после тяжёлой и продолжительной болезни скончался доктор технических наук, профессор, академик РАН Владимир Дмитриевич Лысенко.

В.Д. Лысенко родился 29 октября 1934 г. в Армавире Краснодарского края. В 1954 г. окончил нефтяной техникум в Краснодаре, затем окончил Грозненский нефтяной институт в 1959 г. по специальности «горный инженер по разработке нефтяных и газовых месторождений». С 1959 по 1978 гг. работал в ТАТ-НИИПИ (Бугульма), где прошёл путь от младшего научного сотрудника до заведующего лабораторией по разработке нефтяных месторождений.

За это время Владимир Дмитриевич стал автором метода проектирования разработки нефтяного месторождения с учетом неоднородности пластов по проницаемости (расчеты обводнения), благодаря чему в Татарии ни разу не было срыва добычи нефти; разработал уравнения разработки нефтяных залежей, которые учитывают все основные параметры пластов и действующие факторы; в 1969 г. разработал методику высокоэффективной технологии «Газовое заводнение», которая позволила в 1,5–2 раза увеличить извлекаемые запасы нефти; а также получил около 30 патентов и свидетельств на изобретения.

С 1978 по 1994 г. В.Д. Лысенко работал в Казахском НИИПИ заместителем директора по геологии нефтяных месторождений; в 1994–2003 гг. – исполнительный директор научно-производственного центра проектирования и совершенствования систем разработки нефтяных месторождений Российской инновационной топливно-энергетической компании (РИТЭК). С 2003 г. – профессор кафедры разработки нефтяных месторождений РГУ имени И.М. Губкина.

В.Д. Лысенко является автором около 500 научных трудов, в том числе: «Проектирование интенсивных систем разработки нефтяных месторождений» (1975), «Оптимизация разработки нефтяных месторождений» (1991), «Проектирование разработки нефтяных месторождений» (1987), «Теория разработки нефтяных месторождений» (1993), «Инновационная разработка нефтяных месторождений» (2000), «Разработка нефтяных месторождений. Проектирование и анализ» (2003). Награждён медалью «За трудовую доблесть», член Центральной комиссии по разработке нефтяных месторождений СССР/РФ с 1982 по 2015 гг.

**Коллектив ЦКР Роснедра по УВС выражает соболезнование родным и близким покойного.**



The logo for SOLIDS RUSSIA features a stylized grey and yellow hexagonal icon to the left of the text. The word "SOLIDS" is in a large, bold, white sans-serif font, and "RUSSIA" is in a smaller, yellow sans-serif font below it.

**SOLIDS**  
RUSSIA

29-30 мая 2018  
Экспоцентр  
Москва

Конференция  
и выставка  
по технологиям  
и транспортировке  
сыпучих материалов

[www.solids-russia.ru](http://www.solids-russia.ru)

РЕКЛАМА





**Подписка на журнал  
«Недропользование XXI век»**

**Подписаться – ПРОСТО и ДЕШЕВО:**

- зайти на сайт [www.naen.ru](http://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 бумажную версию журнала, а также бесплатно – на электронную, обратившись в редакцию по адресу [info@naen.ru](mailto: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.

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»

**Объявляется подписка на ежеквартальное приложение к журналу "Недропользование XXI век"  
"Краткий тематический обзор зарубежных публикаций"**

ПРИЛОЖЕНИЕ К ЖУРНАЛУ

НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ XXI ВЕК



**ПИЛОТНЫЙ ПРОЕКТ**



Стоимость подписки:  
на 1 выпуск – 500 р.,  
на год – 2000 р.

Для членов АООН «НАЭН» и Евразийского союза экспертов по недропользованию (ЕСОЭН):

на 1 выпуск – 400 р.,  
на год – 1600 р.

По всем вопросам обращаться по телефону  
8 495 780 33 12

e-mail: [valkarp@yandex.ru](mailto:valkarp@yandex.ru).

