№ 7 (57) декабрь 2015

НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ XXI ВЕК

НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ XXI ВЕК декабрь 2015

НОВАЯ КЛАССИФИКАЦИЯ УВС: НАЧИНАЕМ ДЕЙСТВОВАТЬ

стр. 38

ФБУ ГКЗ: динамика движения запасов

стр. 138

ТВЕРДЫЕ ПОЛЕЗНЫЕ ИСКОПАЕМЫЕ

УГЛЕВОДОРОДНОЕ СЫРЬЕ

ПОДЗЕМНЫЕ ВОДЫ

ISSN 1998-4685

НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ XXI ВЕК

Nedropolzovanie XXI vek

Межотраслевой научно-технический журнал

№ 7 ДЕКАБРЬ 2015

Издается с ноября 2006 года

12+

УЧРЕДИТЕЛЬ

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

ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР

И.В. Шпуров, генеральный директор ФБУ «ГКЗ», канд. геол.–мин. наук

ЭКСПЕРТНЫЙ СОВЕТ:

Н.Н. Андреева, исполнительный директор МОО «ОЭН»

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

С.Ю. Глазьев, академик РАН

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

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

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

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

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

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

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

М.Ф. Корнилов, генеральный директор компании RJC

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

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

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

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

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

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

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

А.Д. Писарницкий, заместитель генерального директора ВНИГНИ, канд. техн. наук

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

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

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

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ:

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

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

Т.В. Башлыкова, директор НВП Центр–ЭСТАгео

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

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

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

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

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

В.А. Карпов, начальник отдела УВС и ПВ «НАЭН–Консалт», канд. геол.–мин. наук

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

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

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

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

Р.Г. Мелконян, вице–президент НП РСП–Стекло, д–р техн. наук

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

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

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

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

Н.И. Толстых, заместитель директора Центра инвестиционного анализа НИУ «Высшая школа экономики», руководитель секции правовых основ недропользования МОО «ОЭН»

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@wkmc.kz

Республика Армения

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

Республика Беларусь

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

Республика Казахстан

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

РЕДАКЦИЯ ЖУРНАЛА

Руководитель – Александр Шабанов, shabanov@naen.ru
Ведущий редактор – Сергей Матвейчук, matvichuk@naen.ru
Координатор – Ольга Бредихина, olgabredihina@gkz–rf.ru
Реклама, подписка, маркетинг – ООО «Ойлгэзком», www.oilgascom.com, journal@oilgascom.com, stanislav.g@oilgascom.com, тел.: +7 985 724 7486

АДРЕС РЕДАКЦИИ:

115419, Москва, 2–й Рощинский пр–д, 8, корп. 1, офис 121.
Тел.: +7 (926) 092 67 95, +7 (985) 788 35 92
www.naen.ru
magazine@naen.ru, shabanov@naen.ru

Подписано в печать 27.11.2015 г.

Формат 60x90/8, объем 19 п.л.

Печать: ООО «Центр Инновационных Технологий»

Заявленный тираж 5000 экз.

Подписные индексы по каталогам:

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

«Недропользование XXI век», 2015.

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!

Принято говорить о внутренних и внешних геополитических вызовах. Якобы они мешают нам эффективно работать, осложняют нашу жизнь. Я думаю, это все от лукавого. Единственный вызов, который действительно серьезно может изменить все вокруг – это вызов к себе. И из двух вечных российских вопросов – кто виноват и что делать – сосредоточиться нужно на втором. Мне кажется, что риторика должна быть подкреплена конкретными действиями, работой. Вот, например, трудноизвлекаемые запасы, ТрИЗ. Вопрос – что является ключевым фактором их освоения – налоговые льготы или эффективные технологии воздействия на эти запасы? Казалось бы, ответ очевиднен – технологии. На практике же обсуждение льготирования затмевает обсуждение необходимости развития технологий. В итоге размывается смысл самих льгот. А он (смысл) заключается как раз именно в том, чтобы создать мощную технологическую основу разработки ТрИЗ. Создать систему мотивации, позволяющую запустить процесс появления новых технологий, оборудования, программного обеспечения. Нового избирательного подхода к подготовке кадров. И в итоге – создания принципиально другого по качеству и наполнению отраслевого отечественного сервиса, который бы не оглядывался беспомощно на западные страны, а сам предлагал уникальные и эффективные решения для разработки любых видов трудноизвлекаемых запасов.

Что делать для того, чтобы этого достичь? Действовать! Как? Показано и детально прописано в многочисленных нормативно-правовых и методических документах, сопровождающих введение новой классификации запасов углеводородного сырья, которая вводится с 1 января 2016 года.

Осталось сделать первый шаг. Сделаем его **вместе**!

С уважением, Игорь Шпуров

Тема номера

Новая классификация УВС: начинаем действовать

№ 7
декабрь
2015

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ВЗГЛЯД

4 *Д.Г. Храмов*
Вопросы внедрения новой Классификации УВС

ПРАВОВЫЕ ОСНОВЫ: ПРИРОДОРЕСУРСНОЕ ПРАВО

6 *В.Г. Нестеренко, Д.С. Кравченко*
Актуальные проблемы актуализации лицензий на право пользования недрами

12 *Н.И. Толстых*
Актуальные проблемы правового регулирования охраны окружающей среды при пользовании недрами

НАУКИ О ЗЕМЛЕ: СЫРЬЕВАЯ БАЗА И ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА

18 *И.С. Гутман, Г.П. Кузнецова, А.В. Скоробогатько*
Методика корреляции отложений коры выветривания и доюрского основания

НАУКИ О ЗЕМЛЕ: СЕРВИС И ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ

32 *Е.Д. Глухманчук, В.В. Крупицкий, А.В. Леонтьевский*
Баженовская нефть – «сланцевые технологии» и отечественный опыт добычи

НАУКИ О ЗЕМЛЕ: ТЕМА НОМЕРА

38 *И.В. Шпуров, В.Г. Браткова*
Ключевые решения новой классификации запасов и ресурсов нефти и газа и результаты ее апробации

48 *И.С. Гутман*
Особенности новой Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов (2013) и ее сопоставление с рядом зарубежных

60 *С.В. Клубков*
Новая классификация ресурсов и запасов УВС: вопросы экономической оценки извлекаемых запасов

68 *А.В. Давыдов, Р.М. Курамшин*
Новые правила проектирования – пора действовать!

74 *Ф.З. Хафизов*
Подтверждаемость запасов при переводе в более высокие категории на примере месторождений Западной Сибири

80 *Ю.П. Ампилов*
Система многофакторной оценки месторождений углеводородов и возможности ее совмещения с российской классификацией запасов

92 *А.Б. Фукс*
Современные требования к обоснованию состава и свойств пластовых флюидов для подсчета запасов УВ и проектирования разработки

96 *А.В. Фомкин, С.А. Жданов*
Анализ условий для внедрения методов увеличения нефтеотдачи в России и за рубежом

106 *В.Б. Саганюк, Ж.С. Джансугурова, Е.А. Лебедев, Е.С. Ловчева*
Экспертно-технический совет ФБУ «ГКЗ»

НАУКИ О ЗЕМЛЕ: ДИСКУССИОННЫЙ КЛУБ

116 *В.В. Трушкин*
Геологические особенности и перспективы Трайгородско-Кондаковского месторождения нефти с ТрИЗ – как нового нефтегазодобывающего района Томской области

ЭКОЛОГИЯ

124 *А.Ю. Беляев, Р.Г. Джамалов, Ю.А. Медовар, И.О. Юшманов*
Влияние стенки в грунте на подземные воды и экосистему при строительстве в сложных ландшафтных условиях

ЭКОНОМИКА ПРИРОДОПОЛЬЗОВАНИЯ

130 *О.С. Анашкин, С.М. Рохлин*
Интегральные показатели экономической эффективности при формировании сырьевой базы углеводородов России

НОВОСТИ

138 *О.В. Трофимова*
ФБУ ГКЗ: динамика движения запасов

140 *Т.П. Линде*

STATE POINT OF VIEW

4 *D.G. Khramov*
Questions the introduction of a new classification of hydrocarbons

LEGAL FUNDAMENTALS: NATURAL RESOURCES LAW

6 *V.G. Nesterenko, D.S. Kravchenko*
Actual problems of updating the licenses for subsoil use

12 *N.I. Tolstykh*
Actual problems of legal regulation of the environment for subsoil use

GEOSCIENCES: MINERAL RESOURCES BASE AND GEOLOGIC EXPLORATION

18 *I.S. Gutman, G.P. Kuznetsova, A.V. Skorobogat`ko*
Methods of correlation deposits weathering crust and pre-Jurassic basement

GEOSCIENCES: SERVICE AND IMPORT SUBSTITUTION

32 *E.D. Gluhmanchuk, V.V. Krupizkyi, A.V. Leontyevskyi*
Bazhenov oil – "shale technology" and domestic experience production

GEOSCIENCES: THE MAIN TOPIC OF THE ISSUE

38 *I.V. Shpurov, V.G. Bratkova*
Key decisions of the new classification of reserves and resources of oil and gas, and the results of its testing

48 *I.S. Gutman*
Features of the new classification of reserves and resources of oil and combustible gases (2013) and its comparison with the number of foreign

60 *S.V. Klubkov*
New classification of resources and reserves of hydrocarbons: questions of economic evaluation of recoverable reserves

68 *A.V. Davydov, R.M. Kuramshin*
New rules for the design – it's time to act!

74 *F.Z. Khafizov*
Confirmability stocks when translating into higher category on an example of deposits of Western Siberia

80 *Yu. P. Ampilov*
The system of multi-factor evaluation of hydrocarbon deposits and the possibility of combining it with the Russian classification of reserves

92 *A.B. Fuks*
Modern requirements for substantiation of formation fluid composition and properties for hydrocarbon reserves calculation and development design

96 *A.V. Fomkin, S.A. Zhdanov*
Analysis of the conditions for the implementation of enhanced oil recovery methods in Russia and abroad

106 *V.B. Saganyuk, Zh.S. Dzhansugurova, E.A. Lebedev, E.S. Lovcheva*
Expert Technical Council to the Federal State-Funded Institution "State Commission on Mineral Reserves"

GEOSCIENCES: DEBATING CLUB

116 *V.V. Trushkin*
Geological features and potential of HTR reserves in Traigorsko-Kondakov oil field – emerging oil-gas exploration and production area in Tomsk Oblast

ECOLOGY

124 *A.Iu. Belyaev, R.G. Dzhamalov, Iu.A. Medovar, I.O. Yushmanov*
Effect of protecting wall in soil on groundwater and ecosystem in the case of construction under complex landscape conditions

ECONOMICS OF NATURE USE

130 *O.S. Anashkin, S.M. Rochlin*
Integral indicators of economic efficiency in the formation of Russian hydrocarbon resource base

NEWS

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

140 *T.P. Linde*

Д.Г. Храмов
Первый заместитель Министра природных ресурсов и экологии РФ

Вопросы внедрения новой Классификации УВС

Первый заместитель Министра природных ресурсов и экологии Российской Федерации Д.Г. Храмов ответил на актуальные вопросы внедрения новой классификации запасов углеводородного сырья, составленные на основании выборки из многочисленных запросов в редакцию журнала от экспертов в области недропользования по теме подготовки к вступлению в силу с 1 января 2016 г. новой Классификации УВС

Денис Геннадьевич, какие задачи поможет решить введение новой Классификации УВС для государства и бизнеса?

13 февраля 2013 г. на заседании Комиссии по вопросам развития ТЭК Президент РФ В.В. Путин отметил, что внимание со стороны инвесторов к нашим месторождениям повышенное, и интерес к финансовым вложениям в эту сферу большой. При этом очевидно, что участники рынка – добывающие компании, инвесторы – должны обладать достоверными данными об объеме запасов полезных ископаемых. Наши природные активы должны иметь обоснованную, понятную и объективную стоимость, для чего следует разработать и утвердить новую классификацию запасов, максимально приближенную к международным стандартам. Такая работа началась еще до заседания комиссии. Особо следует отметить, что новая классификация, в отличие от предшествующей, гармонизирована с международными стандартами. Это позволит инвесторам проводить достоверную экспертную оценку отечественных проектов с целью принятия решений об их финансировании. Аналогичный подход к развитию национальной классификации углеводородного сырья осуществляют Норвегия, Китай и другие страны с развитой отраслью добычи углеводородного сырья.

Какие новые возможности для государственного регулирования в области добычи полезных ископаемых появляются в связи с вводом новой Классификации?

По категориям $АВ_{1,2}$ государство сможет планировать уровни добычи, а остальные категории могут быть объектами дополнительного госрегулирования. Имея новую информацию по структуре запасов, государство будет понимать, как изменение налогового режима или строительство новой инфраструктуры может перевести запасы из категории экономически неэффективных в категорию разрабатываемых, и сколько оно с этого получит налогов, какой будет уровень добычи и т.д. Например, реализация проекта в силу сложившихся обстоятельств – изменения горно-геологических условий, ухудшения ценовой конъюнктуры и т.п. – может оказаться нерентабельной. Тогда государственная экспертиза проекта способна выдать рекомендации о том, при каких изменениях режима налогов и сборов проект может снова стать рентабельным. Дальше уже дело государственных органов управления (Минфина, МЭР) принимать решение – предоставлять или не предостав-

лять преференции или какую-либо другую поддержку по конкретному проекту. Задача Роснедра – показывать объективную картину по состоянию запасов полезных ископаемых в ходе реализации горно-геологических проектов, на основании чего финансово-экономические государственные регулирующие органы должны принимать обоснованные решения о стимулировании развития проекта или о его закрытии. Двумя основными инструментами для получения такой объективной картины будут новая Классификация и правила проектирования. При этом возрастает роль государственной экспертизы в лице ГКЗ и ЦКР, как интегрированного экспертного института, сопровождающего освоение месторождения – от постановки запасов на государственный баланс до окончания его отработки.

С какой целью выделена в новой Классификации группа «очень мелкие месторождения»?

Во-первых, современная тенденция – возрастание числа открытий мелких месторождений и сокращение открытий средних и крупных. Очень мелкие месторождения в современных условиях не представляют интереса для добывающих компаний, поэтому целесообразно их классифицировать как отдельную группу. Во-вторых, когда такая группа месторождений будет сформирована, у регулирующих органов появятся правовые основания по созданию преференций для этой группы, что стимулирует рост малых предприятий в области добычи нефтегазового сырья.

При вводе в действие Классификации необходимо будет одновременно усилить значение технических проектов, согласования их регулирующими органами с участием профессиональной экспертизы. Не приведет ли это к новым административным барьерам?

Наоборот, следует говорить о снятии барьеров, так как процедура согласования сокращается на год–полтора за счет исключения ТЭО КИН в качестве самостоятельного этапа.

Будут ли пересматриваться действующие документы по льготированию разработки запасов?

Льготы остаются прежними. Однако для объективной оценки необходимости предоставления льгот у регулирующих органов появятся дополнительные инструменты – технические проекты на основе новой Классификации и правил проектирования.

Разработаны ли новые правила проектирования и когда они будут приняты?

Разработаны не только правила проектирования, но и весь комплекс подзаконных актов (правила проектирования разработки месторождения, правила разработки месторождения и т.д.). Этот комплекс документов согласовали Роснедра и Минприроды, а теперь они проходят процедуру согласования с другими органами исполнительной власти. Ожидается, что согласование и регистрация в Минюсте состоится до конца 2015 г.

В связи с решением о том, что проекты по ГРР и разработке месторождения становятся неотъемлемой частью лицензионного соглашения – какие параметры ГРР будут на контроле госорганов и каких госорганов?

У нас закон не меняется, изменяются лишь некоторые правила и процедуры, поэтому органы контроля остаются теми же, что и сейчас. Экологический надзор, по-прежнему, будет осуществлять Росприроднадзор. Параметры ГРР должны соответствовать техническому проекту в соответствии с правилами проектирования и правилами разработки. Недропользователь, как и сейчас, обязан при пользовании недрами обеспечить соблюдение лицензии, законодательства, технического проекта. Неоднократное нарушение этих обязанностей приводит к отзыву лицензии. В случае невозможности исполнения параметров действующего проекта недропользователь должен будет заново пройти процедуру экспертизы скорректированного проекта.

Планируется ли исключить дублирование функций в сфере контроля за реализацией проекта разработки месторождения, существующее в правилах разработки и правилах охраны недр?

Да, планируется. Правила охраны недр в настоящее время подведомственны Ростехнадзору и должны касаться промышленной безопасности и охраны недр, соответственно, Минприроды вносить изменения в Правила охраны недр не может. Мы делаем правила разработки, такие полномочия закреплены законом за Минприроды. Поэтому мы предложили Ростехнадзору привести свои акты в соответствие с нашими приказами.

Интервью подготовил С.Е. Матвейчук

УДК 342.951;346.26;346.7

В.Г. Нестеренко
журнал «Нефть, Газ и Право»
главный редактор
НОУ «Школа «ПравоТЭК»[1]
президент
victor.nesterenko@lawtek.ru

Д.С. Кравченко
портал LAWTEK.RU
редактор спецпроекта «Недра»
dkravchenko973@gmail.com

Текущие проблемы актуализации лицензий на право пользования недрами

1. Россия, 115054, Москва, ул. Зацепа, 23.

Авторы представляют обзор нормативных правовых актов, которые регулируют процедуру разовой актуализации условий лицензионных соглашений на право пользования, дают определение, цели и задачи этой процедуры. Приводится анализ соответствия всех принятых нормативных документов действующему законодательству в сфере недропользования

Ключевые слова: недропользование, разовая актуализация лицензий на право пользования недрами, лицензионный фонд, технический проект, проект геологоразведочных работ, лицензионные условия

Многие недропользователи задаются вполне справедливым вопросом – по какой причине возникла идея проведения разовой актуализации лицензий, какие задачи пытаются решить регулирующие органы, в чем состоит цель и необходимость проведения этой процедуры?

Сегодня сложно отрицать кризисные явления, которым оказалась подвержена топливно-энергетическая отрасль Российской Федерации, в том числе и недропользование. Государством предпринимаются конкретные шаги, направленные на скорейшее преодоление и смягчение экономических трудностей, их результаты появляются постепенно, но работа ведется непрерывно, обеспечивая правильное функционирование и разработку антикризисных мер различной направленности.

Одной из антикризисных мер, закрепленных в Плане первоочередных мероприятий по обеспечению устойчивого развития экономики и социальной стабильности в 2015 г. (План), стало проведение актуализации лицензий на право пользования участками недр, в том числе в отношении проектов, имеющих высокие финансовые риски. Эта мера закрепляется п. 48 Плана, который утвержден распоряжением Правительства РФ от 27.01.2015 № 98-р [1]. Впоследствии, 12 февраля 2015 г., Президент РФ дал поручение № Пр-254 о проведении разовой актуализации лицензий на право пользования недрами [2]. Исполнение этого документа обеспечивается поручением Правительства РФ от 19.02.2015 № АХ-П9-1017 [3]. Сроки проведения этого мероприятия достаточно сжатые – разовую актуализацию лицензий поручено провести до конца 2016 г.

На основании указанных выше документов в первом квартале 2015 г. началась

масштабная работа по проведению разовой актуализации лицензий на право пользования недрами. Разовая актуализация лицензий – специфическая форма управления отношениями недропользования, включающая инвентаризацию существующей базы действующих лицензий, приведение их содержания к единому формату и перенос отдельных обязательств, включая виды, объемы и сроки проведения ГРР в проектную документацию.

Необходимость актуализации лицензий возникла также по следующим причинам:

– сложившаяся исторически избыточная конкретизация условий пользования недрами;

– отсутствие унификации в формулировках и содержании лицензий, выданных в разные периоды;

– значительное количество неустранимых нарушений условий пользования недрами, влекущих формальную необходимость досрочного прекращения права пользования недрами.

Параллельно со всем этим разовая актуализация лицензий призвана решить дополнительные задачи, такие как актуализация сведений о запасах ПИ распределенного фонда недр и актуализация проектной документации на проведение ГРР и отработку месторождений.

Поручение Президента РФ закрепляет в качестве обязательных условий пользования недрами, которые должны быть отражены в актуализированной лицензии, следующие:

– сроки подготовки проектной документации;

– сроки начала проведения геологического изучения недр и разведки месторождений ПИ;

– сроки ввода месторождений в эксплуатацию;

– обязательства по представлению геологической отчетности;

– виды, объемы и сроки проведения ГРР на участках недр континентального шельфа;

– иные обязательные условия конкурса или аукциона, по результатам которых была выдана лицензия.

Важно отметить, что разовая актуализация лицензий – добровольная процедура. Действующая лицензия сохраняет свою силу, если недропользователь отказывается от условий, предлагаемых ему актуализированной лицензией. При актуализации выдается новая лицензия, удостоверяющая ранее предоставленное право пользования недрами. Одним из последствий данного обстоятельства является необходимость внесения изменений недропользователем в сопутствующую документацию.

Целью разовой актуализации лицензий также является приведение всего лицензионного фонда к единому документарному шаблону, который подразумевает наличие лицензии, технического проекта и/или проекта ГРР, а лицензионные условия распределятся между этими документами. Непосредственно в лицензии закрепляются сроки подготовки проекта ГРР и технического проекта, сроки начала ГРР, сроки ввода в эксплуатацию, обязательства по сдаче геологической информации и обязательные условия конкурса или аукциона. В техническом проекте и проекте ГРР будут закрепляться технологические решения, сроки бурения скважин, уровни добычи, обязательства по попутному нефтяному газу. Объемы ГРР для шельфовых месторождений будут закрепляться в лицензии, для всех остальных случаев – в проектной документации. Параллельно процедура разовой актуализации лицензий решает еще одну проблему – проблему несоответствия технических документов современным стандартам и требованиям законодательства. Во всех лицензиях предлагается предусмотреть обязательство недропользователя привести такую документацию в соответствие с нормативной базой в срок до 48 месяцев со дня регистрации актуализированной лицензии.

Изначально единая унифицированная форма лицензии с поименованными составными частями предусматривалась приказом Федерального агентства по недропользованию (Роснедра) от 26.01.2015 № 56 [4], однако в целях повышения качества административных процедур, а также уменьшения количества и разрозненности правовых актов, регулирующих процесс актуализации лицензий, этот приказ был отменен приказом Роснедра № 607 от 23.09.2015 [9]. Поскольку более полное регулирование обеспечивал приказ Роснедра 26.06.2015 № 427 «О дополнении к Приказу от 27 февраля 2015 г. № 177 «О проведении разовой актуализации лицензий на право пользования недрами» [5, 8], в него был внесены изменения приказом Роснедра № 608 от 23.09.2015 [10]. Этот приказ не только называет составные части лицензии, наглядно демонстрирует каждый бланк в приложении, но и утверждает новый Регламент проведения разовой актуализации лицензий на пользование недрами (Регламент), согласно которому обязательные процедуры в рамках подготовки и проведения разовой актуализации лицен-

зий должны быть обеспечены Роснедра и его территориальными органами. В тех случаях, когда представленные пользователями недр в рамках заявок на внесение изменений и дополнений в лицензии на пользование недрами и заявок на переоформление лицензий в связи с изменением наименования пользователя недр материалы свидетельствуют о соответствии лицензии критериям разовой актуализации, она подлежит обязательной разовой актуализации в порядке, предусмотренном Регламентом. Это происходит после внесения данной лицензии в Перечень лицензий на пользование недрами, подлежащих разовой актуализации (Перечень) по результатам рассмотрения заявочных материалов на Комиссии по рассмотрению заявок на внесение изменений и дополнений в лицензии и переоформление лицензий по участкам недр, отнесенным к компетенции Роснедра (Комиссия) или по представлению руководителя территориального органа Роснедра. Утвержденный руководителем Роснедра перечень лицензий, подлежащих разовой актуализации, направляется начальникам уполномоченных управлений Роснедра или руководителям территориальных органов Роснедра для оформления приложений к лицензиям, их регистрации и выдачи недропользователям. Список приложений к бланку лицензии в соответствии с данным приказом следующий:

– условия пользования недрами;

– копия решения, являющегося основанием предоставления лицензии, принятого в соответствии со ст. 10.1 Закона РФ от 21.02.1992 № 2395-1 «О недрах» [6];

– схема расположения участка недр;

– копия свидетельства о регистрации юридического лица;

– копия свидетельства о постановке пользователя недр на налоговый учет;

– документ, содержащий сведения об участке недр, отражающие местоположение участка недр в административно-территориальном отношении с указанием границ особо охраняемых природных территорий, а также участков ограниченного и запрещенного землепользования с отражением их на схеме расположения участка недр; геологическую характеристику участка недр с указанием наличия месторождений (залежей) ПИ и запасов (ресурсов) по ним; обзор работ, проведенных ранее на участке недр; наличие на участке недр горных выработок, скважин и иных объектов, которые могут быть использованы при работе на данном участке; сведения о добытых ПИ за период пользования участком недр (если ранее производилась добыча); наличие других пользователей недр в границах данного участка недр;

– перечисление предыдущих пользователей данным участком недр (если ранее участок недр находился в пользовании) с указанием оснований, сроков предоставления (перехода права) участка недр в пользование и прекращения действия лицензии на право пользования этим участком недр (указывается при переоформлении лицензии);

– краткая справка о пользователе недр, содержащая юридический адрес пользователя недр, банковские реквизиты, контактные телефоны;

– иные приложения.

Разовая актуализация лицензий может проводиться как по инициативе недропользователей, так и по инициативе Роснедра или его территориального органа. В первом случае недропользователь подает заявку в территориальный орган Роснедра, затем Роснедра проверяет заявку на соответствие критериям актуализации, после чего материалы рассматриваются на лицензионной комиссии Роснедра или его территориального органа, и только после этого приступают к актуализации лицензии. Во втором случае Роснедра направляет запросы в уполномоченные федеральные органы исполнительной власти и организации для сбора сведений по соответствию пользователей недр критериям актуализации, затем формируется перечень лицензий, подлежащих актуализации, после чего этот перечень направляется в территориальные органы или центральный аппарат Роснедра для реализации.

Однако пройти процедуру разовой актуализации лицензий смогут не все недропользователи, т.к. существуют определенные критерии, которым они должны соответствовать для проведения актуализации выданных им лицензий. В соответствии с Регламентом [11] проведение такой актуализации возможно по отношению к пользователям недр, которые не имеют или обеспечили устранение:

– нарушений условий подготовки проектов геологического изучения недр и разведки месторождений ПИ, технического проекта разработки месторождений ПИ, а также условий предоставления материалов на государственную экспертизу запасов ПИ;

– задолженности по представлению геологической отчетности;

– задолженности по внесению платежей при пользовании недрами;

– нарушений условий пользования недрами, указанных в предписаниях Росприроднадзора и/или уведомлениях Роснедра.

Наличие таких критериев свидетельствует о том, что разовая актуализация – это не «лицензионная амнистия», а процедура, необходимая для единообразного, эффективного функционального взаимодействия государственных органов и недропользователей.

Важным моментом проведения разовой актуализации лицензий является перенос ряда условий из самой лицензии в проектную документацию. А именно – отдельных обязательств, включая виды, объемы и сроки проведения ГРР. В юридическом сообществе высказывалось мнение, что реализация данной меры с правовой точки зрения является некорректной. Статья 12 Закона РФ «О недрах» закрепляет, что сроки действия лицензии, начала работ, подготовки технического проекта, выхода на проектную мощность должны быть зафиксированы непосредственно в лицензии или в ее составных частях, а проектная документация такой составной частью не является. Стоит пояснить, что это требование в отношении названных выше сроков в форме актуализированной лицензии сохраняется, но меняется формат срока. Теперь вместо конкретной даты возможна отсылка к событию и отсчет срока от него или же привязка срока к условиям технического проекта.

Процедура разовой актуализации лицензий помимо названных выше документов регламентировалась такими актами как Приказ Роснедра от 10.04.2015 № 273 «Об организации работы по проведению разовой актуализации лицензий на пользование недрами» [7] и Распоряжение Заместителя Председателя Правительства РФ А.Г. Хлопонина от 19.02.2015 № АХ-П9-1017 (об обеспечении выполнения поручения Президента РФ от 12.02.2015 № Пр-254) [12].

По нашему мнению, все эти документы направлены на формирование механизма актуализации лицензий. Поручения Президента РФ, Правительства РФ, а также приказы Роснедра детализируют и выстраивают логичную, выверенную процедуру по инвентаризации всего лицензинного фонда страны и приведению его к единому документарному шаблону.

Несмотря на то, что все перечисленные документы носят не нормативный, а процедурный характер, Роснедра имеет возможность проводить актуализацию лицензий еще и по следующим основаниям. Согласно п. 38 Административного регламента Роснедра, утвержденного приказом Минприроды России от 29.09.2009 № 315 [13], Роснедра может начинать осуществление административных процедур в рамках исполнения государственной функции по внесению изменений и дополнений в лицензии на пользование участками недр как по заявке пользователя недр, так и по собственной инициативе. Эта норма позволяет Роснедра проводить актуализацию лицензий без дополнительного законодательного регулирования.

На сегодняшний день в разовой актуализации нуждаются 7605 лицензий. Из них 3290 лицензий на УВС и 4315 лицензий на ТПИ. В связи с необходимостью проведения этой процедуры в достаточно сжатые сроки на заседании Правительства РФ 16.07.2015, где обсуждался вопрос актуализации лицензий, Минприроды России было поручено с участием заинтересованных федеральных органов исполнительной власти подготовить и до 1 ноября 2016 г. внести в установленном порядке проект федерального закона, устанавливающий единые правила актуализации лицензий на пользование недрами.

В 2015 г. 800 лицензий на УВС и 500 лицензий на ТПИ подлежат актуализации. По состоянию на 29 октября 2015 г. актуализировано 456 лицензий на УВС и 219 лицензий на ТПИ. При этом отказано в актуализации по 82 лицензиям на УВС и по 9 лицензиям на ТПИ. Из этих данных видна одна из причин, осложняющих проведение разовой актуализации – низкая активность недропользователей.

Многих недропользователей также интересует вопрос о судьбе тех лицензий, которые выдавались в разное время действия Закона РФ «О недрах» с серьезными нарушениями, в том числе с нарушениями внесения поправок в лицензию и другими накопленными неустранимыми нарушениями. Так, по словам министра природных ресурсов и экологии РФ С.Е. Донского, лицензии, формы и содержание которых устарели, будут рассматриваться индивидуально, в том числе с приглашением недропользователя на заседание рабочей группы, созданной при Правительственной комиссии по вопросам природопользования и охраны окружающей среды. Это значит, что процедура актуализации лицензий носит не массовый и формальный характер, а к каждому сложному случаю можно будет найти индивидуальный подход.

Можно сделать вывод, что актуализация лицензий – это не просто административная процедура, а необходимость, которая поможет облегчить профессиональную деятельность

не только государственным органам, но и недропользователям. Сегодня идет непрекращающаяся работа в данном направлении, на что указывает постоянная модернизация уже принятых и разработка новых подзаконных актов органами государственной власти. Эта работа ведется не только с целью снижения административных барьеров, но и с целью подготовки необходимой нормативной базы для принятия федерального закона в данной области. Несомненно, это положительная тенденция, которая поможет сделать работу государственных органов более прозрачной и понятной, а значит – еще более эффективной.

Литература

1. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 27 января 2015 г. № 98-р «Об утверждении плана первоочередных мероприятий по обеспечению устойчивого развития экономики и социальной стабильности в 2015 году». Доступно на //http://www.garant.ru/hotlaw/federal/603861/ (обращение 26 ноября 2015).
2. Поручение Президента Российской Федерации от 12 февраля 2015 г. № Пр-254 «О проведении разовой актуализации лицензий на право пользования недрами». Доступно на: http://www.uralnedra.ur.ru/10/118.html (обращение 26 ноября 2015).
3. Поручение Правительства Российской Федерации от 19 февраля 2015 г. № АХ-П9-1017. сделать: Доступно на: http://www.uralnedra.ur.ru/10/118.html (обращение 26 ноября 2015).
4. Приказ Федерального агентства по недропользованию Российской Федерации от 26 января 2015 г. № 56. Доступно на //http://base.garant.ru/71169426/ (обращение 26 ноября 2015).
5. Приказ Федерального агентства по недропользованию Российской Федерации от 27 февраля 2015 г. № 177 «О проведении разовой актуализации лицензий на пользование недрами». Доступно на //http://base.garant.ru/71169386/ (обращение 26 ноября 2015).
6. Закон Российской Федерации «О недрах» от 21 февраля 1992 г. № 2395-1. Доступно на //http://base.garant.ru/10104313/ (обращение 26 ноября 2015).
7. Приказ Федерального агентства по недропользованию Российской Федерации от 10 апреля 2015 г. № 273 «Об организации работы по проведению разовой актуализации лицензий на пользование недрами». Доступно на: http://www.rosnedra.gov.ru/category/141.html (обращение 26 ноября 2015).
8. Приказ Федерального агентства по недропользованию Российской Федерации от 26 июня 2015 г. № 427 «О дополнении к Приказу от 27 февраля 2015 г. № 177 «О проведении разовой актуализации лицензий на право пользования недрами». Доступно на //http://base.garant.ru/71169400/ (обращение 26 ноября 2015).
9. Приказ Федерального агентства по недропользованию Российской Федерации от 23 сентября 2015 г. № 607 «Об отмене приказов Федерального агентства по недропользованию». Доступно на: http://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/71131902/(обращение 26 ноября 2015).]
10. Приказ Федерального агентства по недропользованию Российской Федерации от 23 сентября 2015 г. № 608 «О внесении изменений в приказ Федерального агентства по недропользованию от 25 июня 2015 г. № 427». Доступно на //http://base.garant.ru/71231900/ (обращение 26 ноября 2015).
11. Приказ Федерального агентства по недропользованию Российской Федерации от 23 октября 2015 г. № 659 «О внесении изменений в приказ Федерального агентства по недропользованию от 23 сентября 2015 г. № 608». Доступно на //http://uralnedra.ur.ru/assets/files/Aktual_2015/Pr%20659.PDF (обращение 26 ноября 2015).
12. Распоряжение Заместителя Председателя Правительства Российской Федерации А.Г. Хлопонина от 19 февраля 2015 г. № АХ-П9-1017 (об обеспечении выполнения Поручения Президента Российской Федерации от 12 февраля 2015 г. № Пр-254). Доступно на: http://www.uralnedra.ur.ru/10/118.html (обращение 26 ноября 2015).
13. Приказ Минприроды России от 29 сентября 2009 г. № 315 «Об утверждении Административного регламента Федерального агентства по недропользованию по исполнению государственных функций по осуществлению выдачи, оформления и регистрации лицензий на пользование недрами, внесения изменений и дополнений в лицензии на пользование участками недр, а также переоформления лицензий и принятия, в том числе по представлению Федеральной службы по надзору в сфере природопользования и иных уполномоченных органов, решений о досрочном прекращении, приостановлении и ограничении права пользования участками недр» (с изменениями и дополнениями). Доступно на //http://base.garant.ru/12172539/ (обращение 26 ноября 2015).

UDC 342.951;346.26;346.7

V.G. Nesterenko, editor in chief RusEnergyLaw Journal, president non–state educational establishment "School LawFEC"[1], victor.nesterenko@lawtek.ru.
D.S. Kravchenko, editor of the special project "The Bowels" of the portal LAWTEK.RU, dkravchenko973@gmail.com.

1. 23, Zatsepa str., Moscow, 115054, Russia.

Current problems of updating the licenses for subsoil use

Abstract. The authors present a review of regulations that govern the procedure for one#time updating commitments of license agreements for the right of subsoil use, give the definition, goals and objectives of the procedure.

Keyword: subsoil use, one–time updating of licenses for the right of subsoil use, license fund, technical project, geological exploration project, license commitments

References

1. *Rasporiazhenie Pravitel'stva Rossiiskoi Federatsii ot 27 ianvaria 2015 g. № 98-r «Ob utverzhdenii plana pervoocherednykh meropriiatii po obespecheniiu ustoichivogo razvitiia ekonomiki i sotsial'noi stabil'nosti v 2015 godu»* (Order of the Government of the Russian Federation on January 27, 2015 № 98-p "On approval of the plan of priority measures to ensure the sustainable economic development and social stability in 2015."). Avialable at //http://www.garant.ru/hotlaw/federal/603861/ (accessed 26 November 2015).
2. *Poruchenie Prezidenta Rossiiskoi Federatsii ot 12 fevralia 2015 g. № Pr-254 «O provedenii razovoi aktualizatsii litsenzii na pravo pol'zovaniia nedrami»* (Order of the President of the Russian Federation of February 12, 2015 № Pr-254 "On the conduct of the single actualization of licenses for subsoil use"). Avialable at: http://www.uralnedra.ur.ru/10/118.html (accessed 26 November 2015).
3. *Poruchenie Pravitel'stva Rossiiskoi Federatsii ot 19 fevralia 2015 g. № AKh-P9-1017* (The order of the Government of the Russian Federation of February 19, 2015 number AX-P9-1017). Avialable at: http://www.uralnedra.ur.ru/10/118.html (accessed 26 November 2015).
4. *Prikaz Federal'nogo agentstva po nedropol'zovaniiu Rossiiskoi Federatsii ot 26 ianvaria 2015 g. № 56* (Order of the Federal Agency for Subsoil Use of the Russian Federation on January 26, 2015 № 56). Avialable at //http://base.garant.ru/71169426/ (accessed 26 November 2015).
5. *Prikaz Federal'nogo agentstva po nedropol'zovaniiu Rossiiskoi Federatsii ot 27 fevralia 2015 g. № 177 «O provedenii razovoi aktualizatsii litsenzii na pol'zovanie nedrami»* (Order of the Federal Agency for Subsoil Use of the Russian Federation on February 27, 2015 № 177 "On conducting a single actualization of licenses for subsoil use"). Avialable at //http://base.garant.ru/71169386/ (accessed 26 November 2015).
6. *Zakon Rossiiskoi Federatsii «O nedrakh» ot 21 fevralia 1992 g. № 2395-1* (RF Law "On Subsurface" of February 21, 1992 № 2395-1). Avialable at //http://base.garant.ru/10104313/ (accessed 26 November 2015).
7. *Prikaz Federal'nogo agentstva po nedropol'zovaniiu Rossiiskoi Federatsii ot 10 aprelia 2015 g. № 273 «Ob organizatsii raboty po provedeniiu razovoi aktualizatsii litsenzii na pol'zovanie nedrami»* (Order of the Federal Agency for Subsoil Use of the Russian Federation on April 10, 2015 № 273 "On the organization of work for the actualization of a single license for subsoil use"). Avialable at http://www.rosnedra.gov.ru/category/141.html (accessed 26 November 2015).
8. *Prikaz Federal'nogo agentstva po nedropol'zovaniiu Rossiiskoi Federatsii ot 26 iiunia 2015 g. № 427 «O dopolnenii k Prikazu ot 27 fevralia 2015 g. № 177 «O provedenii razovoi aktualizatsii litsenzii na pravo pol'zovaniia nedrami»* (Order of the Federal Agency for Subsoil Use of the Russian Federation on June 26, 2015 № 427 "About the Annex to the Order of February 27, 2015 № 177" On conducting a single actualization of licenses for subsoil use "). Avialable at //http://base.garant.ru/71169400/ (accessed 26 November 2015).
9. *Prikaz Federal'nogo agentstva po nedropol'zovaniiu Rossiiskoi Federatsii ot 23 sentiabria 2015 g. № 607 «Ob otmene prikazov Federal'nogo agentstva po nedropol'zovaniiu»* (Order of the Federal Agency for Subsoil Use of the Russian Federation on September 23, 2015 № 607 "On the cancellation of orders of the Federal Agency for Subsoil Use"). Avialable at http://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/71131902/ (accessed 26 November 2015).
10. *Prikaz Federal'nogo agentstva po nedropol'zovaniiu Rossiiskoi Federatsii ot 23 sentiabria 2015 g. № 608 «O vnesenii izmenenii v prikaz Federal'nogo agentstva po nedropol'zovaniiu ot 25 iiunia 2015 g. № 427»* (Order of the Federal Agency for Subsoil Use of the Russian Federation on September 23, 2015 № 608 "On Amendments to the Order of the Federal Agency for Subsoil Use of June 25, 2015 № 427"). Avialable at //http://base.garant.ru/71231900/ (accessed 26 November 2015).
11. *Prikaz Federal'nogo agentstva po nedropol'zovaniiu Rossiiskoi Federatsii ot 23 oktiabria 2015 g. № 659 «O vnesenii izmenenii v prikaz Federal'nogo agentstva po nedropol'zovaniiu ot 23 sentiabria 2015 g. № 608»* (Order of the Federal Agency for Subsoil Use of the Russian Federation dated October 23, 2015 № 659 "On Amendments to the Order of the Federal Agency for Subsoil Use of the September 23, 2015 № 608"). Avialable at //http://uralnedra.ur.ru/assets/files/Aktual_2015/Pr%20659.PDF (accessed 26 November 2015).
12. *Rasporiazhenie Zamestitelia Predsedatelia Pravitel'stva Rossiiskoi Federatsii A.G. Khloponina ot 19 fevralia 2015 g. № AKh-P9-1017 (ob obespechenii vypolneniia Porucheniia Prezidenta Rossiiskoi Federatsii ot 12 fevralia 2015 g. № Pr-254)* (Order of the Deputy Prime Minister of the Russian Federation A.G. Khloponin on February 19, 2015 number AX-P9-1017 (about enforcement of the Order of the President of the Russian Federation of February 12, 2015 № Pr-254)). Avialable at http://www.uralnedra.ur.ru/10/118.html (accessed 26 November 2015).
13. *Prikaz Minprirody Rossii ot 29 sentiabria 2009 g. № 315 "Ob utverzhdenii Administrativnogo reglamenta Federal'nogo agentstva po nedropol'zovaniiu po ispolneniiu gosudarstvennykh funktsii po osushchestvleniiu vydachi, oformleniia i registratsii litsenzii na pol'zovanie nedrami, vneseniia izmenenii i dopolnenii v litsenzii na pol'zovanie uchastkami nedr, a takzhe pereoformleniia litsenzii i priniatiia, v tom chisle po predstavleniiu Federal'noi sluzhby po nadzoru v sfere prirodopol'zovaniia i inykh upolnomochennykh organov, reshenii o dosrochnom prekrashchenii, priostanovlenii i ogranichenii prava pol'zovaniia uchastkami nedr" (s izmeneniiami i dopolneniiami)* (Order of the Ministry of Russia on September 29, 2009 № 315 "On approval of the Administrative Regulation of the Federal Agency for Subsoil Use of the execution of public functions for the implementation of the issuance, registration and registration of licenses for use of mineral resources, changes and additions to the license for the use of subsoil and renewal licenses and adoption, including the presentation of the Federal Service for Supervision of Natural Resources and other authorized bodies, decisions on early termination, suspension or restriction of the right to use subsoil "(as amended)). Avialable at //http://base.garant.ru/12172539/ (accessed 26 November 2015).

УДК 504.34

Н.И. Толстых
НИУ «Высшая школа экономики»[1]
заместитель директора Центра инвестиционного анализа
консультант Проекта ПРООН/ГЭФ и Минприроды России
эксперт по правовому регулированию в сфере природопользования и охраны окружающей среды
urnit@mail.ru

Актуальные проблемы правового регулирования охраны окружающей среды при пользовании недрами

1. Россия, 109074, Москва, Славянская площадь, 4, стр. 2, оф. 219.

12 ноября 2015 г. в Государственной Думе Федерального Собрания РФ под председательством первого заместителя председателя Комитета по природным ресурсам, природопользованию и экологии И.И. Никитчука состоялось заседание «круглого стола» на тему «Актуальные проблемы правового регулирования недропользования в целях снижения негативного воздействия на окружающую среду»

Ключевые слова: земельное законодательство; Закон РФ «О недрах»; рекультивация земель; проект рекультивации

В работе круглого стола [1] приняли участие депутаты ГД ФС РФ, члены Совета Федерации ФС РФ, представители федеральных и региональных органов государственной власти, субъектов предпринимательской деятельности, научного сообщества, общественности. Участники круглого стола отметили ряд проблем правового регулирования в области охраны окружающей среды при пользовании недрами – несовершенство правового регулирования по вопросам ликвидации отходов горнодобывающих производств, накопленного экологического ущерба, вос-

становления нарушенного пользованием недрами состояния окружающей среды, сохранения биоразнообразия при хозяйственной деятельности – и подготовили рекомендации для федеральных органов государственной власти, органов государственной власти субъектов РФ, субъектов предпринимательской деятельности. В частности, Правительству РФ рекомендовано рассмотреть вопросы совершенствования правового регулирования возмещения вреда, причиненного окружающей среде при пользовании недрами, проведения восстановительных работ после завершения пользования недрами, использования техногенных месторождений для целей добычи ПИ, усиления мер ответственности за несоблюдение требований промышленной и экологической безопасности на объектах недропользования.

Органам государственной власти субъектов РФ рекомендовано разработать мероприятия по созданию условий для привлечения субъектов малого и среднего предпринимательства к созданию полигонов и технопарков для переработки и обезвреживания земель, загрязненных нефтепродуктами и другими загрязняющими веществами, привлекать общественные экологические и экспертные организации с целью проведения независимых экологических экспертиз деятельности пользователей недр с целью обеспечения экологической безопасности реализации крупных проектов и минимизации негативного воздействия на окружающую среду и здоровье населения.

Земельное законодательство не содержит достаточного правового регулирования вопросов рекультивации земель, что не позволяет в полном объеме обеспечить восстановление состояния окружающей среды, нарушенного при пользовании недрами

Отмечая важность и актуальность этих проблем, хотелось бы остановиться на некоторых моментах охраны окружающей среды при пользовании недрами, не в полной мере освещенных на круглом столе. Один из наиболее важных моментов при охране окружающей среды и обеспечении экологической безопасности при пользовании недрами – **рекультивация земель**. Однако земельное законодательство не содержит достаточного правового регулирования вопросов рекультивации земель, что не позволяет в полном объеме обеспечить восстановление состояния окружающей среды, нарушенного при пользовании недрами.

1. Согласно ст. 13 Земельного кодекса (ЗК) РФ собственники и арендаторы земельных участков, землепользователи, землевладельцы обязаны проводить мероприятия по рекультивации нарушенных земель, восстановлению плодородия почв. Однако конкретизация правового регулирования в части определения требований к рекультивации земель ЗК РФ предусмотрена исключительно в отношении земельных участков, находящихся в государственной или муниципальной собственности, предоставляемых согласно договору аренды, в том числе для проведения работ, связанных с пользованием недрами. В частности, согласно ст. 39.8 ЗК РФ, договор аренды земельного участка, находящегося в государственной или муниципальной собственности и предоставленного для проведения работ, связанных с пользованием недрами, должен предусматривать проведение работ по рекультивации такого земельного участка. Там же предусмотрено, что **требования** к рекультивации земель и земельных участков **устанавливаются в порядке**, определенном Правительством РФ.

Можно сделать вывод, что Правительство РФ наделено полномочиями исключительно по установлению порядка определения требований к рекультивации земель и земельных участков, а не самих требований. Непосредственно требования к рекультивации земель и земельных участков определяются условиями договора аренды. Кроме того, ЗК РФ не предусматривает обязанности пользователя недр, а также иных лиц, использующих земельные участки, находящиеся в государственной и муниципальной собственности, на условиях договора аренды, по проектированию рекультивации земель ни на каком из этапов пользования земельным участком. Упоминание проекта рекультивации земельных участков имеется только в ст. 78 ЗК РФ, согласно которой использование земель сельскохозяйственного назначения или земельных участков в составе таких земель, предоставляемых на период осуществления строительства дорог, линий электропередачи,

линий связи (в том числе линейно-кабельных сооружений), нефтепроводов, газопроводов и иных трубопроводов, осуществляется при наличии утвержденного проекта рекультивации таких земель. Однако эта статья ЗК РФ касается только земель сельскохозяйственного назначения и только предоставленных для целей строительства дорог, линий электропередачи, линий связи, трубопроводов. Упоминание о необходимости рекультивации земель имеется также в ст. 39.35 ЗК РФ, согласно которой в случае, если использование земель или земельных участков, находящихся в государственной или муниципальной собственности, на основании разрешений на использование земель или земельных участков привело к порче либо уничтожению плодородного слоя почвы в границах таких земель или земельных участков, лица, которые пользовались такими землями или земельными участками, обязаны выполнить необходимые работы по рекультивации таких земель или земельных участков. При этом ЗК РФ не конкретизирует, в каком порядке должна осуществляться рекультивация земель.

Исходя из анализа ЗК РФ, можно сделать следующие выводы:

Во-первых, ЗК РФ предусматривает обязанность собственников земельных участков, землепользователей, землевладельцев и арендаторов земельных участков проводить рекультивацию земельных участков.

Во-вторых, ЗК РФ практически не регулирует порядкок проведения рекультивации земель, вообще не регулирует порядок приемки рекультивированных земель, не определяет орган исполнительной власти, уполномоченный на определение такого порядка. Правительство РФ уполномочено лишь на определение порядка определения требований к рекультивации земель, находящихся исключительно в государственной и муниципальной собственности и предоставленных исключительно на условиях договора аренды.

В-третьих, ЗК РФ фактически не предусматривает обязанности проектирования рекультивации земель (обязанность проектирования рекультивации земель предусмотрена исключительно в отношении земель сельскохозяйственного назначения), а также не предусматривает гарантий финансового обеспечения работ по рекультивации земель.

2. Восполняя пробелы правового регулирования и пытаясь реализовать положения ЗК РФ, Правительство РФ разработало проект постановления «О порядке определения требований к рекультивации земель и земельных участков» (Проект постановления) [2], который предполагает изменить существующую с 1994 г. [3] систему рекультивации земель.

В настоящий момент, согласно приказу Минприроды России № 525, Роскомзема № 67 от 22.12.1995 «Об утверждении Основных положений о рекультивации земель, снятии, сохранении и рациональном использовании плодородного слоя почвы», для организации приемки (передачи) рекультивированных земель, а также для рассмотрения других вопросов, связанных с восстановлением нарушенных земель, рекомендуется создание решением органа местного самоуправления специальной комиссии по вопросам рекультивации земель, если иное не предусмотрено нормативными правовыми актами субъектов РФ и актами органов местного самоуправления. В настоящий момент практически во всех субъектах РФ такие комиссии созданы. Однако согласно Проекту постановления, органы исполнительной власти субъектов РФ и органы местного самоуправления практически отстраняются от рассмотрения вопросов по рекультивации земель – приемка рекультивированных земель будет отнесена к полномочиям Федеральной службы по надзору в сфере природопользования, Федеральной службы по ветеринарному и фитосанитарному надзору, органов исполнительной власти субъектов РФ и органов местного самоуправления в отношении земель лесного фонда (согласно Лесному кодексу РФ). Новая система потребует времени для обеспечения эффективного решения вопросов рекультивации земель.

Необходимо отметить, что Проект постановления определяет требования к рекультивации земель и земельных участков, находящихся в государственной и муниципальной собственности, процедуру и условия организации и проведения рекультивации земель и земельных участков, включая разработку проектов рекультивации земель и земельных участков, порядок согласования и утверждения таких проектов, приемку выполненных работ, распространяется на рекультивацию земель и земельных участков собственниками земельных участков, землепользователями, землевладельцами и арендаторами или лицами, действия которых повлекли нарушение земель и земельных участков. Полностью поддерживая необходимость принятия комплексного правового акта, регулирующего рекультивацию земель, необходимо отметить, что ЗК РФ не предусматривает полномочия

Правительства РФ по принятию комплексного правового акта, регулирующего рекультивацию земель, а предоставляет полномочия только по правовому регулированию определения порядка определения требований к рекультивации земель и только в отношении земель, находящихся в государственной и муниципальной собственности, предоставленных согласно договору аренды.

Закон РФ «О недрах» предусматривает, что лицензия на пользования недрами должна содержать порядок и сроки подготовки проектов рекультивации земель. Согласно постановлению Правительства РФ от 03.03.2010 № 118 «Об утверждении Положения о подготовке, согласовании и утверждении технических проектов разработки месторождений полезных ископаемых и иной проектной документации на выполнение работ, связанных с пользованием участками недр, по видам полезных ископаемых и видам пользования недрами», в проектную документацию включается информация о сроках и условиях выполнения работ по рекультивации земель. Таким образом, Проект постановления, определяя требования к порядку разработки проектов рекультивации земель, не согласуется с законодательством РФ о недрах, которое определяет, что проекты рекультивации земель разрабатываются в порядке, определенном лицензией на пользование недрами.