# Содержание журнала «Недропользование XXI век» за 2017 г.

## ВОПРОС НОМЕРА

- Вашкевич А.А., Говоруха Р.В., Ткаченко М.А., Соболев А.О., Сутормин С.Е., Лушпеев В.А., Рогожкина Л.А., Никандров А.Н., Рябая М.Д., Коростылева В.Т., Мандрик И.Э., Агапитов Д.Д., Соколов А.В.* Как вы считаете, насколько актуально появление отечественного независимого аудита и формирование в России института Компетентных лиц? ..... 6–4
- Михайлов Б.К., Черепанов В.В., Вашкевич А.А., Хисамов Р.С., Белоусов В.В., Ильин О.В., Шаклеин С.В., Кочергин А.М.* Как Вы оцениваете ситуацию с воспроизводством запасов? Что нужно сделать, чтобы ее улучшить? ..... 5–4
- Шпильман А.В., Хисамов Р.С., Жданов С.А., Сутормин С.Е., Войтович С.Е., Шейкина А.Ф., Вашкевич А.А., Аржиловский А.В.* Так ли сложно было сделать первый шаг к переходу на новую классификацию запасов и ресурсов нефти и горючих газов? ..... 1–4

## ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ВЗГЛЯД

- Ищенко А.Н.* О перспективах развития ТЭК России ..... 1–12
- Ищенко А.Н.* Рабочая группа по доработке Закона РФ «О недрах» приступила к работе: вопросы геологоразведки и недропользования ..... 3–4
- Машковцев Г.А., Козловский Д.С., Никитина Е.С., Хижняков Ю.А.* Принцип планирования работ на твердые полезные ископаемые ..... 5–12
- Сысоев В.В.* Актуальные проблемы недропользования требуют законодательных решений ..... 6–12

## ПРАВОВЫЕ ОСНОВЫ: ПРИРОДОРЕСУРСНОЕ ПРАВО

- Быховский Л.Э., Иванов С.Н., Кушнарев П.И.* К вопросу налогообложения руд редких металлов ..... 4–8
- Толстых Н.И.* Судебная практика рассмотрения споров, связанных с использованием недрами ..... 5–20

## НАУКИ О ЗЕМЛЕ: СЫРЬЕВАЯ БАЗА И ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА

- Альбиев Х.Х., Джамалханов М.С., Кусов Б.Р., Расламбеков И.Х.* Перспективы наращивания добычи нефти на территории Грозненского нефтегазоносного района ..... 5–40
- Антипин Я.О., Гончаров С.Н.* Построение геологической модели пласта Ач<sub>1</sub> Кальчинского месторождения на основе интерпретации данных сейсморазведочных работ 3D/2D на Северо-Кальчинской площади ..... 4–26
- Бескопильный В.Н., Айзберг Р.Е.* Оценка перспектив поисков традиционных и нетрадиционных залежей углеводородов в Припятском палеорифтовом бассейне ..... 1–60
- Бучинский С.В., Чусовитин А.А., Ошняков И.О., Королев А.Ю.* Перспективы промышленной разработки запасов газа низкопроницаемых коллекторов туронских отложений Харампурского месторождения ..... 6–16
- Волков В.А., Сидоров А.А., Алейникова Е.А.* О кинетических характеристиках органического вещества баженовской свиты ..... 5–30
- Воронов В.Н., Цимбалюк Ю.А., Кравченко Г.Г.* К вопросу о границах складчатых систем палеозойского основания Западной Сибири ..... 4–16
- Гутман И.С., Гу Чжицянь* Особенности строения залежи нефти в миоценовых отложениях Шенциского месторождения КНР ..... 3–16
- Заграновская Д.Е., Коробов А.Д., Жуков В.В., Стрижнев К.В.* Определение генезиса нетрадиционных коллекторов с целью картирования перспективных площадей свободной нефти в отложениях баженовского горизонта на примере Пальяновской площади Красноленинского месторождения ..... 1–24
- Калинкин А.В., Зинченко И.А., Кирсанов С.А., Егурцов С.А., Иванов Ю.В., Лысенков А.И.* О принципиальных возможностях многозондового нейтронного каротажа для подсчета (оценки) запасов газа объемным методом в условиях газовых залежей севера Тюменской области ..... 6–26
- Керимов В.Ю., Яндарбиев Н.Ш., Мустаев Р.Н., Дмитриевский С.С.* Методические подходы к оценке ресурсов и запасов углеводородов сланцевых низкопроницаемых толщ (на примере хадумской и баталпашинской свит Предкавказья) ..... 1–14
- Корсунь В.В.* Перспективы обнаружения залежей УВ в аллохтонах подсолевого комплекса ордовика надвиговых зон гряды Чернышева ..... 3–24
- Музыка И.М.* Применение коэффициента рудоносности при подсчете запасов ..... 3–34
- Ольнева Т.В., Ежов К.А.* Комплексная оценка напряженного состояния геологической среды ..... 6–48
- Пескова Д.Н., Наугольников М.В., Солодов Д.В., Ошмарин Р.А.* Использование полного цикла вероятностной оценки актива с использованием подхода по оценке ценности информации (VOI) для формирования программы ГРП на примере одного из месторождений бассейна Загрос ..... 1–36