3. И предполагаемое, и существующее правовое регулирование рекультивации земель и земельных участков, содержат ряд серьезных содержательных недостатков. Во-первых, как неоднократно отмечалось в научной литературе [4], земельное законодательство РФ не различает рекультивацию нарушенных земель и рекультивацию загрязненных земель, что должно учитываться и при проектировании рекультивации земель и при приемке рекультивированных земель.

Во-вторых, земельное законодательство не определяет критериев принятия рекультивированных земель. Например, Проект постановления определяет, что рекультивация земель и земельных участков проводится в целях восстановления благоприятной окружающей среды на нарушенных землях в целях дальнейшего использования таких земель и земельных участков в соответствии с целевым назначением и разрешенным использованием. Однако благоприятность окружающей среды после рекультивации земель является более чем оценочным понятием.

В-третьих, земельное законодательство не предусматривает механизмов оценки существующего до начала пользования недрами состояния земель и земельных участков, что позволяет контрольным и надзорным органам предъявлять к пользователям недр необоснованные претензии. Данная проблема актуальна для оценки состояния окружающей среды в принципе, что, по мнению автора статьи, не позволяет эффективно стимулировать пользователей недр на восстановление нарушенного состояния окружающей среды и сохранение биоразнообразия.

В-четвертых, федеральное законодательство практически не регулирует случаи, когда нарушенное состояние окружающей среды не может быть восстановлено путем проведения рекультивационных работ либо иных работ по восстановлению окружающей среды. В данном случае с пользователя недр взимается ущерб, причиненный окружающей среде, который направляется в бюджетную систему РФ и никак не компенсирует загрязнения окружающей среды.

Механизм возмещения ущерба окружающей среде должен быть основан на реальной оценке причиненного ущерба, а не на условных таксах, и стимулировать недропользователей восстанавливать окружающую среду и сохранять биоразнообразие

4. Перечисленные проблемы свидетельствуют о неэффективности предусмотренных законодательством РФ **механизмов возмещения ущерба, причиненного окружающей среде**.

Согласно ст. 77 Федерального закона от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды», юридические и физические лица, причинившие вред окружающей среде в результате ее загрязнения, истощения, порчи, уничтожения, нерационального использования природных ресурсов, деградации и разрушения естественных экологических систем, природных комплексов и природных ландшафтов и иного нарушения законодательства в области охраны окружающей среды, обязаны возместить его в полном объеме в соответствии с законодательством. При этом федеральное законодательство об охране окру-

жающей среды противоречиво определяет, каким образом должен быть рассчитан причиненный окружающей среде ущерб. Правоприменительная практика руководствуется ст. 77 Федерального закона «Об охране окружающей среды», согласно которой вред окружающей среде возмещается в соответствии с утвержденными в установленном порядке таксами и методиками исчисления размера вреда окружающей среде, а при их отсутствии – исходя из фактических затрат на восстановление нарушенного состояния окружающей среды, с учетом понесенных убытков, в том числе упущенной выгоды.

Утвержденные методики и таксы возмещения вреда окружающей среде [5] исходят из условной оценки причиненного вреда, что, по мнению Конституционного суда РФ, является обоснованным в связи с неочевидностью причинно-следственных связей между негативным воздействием на природную среду и причиненным вредом [6].

Также необходимо отметить, что федеральное законодательство, регулирующее возмещение вреда, причиненного окружающей среде, не определяет, является ли проведение работ по восстановлению состояния окружающей среды, включая рекультивационные работы, возмещением вреда, причиненного окружающей среде. Контрольные и надзорные органы, используя данную правовую неопределенность, взыскивают с пользователей недр, выполнивших работы по рекультивации земель, ущерб согласно утвержденным методикам и таксам. Судебная практика в большинстве случаев придерживается позиции, что восстановление нарушенного состояния окружающей среды не тождественно процедуре ликвидации последствий загрязнения окружающей среды (земель), при определении экологического вреда в денежном выражении подлежат учету не только затраты на восстановление нарушенной природной среды, но и экологические потери, которые невосполнимы или трудновосполнимы [7].

Однако, по мнению автора статьи, такой подход не имеет ничего общего с основными целями правового регулирования охраны окружающей среды и не стимулирует пользователей недр проводить эффективные работы по рекультивации земель и иные работы по восстановлению состояния окружающей среды.

Таким образом, одним из первоочередных направлений совершенствования правового регулирования охраны окружающей среды при пользовании недрами должно стать совершенствование правового регулирования рекультивации нарушенных и загрязненных земель путем внесения необходимых изменений в ЗК РФ и разработки комплексного нормативного правового акта, регулирующего рекультивацию нарушенных и загрязненных земель. В частности, ЗК РФ должен предусмотреть необходимость разработки проектов рекультивации земель вне зависимости от категории земель, прав собственности и оснований использования, финансовые гарантии проведения работ по рекультивации земель, полномочия федерального органа исполнительной власти по определению требований к рекультивации земель вне зависимости от категории земель, прав собственности и оснований использования.

Земельное законодательство не должно отстранять от процесса рассмотрения и решения вопросов рекультивации земель ни органы исполнительной власти субъектов РФ, ни органы местного самоуправления. Кроме того, земельное законодательство должно заложить основу для оценки состояния земель до использования для целей недропользования и рекультивированных земель.

В законодательстве РФ должны быть решены проблемы правового регулирования возмещения ущерба окружающей среде. Механизм возмещения ущерба окружающей среде должен быть основан на реальной оценке причиненного ущерба, а не на условных таксах, и стимулировать недропользователей восстанавливать окружающую среду и сохранять биоразнообразие.

Литература

1. Парламентские слушания и «Круглые столы». Доступно на: http://www.komitet2-21.km.duma.gov.ru/site.xp/052050050124049057057054.html (обращение 26 ноября 2015).
2. Проект постановления Правительства РФ «О порядке определения требований к рекультивации земель и земельных участков». Доступно на: www.regulation.gov.ru (обращение 26 ноября 2015).
3. Постановление Правительства РФ от 23.02.1994 № 140 «О рекультивации земель, снятии, сохранении и рациональном использовании плодородного слоя почвы». Доступно на: http://base.garant.ru/2108079/ (обращение 26 ноября 2015).

4. Шейнфельд С.А., Маркарова М.Ю. Нормативная база рекультивации нефтезагрязненных земель и оценки качества работ на Крайнем Севере //НефтьГазПраво. 2015. № 1.
5. Постановление Правительства РФ от 08.05.2007 № 273 «Об исчислении размера вреда, причиненного лесам вследствие нарушения лесного законодательства», приказ Минприроды России от 08.07.2010 № 238 «Об утверждении Методики исчисления размера вреда, причиненного почвам как объекту охраны окружающей среды». Доступно на: http://base.garant.ru/12153368/ (обращение 26 ноября 2015).
6. Постановление Конституционного суда РФ от 02.06.2015 № 12-П «По делу о проверке конституционности ч. 2 ст. 99, ч. 2 ст. 100 Лесного кодекса РФ и положений постановления Правительства РФ «Об исчислении размера вреда, причиненного лесам вследствие нарушения лесного законодательства» в связи с жалобой общества с ограниченной ответственностью «Заполярнефть». Доступно на http://www.garant.ru/hotlaw/federal/629170/ (обращение 26 ноября 2015)
7. Определение Верховного суда РФ от 03.06.2015 № 310-ЭС15-1168 по делу № А54-503/2014. Доступно на: http://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/70973030/ (обращение 26 ноября 2015).

UDC 504.34

N.I. Tolstykh, deputy director Center for investment analysis NRU "Higher School of Economics"[1], urnit@mail.ru.

1. 4, bldg. 2, office 219, Slavyanskaya square, Moscow. 109074, Russia.

Actual problems of legal regulation of the environment for subsoil use

Abstract. November 12, 2015 in the State Duma of the Federal Assembly of the Russian Federation under the chairmanship of First Deputy Chairman of the Committee on Natural Resources, Environment and Ecology II Nikitchuk a meeting of the "round table" on "Actual problems of legal regulation of subsoil use in order to reduce the negative impact on the environment".

Keywords: land law; RF Law "On Mineral Wealth"; land reclamation; reclamation project

References

1. *Parlamentskie slushaniia i «Kruglye stoly»* [Parliamentary hearings and "round table"]. Avialable at: http://www.komitet2-21.km.duma.gov.ru/site.xp/052050050124049057057054.html (accessed 26 November 2015).
2. *Proekt postanovleniia Pravitel'stva RF «O poriadke opredeleniia trebovanii k rekul'tivatsii zemel' i zemel'nykh uchastkov»* [Draft Resolution of the Government of the Russian Federation "On the procedure for determining the requirements for land reclamation and land"].Avialable at: www.regulation.gov.ru (accessed 26 November 2015).
3. *Postanovlenie Pravitel'stva RF ot 23.02.1994 № 140 «O rekul'tivatsii zemel', sniatii, sokhranenii i ratsional'nom ispol'zovanii plodorodnogo sloia pochvy»* [The Government of the Russian Federation of 23.02.1994 № 140 "On the land reclamation, removal, conservation and rational use of fertile soil"].Avialable at: http://base.garant.ru/2108079/ (accessed 26 November 2015).
4. Sheinfel'd S.A., Markarova M.Iu. *Normativnaia baza rekul'tivatsii neftezagriaznennykh zemel' i otsenki kachestva rabot na Krainem Severe* [The regulatory framework remediation of contaminated lands and assess the quality of work in the Far North]. *Neft'GazPravo*, 2015, no. 1.
5. *Postanovlenie Pravitel'stva RF ot 08.05.2007 № 273 «Ob ischislenii razmera vreda, prichinennogo lesam vsledstvie narusheniia lesnogo zakonodatel'stva», prikaz Minprirody Rossii ot 08.07.2010 № 238 «Ob utverzhdenii Metodiki ischisleniia razmera vreda, prichinennogo pochvam kak ob"ektu okhrany okruzhaiushchei sredy»* [Government Decree of 08.05.2007 № 273 "On the calculation of the amount of damage caused to forests due to violations of forest law," the order of Ministry of Russia from 08.07.2010 № 238 "On Approval of the methodology for calculating the amount of damage caused to the soil as the object of protection of the environment"].Avialable at: http://base.garant.ru/12153368/ (accessed 26 November 2015).
6. *Postanovlenie Konstitutsionnogo suda RF ot 02.06.2015 № 12-P «Po delu o proverke konstitutsionnosti ch. 2 st. 99, ch. 2 st. 100 Lesnogo kodeksa RF i polozhenii postanovleniia Pravitel'stva RF «Ob ischislenii razmera vreda, prichinennogo lesam vsledstvie narusheniia lesnogo zakonodatel'stva» v sviazi s zhaloboi obshchestva s ogranichennoi otvetstvennost'iu «Zapoliarneft'»* [Decision of the Constitutional Court of the Russian Federation of 02.06.2015 № 12-P "On the Constitutionality h. 2 tablespoons. 99 h. 2 tablespoons. 100 Forest Code and the provisions of the decree of the Government of the Russian Federation "On the calculation of the amount of damage caused to forests due to violations of forest law" in connection with the complaint of a limited liability company "Zapolyarneft."].Avialable at://www.garant.ru/hotlaw/federal/629170/ (accessed 26 November 2015)
7. *Opredelenie Verkhovnogo suda RF ot 03.06.2015 № 310-ES15-1168 po delu № A54-503/2014* [Determination of the Supreme Court of the Russian Federation of 03.06.2015 № 310-ES15-1168 the case number A54-503 / 2014].Avialable at: http://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/70973030/ (accessed 26 November 2015).

УДК 553.98

И.С. Гутман
канд. геол.-мин. наук
РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина[1]
профессор
mail@ipne.ru

Г.П. Кузнецова
канд. геол.-мин. наук
РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина[1]
доцент
gp_kuznetsova@mail.ru

А.В. Скоробогатько
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»[2]
начальник отдела ГРР
Aleksandr.Skorobogatko@lukoil.com

Методика корреляции отложений коры выветривания и доюрского основания

1. РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, Россия, 119991, Москва, Ленинский пр–т, 65; 2. ООО «ЛУКОЙЛ–Инжиниринг», Россия, 127055, Москва, Сущевский вал, 2.

Рассматриваются вопросы определения границ раздела осадочного чехла, отложений коры выветривания и пород доюрского основания. Предлагаются методические приемы корреляции разрезов коры выветривания. Комплексный анализ керна, геофизических исследований скважин и сейсмических исследований на примере разведочного фонда скважин Даниловского и Северо-Даниловского месторождений позволили сделать вывод о коррелируемости разрезов коры выветривания и определить границу доюрского основания, выделить четыре типа разрезов коры выветривания и локализовать их по площади. Результаты корреляции совместно с результатами опробования являются основанием для выявления нефтеперспективной части разреза коры выветривания

Ключевые слова: осадочный чехол; кора выветривания; доюрское основание; фундамент; корреляция разрезов скважин

Термин «кора выветривания» введен в геологическую литературу швейцарским геологом А. Геймом (1879). Систематическое ее изучение началось в конце XIX в. русскими учеными В.В. Докучаевым, К.Д. Глинкой, Н.А. Богословским, П.А. Земятченским. В качестве самостоятельного раздела геологии учение о коре выветривания оформилось в первой половине XX в. Основоположниками его были советские ученые Б.Б. Полынов и И.И. Гинзбург. За рубежом значительный вклад в учение о коре выветривания внесли О. Тамм (Швеция), У. Келлер (США), Г. Гарассовиц (Германия) и др.

С древними корами выветривания связано формирование залежей. В пределах Шаимского нефтегазоносного района, в частности, залежи нефти приурочены к отложениям коры выветривания и доюрского основания.

Большая работа по изучению кернового материала скважин, геологического строения и перспектив нефтегазоносности доюрских отложений исследуемого района выполнена В.С. Бочкаревым, Е.Г. Журавлевым, М.Ю. Зубковым, В.Г. Криночкиным, П.К. Куликовым, Т.А. Лапинской, З.В. Лашневой, Б.С. Погореловым, Ю.П. Сорокиным, В.С. Сурковым, П.Е. Сынгаевским, Б.В. Топычкановым, Ю.Н. Федоровым, Ю.Б. Файном, С.Ф. Хафизовым и другими исследователями. Необходимо отметить, что многие разрезы доюрских пород разными исследователями трактуются по-разному – как относительно их вещественного состава, так и их возраста. Причем породы доюрского основания, а порой и коры выветривания исследователями часто именуются породами фундамента.

Согласно Е.Г. Журавлеву, Т.А. Лапинской и Ю.Б. Файну [1], породы фундамента представлены фацией зеленых сланцев. По степени метаморфизма они подразделяются на три основных комплекса: 1 – кристаллические сланцы различного сложного состава, 2 – филлиты и филлитовидные мелкозернистые кварц-хлорит-серицитовые, карбонат-хлоритовые сланцы; 3 – слабометаморфизованные осадочные породы, среди которых наибольшее распространение имеют глинистые сланцы, часто с углистым и алеврито-песчанистым материалом. Реже скважинами вскрываются слабометаморфизованные конгломераты, песчаники, алевролиты, туффиты, мраморизованные известняки.

К породам фундамента они относят также магматические интрузивные, эффузивные и пирокластические разности, изменяющиеся по составу от кислых до ультраосновных. Наибольшее распространение среди них имеют гранитоиды, диабазы и базальтовые порфириты.

Возраст кристаллических сланцев определяется как ордовикский. Биотит- и гранатсодержащие разности сланцев, возможно, имеют более древний докембрийский возраст. Филлиты и филлитовидные мелкозернистые сланцы датируются как силурийские, частично ордовикские, а слабометаморфизованный осадочный комплекс пород фундамента относится к верхнему девону, нижнему и среднему карбону [1].

Таким образом, авторы считают, что породы фундамента сложены магматическими, метаморфическими и частично породами осадочного чеха.

Определение «кора выветривания» формулировалось многими учеными: Б.Б. Полыновым (1934), И.И. Гинсбургом (1957), В.П. Петровым (1967) и др. Согласно К.В. Шанцеру (1986), под корой выветривания понимается «...часть поверхности покрова суши, сложенная топографически не смещенными продуктами гетерогенного изменения вещества материнских горных пород». В работах Н.П. Хераскова, В.Н. Разумовой (1963), Д.Д. Сапожникова (1968) кора выветривания характеризуется четко выраженной вертикальной зональностью. Зоны характеризуются определенным набором происходящих в них процессов, минеральным новообразованием и, следовательно, физическими свойствами. Ю.П. Казанский считает целесообразным выделение двух типов кор: гидрослюдисто-каолинитового, развивающегося главным образом при выветривании кислых изверженных, метаморфических и алюмосиликатных осадочных пород, и монтмориллонит-каолинит-охристого, развивающегося по ультраосновным, основным, частично средним изверженным и метаморфическим породам, а также при разложении карбонатных пород [2].

В разрезах коры выветривания, располагающихся на склонах поднятий, Е.Г. Журавлев, Т.А. Лапинская и Ю.Б. Файн [1] выделяют снизу вверх три зоны: 1 – дезинтеграции, 2 – выщелачивания, 3 – гидролиза. Породы коры выветривания имеют различные текстурно-структурные признаки и минеральный состав. Зональность разрезов обусловлена стадийностью выветривания первичных минералов и стадийностью перехода одних продуктов гипергенеза в другие. Минеральный состав каждой зоны отражает специфику свойственной ей физико-химической обстановки.

П.Е. Сынгаевский и С.Ф. Хафизов проанализировали опыт изучения отложений коры выветривания и на основе керновых и геофизических исследований предложили свою схему деления коры выветривания по вертикали на 6 зон от А до Е по фациальному признаку [2]. Вместе с тем они отмечают, что расчленение и корреляция внутри коры выветривания по ГИС чрезвычайно затруднительны и неоднозначны.

Безусловно, пользуясь результатами исследования керна, и, в частности, минералогического состава пород, можно с некоторой долей уверенности относить породы к коре выветривания или доюрскому основанию (ДЮО). Однако, керн, его каменный материал, представляет собой точечные замеры. Поэтому перед нами стояла задача, максимально

используя накопленный опыт, керн и ГИС, выработать критерии для определения границ раздела между отложениями осадочного чехла, коры выветривания и ДЮО, опираясь на геофизические исследования скважин, увязанные с керном, поскольку именно в этом случае учитывается максимальный объем информации по залежи.

Относительно высокая изученность разрезов Даниловского и Северо-Даниловского месторождений на примере разведочных скважин и данных керна позволяет обосновать методические приемы корреляции отложений коры выветривания и кровельной части ДЮО. От этого зависит качество выполняемой работы.

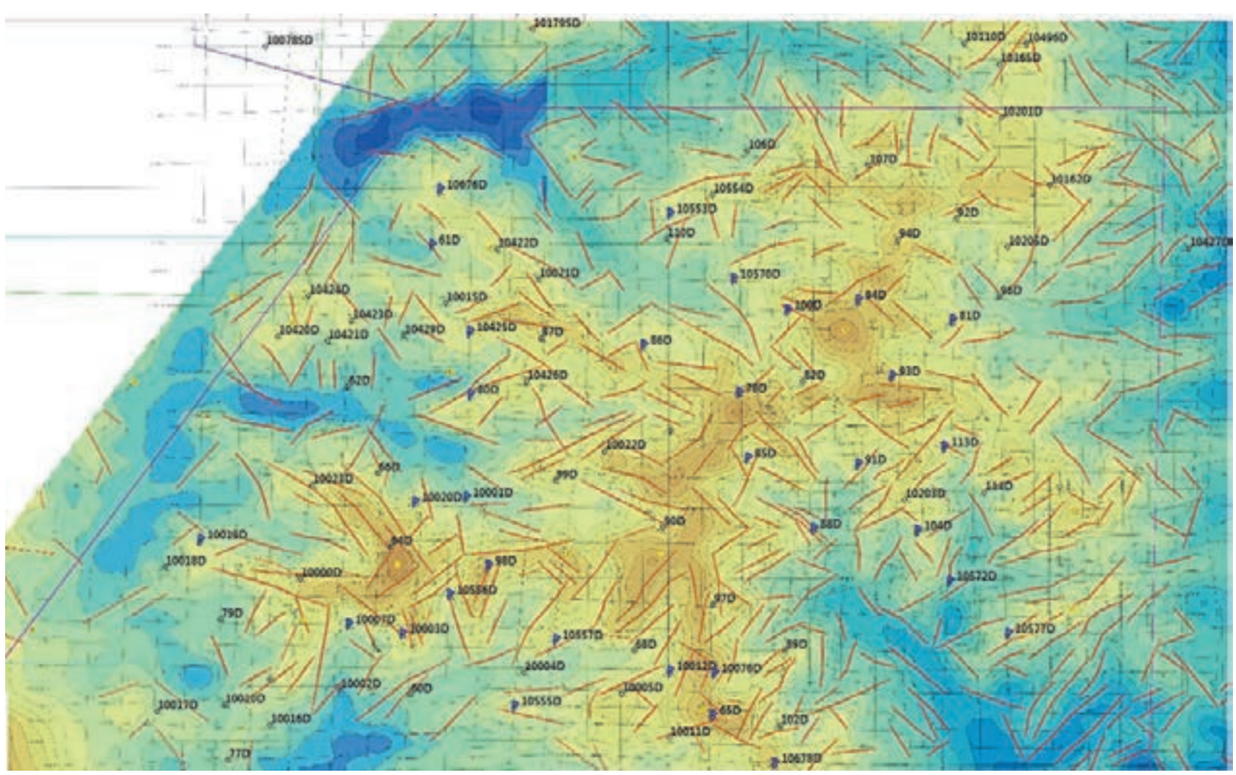
По данным глубокого бурения в пределах исследуемых месторождений на образованиях ДЮО и коры выветривания со стратиграфическим и угловым несогласием залегают отложения мезозойско-кайнозойского осадочного чехла, которые представлены песчано-глинистыми породами юрского, мелового, палеогенового и четвертичного возраста.

В отложениях тюменской свиты в пласте «Т» установлены промышленные залежи нефти. Эти континентальные отложения представлены толщей переслаивающихся песчаников, алевролитов, аргиллитов с подчиненными прослоями углей, сидеритов, гравелитов. Отложения тюменской свиты имеют ограниченное по площади распространение и перекрываются верхнеюрскими морскими и прибрежно-морскими осадками.

Даниловская свита трансгрессивно залегает на породах или тюменской свиты, или доюрского комплекса и представлена глинами аргиллитоподобными, темно-серыми, черными, слабоизвестковистыми, глауконитовыми с карбонатными конкрециями. На крыльях и сводовых частях поднятий глинистые отложения нижнеданиловской подсвиты замещаются песчано-глинистыми породами вогулкинской толщи, которые образуют основной продуктивный горизонт «П». По составу продуктивные пласты неоднородны. В присводовых частях поднятий в их разрезе представлены песчаные породы, а на погружениях – глинистые.

Анализ структурного плана кровли ДЮО – отражающего горизонта А – показывает, что в тектоническом плане территория месторождений была очень активной. Об этом свидетельствуют многочисленные разломы, выделенные по сейсмическим данным (***рис. 1***). Зоны повышенных и пониженных

Рис. 1.
Даниловское месторождение. Структурный план по кровле фундамента – отражающий горизонт А (синим отмечены скважины, в разрезе которых вскрыты отложения ДЮО)



участков поверхности ДЮО ограничиваются тектоническими нарушениями, что свидетельствует о блоковом строении как собственно ДЮО, так и более поздних отложений. О том, что отложения осадочного чехла, залегающие выше ДЮО и коры выветривания, подвержены тектоническим нарушениям, свидетельствует анализ результатов их корреляции. Амплитуды смещения соседних блоков отличаются друг от друга. Поэтому реально предполагать, что эти блоки имели различную скорость погружения и заполнения осадками, а, порой и разные породы заполнения. Позднее эти породы были перекрыты отложениями пластов тюменской, даниловской свит и выше.

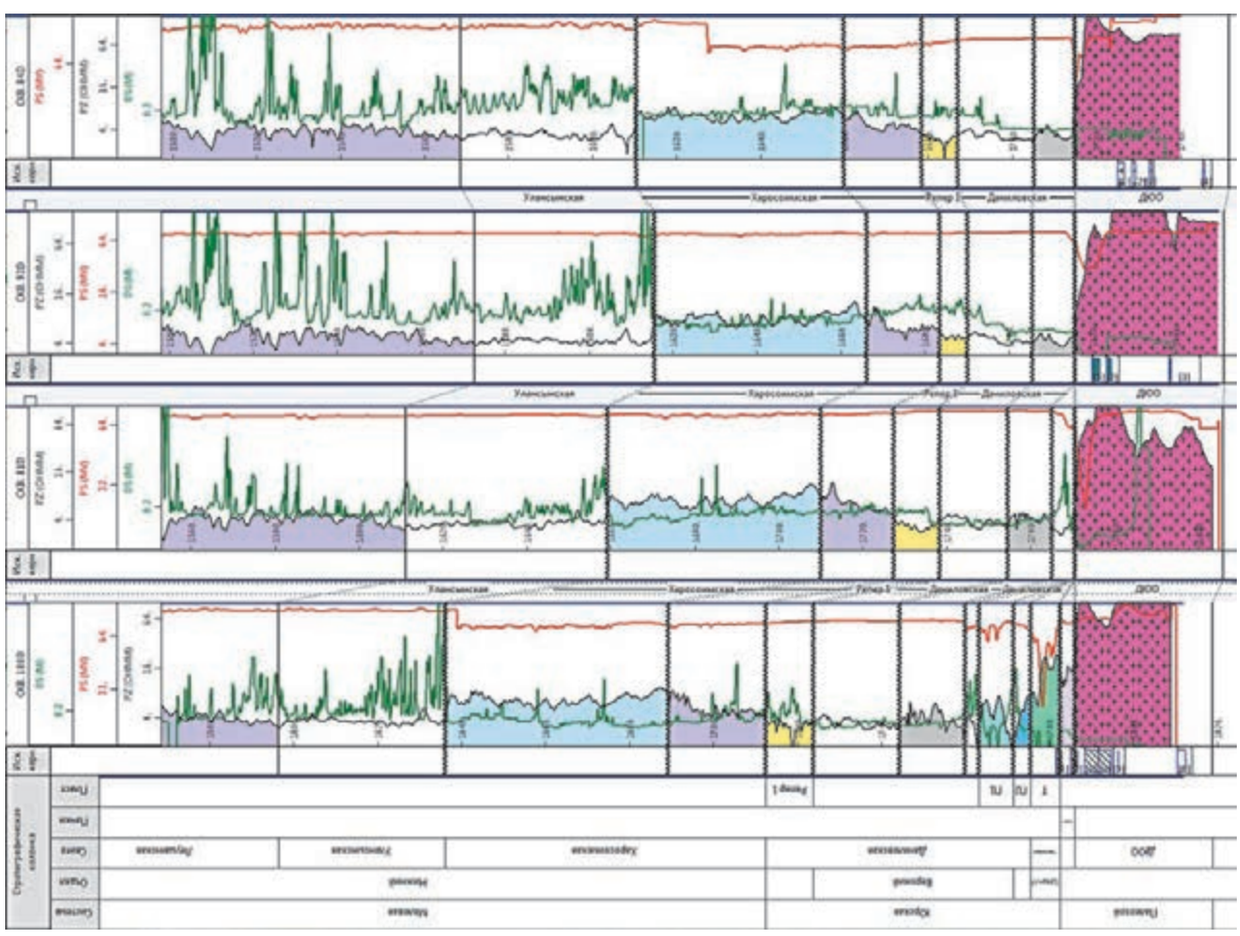
Согласно описанию керна, породы ДЮО сложены магматическими эффузивными породами (базальтами – скв. 93 Даниловская; диабазами, порфирами и порфиритами с включениями кварца, пирита – скв. 84 Даниловская; и полевого шпата), выветрелыми, трещиноватыми. Трещины залечены кальцитом. Анализ кривых сопротивления показывает, что эти отложения имеют уровни выше 100 Ом·м и определенную зубчатую конфигурацию. Кривая ИК практически не дифференцирована – горизонтальная линия, что является геофизическим критерием отнесения интервалов разреза к ДЮО. Согласно Е.Г. Журавлеву и Т.А. Лапинской, это породы фундамента, а согласно П.Е. Сынгаевскому и С.Ф. Хафизову, это зона А (по фациальному признаку).

Представляется, что к породам фундамента следует относить породы ДЮО в соответствии с указанным геофизическим признаком и данными керна.

Следует отметить, что скважины, в разрезах которых на отложения ДЮО сразу ложатся отложения верхней части даниловской свиты, приурочены к повышенным участкам структурного плана (***рис. 1, 2***).

Собственно породы коры выветривания имеют различный состав и часто представлены сильно измененными эффузивными поро-

Рис. 2.
В скв. № 84, 93, 81 и 100 Даниловских, приуроченных к повышенным частям поверхности ДЮО, отложения осадочного чехла залегают непосредственно на породах ДЮО



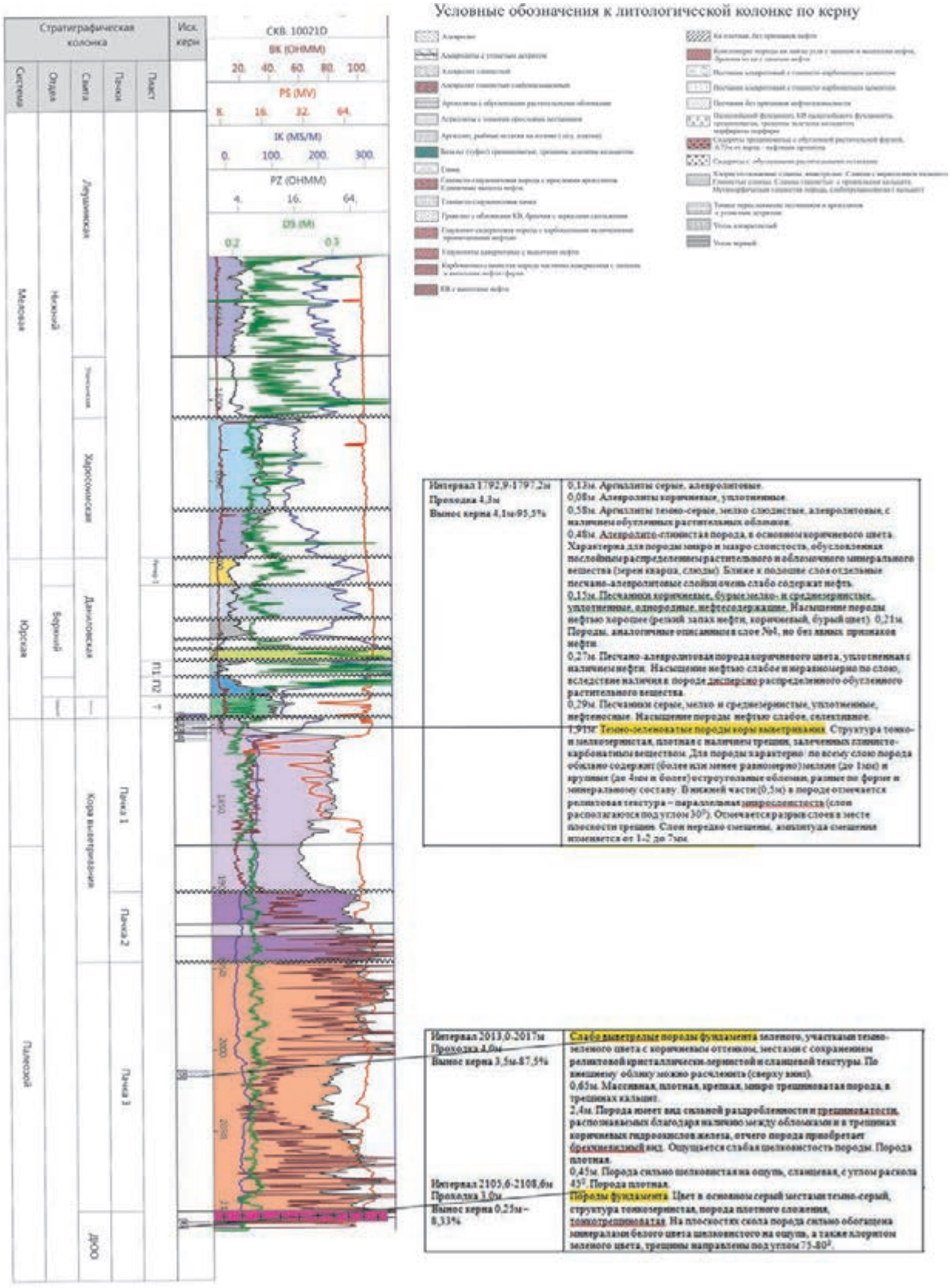


Рис. 3.
Разрез опорной скв. № 10021D Даниловского месторождения, в которой отобран и описан керн и которая наиболее полно вскрыла отложения коры выветривания

дами, обломками магматических пород, гравелитами, плохо окатанными, трещиноватыми, иногда с присутствием или переслаиванием угольного материала, наличием органического материала. Так, например, в скв. № 10012 Даниловского месторождения, согласно описанию керна, они представлены выветрелыми породами фундамента, в скв. № 10425 – это алевролиты, а в скв. № 10557 – это переслаивание углей и алевролитов с растительным детритом.

В процессе исследований к геофизическим кривым был привязан керн. На ***рис. 3*** приведена выкопировка из описания керна пород коры выветривания с глубины 1795 м по скв. № 10021 Даниловского месторождения.

С глубины 2013 м в разрезе этой скважины начинаются породы фундамента. Именно эта скважина была выбрана в качестве основы для выполнения корреляции разрезов скважин, поскольку наиболее полно вскрыла отложения коры выветривания (***рис. 3***). Однако из описания керна видно, что с глубины 1797,2 м до 2013 м и с глубины 2017 м до 2105,6 м (пачка 2 КВ) информация по керну отсутствует.

В качестве основных методов корреляции и дифференциации разреза на пачки выбраны следующие кривые ГИС: метод потенциалов собственной поляризации, потенциал-зонд, индукционный каротаж. Кавернометрия, градиент-зонды и боковой каротаж использовались в качестве вспомогательных методов.

Из опыта корреляции терригенных отложений установлено, что индукционный каротаж в комплексе с геофизическими методами сопротивлений обладает расчленяющими характеристиками в глинистой части разреза. Именно эти методы в совокупности с данными керна позволяют отбить границы кровли коры выветривания и ДЮО тогда как метод ПС в этой части разреза практически не работает. П.Е. Сынгаевский и С.Ф. Хафизов рекомендуют в случае спорных моментов в делении коры выветривания отдавать предпочтение методу естественной радиоактивности. В нашем случае комплекс ГИС не содержал методы радиометрии.

Корреляция разрезов скважин выполнялась в автоматическом и интерактивном режиме с использованием отечественной программы *AutoCorr* с применением методических приемов согласно «Методическим рекомендациям к корреляции разрезов скважин» под редакцией профессора И.С. Гутмана [3]. Эта методика предложена и опробована авторами на многих отечественных и зарубежных месторождениях и геологических разрезах и позволяет обеспечивать достоверный вариант корреляции, а также более уверенно судить об обстоятельствах, обусловивших те или иные особенности залегания и формирования осадочных отложений.

Работа с полным набором методов ГИС на начальном этапе сопоставления разрезов скважин затруднительна, поскольку дифференциация и пересечение геофизических кривых в одном поле каротажной диаграммы ухудшают их восприятие. Между тем, предварительная корреляция по одной какой-либо геофизической кривой, например, кривой потенциал-зонда (ПЗ), или индукционного каротажа (ИК), или каверномера (КВ), позволяет уверенно дифференцировать разрез на пачки.

Наиболее устойчивым репером в разрезах скважин, расположенных в пределах изучаемых месторождений, является пачка аргиллитов (условно названная «репер 1») в верхней части даниловской свиты, выделяемая в комплексе по материалам электрических (ПЗ, БК, ГЗ) методов, индукционного каротажа и метода кавернометрии. На ***рис. 4*** представлен результат корреляции разрезов скв. № 10012, 80, 10556, 10023, 10000 и 10021 Даниловских с использованием методических приемов [3]. Пачки коры выветривания выделены в нижней части разреза розовым цветом разной интенсивности. Пласт П1 выделен голубым, П2 – синим, пласт Т – зеленым цветом в соответствии с их закраской по работам местных геологов. Детализация верхней части отложений даниловской свиты разделением на пачки позволила в дальнейшем установить амплитуду несогласного залегания отложений.

В скв. № 10556 Даниловского месторождения отложения коры выветривания представлены песчано-глинистыми сланцами с прослоями известняков. Интервал глубин 1811,8–1813 м, 1815,6–1818,6 м этой части исследован на приток в колонне. Объект признан «сухим».

В скв. № 80 Даниловского месторождения, согласно исследованиям керна и кривым ГИС, в верхней части коры выветривания в интервале глубин 1809–1814 м залегает песчаник-коллектор. По результатам перфорации из этого интервала (1809–1814 м) получен приток пластовой воды с нефтью.

Анализ разреза опорной скв. № 10021 показал, что эти отложения **можно разделить на три пачки** (***табл. 1***, ***рис. 4***), которые прослежены в разрезах остальных скважин

Рис. 4.
Принципы выделения трех типов разрезов в отложениях коры выветривания (скв. № 10021, 80, 10556, 10023, 10000, 10021 Даниловского месторождения)

Таблица 1.
Характеристика отложений коры выветривания и доюрского основания по керну и ГИС

		Литологическая характеристика отложений по керну	Геофизическая характеристика по кривым сопротивления и индукционного каротажа
КВ	Пачка 1	Переслаивание алевролитов и аргиллитов часто с наличием органического вещества, в кровельной части могут присутствовать песчаники коллекторы. В подошвенной части наблюдается присутствие угольных отложений, переслаивание углей и аргиллитов.	Подошвенная часть пачки характеризуется аномалией на кривой ИК и низкими удельными сопротивлениями, как правило, до 10 Ом·м.
	Пачка 2	Выветрелые сланцы, трещиноватые, иногда с присутствием выпотов нефти.	Средний уровень удельного сопротивления 30–75 Ом·м (реже – более высокие значения до 180 Ом·м); кривая удельного сопротивления в виде двух пик, кривая ИК имеет обратный вид. Посередине эта пачка имеет пониженный уровень удельных сопротивлений.
	Пачка 3	Трещинноватые брекчеевидные раздробленные породы.	Удельное сопротивление отложений этой пачки различно и меняется от 10 до 60 Ом·м. Конфигурация кривых удельного сопротивления и индукционного каротажа имеют вид «зигзага» – кривые сильно дифференцированы.
ДЮО		Плотные базальты, порфиры и порфириты	Аномально высокие удельные сопротивления (100 Ом·м и выше). Кривая индукционного каротажа – практически горизонтальная линия.

Даниловского и Северо-Даниловского месторождений. Это является свидетельством **коррелируемости разрезов скважин с корой выветривания**.

Верхняя пачка 1 (бледно-розового цвета) сложена из пород разного литологического состава. Кровельная часть представлена песчано-глинистыми сланцами с прослоями известняков, иногда имеет включения песчаников-коллекторов. В ряде скважин по результатам опробования получены притоки нефти и воды. Подошвенная часть представлена переслаиванием углей и аргиллитов. Породы этой части непроницаемы и имеют низкие удельные сопротивления (3–30 Ом·м). Кривые сопротивления и ИК имеют определенную конфигурацию. Подошвенная часть пачки 1 коры выветривания отмечается повышенной аномалией на кривой ИК и обратной аномалией на кривой сопротивления.

Средняя пачка 2 (ярко сиреневого цвета) сложена выветрелыми сланцами со следами нефти по тонким трещинам (скв. № 10000, 10109). Породы имеют удельное сопротивление 30–80 Ом·м, иногда до 180 Ом·м. По ГИС характеризуются как низкопроницаемые породы, нефтенасыщенные. Конфигурация кривой сопротивления представляет собой две резкие аномалии, разделенные между собой низкими показаниями. По кривой ИК (проводимости) наблюдается обратная картина.

Нижняя пачка 3 (оранжевого цвета) сложена трещиноватыми брекчеевидными раздробленными породами. Уровни удельного сопротивления отложений пачки 3 различны и меняются от 10 до 60 Ом·м. Эти породы отличаются от отложений собственно доюрских конфигурацией кривых сопротивления (ПЗ) и ИК (форма – «зигзаг»).

Как отмечалось, П.Е. Сынгаевский и С.Ф. Хафизов [2] рассмотрели возможность разделения разреза коры выветривания на 6 пачек. В нашем случае ограниченный комплекс методов ГИС (без акустического и радиоактивных методов) позволил дифференцировать разрез на 3 пачки.

Комплексный анализ результатов корреляции разрезов, особенностей изменения структурного плана и литологии пород по данным керна показал, что изучаемый геологический разрез также можно дифференцировать по полноте вскрытия пачек коры выветривания на 3 типа (***рис. 4***).

Первый тип разреза – отложения коры выветривания залегают на отложениях ДЮО и представлены подошвенной частью пачки 1. Эти породы имеют низкие сопротивления и представлены переслаиванием углей и аргиллитов (нижняя часть розовой пачки).

Второй тип разреза – отложения коры выветривания залегают на отложениях ДЮО и представлены отложениями пачки 1 – (ро-

зовая пачка) в полном объеме. Сложены алевролитами и аргиллитами, часто с наличием органического вещества, в кровельной части могут присутствовать песчаники-коллекторы. В подошвенной части наблюдается присутствие угольных отложений, переслаивание углей и аргиллитов.

В разрезах скважин, залегающих в пониженных частях на структурном плане, в отложениях коры выветривания обособленно выделяются три пачки КВ: верхняя – пачка 1 (с первым и вторым типами разреза), средняя – пачка 2 и нижняя – пачка 3.

Выделение **третьего типа разреза** коры выветривания связано с выделением пачки 2, которая залегает в центральной части отложений коры выветривания сразу под низкоомной светло-розовой пачкой 1. Эта пачка (ярко сиреневого цвета) хорошо отбивается двумя пиками сопротивлений и примерно такой же, но обратной картиной на кривой ИК. Эти отложения представлены выветрелыми сланцами со следами нефти по тонким трещинам (скв.10000, 10109). По ГИС характеризуется как низкопроницаемые породы, нефтенасыщенные (***рис. 5***).

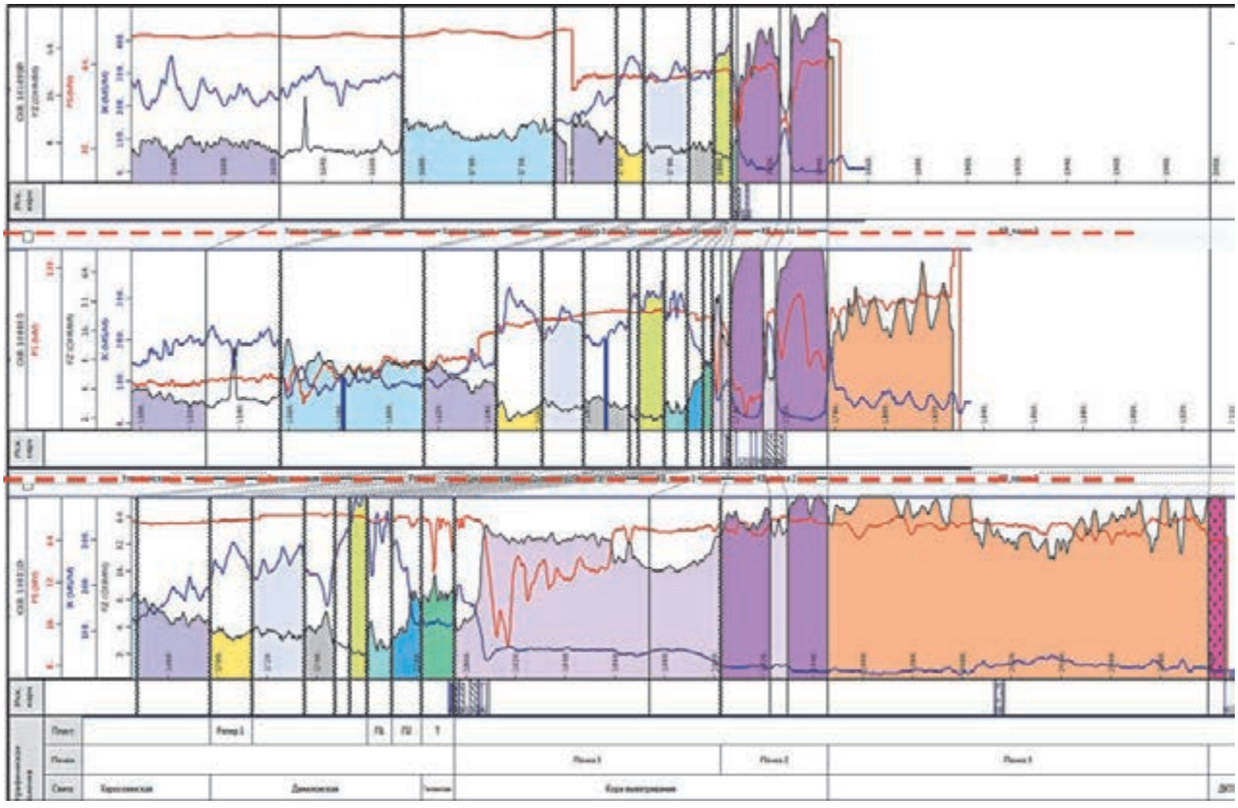
Как видно на схеме корреляции, отложения пачки 2 КВ коррелируются между собой в скв. 10109 Северо-Даниловской, 10000 и 10021 Даниловских. Следует отметить, что *эти скважины расположены в противоположных концах Даниловского месторождения*: скв. 10109 – на востоке, скв. 10000 и 10021 – на западе.

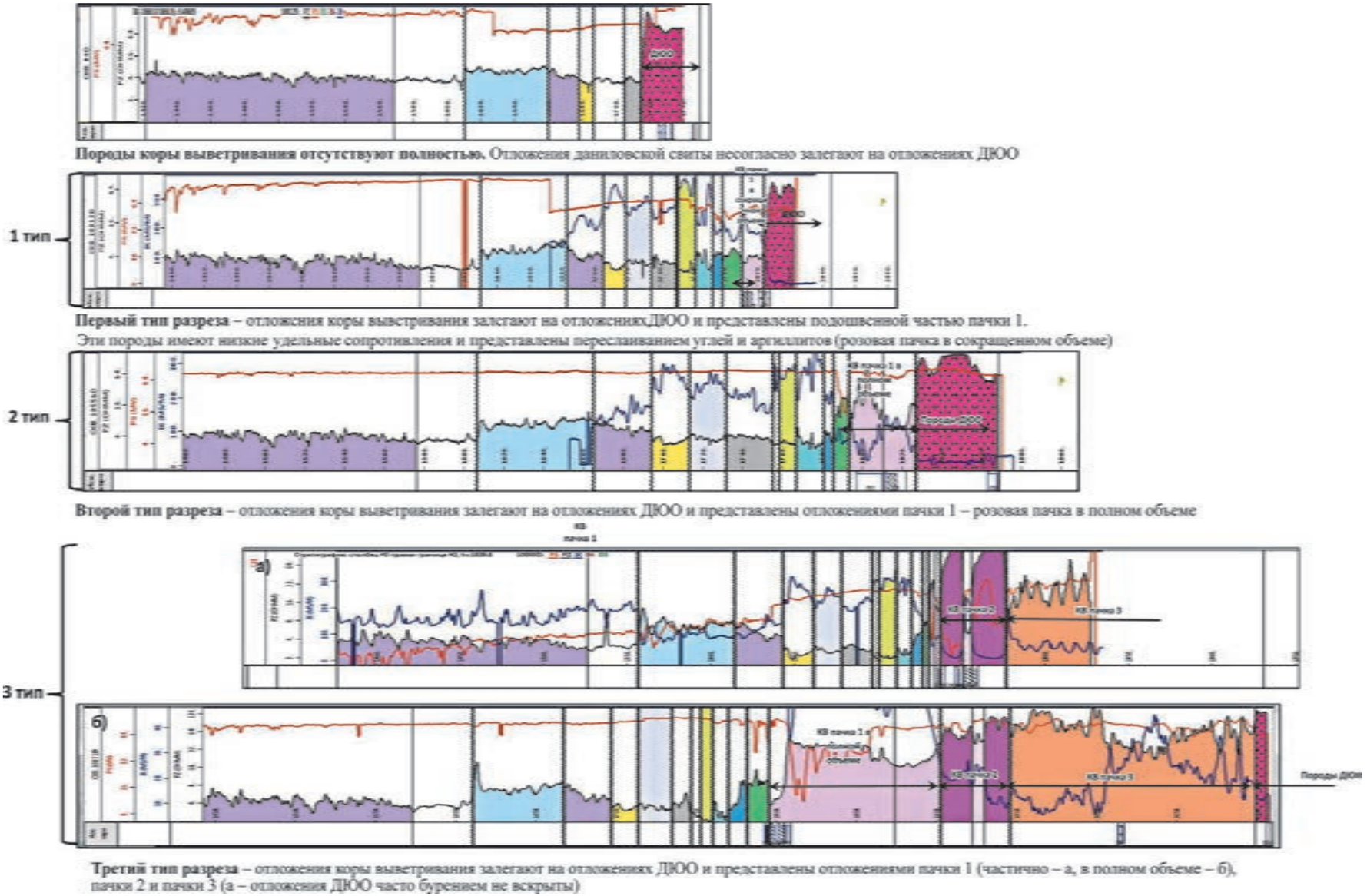
В результате совместного опробования в колонне интервалов 1764,4–1778 м, 1756–1762 м и 1733,4–1752 м в скв. 10000 Даниловского месторождения из этой пачки получен приток нефти дебитом 0,46 м^3/сут. при динамическом уровне 1360 м.

Отложения пачки 3 коры выветривания отличаются от отложений собственно ДЮО уровнем удельного сопротивления, а также конфигурацией кривых потенциал-зонда и ИК (форма – «зигзаг»). Породы ДЮО по кривой ИК – практически ровная линия, по кривой сопротивления менее дифференцированы, чем пачка 3 КВ.