<i>Петров А.В., Демура Г.В., Зиновкин С.В.</i> Компьютерная технология статистического и спектрально-корреляционного анализа данных КОСКАД 3D и практические результаты.....	1–44
<i>Повжик П.П., Халецкий А.В., Седач В.Г., Демяненко Н.А.</i> Классификация трудноизвлекаемых запасов углеводородов Припятского прогиба и основные проблемы их разработки.....	6–38
<i>Твердов А.А., Ежов А.И., Тренин А.Д., Никишичев С.Б.</i> Актуальные задачи вовлечения в народнохозяйственный оборот техногенных месторождений.....	4–34
<i>Шилов Г.Я.</i> Повышение эффективности ГРП на нефть и газ на основе создания общих принципов поисков УВ для нефтегазовых геологии и геофлюидодинамики.....	3–10

### НАУКИ О ЗЕМЛЕ: СЕРВИС И ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ

<i>Арефьев С.В., Юнусов Р.Р., Валеев А.С., Корниенко А.Н., Дулкарнаев М.Р., Лабутин Д.В., Бриллиант Л.С., Печеркин М.Ф., Кокорин Д.А., Грандов Д.В., Комягин А.И.</i> Методические основы и опыт внедрения цифровых технологий оперативного планирования и управления режимами работы добывающих и нагнетательных скважин на участке ОПР пласта ЮВ1 Ватьеганского месторождения ТПП «Повхнефтегаз» (ООО «ЛУКОЙЛ–Западная Сибирь»).....	6–60
<i>Данько М.Ю., Бриллиант Л.С., Архипов В.Н., Грандов Д.В.</i> Способ разработки нефтяной оторочки и подгазовой зоны сложнопостроенных залежей на основе испарения нефти в закачиваемый сухой газ.....	1–86
<i>Данько М.Ю., Кокорин Д.А., Фатхуллин Р.И., Конев Д.А.</i> Поиск оптимального варианта разработки нефтяных оторочек на основе мультипараметрического анализа систем горизонтальных скважин.....	4–58
<i>Демяненко Н.А., Серебренников А.В., Повжик П.П., Третьяков Д.Л., Галай М.И., Халецкий А.В., Седач В.Г., Пинчук Е.А.</i> Эффективность заканчивания горизонтальных скважин в весьма неоднородных низкопроницаемых пластах с применением МГРП и пути увеличения эффективности работ.....	1–76
<i>Дунаев В.А., Кабелко С.Г., Герасимов А.В., Котарева Т.П.</i> Компьютерная технология информационного обеспечения оперативного планирования добычи руд в карьере.....	3–48
<i>Дюкова М.В.</i> Анализ эффективности гидравлического разрыва пласта по принципу Парето в условиях девонской залежи Ромашкинского.....	6–88
<i>Микулич Д.А.</i> Автоматизация работы в ГГИС с применением макросов.....	4–46
<i>Михель ван Донген, Бастиан Блонк, Тимофеева О.В.</i> Результаты сейсмического 4D–мониторинга, проведенного компанией «Сахалин Энерджи» на Пильтун–Астохском месторождении.....	3–42
<i>Назарова Л.Н.</i> Соотношение расчетных и фактических значений коэффициента извлечения нефти. Принятие решения о конечном КИН.....	6–82
<i>Соколов В.С., Киселев Д.А., Смирнов А.Ю.</i> Моделирование фазового равновесия газоконденсатных систем для месторождений с низкой степенью изученности.....	4–52
<i>Тимофеев Н.Г., Скрябин Р.М., Атласов Р.А., Николаева М.В., Иванов А.Г.</i> О температурном режиме при бурении скважин в условиях криолитозоны.....	5–46
<i>Хабаров А., Иванцов И., Simon R., Полушкин С.</i> Особая роль ядерно–магнитного каротажа при построении модели литологии и проницаемости коллекторов с переменным газонасыщением.....	4–40
<i>Шилов Г.Я.</i> Применение системного подхода к мониторингу разработки месторождений УВС.....	5–54

### НАУКИ О ЗЕМЛЕ: ТЕМА НОМЕРА

Актуальные вопросы экспертизы экономической оценки разработки месторождений УВС при применении новых методических рекомендаций проектирования нефтяных и газовых месторождений (Итоги семинара АООН «НАЭН» 14–15 сентября 2016 г.).....	1–114
<i>Андреева Н.Н., Акимов Д.В.</i> Разработка законодательных и нормативно–правовых основ создания промышленного испытательного полигона на месторождениях углеводородов.....	5–58
<i>Бескопыйный В.Н., Айзберг Р.Е., Дубинин Б.А., Халецкий А.В.</i> Прогноз и результаты освоения нефтенасыщенных полукolleкторов Припятского прогиба.....	3–80
<i>Браткова В.Г., Давыдов А.В., Сутормин С.Е.</i> Нововведения в области проектирования разработки месторождений УВС.....	6–98
<i>Брехунцов А.М., Нестеров И.И. (мл.), Нечипорук Л.А.</i> Трудноизвлекаемые запасы и нетрадиционные объекты УВ–сырья Западной Сибири.....	3–54
<i>Важенина О.А., Тригуб А.В.</i> Применение бассейнового моделирования на малоизученных площадях восточной части юга Тюменской области.....	3–64
<i>Вашкевич А.А., Валитов Ш.М., Ларичев В.В.</i> Первые итоги внедрения новой классификации запасов на активах ПАО «Газпром нефть».....	1–100
Временное методическое руководство по подсчету запасов нефти в трещинных и трещинно–поровых коллекторах в отложениях баженовской толщи Западно–Сибирской нефтегазоносной провинции.....	4–68
Временные методические рекомендации по подсчету запасов нефти в доманиковых продуктивных отложениях.....	4–102

## СОДЕРЖАНИЕ: 2017

Гутман И.С., Качкина Е.А., Саакян М.И., Арефьев С.В., Мазитов М.Р., Гарифуллин И.И. Комплексное последовательное палеопрфилирование по ОГ (отражающим горизонтам) сейсмических исследований и соответствующим им границам в скважинах с целью обоснования особенностей формирования аномальных разрезов баженовской свиты верхней юры и клиноформ нижнего мела Западной Сибири.....	4–116
Давыдов А.В., Шелепов В.В. ЦКР Роснедр по УВС. Основные цели и задачи в современных условиях .....	2–88
Дадькин В.С. Модель воспроизводства минерально–сырьевой базы на основе геолого–экономического мониторинга .....	5–92
Джамалов Р.Г., Сафронова Т.И., Телегина Е.А. Многолетняя квазипериодичность подземного и поверхностного стока рек России .....	5–98
Иванов В.П., Охотников К.В., Торгунаков А.А. Роль промышленно–энергетической классификации ископаемых углей в новой классификации геологических запасов ТПИ.....	6–104
Истратов И.В. Нефтегазоносность и ресурсный потенциал осадочных бассейнов Мирового океана.....	5–64
Керимов В.Ю., Шилов Г.Я., Люкшина Л.В., Дмитриевский С.С. Оценка содержания $C_{орг}$ в сланцевых отложениях хадумского горизонта Предкавказья с использованием результатов ГИС.....	3–74
Корсунь В.В., Гатаулин Г.Р. Перспективы роста ресурсной базы Бортowego лицензионного участка в Саратовской области.....	5–78
Лазарев А.Б., Саганюк В.Б. Статус новой классификации запасов и прогнозных ресурсов твердых полезных ископаемых .....	2–70
Линде Т.П., Зыкин М.Я., Горюнов Л.Ю. Формирование и развитие экспертного сообщества.....	2–76
Мионов С.М. Государственная экспертиза и рациональное использование недр .....	2–42
Назаренко К.Б. Поиск места Государственного комитета по резервам в административной системе страны в первой половине XX века .....	2–50
Немченко–Ровенская А.С., Немченко Т.Н. Баженовская свита и месторождения на больших глубинах..... основной источник пополнения углеводородной базы Западно–Сибирской нефтегазоносной провинции .....	4–136
Писарницкий А.Д., Солдатенко И.В. Комплексное сопровождение ГРП. Проблемы. Решения.....	2–82
Рубцов А.С. Анализ практики применения методических рекомендаций по оценке рентабельных запасов УВС 1–108	
Сутормин С.Е., Рогожкина Л.А., Лушпеев В.А. Результаты первого года работы Северо–Западной нефтегазовой секции ЦКР Роснедра по УВС, Санкт–Петербург.....	2–94
Шпуров И.В. Государственная комиссия по запасам. Задачи. Цели. Решения.....	2–46
Шпуров И.В., Курамшин Р.М. Исторические хроники создания классификации запасов и ресурсов углеводородного сырья Российской Федерации.....	2–56
Шпуров И.В. Первые результаты внедрения новой классификации запасов углеводородного сырья.....	1–96