Разрез скв. 10021 Даниловской является эталоном третьего типа разреза. Здесь в полном объеме представлены отложения пачек 1, 2 и 3 коры выветривания и кровля отложений ДЮО. В скважинах, где отложения трех пачек коры выветривания вскрыты бурением в различной степени и не добурены до ДЮО,

Рис. 5.
Третий тип разреза отложений коры выветривания. Выравнивание разрезов выполнено на подошву второй пачки КВ





Породы коры выветривания отсутствуют полностью. Отложения даниловской свиты несогласно залегают на отложениях ДЮО

Первый тип разреза – отложения коры выветривания залегают на отложенияхДЮО и представлены подошвенной частью пачки 1.
Эти породы имеют низкие удельные сопротивления и представлены переслаиванием углей и аргиллитов (розовая пачка в сокращенном объеме)

Второй тип разреза – отложения коры выветривания залегают на отложениях ДЮО и представлены отложениями пачки 1 – розовая пачка в полном объеме

Третий тип разреза – отложения коры выветривания залегают на отложениях ДЮО и представлены отложениями пачки 1 (частично – а, в полном объеме – б), пачки 2 и пачки 3 (а – отложения ДЮО часто бурением не вскрыты)

Рис. 6.
Типы разрезов отложений коры выветривания

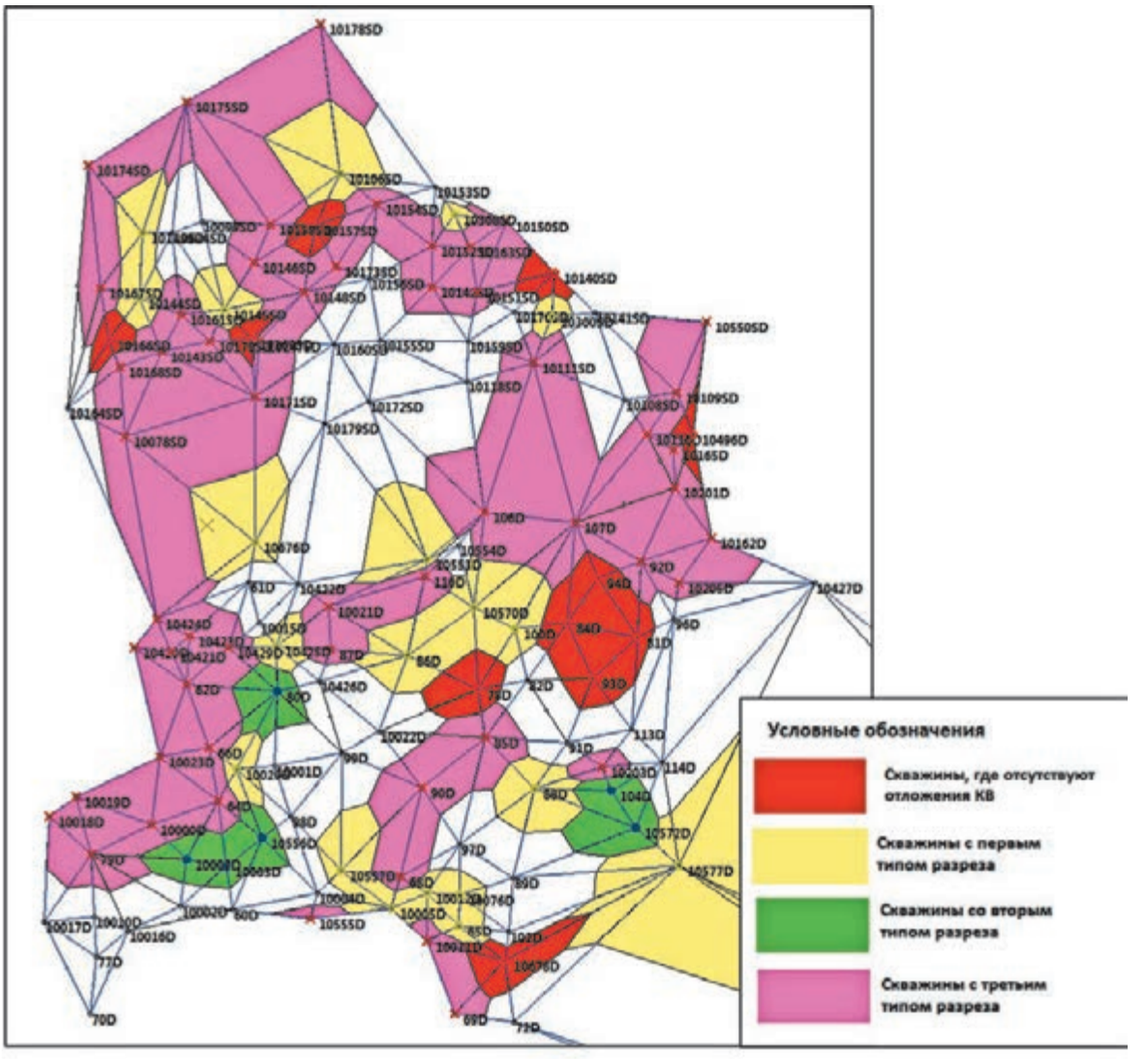


Рис. 7.
Группирование разрезов по их типам для скважин Даниловского и Северо-Даниловского месторождений

отнесение разрезов этих скважин к тому или иному типу является весьма условным.

На ***рис. 6*** схематично представлены три типа разрезов отложений коры выветривания и ДЮО, выделенные в скважинах Даниловского месторождения.

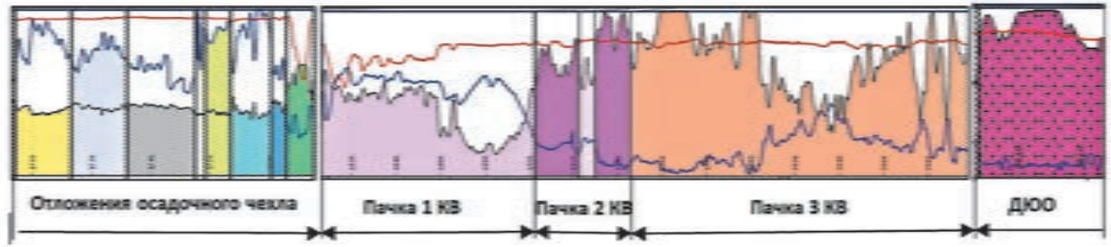
Таким образом, установлено, что геологические разрезы отложений коры выветривания коррелируются, и их условно можно разделить на 3 пачки пород, которые сложены в различной степени разрушенными и метаморфизованными породами осадочного чехла. В отличие от них породы доюрского основания представлены базальтами, порфирами и порфиритами.

Группирование разрезов по их типам и локализация по площади на примере Даниловского и Северо-Даниловского месторождений показаны на ***рис. 7***, где представлен анализ распространения типов разреза.

Следует отметить, что в анализе участвовали только разведочные скважины, поэтому с учетом полного фонда пробуренных на территории скважин локализация по типам примет более дифференцированный вид.

Участками красного цвета выделены зоны, в которых отложения коры выветривания полностью отсутствуют. В структурном плане это самое высокое положение кровли ДЮО.

Разрезы с первым типом выделены участками желтого цвета. Здесь присутствует только подошвенная часть пачки 1. Наблюдается последовательное понижение структурного плана. Участки разрезов второго типа выделены зеленым цветом, третьего типа – розовым. В структурном плане это самые пониженные зоны месторождений относительно кровли ДЮО. Участки белого цвета (не закрашенные) приурочены к скважинам, тип разреза



Сводный геолого-геофизический разрез отложений коры выветривания в полном объеме

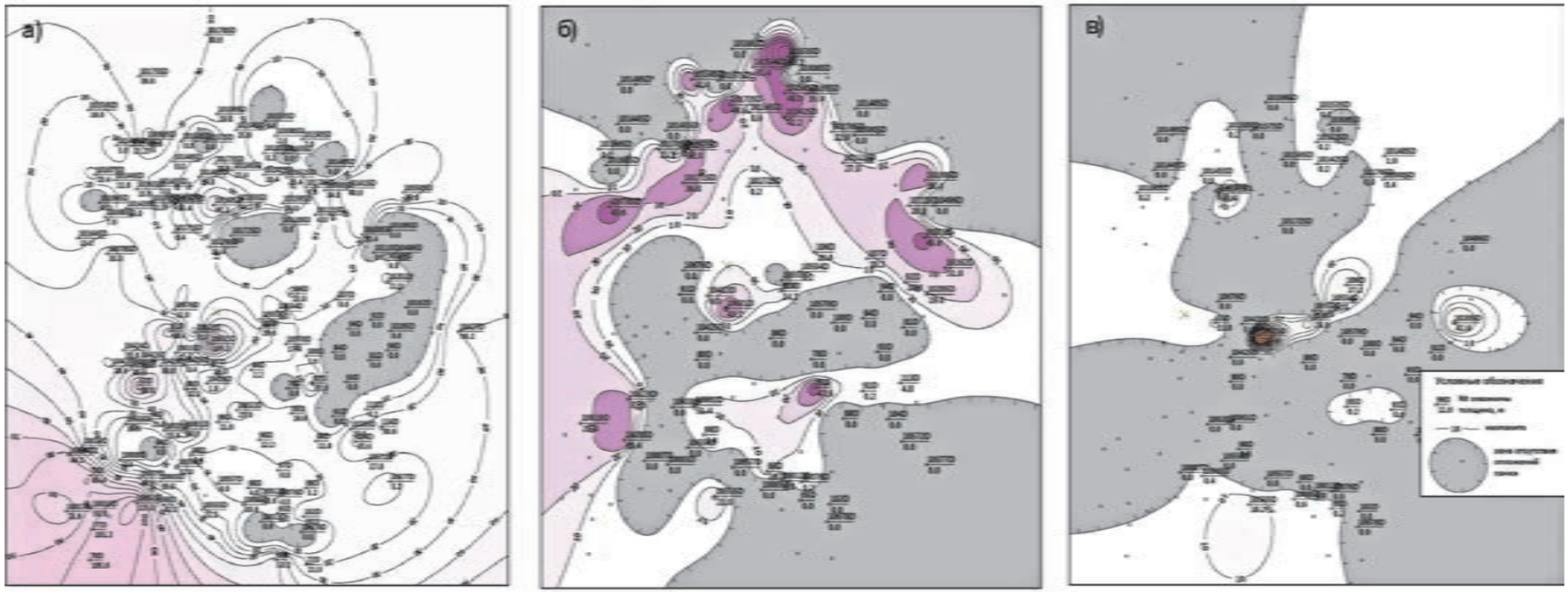


Рис. 8.
Карта общей толщины отложений коры выветривания: а – пачки 1, б – пачки 2, в – пачки 3 Даниловского и Северо-Даниловского месторождений

которых уверенно определить не удалось по причине низкой информативности кривых ГИС или не полного вскрытия разреза бурением.

Представительность каждой пачки коры выветривания в разрезе изучаемых отложений различна. Толщины пачек меняются в широких пределах. Выделены зоны полного отсутствия этих отложений. В этих местах породы ДЮО перекрываются юрскими породами осадочного чехла.

Территория месторождений подвергалась активным тектоническим инверсиям различной амплитуды, блоки отложениями заполнялись неравномерно. Анализ изменения толщины каждой из пачек отложений коры выветривания с учетом разведочных скважин показан на ***рис. 8***.

Результаты корреляции разрезов скважин коры выветривания и доюрского основания позволят выявлять нефтеперспективные зоны, качественно дифференцировать разрезы эксплуатационных скважин, в которых керновый материал чаще всего отсутствует

Пачка 1 сформировалась не повсеместно. Вокруг скв. № 64, 10011, 10678, 78, 91, 93, 84, 81, 94, 96, 92, 10205, 10161, 10496 и 10110 Даниловских и № 10109, 10172, 10118, 10140, 10163, 10153, 10157, 10169 и 10166 Северо-Даниловских локализованы зоны полного отсутствия отложений пачки 1 коры выветривания.

Максимальная толщина этой пачки представлена в разрезах скв. № 10021 (107,2 м), 10002 (115,8 м) и 70 (105,6 м), расположенных в западной и юго-западной частях Даниловского месторождения. Средняя толщина пачки 1, вскрытая бурением в представленных скважинах Даниловского и Северо-Даниловского месторождений, незначительна и составляет около 10–30 м.

Средняя **пачка 2** на территории Даниловского месторождения развита спорадически. Максимальная толщина этой пачки наблюдается в скв. № 85 (47,6 м), 10000 (39,4 м), 10021 (43,2 м) и 10201 (45,6 м). В остальной части средняя толщина составляет около 10 м.

На Северо-Даниловском месторождении пачка 2 различной толщиной присутствует практически во всех скважинах месторождения. Максимальная толщина пачки установлена в скв. № 10153 (83,2 м), 10173 (49,6 м), 10078 (45,6 м). Средняя толщина в остальных скважинах – около 20–30 м.

Зоны отсутствия пачки 2 определены в краевых участках Северо-Даниловского месторождения – на крайнем севере, крайнем западе и крайнем востоке.

Следует отметить, что в большинстве разведочных скважин пачка 3 не выделена по причине отсутствия геофизической информации. В случае размыва пород пачки 3 коры выветривания на карте общей толщины выделена зона отсутствия отложений. Отложения коры выветривания в полном объеме всех трех пачек вскрыты в скв. 10021 Даниловской. Пачка 3 КВ в этой скважине имеет максимальную толщину 153,4 м.

В скв. № 10555 (18,2 м), 110 (28,8 м), 10554 (24,4 м), 61 (13,0 м), 106 (27,2 м), 10205 Даниловских (41,6 м) и 10147 Северо-Даниловской (30,4 м) толщины значительно меньше. В остальных скважинах этих месторождений общая толщина составляет около 1 м.

Анализ карт общей толщины каждой из пачек отложений коры выветривания показывает, что заполнение отложениями различных участков изучаемой территории проходило неравномерно. В ряде случаев отложения продуктивных пластов тюменской и даниловской свит осадочного чехла непосредственно покрывают породы ДЮО. В структурном плане это самое высокое его положение.

Как отмечено выше, возможны различные варианты залегания первой пачки в том или ином объеме, второй и третьей непосредственно на отложениях доюрского основания. С ними связаны более погруженные участки доюрского основания. Все это свидетельствует о том, что амплитуды тектонических инверсий имели различный характер и различную величину. Иногда активность тектонических движений затухала. Образовывались относительно стабильные зоны, в которых сформировались пачки одинаковой толщины.

Проявление активной разноскоростной тектонической деятельности привело к разноскоростному процессу осадконакопления отложений осадочного чехла. Территория изучаемых месторождений имеет блоковое строение. Заполнение осадками разных блоков происходило по-разному. Поэтому в соседних блоках могут присутствовать или наоборот отсутствовать различные пачки как

коры выветривания, так и отложений осадочного чехла.

В процессе исследования геофизические кривые увязывались с сейсмическими профилями: по реперу 1 (линия Б на профиле и пласт желтого цвета на схеме корреляции), по пластам осадочного чехла П1, П2, Т1 и Т2. Результаты корреляции позволили определить границу между корой выветривания и ДЮО по сейсмофазам сейсмических профилей. Параллельность сейсмических фаз ниже поверхности А на сейсмических профилях, их четкая конформность подтверждают ранее сделанное заключение, что породы коры выветривания коррелируются.

Территория изучаемых месторождений Шаимского нефтегазоносного района в разном объеме заполнена породами коры выветривания. Согласно исследованиям керна и геофизическим характеристикам (***табл. 1***), коллекторские свойства этих пород улучшаются снизу вверх от подошвенной пачки 3 к кровельной – пачке 1. Также снизу вверх повышается наличие органического вещества, в керне присутствуют выпоты нефти, угольный материал. Притоки нефти получены из метаморфизованных пород низов осадочного чехла. В связи с этим перспективными по нефтеносности являются:

– отложения кровельной части пачки 1 коры выветривания, где присутствуют интервалы коллекторов-песчаников; нефтеносность которых подтверждена результатами опробования в ряде скважин.

– отложения пачки 2 низко проницаемые сланцевые породы с большим содержанием органического вещества, выпотами нефти на керне;

– наиболее погруженные участки структурного плана, где можно предполагать наличие пачек 1 и 2 отложений коры выветривания.

Результаты корреляции разрезов скважин коры выветривания и доюрского основания позволят выявлять нефтеперспективные зоны, качественно дифференцировать разрезы эксплуатационных скважин, в которых керновый материал чаще всего отсутствует.

Литература

1. Журавлев Е.Г., Лапинская Т.А., Файн Ю.Б. Газонефтеносность коры выветривания фундамента Шаимского района // Геология нефти и газа. 1973. № 6.
2. Сынгаевский П.Е., Хафизов С.Ф. Формация коры выветривания в осадочном цикле Западно-Сибирского бассейна // Геология нефти и газа. 1999. № 11.
3. Методические рекомендации к корреляции разрезов скважин // Под ред. И.С. Гутмана. М.: Недра. 2013.

UDC 553.98

I.S. Gutman, PhD, professor RGUNG[1], mail@ipne.ru
G.P. Kuznetsova, PhD, assistant professor RGUNG[1], gp_kuznetsova@mail.ru
A.V. Skorobogat`ko, head of prospecting LLC "LUKOIL–Engineering"[2], Aleksandr.Skorobogatko@lukoil.com

1. Gubkin Russian State Oil and Gas Ubiversity, RGUNG, 65, Leninsky Ave., Moskow, 119991, Russia; 2. LLC "LUKOIL–Engineering", 2, Suschevsky val, Moscow, 127055, Russia.

Methods of correlation deposits weathering crust and pre-Jurassic basement

Abstract. The article deals with the tracing of the division boundaries between sedimentary cover deposits, weathering crust and pre–Jurassic basement rocks. Methodical receptions weathering crust well log correlation are proposed. Shown on the example of the Danilov and North Danilov deposits joint analysis of the core, well logging and seismic surveys allows us to make the weathering crust well log correlation and to determine the pre–Jurassic basement boundary and to pick out four types of the weathering crust bedding and their localization. The correlation results together with the results of testing were used for the identification of oil–bearing part of the weathering crust.

Keywords: sedimentary cover; weathering crust; pre–Jurassic basement; foundation; correlation of well sections

References

1. Zhuravlev E.G., Lapinskaia T.A., Fain Iu.B. Gazoneftenosnost' kory vyvetrivaniia fundamenta Shaimskogo raiona [Oil and gas potential of the weathering crust basement area Shaim]. *Geologiia nefti i gaza*. 1973. № 6.
2. Syngaevskii P.E., Khafizov S.F. Formatsiia kory vyvetrivaniia v osadochnom tsikle Zapadno-Sibirskogo basseina [The formation of the weathering crust in the sedimentary cycle of the West Siberian basin]. *Geologiia nefti i gaza*. 1999. № 11.
3. *Metodicheskie rekomendatsii k korreliatsii razrezov skvazhin* [Guidelines for the correlation of well sections]. Pod red. I.S. Gutmana. M.: Nedra. 2013.

УДК 553.982.2

Е.Д. Глухманчук
канд. геол.-мин. наук
ООО «ЦГМ»[1]
директор
geomodeling@mail.ru

В.В. Крупицкий
ООО «ЦГМ»[1]
главный специалист
geomodeling@mail.ru

А.В. Леонтьевский
ООО «ЦГМ»[1]
главный специалист
geomodeling@mail.ru

Баженовская нефть – «сланцевые технологии» и отечественный опыт добычи*

1. ООО «Центр геологического моделирования». Россия, 628007, Ханты–Мансийск, ул. Дунина–Горкавича, 7, офис 14.

*Работа выполнена при поддержке РФФИ и Департамента образования и молодежной политики Ханты–Мансийского автономного округа – Югры, № 15–45–00082 р_урал_а.

Особенности, характеризующие специфику гидродинамических и геомеханических свойств пород, дают основание утверждать, что максимально рентабельная добыча баженовской нефти может быть достигнута на основе использования природных каналов фильтрации. Исходя из отечественного опыта добычи нефти баженовской свиты, при проектировании систем разработки необходима полная адаптация схем расположения добывающих скважин к каналам фильтрации как необходимое условие эффективного дренирования запасов

Ключевые слова: баженовская свита; сланцевые технологии; геомеханические свойства; плотность извлекаемых запасов; трещиноватость; каналы фильтрации

В ресурсной базе РФ преобладают месторождения с ТрИЗ (трудноизвлекаемыми запасами), наиболее сложным типом которых являются месторождения сланцевой нефти, в первую очередь – баженовской свиты. По наиболее распространенным оценкам она содержит порядка 20 млрд т нефти [1]. При этом за 45-летнюю историю разработки месторождений баженовской свиты добыто 13,3 млн т на режиме истощения упругой энергии залежей. Причина – низкая проницаемость глинисто-карбонатно-кремнистых пород, определяющая нерентабельность добычи стандартными технологиями.

Выход из создавшейся ситуации нефтедобывающие компании (особенно, государственные) до введения санкций видели не в разработке собственных технологий, а в создании совместных предприятий с западными партнерами в целях использования уже отработанных решений в добыче «сланцевой нефти». Введение санкций к российской нефтяной промышленности в полной мере охватило запрет на предоставление технологий добычи сланцевой нефти. Изложенные обстоятель-

ства требуют более предметного рассмотрения возможности применимости «сланцевых технологий» (СТ) – многостадийного ГРП в горизонтальных скважинах к месторождениям баженовской свиты, а также комплексного анализа результатов использованных отечественных технологических решений в освоении месторождений баженовской нефти.

В проблеме применимости СТ к добыче баженовской нефти необходимо отметить два фактора. Во-первых, СТ основана на проведении многостадийного ГРП в горизонтальных скважинах в наиболее прочных породах центральной части продуктивных комплексов (известняки, песчаники), что обеспечивает относительную устойчивость приточности скважин. В баженовской свите таких пластов нет. Более того, ее центральная, наиболее нефтенасыщенная часть представлена глинами с аномально высокой сжимаемостью. По данным ОАО «Сургутнефтегаз» сжимаемость различных литотипов пород баженовской свиты в упругопластичной области различается в 20 раз (от $0{,}5 \cdot 10^{-3}$ МПа$^{-1}$ до $12 \cdot 10^{-3}$ МПа$^{-1}$). Максимальная сжимаемость характерна для существенно глинистых литотипов, преобладающих в верхней и средней частях баженовской свиты.

Геомеханические исследования свойств пород баженовской свиты показали, что даже при напряжениях, отвечающих небольшим депрессиям 20–25 атм эти породы начинают «ползти» [2]. В результате при выработке запасов по мере падения текущего пластового давления форма кривых восстановления давления в скважинах меняется, появляются разнонаклонные участки, близкие по форме к коллекторам с двойной средой [3]. Следствием столь уникальных геомеханических свойств баженовской свиты является неустойчивость проницаемости формирующихся в результате ГРП техногенных трещин. Негативная роль этого фактора подтверждается результатами ГРП в наклонных и горизонтальных скважинах на ряде месторождений. Таким образом, с технологических позиций баженовская свита по своему строению и геомеханическим свойствам пород является полным антиподом основного объекта «сланцевой добычи» – Среднего Бакена (Северная Дакота, США), на котором отрабатывались «сланцевые технологии».

Вторым фактором, ограничивающим возможность добычи нефти баженовской свиты с помощью СТ, является низкая плотность извлекаемых запасов. Так, по результатам эксплуатации Салымского месторождения, при начальных пластовых давлениях 470 атм плотность извлеченных запасов составила 20 тыс. т/км^2. На Лебяжьем месторождении при начальных пластовых давлениях 330 атм плотность извлеченных запасов составила 10 тыс. т/км^2, в результате полной выработки упругой энергии на обоих месторождениях – пластовые давления упали ниже давления насыщения до 100–120 атм. При добыче нефти по СТ в целях равномерного охвата продуктивного комплекса трещинами ГРП в США (Северная Дакота) средняя плотность разбуривания составляет 20 га/скв. с длиной горизонтального ствола 1 км и 10 портами ГРП. Исходя из полученных оценок плотности извлеченных запасов и такой плотности разбуривания, накопленный отбор на одну горизонтальную скважину, добывающую нефть в баженовской свите, составит 2–4 тыс. т, что более чем на порядок меньше уровня рентабельной добычи. В этой связи необходим детальный анализ имеющихся результатов добычи нефти баженовской свиты как основы для выработки собственных эффективных технологических решений.

С этой целью были проанализированы результаты испытаний и добычи более 150 скважин, эксплуатировавших залежи баженовской свиты на 7 месторождениях. Наиболее масштабные по объему бурения, добыче и продолжительности эксплуатации работы проводились на Салымском месторождении. Месторождение уникально по энергетике залежи – начальное пластовой давление составляло 470 атм. Аналогом его является Ай-Пимское месторождение, довольно успешно разрабатываемое ОАО «Сургутнефтегаз». За весь период разработки на Салымском месторождении добыто более 2 млн т нефти 80 наклонно-направленными скважинами. Таким образом, после полной выработки упругой энергии залежи средний накопленный отбор нефти на одну скважину составил 25 тыс. т, а плотность извлеченных запасов – 20 тыс. т/км^2. Характерным результатом разработки являлось неравномерное распределение накопленных отборов по скважинам – 10% «золотых» скважин добыли более 80% нефти.

По результатам специализированной обработки и интерпретации данных сейсморазведки 3D, проведенных в ООО «ЦГМ», Салымское месторождение имеет типичную для месторождений Западной Сибири трещинно-блоковую структуру, выраженную в структуре неоднородности волнового поля (***рис. 1***). Блоковая структура образована одной генерацией разрывных нарушений ранних стадий развития (по С.И. Шерману), состоящей из

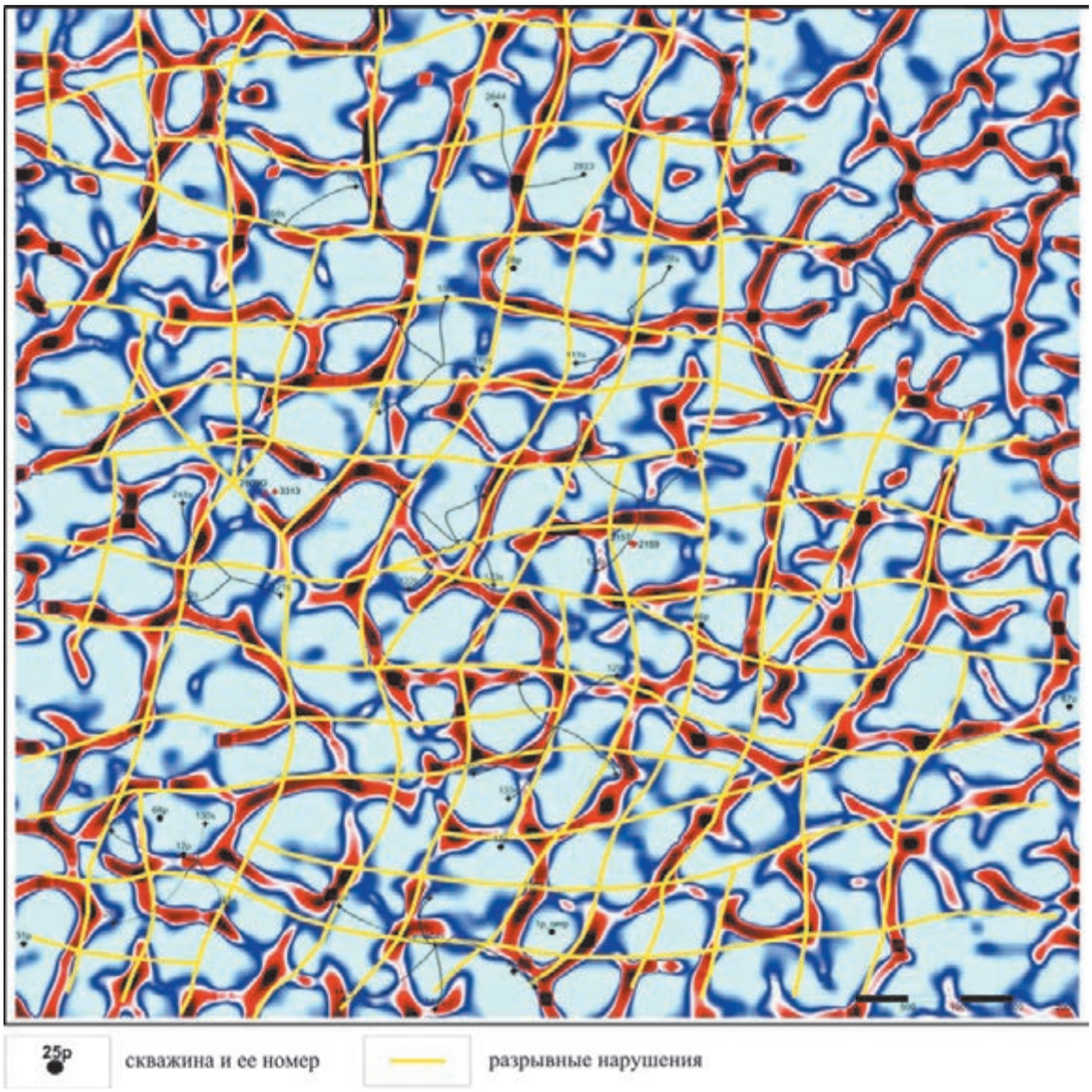


Рис. 1.
Сопоставление структуры неоднородности волнового поля с закартированными зонами трещиноватости (разрывными нарушениями)

двух систем трещиноватости. При разработке месторождений в гидродинамическом плане они проявляют себя как высокопроницаемые каналы фильтрации. В начальной стадии разработки традиционных месторождений это приводит к неравномерному отбору по скважинам, в завершающей стадии при заводнении залежи формируются «кинжальные» прорывы воды. Например, по результатам закачки индикаторов в меловые пласты Мамонтовского месторождения рассчитано, что 42% воды движется по каналам фильтрации [4], а проницаемость каналов в лучших поровых коллекторах Самотлорского месторождения составляет 30–50 Д [5].

Анализ результатов отбора нефти на Салымском месторождении с позиций трещинно-блокового строения месторождения показал, что «золотые» скважины находятся на расстоянии до 100 м от осей зон трещиноватости и, по большей части, в разломных узлах (***рис. 2***). На таком же расстоянии от зон трещиноватости находятся еще 19 скважин, не отличающихся по накопленным отборам от более удаленных. Таким образом, только 30% скважин, вскрывших продуктивные отложения вблизи зон трещиноватости, были подключены к высокопроизводительным каналам фильтрации. Такой же результат вскрытия зон трещиноватости получен на других месторождениях и обусловлен следующим обстоятельством. Наиболее приточные интервалы приурочены к подошвенной части баженовской и кровельной части абалакской свит. Это наиболее закарбонатизиро-

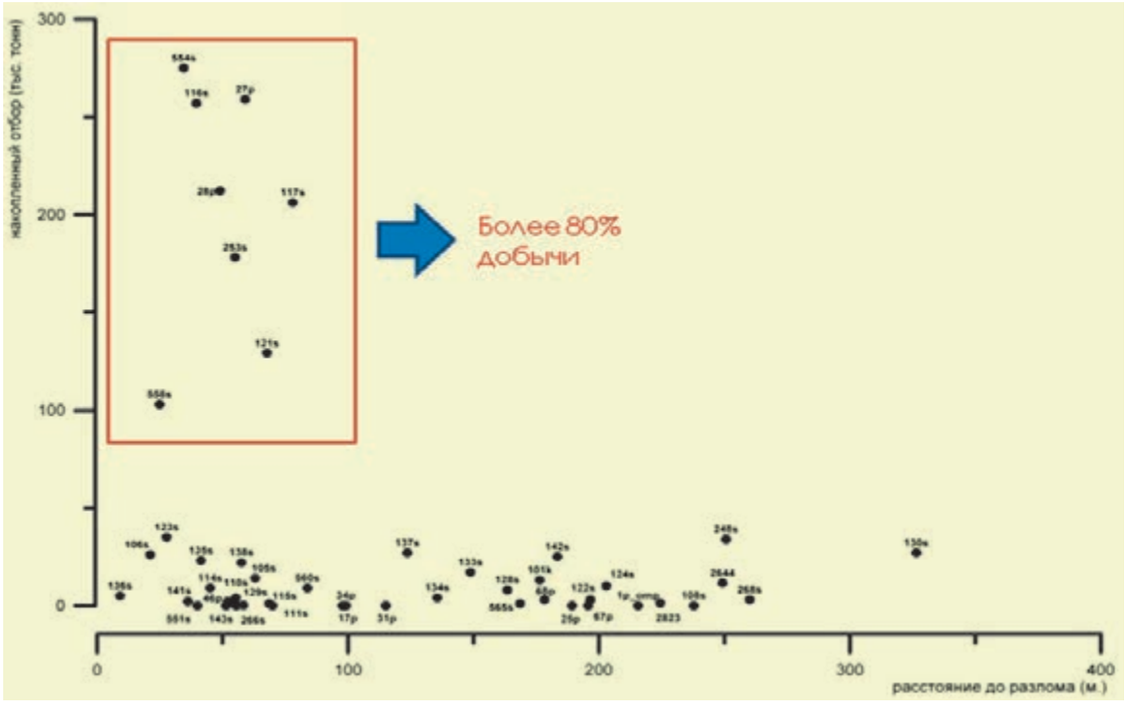


Рис. 2.
График зависимости накопленного отбора скважинами от расстояния до разлома (зон трещиноватости)

ванная часть разреза, в максимальной степени подвергнутая деформациям межслоевого сдвигания [6]. По результатам специализированного описания керна величина удельной поверхности трещин скалывания составляет в зоне межслоевого сдвига (ЗМС) 2–2,5 $м^2/м^3$, а распределение углов их наклона сопряженных трещин и направленность смещений указывает на сдвиговый характер деформаций [7, 8]. В большинстве случаев для пород этого интервала характерна перемятость, обломочное строение, наличие многочисленных деформированных зеркал скольжения на трещинах скалывания, брекчиевидность. По опыту освоения залежей баженовско-абалакского комплекса на месторождениях Красноленинского свода, для получения промышленных притоков в зонах трещиноватости из этого интервала в 50% случаев необходимо проведение узконаправленных кислотных обработок в целях «подключения» скважин к каналам фильтрации. В большинстве же «неподключенных» скважин этот интервал не вскрывался или кислотные обработки не производились.

При разбуривании баженовских месторождений в процессе выработки запасов отмечается общая закономерность в поведении пластовых давлений. Их значения в каждой вновь пробуренной скважине оказываются ниже, чем в предыдущей. На разрабатываемых месторождениях эта закономерность проявляет себя на расстояниях между скважинами в несколько километров. На ***рис. 3*** помещен график зависимости текущих пластовых давлений в скважинах от суммарной величины произведенного отбора на опытно-промышленном участке Салымского месторождения. Эти данные показывают, во-первых, минимальную дисперсию снижающихся в процессе отбора текущих давлений в «золотых скважинах» Во-вторых, падение давления с повышенной дисперсией отмечается и в низкодебитных скважинах, пробуренных на различных удалениях от каналов фильтрации. Таким образом, несмотря на увеличенную (по сравнению с высокопродуктивными скважинами) дисперсию пластовых давлений, в целом происходило дренирование матрицы внутри блоков при отборе основного объема нефти в зонах трещиноватости. Из полученных данных следует, что при размещении скважин только в зоны трещиноватости можно достичь максимально эффективной и полной выработки запасов.

Месторождения в баженовской свите на Красноленинском своде характеризуются более низкими начальными пластовыми давлениями (310–330 атм) и, соответственно, пористостью нефтенасыщенных пород до 4%. Однако интенсивность межслоевых деформаций послесеноманского возраста здесь существенно выше – по материалам сейсморазведки 2D и 3D – над осями поднятий

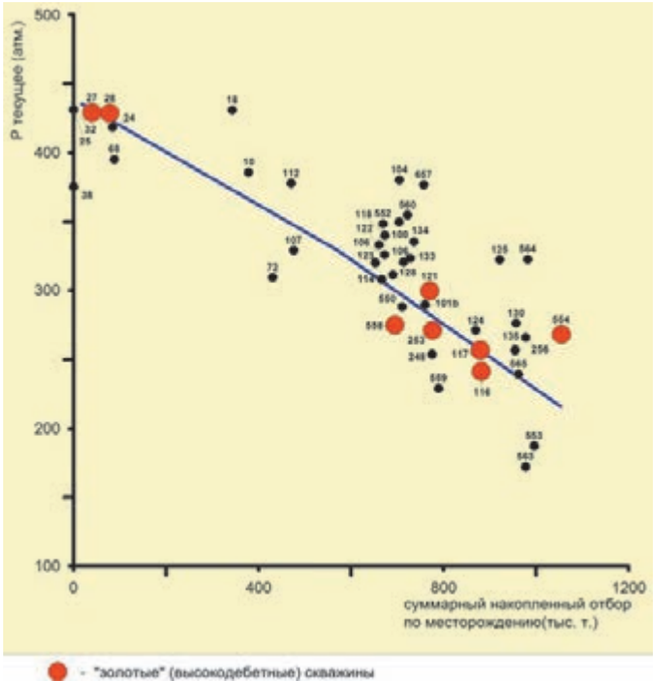


Рис. 3.
График зависимости текущих пластовых давлений в скважинах от накопленного отбора по месторождению

практически повсеместно наблюдаются образованные в предсеноманское время грабенообразные клиновидные структуры в меловых отложениях [6]. В освоении месторождений баженовской свиты этого типа использовались два вида геолого-технологических мероприятий – глинокислотная обработка (ГКО) подошвы баженовской свиты и ГРП в ее средней части. Так, например, Лебяжье месторождение осваивалось посредством проведения ГКО, при этом скважины размещались в значительной мере в зоны трещиноватости. Несмотря на то, что размещение скважин производилось на основе сейсморазведки 2D, из 13 скважин с помощью ГКО 4 были подключены к каналам фильтрации. Средний накопленный отбор в них составил 76 тыс. т, что обеспечило 85% всего накопленного отбора по месторождению. В целом же по итогам разработки средний накопленный отбор по всему фонду добывающих скважин составил 27,5 тыс. т, а плотность извлекаемых запасов – 10 тыс. т/км^2. Закачка индикатора после прекращения добычи в одну из высокопродуктивных скважин установила наличие канала фильтрации между высокопродуктивными скважинами протяженностью более 4 км и проницаемостью 37–50 Д. Объем канала составляет 28 м^3. Таким образом, после полной выработки упругой энергии залежи, несмотря на произошедший рост эффективных напряжений и небольшой объём, канал сохранил свою проницаемость.

На соседнем Пальяновском месторождении скважины так же размещались в зоны трещиноватости. Перед бурением новых скважин была проведена глинокислотная обработка в бездействующих скважинах, расположенных вблизи зон трещиноватости. В результате ее проведения в двух скважинах начались интенсивные поглощения, что подтвердило высокую проницаемость каналов фильтрации на этом месторождении, несмотря на сниженное пластовое давление. Из пяти вновь пробуренных в зоны трещиноватости скважин, в двух так же отмечалось интенсивное поглощение бурового раствора при проходке зоны межслоевого сдвигания, что свидетельствует о вскрытии ими каналов фильтрации. Однако освоение скважин после обсадки производилось посредством ГРП в широком интервале перфорации, включающем глинистые породы. Вследствие этого произошло резкое, в течение месяца, падение дебита и прекращение фонтанирования. Только в одной скважине, где не удалось подавить поглощение в процессе бурения, был получен устойчивый приток **в открытом** стволе в подошвенной части баженовской свиты. Таким образом, применение ГРП в широком интервале, включающем в себя слабопрочные сжимаемые глины, не приводит к подключению к каналам фильтрации и, как следствие, не обеспечивает устойчивой добычи.

Все отмеченные особенности, характеризующие специфику гидродинамических и геомеханических свойств пород, дают основание утверждать, что максимально рентабельная добыча баженовской нефти может быть достигнута на основе использования природных каналов фильтрации. Для этого скважины размещаются в пересечениях каналов фильтрации в разломных узлах со средней плотностью 2 км^2 на скважину, что обеспечит накопленный отбор 20–40 тыс. т. В этом случае конечной целью ГТМ должно быть не формирование техногенных трещин в глинистых частях разреза, а подключение скважин к трещинно-кавернозному коллектору, развитому в карбонатизированной части баженовской свиты в зонах трещиноватости. Иными словами, исходя из отечественного опыта добычи нефти баженовской свиты, при проектировании систем разработки необходима полная адаптация схем расположения добывающих скважин к каналам фильтрации как необходимое условие эффективного дренирования запасов.

Литература

1. Ампилов Ю.П. Сланцевая нефть России //Oil @ Gas journal Russia. 2015. № 3. С. 24–30.
2. Карев В.И., Коваленко Ю.Ф., Кулинич Ю.В., Негомедзянов В.Р., Харламов К.Н. Нуряев А.С. Исследование и прогнозирование устойчивости стволов горизонтальных скважин, бурящихся на депрессии //Технологии ТЭК. 2004. № 5. С. 18–23.
3. Юсупов К.С., Черемисин Н.А. Геолого-гидродинамическая модель коллектора залежи нефти баженовской свиты Салымского месторождения «Особенности подсчета запасов нефти в баженовских отложениях Западной Сибири». Тюмень: СибНИИНП. 1985. С.54–66.
4. Тян Н.С., Шабловский В.Н., Манаков Т.Ф. и др. Результаты совершенствования системы разработки горизонта $БС_{10}$ Мамонтовского месторождения //Нефтепромысловое дело. 1999. № 5. С. 22–28.
5. Шпуров И.В., Ручкин А.А., Мосунов А.Ю. Сравнительный анализ методов повышения нефтеотдачи пластов Самотлорского месторождения //Нефтяное хозяйство. 1997. № 10. С. 27–32.
6. Глухманчук Е.Д., Леонтьевский А.В., Крупицкий В.В. Межслоевой сдвиг в породах баженовской свиты как региональный фактор внутриформационного разрывообразования //Недропользование XXI век. 2014. № 5. С. 24–26.
7. Глухманчук Е.Д. Методика анализа тектонических деформаций платформенных складок Западно-Сибирской плиты. Новосибирск. 1989. 104 с.
8. Глухманчук Е.Д. О региональном проявлении межслоевых деформаций в осадочном чехле Западно-Сибирской плиты //Тектоника платформенных областей Сибири. Труды ИГиГ. Вып. 728. 1988. С. 87–96.

UDC 553.982.2

E.D. Gluhmanchuk, PhD, director of the Centre for geological modeling[1], geomodeling@mail.ru.
V.V. Krupizkyi, chief specialist Centre for geological modeling[1], geomodeling@mail.ru.
A.V. Leontyevskyi, chief specialist Centre for geological modeling[1], geomodeling@mail.ru.

1. LLC "Center for geological modeling". 7, office 14, Dunina–Gorkavicha street, Khanty–Mansiysk, 628007, Russia.

Bazhenov oil – "shale technology" and domestic experience production

Abstract. Features that characterize the specificity of the hydrodynamic and biomechanical properties of the rocks, give grounds to assert that the most cost–effective production of the Bazhenov oil can be achieved through the use of natural filtration channels. Based on the experience of domestic oil Bazhenov formation, the design of development systems need full adaptation layouts wells to filter channels as a prerequisite for effective drainage of reserves

Keywords: Bazhenov formation; shale technology; geomechanical properties; density of recoverable reserves; fracture; channel filtering

References

1. Ampilov Iu.P. Slantsevaia neft' Rossii [Shale oil Russia]. ***Oil @ Gas journal Russia***. 2015. № 3. S. 24–30.
2. Karev V.I., Kovalenko Iu.F., Kulinich Iu.V., Negomedzianov V.R., Kharlamov K.N. Nuriaev A.S. Issledovanie i prognozirovanie ustoichivosti stvolov gorizontal'nykh skvazhin, buriashchikhsia na depressii [Research and forecasting the stability of trunks horizontal wells drilled underbalanced]. ***Tekhnologii TEK***. 2004. № 5. S. 18–23.
3. Iusupov K.S., Cheremisin N.A. ***Geologo-gidrodinamicheskaia model' kollektora zalezhi nefti bazhenovskoi svity Salymskogo mestorozhdeniia. Osobennosti podscheta zapasov nefti v bazhenovskikh otlozheniiakh Zapadnoi Sibiri*** [Geological and hydrodynamic model of the reservoir oil deposits of Bazhenov suite Salym. Features of calculation of reserves of oil in Bazhenov suite in Western Siberia]. Tiumen': SibNIINP. 1985. S.54–66.
4. Tian N.S., Shablovskii V.N., Manakov T.F. i dr. Rezul'taty sovershenstvovaniia sistemy razrabotki gorizonta BS_{10} Mamontovskogo mestorozhdeniia [The results improve the system development horizon BS_{10} Mamontovskoe field]. ***Neftepromyslovoe delo***. 1999. № 5. S. 22–28.
5. Shpurov I.V., Ruchkin A.A., Mosunov A.Iu. Sravnitel'nyi analiz metodov povysheniia nefteotdachi plastov Samotlorskogo mestorozhdeniia [Comparative analysis of methods of enhanced oil recovery Samotlor field]. ***Neftianoe khoziaistvo***. 1997. № 10. S. 27–32.
6. Glukhmanchuk E.D., Leont'evskii A.V., Krupitskii V.V. Mezhsloevoi sdvig v porodakh bazhenovskoi svity kak regional'nyi faktor vnutriformatsionnogo razryvoobrazovaniia [Interlayer shift in the rocks of the Bazhenov formation as a regional factor faulting intraformational]. ***Nedropol'zovanie XXI vek***. 2014. № 5. S. 24–26.
7. Glukhmanchuk E.D. ***Metodika analiza tektonicheskikh deformatsii platformennykh skladok Zapadno-Sibirskoi plity*** [Technique of the analysis of tectonic deformations platform folds of the West Siberian Plate]. Novosibirsk. 1989. 104 s.
8. Glukhmanchuk E.D. O regional'nom proiavlenii mezhsloevykh deformatsii v osadochnom chekhle Zapadno-Sibirskoi plity [On a regional manifestation of interlayer deformations in sedimentary cover of the West Siberian Plate]. ***Tektonika platformennykh oblastei Sibiri***. Trudy IGiG. Vyp. 728. 1988. S. 87–96.

УДК 553.04

И.В. Шпуров
канд. геол.-мин. наук
ФБУ «ГКЗ»[1]
генеральный директор
ShpurovIV@gkz-rf.ru

В.Г. Браткова
ФБУ «ГКЗ»[1]
отдел мониторинга, анализа и методологии
начальник отдела
bratkova@gkz-rf.ru

Ключевые решения новой классификации запасов и ресурсов нефти и газа и результаты ее апробации

1. Россия, 119180, Москва, ул. Большая Полянка, 54, стр. 1.

Ввод новой классификации запасов в современных условиях жизненно необходим. Основная цель – обеспечить переход от административного регулирования недропользования к механизму, основанному на геолого- и технико-экономической оценке возможности разработки запасов полезных ископаемых. В результате большого труда созданы документы принципиально нового, революционного содержания, поддержанные всеми основными компаниями-недропользователями и государственными органами исполнительной власти. Возможность обеспечения уровней добычи, предусмотренных энергетической стратегией РФ при сегодняшнем уровне цен, может быть обеспечена за счет стимулирования вовлечения в разработку малоэффективных запасов, разработка которых в настоящее время нерентабельна. Важнейшим вопросом в этом смысле является адрес и объем необходимых мер государственной поддержки

Ключевые слова: углеводородное сырье; запасы и ресурсы; новая классификация запасов; трудноизвлекаемые запасы; нормативно–методические документы

Известно, что Россия обладает одними из самых больших в мире запасов углеводородного сырья. Обеспеченность запасов промышленных категорий ($АВС_1$) по газу составляет 77 лет, по нефти – 36 лет (***рис. 1***). Ежегодный прирост запасов с 2006 г., как по газу, так и по нефти полностью компенсирует добычу (***рис. 2***). Вместе с тем, как среди недропользователей, так и со стороны государства нарастает неудовлетворенность действующей классификацией, в основе своей существующей еще с 1983 г. и не учитывающей современные тенденции, а именно:

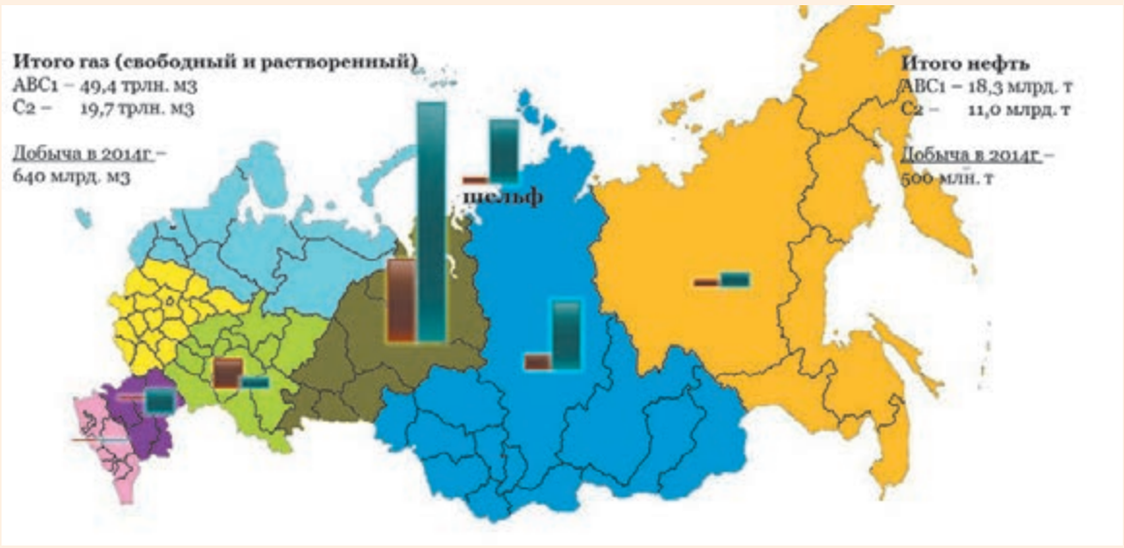


Рис. 1.
Объем запасов углеводородов по данным государственного баланса запасов РФ на 1 января 2015 г.

– существующую глобальную экономическую конъюнктуру и финансовые риски, с которыми в повседневной практике сталкиваются недропользователи;

– возможность государства с одной стороны оценивать кратко- и среднесрочные, а иногда и долгосрочные перспективы. С другой стороны – иметь базу, достоверные расчеты и необходимые обоснования для возможностей налогового или иного регулирования отрасли с целью вовлечения в разработку дополнительных запасов углеводородного сырья.

Особенно остро эти вопросы касаются нефти. Так, например, в настоящее время в разработке находится лишь 13,1 млрд т нефти, или 45% от всего потенциала сырьевой базы (***рис. 3***). Остальные запасы по разным причинам не вовлечены в разработку. Отсутствие современной методики экономической оценки при проектировании разработки месторождений приводит к существенному завышению оценок добычи нефти и капитальных затрат, в частности бурения в среднесрочной перспективе. Так за последние 5 лет фактические объемы бурения отстают от проектных в 2 раза, а добыча нефти на 23% (***рис. 4***). Конечно, такое «планирование» не выгодно ни государству, ни компаниям.

Именно поэтому ввод новой классификации запасов (НКЗ) в современных условиях не просто очень важен, а жизненно необходим.

В 2016 г. в соответствии с приказом МПР от 01.11.2013 № 477 [1] в действие вступит новая классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов. Классификация разработана в соответствии с решением комиссии ТЭК при президенте РФ от 13.02.2013.

Основная цель, которую призвана достичь новая классификация – обеспечить переход от административного регулирования недропользования к механизму, основанному на геолого- и технико-экономической оценке возможности разработки запасов полезных ископаемых. Основные решаемые задачи при этом следующие:

– дальнейшее повышение достоверности запасов и качества кратко- и среднесрочного государственного планирования налоговых поступлений от добычи углеводородного сырья;

– совершенствование механизма государственного регулирования вовлечения в разработку низкоэффективных и трудноизвлекаемых запасов;

– снижение административных барьеров и обеспечение прозрачного администрирования льготируемых параметров;

– гармонизация с международными системами.

Новая классификация базируется на нескольких ключевых принципах:

• во-первых, в ее основу положены требования к геологическому изучению и разработке месторождений, основанные на современных знаниях и технологиях добычи и освоения месторождений углеводородного сырья;

• во-вторых, главенствующим остается принцип рациональной разработки месторождений углеводородного сырья. Это контролируется технологическим коэффициентом нефтеизвлечения;

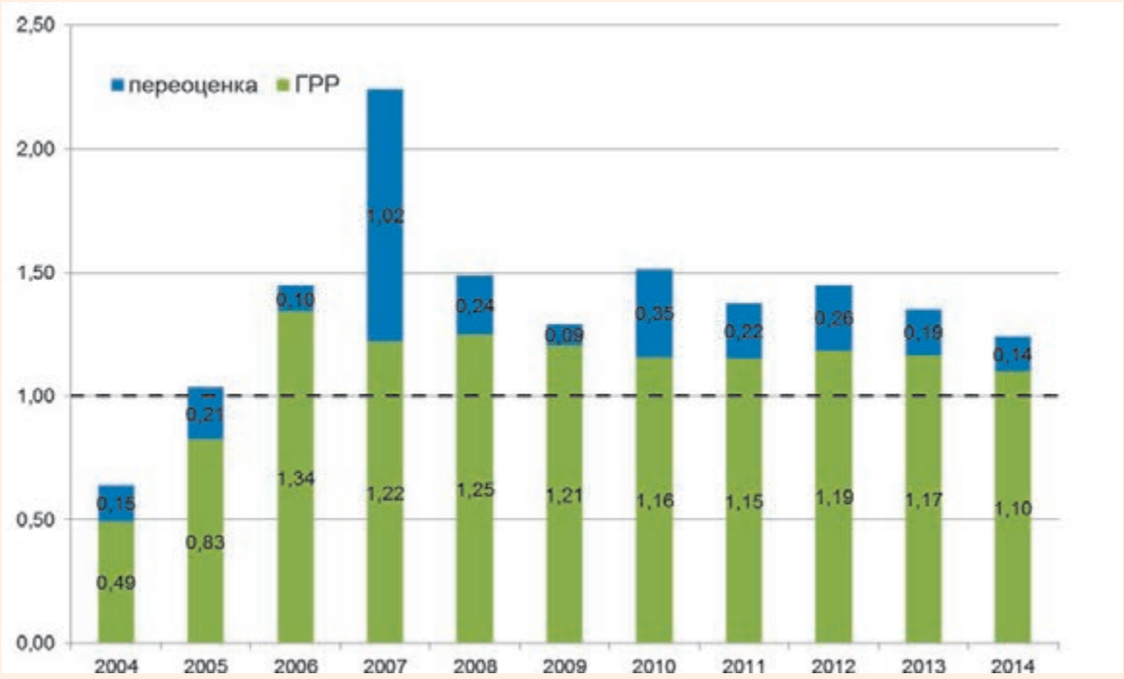


Рис. 2.
Воспроизводство минерально-сырьевой базы по нефти

• в-третьих, для кратко- и среднесрочного планирования используются современные экономические модели, позволяющие оценить эффективность того или иного мероприятия по повышению эффективности разработки месторождения. Для этого в новой классификации вводится новое понятие: извлекаемые запасы (КИН) за рентабельный срок эксплуатации месторождения.