### ОСОБОЕ МНЕНИЕ

Виниченко В.В. К вопросу организационно–законодательного обеспечения добычи физлицами (вольного приноса) ценных минеральных ресурсов. Методологические и критические аспекты.....	3–94
Козловский Е.А. Минерально–сырьевые ресурсы и бюджет страны. Реальность и перспектива .....	2–102

### НАУКИ О ЗЕМЛЕ: ДИСКУССИОННЫЙ КЛУБ

Арутюнян А.В. Дегидратация пород как источник генезиса геофлюидов, углеводородов, алмазоносных структур, грязевых вулканов и месторождений благородных металлов в различных регионах Земли.....	1–122
Бушуев К.А. Устаревшая терминология, не соответствующая современным определениям.....	3–114
Волков В.А. Об оценке запасов и ресурсов УВ баженовской свиты с использованием пиролитических данных .....	6–112
Городнянский И.В. Новая экономическая категория – «природная ценность месторождения» .....	3–115
Городнянский И.В. Экономические механизмы защиты недр от расхищения выборочными разработками .....	3–102
Запивалов Н.П. Нефтегазовая наука и практика – вызовы XXI века .....	5–122
Карпов В.А. Некоторые замечания по проблемам нефтегазообразования и нефтегазонакопления.....	4–142
Керимов В.Ю., Гордадзе Г.Н., Ермолкин В.И. Теория органического происхождения углеводородов – фундаментальный базис прогнозирования нефтегазоносности недр.....	6–118
Кусов Б.Р. Дегидратация пород как «панацея» для всей геологии .....	3–121
Кусов Б.Р. На новый уровень геологической мысли на основе исконной геологии .....	1–130
Рачинский М.З. К проблеме генезиса глубинной нефтегазоносности .....	6–128
Тимурзиев А.И. Миф энергетического голода от Хабберта и пути решения глобальной энергетической проблемы на основе реализации проекта «Глубинная нефть».....	5–106
Тимурзиев А.И. «Октябрьские тезисы», или о начале второго этапа подготовки научной революции по смене парадигмы нефтегазовой геологии в России .....	1–116



<i>Устьянцев В.Н.</i> О геотектомагматическом факторе генерации минерального сырья. Волновой механизм структурно–вещественного преобразования системы Земли .....	3–116
<i>Шутько С.Ю., Иванова Е.А.</i> Субъективность восприятия риска и влияние на управленческие решения E&P сегмента .....	5–132