Следует особо отметить, что именно в этом заложен пусковой механизм влияния государства на рациональную выработку запасов углеводородов. К примеру, если в процессе проектирования или анализа разработки выявляется существенная разница между рентабельными и технологическим запасами, следовательно, возникает риск нерациональной разработки месторождений, государство может принять меры налогового или какого-либо иного стимулирования недропользователей с целью вовлечения дополнительных запасов углеводородов в разработку, являющихся в настоящее время нерентабельными. В результате будут созданы условия, предотвращающие как выборочную отработку отдельных наиболее продуктивных частей залежей, так и риски разбалансировки системы разработки на поздних стадиях освоения месторождения, когда в результате низкой рентабельности выбывает из действующего фонда большое количество скважин. Конечно, такой подход требует, с одной стороны, постоянного диалога недропользователя и государства о принятии необходимых стимулирующих мер, а с другой стороны – постоянного контроля за выполняемыми решениями. Важнейшим в данном случае является то обстоятельство, что документом, фиксирующим договоренности государства и недропользователя и определяющим их взаимоотношения и взаимные обязательства, является технологический документ на разработку месторождения, разработанный недропользователем и утвержденный уполномоченными государственными органами. Вообще, объективно говоря, такой подход широко известен в мировой практике и применяется в различных странах, таких, например, как Норвегия. Главное его преимущество заключается в том, что для всех заинтересованных сторон устанавливаются четкие и понятные правила. Для государства возникает возможность прозрачного и объективного налогового, социально-экономического планирования, создания инфраструктурных проектов. Минимизируется возможность субъективного подхода при лоббировании налоговых, таможенных и иных льгот.

Таким образом, механизм, заложенный в новой классификации, становится основой для принятия объективных, не ангажированных управленческих решений в сфере недропользования и стимулирования освоения трудноизвлекаемых запасов углеводородов.

Вместе с тем, такая постановка задачи требует переосмысления большинства дей-

Степень промышленного освоения По данным государственного баланса запасов	Начальные извлекаемые запасы , млн.т		накопленная добыча, млн.т	отбор от начальных извлекаемых запасов, %		Извлекаемые запасы на 1.01. 2013г, млн.т		
	A+B+C1	A+B+C1+C2		A+B+C1	A+B+C1+C2	A+B+C1	C2	A+B+C1+C2
Всего запасов	40 520	51 620	22 220	55	43	18 300	11 100	29 400
Разрабатываемые запасы	35 360	38 060	22 220	63	58	13 140	2 700	15 840
Неразрабатываемые запасы	5 160	13 560				5 160	8 400	13 560
Доля неразрабатываемых	13%	26%				28%	76%	46%

Рис. 3.
Распределение извлекаемых запасов нефти РФ по степени их промышленного освоения на 1 января 2015 г.

ствующих в данной сфере нормативно-правовых документов и приведения к современным требованиям методических рекомендаций. Особенно важно, чтобы такие документы были подготовлены с учетом современного уровня развития знаний и технологий и служили стимулом их дальнейшего развития. Именно такая ключевая цель была заложена в основу всей поистине гигантской работы по созданию принципиально новой нормативно-правовой и методической базы, обеспечивающей ввод и функционирование новой классификации запасов углеводородного сырья.

В процессе работы были усовершенствованы нормативно-методические документы по применению НКЗ, а именно: Порядок применения НКЗ, Правила разработки, Правила проектирования разработки, Макет государственного баланса запасов, Методические рекомендации по геологическому моделированию, обоснованию КИГ и КИК, экономической оценке извлекаемых запасов и Апробация программных продуктов. Приведены в соответствие с требованиями НКЗ следующие документы нормативно-правовой базы:

• постановление Правительства РФ № 94 «Правила определения размера разовых платежей за пользование недрами» [2];

• постановление Правительства РФ № 69 «О государственной экспертизе запасов полезных ископаемых, геологической, экономической и экологической информации о предоставляемых в пользование участках недр, об определении размера и порядка взимания платы за ее проведение» [3];

• постановление Правительства РФ № 118 «Положение о подготовке, согласовании и утверждении технических проектов разработки месторождений полезных ископаемых и иной проектной документации на выполнение работ, связанных с пользованием участками недр, по видам полезных ископаемых и видам пользования недрами» [4];

• приказ МПР № 34 «Требования к составу и правилам оформления представляемых на государственную экспертизу материалов по подсчету и государственному учету запасов нефти и горючих газов» [5];

• приказ МПР № 232 «Методика расчета минимального (стартового) размера разового платежа за пользование недрами» [6];

• приказ Росстата № 5 «Об утверждении статистического инструментария для организации Роснедрами федерального статистического наблюдения за состоянием и изменением запасов нефти, газа, конденсата, этана, пропана, бутанов, серы, гелия, азота, углекислого газа, примесей ванадия и никеля в нефти» [7].

Над текстом документов работала авторская группа, состоящая из 62 признанных экспертов в области подсчета запасов и проектирования разработки. Разработанные документы обсуждались более чем на 20 совещаниях рабочих групп, в состав которых входило более 250 человек, представлявших экспертное сообщество и основные компании-недропользователи. Затем документы были вынесены на широкое общественное обсуждение, результатом которого стало поступление более 2000 замечаний и предложений к тексту разработанных документов. Необходимо сказать, что все они были детально проанализированы и учтены при формировании окончательных документов. Не будет преувеличением сказать, что такой большой труд был выполнен в рекордно короткие сроки. В результате были созданы документы принципиально нового, без преувеличения, революционного содержания, поддержанные как всеми основными компаниями-недропользователями, так и государственными органами исполнительной власти.

Результатом общественного обсуждения нормативно-методических документов с ведущими экспертами ТЭК и компаниями-пользователями недр стали предложения по решению ключевых вопросов недропользования, таких как: расширение возможности для недропользователей по подбору эффективных

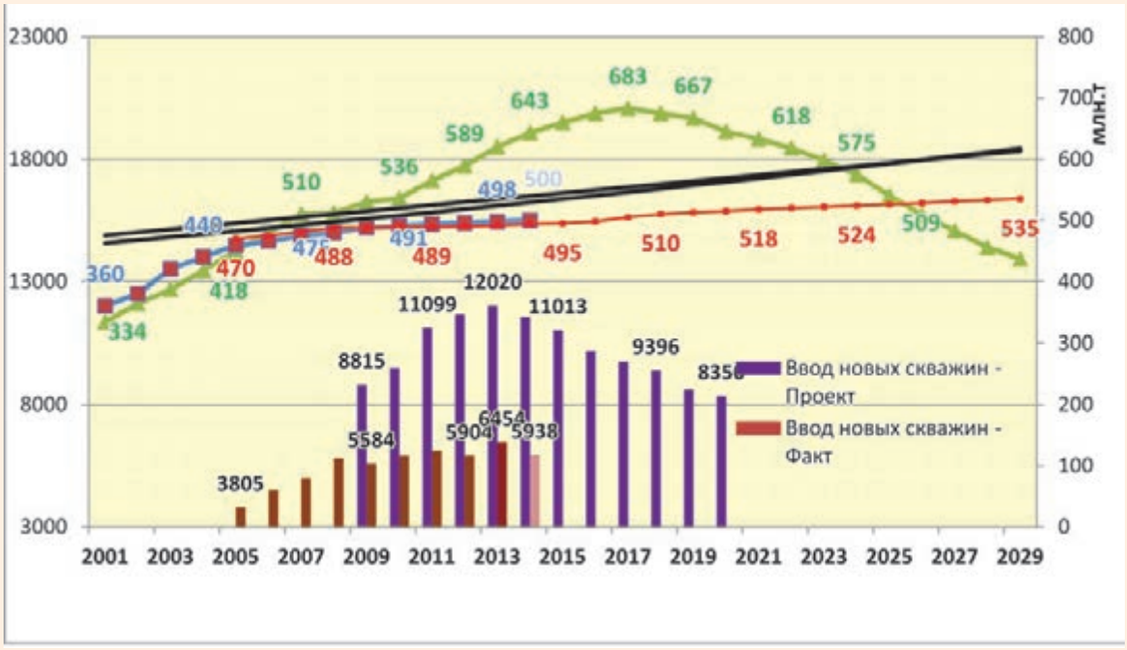


Рис. 4.
Утвержденные проектные уровни добычи нефти и капитальных вложений на 1 января 2008 г.

технологий по разработке трудноизвлекаемых запасов; упрощение схемы утверждения запасов и проектирования для мелких/очень мелких месторождений; создание механизма по внесению оперативных изменений в проектные решения ПТД, в т.ч. для отдельных лицензионных участков и устранение риска вольного трактования требований НПА при государственном контроле за рациональным использованием недр.

Так, в основе расширения возможности для недропользователей по поиску новых эффективных технологий вовлечения в разработку ТрИЗ: отказ от ТС ОПР – легализация возможности проводить рискованные исследования (ОПР) на любой стадии изученности месторождения. При этом срок действия ППЭ увеличен и дифференцирован от размера месторождения вплоть до 10 лет (для крупных и уникальных месторождений) и добыча с опытных участков не регламентируется как на стадии разведки месторождения, так и на стадии разработки.

Особое внимание уделено сокращению неэффективных затрат (финансовых и трудовых) при подсчете запасов и проектировании мелких и очень мелких месторождений: изменение запасов для мелких/очень мелких месторождений рассматривается только в рамках оперативного подсчета запасов, предложена возможность утверждения ПТД для группы месторождений, объединенных одной инфраструктурой, и при добыче менее 10 тыс. т допустимые отклонения по уровням добычи не регламентируются.

Найдено решение по внесению оперативных изменений в проектные решения ПТД. По этому вопросу были самые жаркие дебаты. Взамен морально устаревшего «Авторского надзора» за реализацией проектных решений предложен новый самостоятельный документ – дополнение к ТСР и ТПР по сокращенной схеме. На наш взгляд, этот документ лучше соответствует требованиям новой классификации – оперативности принятия решений без излишних административных барьеров. Этот документ позволяет принимать оперативные решения по вводу в разработку новых залежей или участков отдельных залежей разрабатываемых месторождений по тем ЭО, по которым произошло существенное изменение технологических показателей в процессе изучения без необходимости выполнять полный проектный документ. Достаточно только представить модели и расчеты по тем эксплуатационным объектам, по которым произошли изменения, и интегрировать их в показатели разработки всего месторождения.

В приказе МПР № 183 [8] и постановлении Госгортехнадзора РФ от 06.06.2003 № 71 «Правила охраны недр» [9] отсутствует указание, к чему относятся допустимые отклонения уровня годовой добычи нефти и газа (месторождение или объект разработки). Согласно ст. 22 Закона РФ «О недрах» [10]

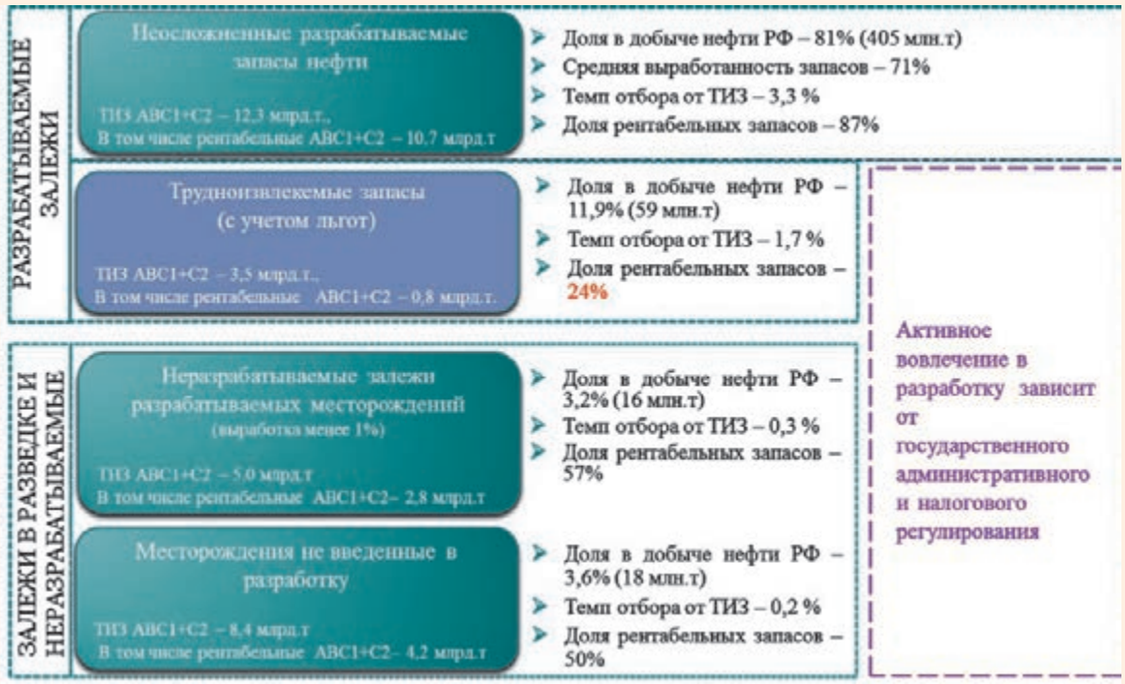


Рис. 5.
Структура извлекаемых запасов и текущей добычи нефти по результатам апробации новой классификации запасов

пользователь недр обязан «обеспечить соблюдение требований технических проектов, планов и схем развития горных работ, недопущение сверхнормативных потерь, разубоживания и выборочной отработки полезных ископаемых», что приводит к вольному трактованию требований НПА при госконтроле: контроль допустимых отклонений по уровням добычи применим как для ЭО, так и для месторождения в целом, и потенциально под государственный контроль попадают все показатели разработки (более 50).

В проекте Правил разработки месторождений УВС для государственного контроля предложено сокращение количества показателей до трех, с установлением допустимых отклонений для каждого параметра:

- уровни добычи нефти/свободного газа;
- количество введенных новых скважин;
- действующий фонд добывающих/нагнетательных скважин.

Дано четкое разъяснение по проведению мониторинга уровней добычи для вопросов госконтроля – по месторождению в целом. Кроме того, предложено дифференцировать допустимые отклонения для уровней добычи газа от 20% до 50% в зависимости от объема добычи.

Основа новой классификации запасов – экономическая оценка перспектив освоения запасов УВС, выполненная с различной степенью детализации в соответствии со стадией изученности месторождений. Выделены два вида извлекаемых запасов: технологические – предусматривающие полную разработку месторождения (залежи), и рентабельные – за период рентабельной эксплуатации месторождения (залежи). Оценка рентабельных запасов позволяет исключить из государственного планирования добычу технологически и экономически неэффективных запасов (нерентабельных). Новая классификация запасов сопоставима с западными классификациями. Интеграция НКЗ РФ и РКООН-2009 создает предпосылки создания новых стандартов взаимоотношения добывающих компаний и финансовых институтов на новых инвестиционных площадках (Азия, Ближний Восток, банк развития БРИКС и т.д.).

Важнейшей составляющей частью подготовки к введению новой классификации стала ее апробация, которая оказалась весьма представительной и затронула более 4% всей сырьевой базы Российской Федерации. В работе, выполненной по 51 месторождению, принимали участие все основные компании-недропользователи: ОАО «НК «Роснефть», ОАО «Газпром», ОАО «Газпром нефть», ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «НОВАТЭК», ОАО «Русснефть», ОАО «Татнефть», ОАО «АНК «Башнефть», ОАО «ЛУКОЙЛ».

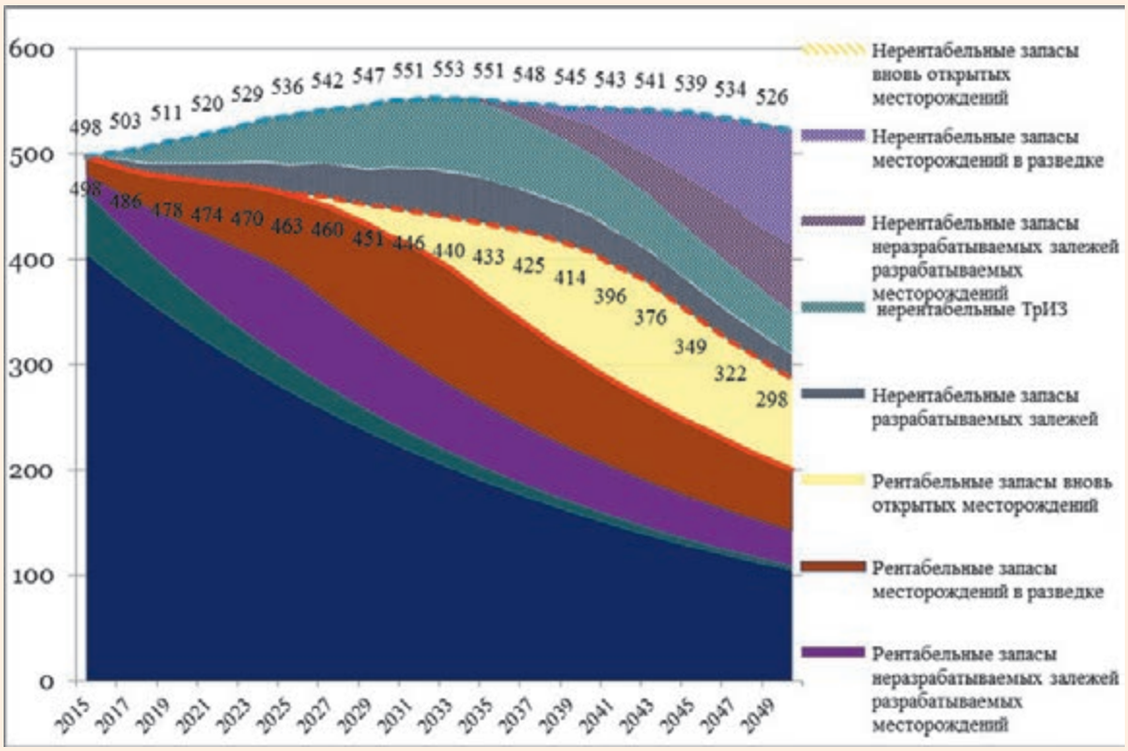


Рис. 6.
Прогноз добычи нефти до 2050 г.

Результаты апробации позволили сделать следующие выводы.

Во-первых, геологические запасы по сумме категорий не изменились. Отмечается некоторое уменьшение по промышленным категориям за счет более жестких требований и избеганию двойных стандартов при толковании границ категорий.

Во-вторых, разница при определении технологических извлекаемых запасов по новой и старой классификации также минимальна и не превышает 1%, что свидетельствует о том, что понимание потенциала сырьевой базы страны при введении новой классификации не изменится.

В-третьих, даже при сегодняшних экстремально низких ценах на нефть рентабельные запасы составляют 60% от технологических извлекаемых запасов нефти.

Из этого следует как минимум два важных вывода:

– критичного падения добычи нефти даже при уровне сегодняшних цен на нефть в ближайшее время не предвидится;

– основной объем этого вида углеводородного сырья будет рентабельным.

В среднесрочной перспективе задачи стабилизации добычи нефти, определенные энергетической стратегией Российской Федерации, будут определяться уровнем государственной поддержки добычи из малоэффективных, высоковыработанных и трудноизвлекаемых запасов.

Результаты апробации легли в основу прогноза добычи нефти в Российской Федерации на средне- и долгосрочную перспективу (***рис. 5***), который был выполнен, исходя из сложившихся тенденций и определенных в результате апробации экономических перспектив разработки каждой из выделенных групп запасов. Анализ показал, что 81% запасов, которые в настоящее время относятся к неосложненным, находятся в активной разработке и обеспечивают 88% годовой добычи нефти Российской Федерации, являются в настоящих условиях рентабельными. Разработка остальных 19% потребует принятия стимулирующих мер. В основном эта необходимость будет проявляться по мере истощения таких запасов на поздних стадиях разработки, когда вследствие высокой обводненности существенно увеличатся операционные затраты на добычу нефти. Существенно больших совместных усилий со стороны государства и недропользователей потребуется для дальнейшей эффективной разработки тех запасов, которые в настоящее время в соответствии с Налоговым кодексом РФ отнесены к категории трудноизвлекаемых. С помощью предоставленных льгот в настоящее время создан пусковой механизм, позволяющий начать разработку таких запасов. Однако 76% из

общего их объема до сих пор остаются нерентабельными (***рис. 6***).

Дальнейшее освоение таких запасов требует дополнительных стимулирующих мероприятий. Что касается месторождений и залежей, не введенных в разработку, то результаты апробации показывают, что рентабельная составляющая в суммарном объеме запасов, приуроченных к подобным объектам, при сегодняшней цене и уровне налоговой нагрузки будет изменяться от 50 до 57%.

Проведенные на основании данных апробации расчеты показали, что с учетом имеющихся в настоящее время технологии добычи нефти, существующих темпов и эффективности геологоразведочных работ, а также сложившейся практики налогового администрирования, в среднесрочной перспективе ожидается плавное снижение уровней добычи нефти с 498 млн т в 2015 г. до 476 млн т в 2020 г., и до 437 млн т в 2035 г. (***рис. 6***). Возможность обеспечения уровней добычи, предусмотренных энергетической стратегией РФ при сегодняшнем уровне цен, может быть обеспечена за счет стимулирования вовлечения в разработку малоэффективных запасов, разработка которых в настоящее время нерентабельна. Важнейшим вопросом в этом смысле является адрес и объем необходимых мер государственной поддержки. Очевидно, что принятие таких решений должно быть основано на многоитерационной оценке потенциальных возможностей и связанных с ними рисков. Выполнить такой анализ возможно только в случае, если оценка запасов объективна и основана на детальной экономической оценке, а уровни добычи нефти и газа, представленные в проекте разработки, совпадают с бизнес-планами компаний и основаны на реальной оценке ситуации. Иначе говоря, когда государство и недропользователь доверяют друг другу и становятся партнерами в достижении единой цели – эффективного и рационального использования недр. Достижение именно такой цели решает введение в действие новой классификации запасов углеводородного сырья.

Литература

1. Приказ МПР от 01.11.2013 № 477. Доступно на: http://base.garant.ru/70565054/ (обращение 26 ноября 2015).
2. Постановление Правительства РФ от 04.02.2009 № 94 «Правила определения размера разовых платежей за пользование недрами». Доступно на: http://base.garant.ru/12165208/ (обращение 26 ноября 2015).
3. Постановление Правительства РФ от 11.02.2005 № 69 «О государственной экспертизе запасов полезных ископаемых, геологической, экономической и экологической информации о предоставляемых в пользование участках недр, об определении размера и порядка взимания платы за ее проведение». Доступно на: http://base.garant.ru/12138835/ (обращение 26 ноября 2015).
4. Постановление Правительства РФ от 03.03.2010 № 118 «Положение о подготовке, согласовании и утверждении технических проектов разработки месторождений полезных ископаемых и иной проектной документации на выполнение работ, связанных с пользованием участками недр, по видам полезных ископаемых и видам пользования недрами». Доступно на: http://base.garant.ru/12173740/ (обращение 26 ноября 2015).
5. Приказ МПР от 15.02.2011 № 34 «Требования к составу и правилам оформления представляемых на государственную экспертизу материалов по подсчету и государственному учету запасов нефти и горючих газов». Доступно на: http://base.garant.ru/2174304/ (обращение 26 ноября 2015).
6. Приказ МПР от 30.09.2008 № 232 «Методика расчета минимального (стартового) размера разового платежа за пользование недрами». Доступно на: http://base.garant.ru/12164994/ (обращение 26 ноября 2015).
7. Приказ Росстата от 18.01.2012 № 5 «Об утверждении статистического инструментария для организации Роснедрами федерального статистического наблюдения за состоянием и изменением запасов нефти, газа, конденсата, этана, пропана, бутанов, серы, гелия, азота, углекислого газа, примесей ванадия и никеля в нефти». Доступно на: http://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/70032504/ (обращение 26 ноября 2015).
8. Приказ МПР от 30.06.2009 № 183. Доступно на: http://base.garant.ru/12170110/ (обращение 26 ноября 2015).
9. Постановление Госгортехнадзора РФ от 06.06.2003 № 71. «Правила охраны недр». Доступно на: (обращение 26 ноября 2015).
10. Закон РФ от 21.02.1992 № 2395-I «О недрах». Доступно на: http://base.garant.ru/10104313/ (обращение 26 ноября 2015).

UDC 553.04

I.V. Shpurov, PhD, CEO State Commission on Mineral Resources[1], ShpurovIV@gkz–rf.ru.
V.G. Bratkova, head of the monitoring, analysis and methodology State Commission on Mineral Resources[1], bratkova@gkz–rf.ru.

1. Bldg. 1, 54, Bolshaya Polyanka street, Moscow, 119180, Russia.

Key decisions of the new classification of reserves and resources of oil and gas, and the results of its testing

Abstract. Entering a new classification of reserves under current conditions is not just a very important and vital. The main goal, which is intended to achieve a new classification – to ensure the transition from the administrative control of subsoil use to the mechanism, based on geological and technical and economic assessment of the feasibility of developing mineral reserves. While working on the new classification were improved regulatory guidance documents for its application, namely: The application of the new classification of reserves, Design Rules, rules of design development, layout state balance reserves, Guidelines for geological modeling, substantiation of recovery rates of gas and condensate, Economic Assessment of recoverable reserves and testing software. Given in accordance with the requirements of the reserves classification of new legal and regulatory framework. Above the text of the document worked authoring group, consisting of 62 recognized experts in the field of reserve calculation and design development. The documents were submitted for broad public discussion, which resulted in the receipt of more than 2,000 comments and suggestions to the text of the developed documents. Great work was carried out in record time. As a result, we created a fundamentally new document, without exaggeration, a revolutionary content, supported by both companies, all major mining companies and state bodies of executive power. The ability to ensure production levels, provided the energy strategy of the Russian Federation at the current level of prices can be achieved at the expense of stimulating involvement in the development of low–performing stocks, the development of which is currently unprofitable. The most important issue in this sense is the address and the amount of necessary government support measures. Such decisions must be based on mnogoiteratsionnoy evaluating potential opportunities and risks associated with them. Perform such an analysis is possible only if the stock assessment based on objective and detailed economic assessment, and levels of oil and gas development project submitted to coincide with the company's business plan and is based on a real assessment of the situation.