## ЭКОЛОГИЯ

<i>Аликин Э.А.</i> Рамочная классификация прогнозной вместимости и эксплуатационной емкости глубоких водоносных горизонтов .....	6–144
<i>Белоусова А.П., Е.Э. Руденко Е.Э.</i> Использование ресурсов подземных вод как надежного источника водоснабжения населения .....	4–150
<i>Владимцева И.В., Герман Н.В., Соколова И.В., Колотова О.В., Сиденко Д.А.</i> Перспективы применения природных минеральных ресурсов для биологической очистки сточных вод .....	5–140
<i>Железняк М.Н., Мисайлов И.Е., Шац М.М.</i> Эколого–геокриологические условия месторождения «Томтор» (Северо–Западная Якутия) .....	3–122
<i>Криночкина О.К.</i> Основы оценки потенциальной эколого–геохимической опасности от деятельности горнорудных предприятий в различных природных условиях .....	6–134
<i>Попова И.М.</i> Ресурсная оценка территории для определения убытков в сфере природопользования при реализации инвестиционных проектов .....	1–138

## ЭКОНОМИКА ПРИРОДОПОЛЬЗОВАНИЯ

<i>Александров Г.А., Яблонев А.Л.</i> Экономические особенности и роль природных факторов при производстве фрезерного торфа .....	1–146
<i>Аникин А.В.</i> Инвестиционная привлекательность угольной отрасли Индонезии .....	3–142
<i>Дубовицкая Е.А., Иутина М.М., Панин А.А., Чернышова Е.С.</i> Проблемы обоснования среднерегиональных показателей капитальных, эксплуатационных затрат при решении задач государственного регулирования недропользования .....	5–144
<i>Пименова Н.А., Рохлин С.М., Зиновьева Ю.К.</i> Оценка инвестиций в технических проектах освоения запасов УВС России .....	4–158
<i>Симонов К.А.</i> Система планирования закупок как эффективный подход к управлению затратами международной нефтесервисной компании .....	6–150
<i>Шутько С.Ю., Кожевникова С.Д., Шутько Д.С.</i> Investment Decision–Making в бизнес–сегменте разведки и добычи ПИ .....	3–132

## ИСТОРИЯ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ

<i>Запывалов Н.П.</i> К 70–летию западно–сибирской нефти .....	6–156
--	-------

## К 90-ЛЕТИЮ ГКЗ

У истоков создания ГКЗ .....	1–154
------------------------------	-------

## КНИГА – СОБЫТИЕ

В Энергетическом лектории прошла лекция Тейна Густафсона .....	3–150
<i>Козловский Е.А.</i> К выходу «Справочника (пособия) руководителя геологической организации (предприятия)» .....	2–110
<i>Дубровский Д.А.</i> «Нефть и природный газ – основные преимущества России в современном мире» .....	3–152

## ВЕСТИ КОМИТЕТА ГОСУДАРСТВЕННОЙ ДУМЫ

<i>Ищенко А.Н.</i> Вести комитета Государственной Думы .....	5–158; 6–164
<i>Ищенко А.Н.</i> Законодательное обеспечение недропользования. Итоги первого полугодия .....	4–4;

## НОВОСТИ

<i>Баржак И.А.</i> Новости ЕСОЭН .....	6–172
<i>Линде Т.П.</i> Новости ГКЗ .....	1–158; 2–118; 3–156; 4–170; 5–162; 6–170
<i>Трофимова О.В.</i> Вести комитета по устойчивой энергетике ЕЭК ООН .....	5–160; 6–168
<i>Трофимова О.В.</i> Новости ЭТС .....	4–172; 5–166; 6–176
<i>Трофимова О.В.</i> ФБУ ГКЗ: динамика движения запасов .....	1–156; 2–116; 3–154; 4–168; 5–156; 6–162

# Журналу «Руды и металлы» – 25 лет!



В декабре 1992 года – 25 лет назад был учреждён научно-технический журнал «Руды и металлы».

Журнал был создан по инициативе и при поддержке ведущего института геологической отрасли – ФГУП ЦНИГРИ. Учредители и организаторы журнала исходили из необходимости объединения различных направлений изучения месторождений полезных ископаемых, из желания укрепить связь между учёными-теоретиками и геологами-практиками. Перед редакцией стояла задача – создать современный журнал, который будет полезен для научно-исследовательских институтов, геологических организаций, горнорудных предприятий, научно-производственных объединений, высших учебных заведений.

За 25 лет в журнале было опубликовано более 1600 научных статей по многим насущным проблемам воспроизводства минерально-сырьевой базы твёрдых полезных ископаемых России. На его страницах обсуждался широкий спектр вопросов, связанных с недропользованием, экономикой и конъюнктурой минерального сырья, прикладной металлогенией, методами прогноза, поисков и оценки месторождений, комплексным использованием минерального сырья, технологиями геологоразведочных работ. Рубрики издания изменялись по мере появления новых актуальных вопросов недропользования, таких как стоимость геологоразведочных работ, цена геологи-

ческой продукции и информации, юридическое оформление интеллектуальной собственности, факторы инвестиционной привлекательности резервного фонда месторождений цветных и благородных металлов, комплексная переоценка крупных и уникальных месторождений с использованием инновационных технологий на новой нормативно-правовой основе, перспективы развития геоинформационных технологий при поисках твёрдых полезных ископаемых, мониторинг и информационное обеспечение работ по геологическому изучению недр.

Специальные номера журнала посвящались стратегии развития геологической отрасли в рыночных условиях, основным научно-техническим достижениям ЦНИГРИ, переоценке золоторудного месторождения Сухой Лог, а также памяти выдающихся учёных-геологов, научному и прикладному значению их творческого наследия. Публиковались тезисы докладов научно-практических конференций, материалы совещаний и симпозиумов, касающихся тематики журнала.

С 2007 г. журнал «Руды и металлы» входит в Перечень рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание учёной степени кандидата наук и доктора наук (специальность – Науки о Земле). Все публикации передаются в Электронную Библиотеку (eLIBRARY.RU) для включения в систему Российского индекса научного цитирования (РИНЦ).

Редакция гордится своим авторским активом. Многие авторы сотрудничают с журналом с момента его основания. За 25 лет в журнале опубликованы работы сотрудников практически всех ведущих отраслевых научных институтов и организаций, вузов, горнорудных компаний, экспедиций. Геологи из всех уголков России, специалисты Украины, Узбекистана, Казахстана, Кыргызстана, Азербайджана, Израиля делятся на страницах журнала новыми разработками в области геологии месторождений полезных ископаемых и недропользования в современных условиях.

За четвертьвековую историю журнал возглавляли такие авторитетные главные редакторы как И.Ф. Мигачёв (1992–2012), Б.К. Михайлов (2012–2015), А.И. Иванов (с 2015 г.).

В настоящее время журнал «Руды и металлы» представляет собой научно-техническое многопрофильное издание с ярко выраженной прикладной направленностью, нашедшее свою особую позицию в общей информационной системе геологических и смежных наук. Задача издания – показать наличие огромного научного, технического и технологического потенциала инженерных и рабочих кадров геологической отрасли России.

Поздравляем читателей и издателей журнала с юбилеем! Желаем творческих успехов редакционному коллективу!

**Редакция журнала «Недропользование XXI век»**





**XXIX  
IMPC 2018**  
15-21 Сентября 2018  
Москва, Россия



**www.impc2018.com**  
**+7 (499) 705-79-25**  
**info@impc2018.com**

## **XXIX Международный конгресс по обогащению полезных ископаемых IMPC–EXPO2018.**

### Основные темы

- Технологическая минералогия.
- Измельчение и классификация.
- Физические методы обогащения – гравитационное обогащение, магнитная и электрическая сепарация.
- Химия поверхности. Фундаментальные основы флотации. Флотационные реагенты. Технология флотации.
- Переработка тонкодисперсных продуктов и шламов.
- Гидрометаллургия и технологии бактериального выщелачивания.
- Экологические проблемы и утилизация минеральных отходов.
- Моделирование технологических процессов.
- Окомкование, агломерация и спекание.
- Обезвоживание.
- Средства инструментального контроля и передовые модели интеллектуального управления.



**Москва 15 – 21 сентября 2018. Центр Международной Торговли**

## **Международная выставка IMPC–EXPO2018 добыча и переработка минерального сырья.**

**Эффективные технологии – ключ к успешному обогащению  
полезных ископаемых**

### Тематические направления выставки:

- Предприятия горнодобывающей и металлургической промышленности.
- Предприятия нефтяной и газовой отрасли и золотодобывающие компании.
- Производители и поставщики машин и оборудования для горной промышленности, шахт, горно-обогатительных комбинатов.
- Технологии, оборудование и приборы для обработки и обогащения полезных ископаемых.
- Геология и геофизика: оборудование, научные исследования, информационные системы.
- Научно-производственные центры, исследовательские и проектные институты.
- Экология. Охрана окружающей среды, экологический мониторинг полезных ископаемых.



**Москва 16 – 18 сентября 2018. ЦВК «Экспоцентр», павильон 7, зал №1**

Организаторы:



Спонсоры:



Официальный конгресс-организатор Международное Агентство Конгрессного Обслуживания МАКО



<http://www.makongress.ru> / +7 499 705 79 25 / [info@makongress.ru](mailto:info@makongress.ru)

РЕКЛАМА



## Встречи нефтяников и газовиков с поставщиками и подрядчиками

Москва, улица Тверская, 22, отель InterContinental



**15 марта**  
2018

### НЕФТЕГАЗСНАБ

Снабжение в нефтегазовом комплексе

Конференция собирает руководителей служб материально-технического обеспечения нефтегазовых компаний. Обсуждается организация закупочной деятельности, практика импортозамещения, оплата и приемка поставленной продукции, информационное обеспечение рынка

- OIL-GAS.RU — Награждение лучших производителей нефтегазового оборудования по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- OIL-GAS.RU — База поставщиков нефтегазового комплекса
- OIL-GAS.RU — Презентация настенной нефтегазовой карты
- OILFORUM.RU — Обсуждение проблем поставок нефтегазового оборудования



**31 мая**  
2018

### НЕФТЕГАЗСТРОЙ

Строительство в нефтегазовом комплексе

Формирование цивилизованного рынка в нефтегазовом строительстве, практика выбора строительных подрядчиков, создание российских ЕРС-фирм, увеличение доли российских компаний на нефтегазостроительном рынке, расценки и порядок оплаты проводимых работ

- OIL-GAS.RU — Награждение лучших строительных подрядчиков по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- OIL-GAS.RU — База поставщиков нефтегазостроительных компаний
- OIL-GAS.RU — Презентация настенной нефтегазовой карты
- OILFORUM.RU — Обсуждение проблем нефтегазового строительства



**12 сентября**  
2018

### НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА

Модернизация производств для переработки нефти и газа

Вопросы модернизации нефтеперерабатывающих и нефтехимических мощностей, проблемы взаимодействия с лицензиарами, практика импортозамещения, современные модели управления инвестиционными проектами, стандарты и требования безопасности

- OIL-GAS.RU — Награждение лучших производителей оборудования для модернизации нефтегазоперерабатывающих предприятий по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- OIL-GAS.RU — База подрядчиков для модернизации НПЗ
- OIL-GAS.RU — Презентация настенной нефтегазовой карты
- OILFORUM.RU — Обсуждение проблем нефтегазоперерабатывающих предприятий



**17 октября**  
2018

### НЕФТЕГАЗСЕРВИС

Нефтегазовый сервис в России

Традиционная площадка для встреч руководителей геофизических, буровых предприятий, а также компаний, занятых ремонтом скважин. Подрядчики в неформальной обстановке обсуждают актуальные вопросы со своими заказчиками – нефтегазовыми компаниями

- OIL-GAS.RU — Награждение лучших нефтесервисных компаний по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- OIL-GAS.RU — База поставщиков нефтесервисных компаний
- OIL-GAS.RU — Презентация настенной нефтегазовой карты
- OILFORUM.RU — Обсуждение проблем нефтегазового сервиса



**7 декабря**  
2018

### НЕФТЕГАЗШЕЛЬФ

Подряды на нефтегазовом шельфе

Заказчиками оборудования выступают "Газпром нефть", "Роснефть", "ЛУКОЙЛ", "Газфлот" и другие крупные компании. В условиях введения экономических санкций необходимо быстро освоить производство жизненно важного оборудования, в первую очередь запасных частей

- OIL-GAS.RU — Выявление предприятий, способных работать для шельфа по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- OIL-GAS.RU — База оборудования для нефтегазового шельфа
- OIL-GAS.RU — Презентация настенной нефтегазовой карты
- OILFORUM.RU — Обсуждение проблем нефтегазового шельфа