Keywords: the hydrocarbon feedstock; reserves and resources; a new classification of reserves; as reserves; regulatory guidance documents

References

1. ***Prikaz MPR ot 01.11.2013 № 477*** [Order of the Ministry of Natural Resources of 01.11.2013 № 477]. Avialable at: http://base.garant.ru/70565054/ (accessed 26 November 2015).
2. ***Postanovlenie Pravitel'stva RF ot 04.02.2009 № 94 «Pravila opredeleniia razmera razovykh platezhei za pol'zovanie nedrami»*** [Government Decree of 04.02.2009 № 94 "Rules for determining the amount of one-time payments for subsoil use"]. Avialable at: http://base.garant.ru/12165208/ (accessed 26 November 2015).
3. ***Postanovlenie Pravitel'stva RF ot 11.02.2005 № 69 «O gosudarstvennoi ekspertize zapasov poleznykh iskopaemykh, geologicheskoi, ekonomicheskoi i ekologicheskoi informatsii o predostavliaemykh v pol'zovanie uchastkakh nedr, ob opredelenii razmera i poriadka vzimaniia platy za ee provedenie»*** [Government Decree of 11.02.2005 № 69 "On state expertise of mineral resources, geological, economic and ecological information on the subsoil blocks, to determine the amount of the order and charge for its implementation"]. Avialable at: http://base.garant.ru/12138835/ (accessed 26 November 2015).
4. ***Postanovlenie Pravitel'stva RF ot 03.03.2010 № 118 «Polozhenie o podgotovke, soglasovanii i utverzhdenii tekhnicheskikh proektov razrabotki mestorozhdenii poleznykh iskopaemykh i inoi proektnoi dokumentatsii na vypolnenie rabot, sviazannykh s pol'zovaniem uchastkami nedr, po vidam poleznykh iskopaemykh i vidam pol'zovaniia nedrami»*** [Government Decree of 03.03.2010 № 118 "Regulations on the preparation, coordination and approval of technical projects to develop mineral deposits and other project documentation for the execution of works related to subsoil users, types of minerals and types of subsoil use"]. Avialable at: http://base.garant.ru/12173740/ (accessed 26 November 2015).
5. ***Prikaz MPR ot 15.02.2011 № 34 «Trebovaniia k sostavu i pravilam oformleniia predstavliaemykh na gosudarstvennuiu ekspertizu materialov po podschetu i gosudarstvennomu uchetu zapasov nefti i goriuchikh gazov»*** [Order of the Ministry of Natural Resources of 15.02.2011 № 34 "Requirements for the composition and rules of registration submitted to the state examination materials counting and state registration of oil and combustible gas"]. Avialable at: http://base.garant.ru/2174304/ (accessed 26 November 2015).
6. ***Prikaz MPR ot 30.09.2008 № 232 «Metodika rascheta minimal'nogo (startovogo) razmera razovogo platezha za pol'zovanie nedrami»*** [Order of the Ministry of Natural Resources on 30.09.2008 № 232 "Methods of calculating the minimum (start) the size of a single payment for use of mineral resources"]. Avialable at: http://base.garant.ru/12164994/ (accessed 26 November 2015).
7. ***Prikaz Rosstata ot 18.01.2012 № 5 «Ob utverzhdenii statisticheskogo instrumentariia dlia organizatsii Rosnedrami federal'nogo statisticheskogo nabliudeniia za sostoianiem i izmeneniem zapasov nefti, gaza, kondensata, etana, propana, butanov, sery, geliia, azota, uglekislogo gaza, primesei vanadiia i nikelia v nefti»*** [Order from the Federal State Statistics Service 18.01.2012 № 5 "On approval of statistical tools for organizing Rosnedra federal statistical observation of the state and change of oil, gas, condensate, ethane, propane, butane, sulfur, helium, nitrogen, carbon dioxide, vanadium and nickel impurities in oil "]. Avialable at: http://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/70032504/ (accessed 26 November 2015).
8. ***Prikaz MPR ot 30.06.2009 № 183*** [Order of the Ministry of Natural Resources of 30.06.2009 № 183]. Avialable at: http://base.garant.ru/12170110/ (accessed 26 November 2015).
9. ***Postanovlenie Gosgortekhnadzora RF ot 06.06.2003 № 71. «Pravila okhrany nedr»*** [RF GosGorTechNadzor Resolution of 06.06.2003 № 71. «Rules of protection of subsoil"]. Avialable at: (accessed 26 November 2015).
10. ***Zakon RF ot 21.02.1992 № 2395-I «O nedrakh»*** [Law of the Russian Federation of 21.02.1992 № 2395-I "On Subsoil"]. Avialable at: http://base.garant.ru/10104313/ (accessed 26 November 2015).

ОРГАНИЗАТОР
ФБУ «ГКЗ»

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПАРТНЕР
«ГАЗПРОМ НЕФТЬ»

ОФИЦИАЛЬНЫЙ ПАРТНЕР
«САЛЫМ ПЕТРОЛЕУМ»

НЕФТЕГАЗОВАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

«УГЛЕВОДОРОДНОЕ СЫРЬЕ – СЫРЬЕВАЯ БАЗА, ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА, ЭКСПЕРТИЗА ЗАПАСОВ, ПРОБЛЕМЫ ОСВОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА В СОВРЕМЕННЫХ УСЛОВИЯХ»

16-17 декабря 2015, Holliday inn, Moscow

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ
МИНПРИРОДЫ РОСНЕДРА

ОФИЦИАЛЬНЫЙ ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР
НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ
НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ XXI

ОПЕРАТОР КОНФЕРЕНЦИИ
АОНН «НАЭН»

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ

УДК 553.04

И.С. Гутман
канд. геол.-мин. наук
РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина[1]
профессор
mail@ipne.ru

Особенности новой Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов (2013) и ее сопоставление с рядом зарубежных

1. РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, Россия, 119991, Москва, Ленинский пр–т, 65.

Отмечаются особенности новой Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов, ввод которой в действие определен 1 января 2016 г. Новая российская Классификация сравнивается с Системой управления запасами PRMS и Рамочной классификацией ископаемых энергетических и минеральных запасов и ресурсов ООН

Ключевые слова: нефть и горючие газы; запасы и ресурсы; российская Классификация–2013; Система PRMS; Рамочная классификация ископаемых энергетических и минеральных запасов и ресурсов ООН

В ноябре 2013 г. была утверждена новая Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов (Классификация-2013), ввод которой в действие определен 1 января 2016 г. Необходимость ее разработки была обусловлена изменением социально-экономической ситуации в стране.

Новая Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов (2013) и ее сопоставление с Временной классификацией

Основными особенностями новой Классификации-2013 являются, с одной стороны, ее преемственность с ныне действующей Временной классификацией 2001 г., которая, в свою очередь, за исключением четырех положений, повторила Классификацию 1983 г. В обеих классификациях, предшествующих новой, строго соблюдалась увязка категорий запасов и ресурсов с этапами и стадиями ГРР и разработки залежей УВ, не только декларируемая соответствующими документами, но и по своей сути.

Четкое соответствие категорий А и В разбуренным разрабатываемым, категории C_1 – разведанным и категории C_2 – неразведанным, предварительно оцененным запасам сделало эти классификации действительно «непотопляемыми». Как будет показано ниже, это качество обеих классификаций сохранено и в новой Классификации запасов и ресурсов нефти и газа 2013 г.

С другой стороны, последняя усилена благодаря принципиально новому подходу к категоризации запасов при промышленном освоении месторождения. Более того, пре-

терпят изменение схемы утверждения геологических и извлекаемых запасов УВ в ГКЗ и ЦКР Роснедра по УВС с представлением геологических отчетов с запасами и проектных документов «в одно окно».

Практика показала, что разделение в Классификациях 1983 и 2001 гг. разрабатываемых запасов на две категории А и В представляется излишним. При последовательном разбуривании залежи эксплуатационными скважинами по второму проектному документу на разработку изменение запасов, как правило, незначительно, а принципиальные замечания относительно геологических моделей объектов устраняются после реализации первого проектного документа. Именно в связи с этим в так и не введенной в действие в Классификации 2005 г. категории А и В были объединены в одну категорию А разбуриваемых и разрабатываемых запасов. Такое объединение выполнено и в новой Классификации-2013.

Однако основное отличие новой Классификации-2013 от ныне действующей Временной классификации связано с увязкой низких категорий запасов нефти и газа с промышленным освоением месторождений. В связи с этим категории запасов нефти и газа залежей на разведываемых и разрабатываемых месторождениях были отделены друг от друга. К категориям C_1 и C_2 с почти той же формулировкой, что и во Временной Классификации (да и в Классификации 1983 г.),

Временная классификация 2001 г.		**Классификация 2013 г.**	
Запасы		**Запасы**	
На залежах		на залежах разрабатываемых месторождений	на залежах разведываемых месторождений
Разбуренные* Разрабатываемые по проекту разработки **А**		Разбуренные* Разрабатываемые А	–
Разбуренные Разрабатываемые по технологической схеме **В**			
Разведанные **C_1**		**Неразбуренные, разведанные** **B_1**	**Разведанные** **C_1**
Предварительно оцененные **C_2**		**Неразбуренные оцененные** **B_2**	**Оцененные** **C_2**
Ресурсы		**Ресурсы**	
Подготовленные **C_3**		**Подготовленные** **D_0**	
Прогнозные **$D_{1л}$**		**Локализованные** **$D_л$**	
Прогнозные **D_1**		**Перспективные** **D_1**	
Прогнозные **D_2**		**Прогнозируемые** **D_2**	
* Разбуренные эксплуатационной сеткой скважин в соответствии с проектным документом			

Рис. 1.
Сопоставление запасов и ресурсов нефти и газа согласно Временной классификации 2001 г. и новой Классификации 2013 г.

отнесены запасы только на разведываемых месторождениях. При подсчете извлекаемых запасов таких залежей используются коэффициенты извлечения, принятые на основании упрощенных расчетов или даже по аналогии.

Если же на основе геологической модели и запасов категории C_1 и C_2 той же залежи создан и утвержден ЦКР проектный документ на разработку (технологическая схема разработки или дополнение к ней), то геологические запасы этой залежи в том же объеме, что были приняты по категориям C_1 и C_2, а извлекаемые – в соответствии с величиной КИН, согласно этому проектному документу, переводятся в категории B_1 и B_2, а само месторождение считается разрабатываемым. **Следовательно, утверждение проектного документа на разработку является критерием перевода запасов из категории C_1 и B_1 и C_2 в B_2.** Нужно учитывать, что проекты, первоначально оказавшиеся нерентабельными, в результате государственного регулирования в налоговой политике, а также повышения мировых цен на УВС, впоследствии могут оказаться рентабельными. В таких случаях запасы, относившиеся по данным разведочного бурения к категориям C_1 и C_2, переводятся, соответственно, в категории B_1 и B_2, но уже на месторождении, считающимся разрабатываемым. Именно в этом видится коренное отличие новой Классификации запасов и ресурсов от предшествующих. Благодаря такому нововведению, Классификация- 2013 приобретает роль Системы управления запасами углеводородного сырья, что видно из сопоставления Классификаций 2001 и 2013 гг. (***рис. 1***).

В организационном плане нововведения в Классификации 2013 г. существенно упрощают недропользователю подготовку и представление соответствующей документации по геологическим и извлекаемым запасам по принципу **одного окна**. Как отмечает генеральный директор ФБУ «ГКЗ» И.В. Шпуров, эти материалы ГКЗ и ЦКР будут рассматривать одновременно, причем «при проектировании разработки будет использована та же геологическая модель, что и при подсчете запасов...». Важно отметить, что «технологический проект становится в рамках новой Классификации не только документом, определяющим технологические решения по разработке, но и частью процесса экспертизы запасов. Именно поэтому он органично вписывается в существующий порядок утверждения запасов углеводородов, определенный постановлением Правительства РФ № 69. В результате снимается ряд юридических казусов, существовавших многие годы при работе ЦКР Роснедра» [1].

Если в процессе экспертизы ГКЗ установлено существенное изменение геологической модели при разбуривании залежи по технологической схеме разработки, что, естественно, ведет к изменению представленных проектных решений, предполагается представление 3-месячной паузы для изменения как самой геологической модели, так и подсчитанных на ее основе запасов и проектного документа на разработку.

Не трудно видеть, что при таком подходе решаются проблемы и экономической составляющей новой Классификации-2013. Экономика в этом случае заключается в обосновании оптимального варианта проектного документа на разработку, на основе которого определяются извлекаемые запасы в виде проектной накопленной добычи. Такое возможно, поскольку новую Классификацию сопровождают отработанные коллективно Методические рекомендации (Инструкция) по применению Классификации, Правила проектирования и Правила разработки месторождений углеводородного сырья и ряд других документов.

Сопоставление новой Классификации-2013 с Системой PRMS

Представляется, что есть смысл сопоставить, в первую очередь, отечественную новую Классификацию (2013) с Системой управления запасами PRMS (2007), как наиболее часто используемую при ежегодном аудите запасов российскими компаниями [2, 3].

Основные особенности Системы *PRMS* сводятся к следующему.

Во-первых, в ней под запасами и ресурсами понимаются только их извлекаемые количества. В нашей Классификации-2013 попрежнему и в запасах, и в ресурсах выделяются по две группы: геологические и извлекаемые. Однако отсутствие геологических запасов в Системе *PRMS* принимается по умолчанию. На самом деле, начиная с открытия залежи в процессе разведки, они подсчитываются в качестве геологических условных ресурсов «как нефть в пласте», а извлекаемые получают путем умножения на условно принятые коэффициенты извлечения. На разрабатываемых месторождениях извлекаемые запасы соответствуют проектной добыче, а публикуемые на месторождениях величины коэффициентов извлечения могут быть получены только с учетом геологических запасов, установленных в результате выполненных подсчетов. Так что

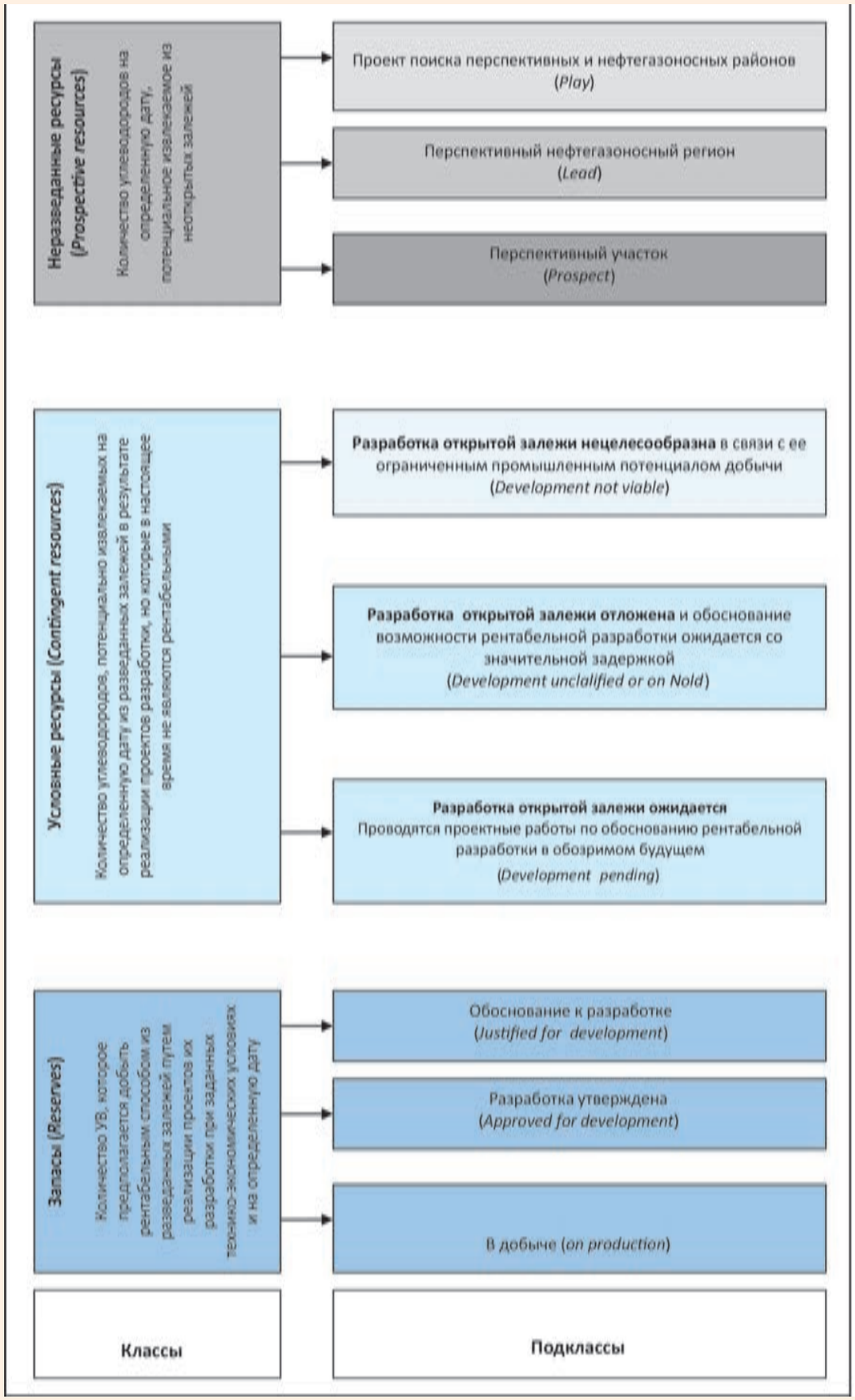


Рис. 2.
Классы и подклассы проектов по разработке запасов и ресурсов Системы управления запасами и ресурсами УВС (PRMS)

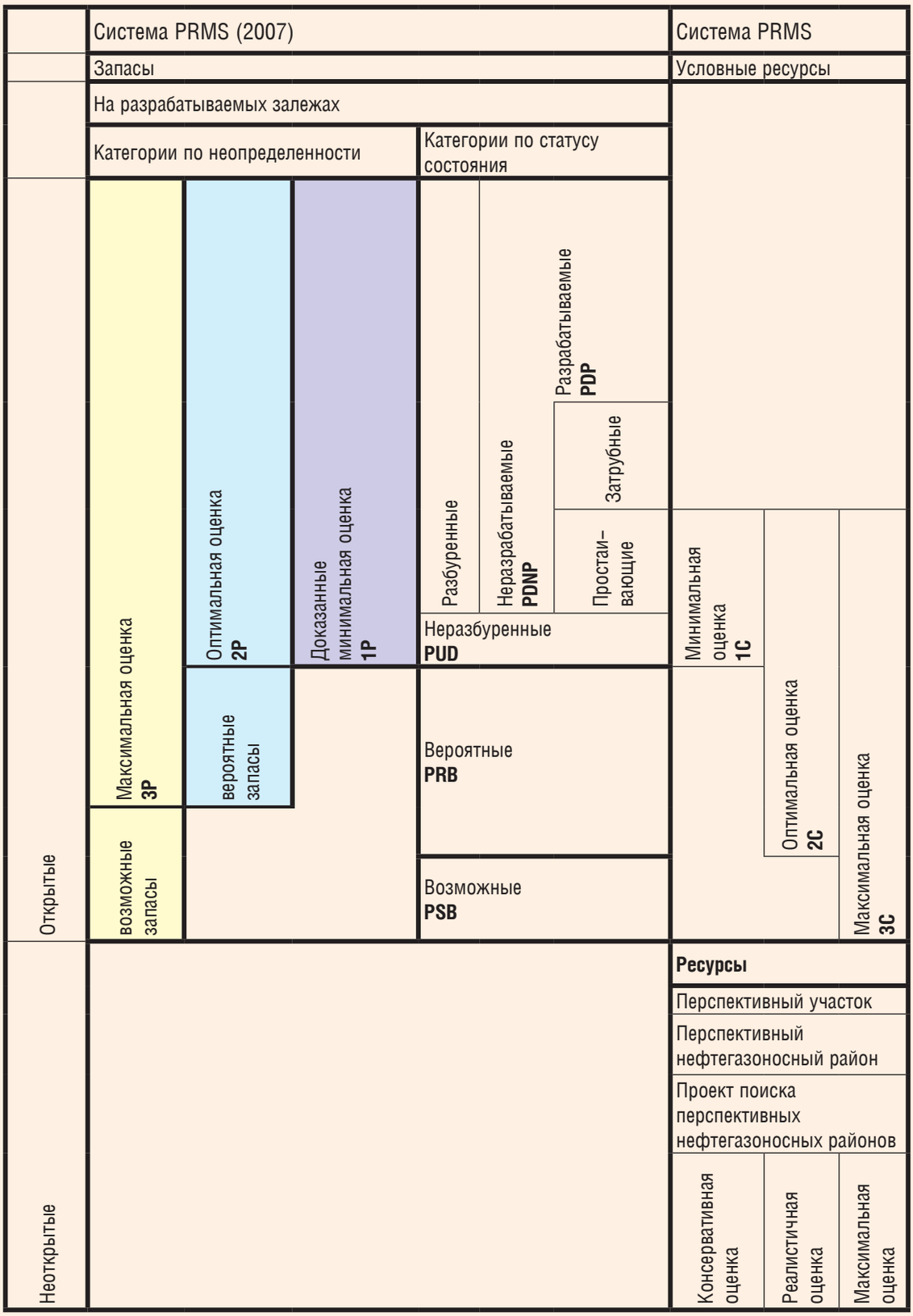


Рис. 3.
Система управления запасами и ресурсами PRMS (2007)

геологические запасы постоянно присутствуют при любом подсчете запасов.

Во-вторых, Система *PRMS* предусматривает дифференциацию количеств УВС в нед-

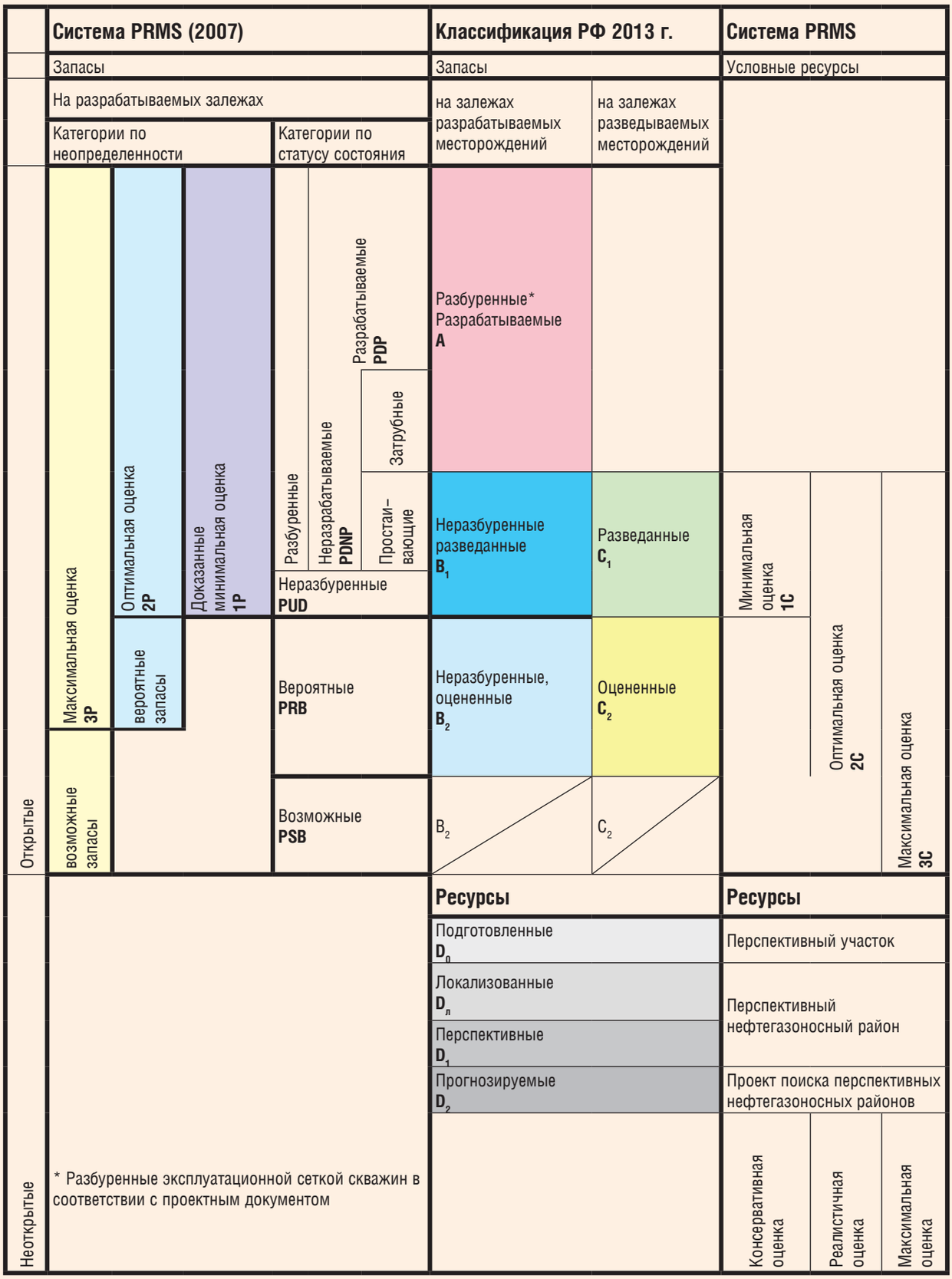


Рис. 4.
Сопоставление Классификации запасов и ресурсов нефти и газа (2013) с Системой PRMS (2007)

рах на классы, подклассы и категории (***рис. 2***).
В числе **открытых** общих начальных геологических объемов выделяется два класса – **запа-**

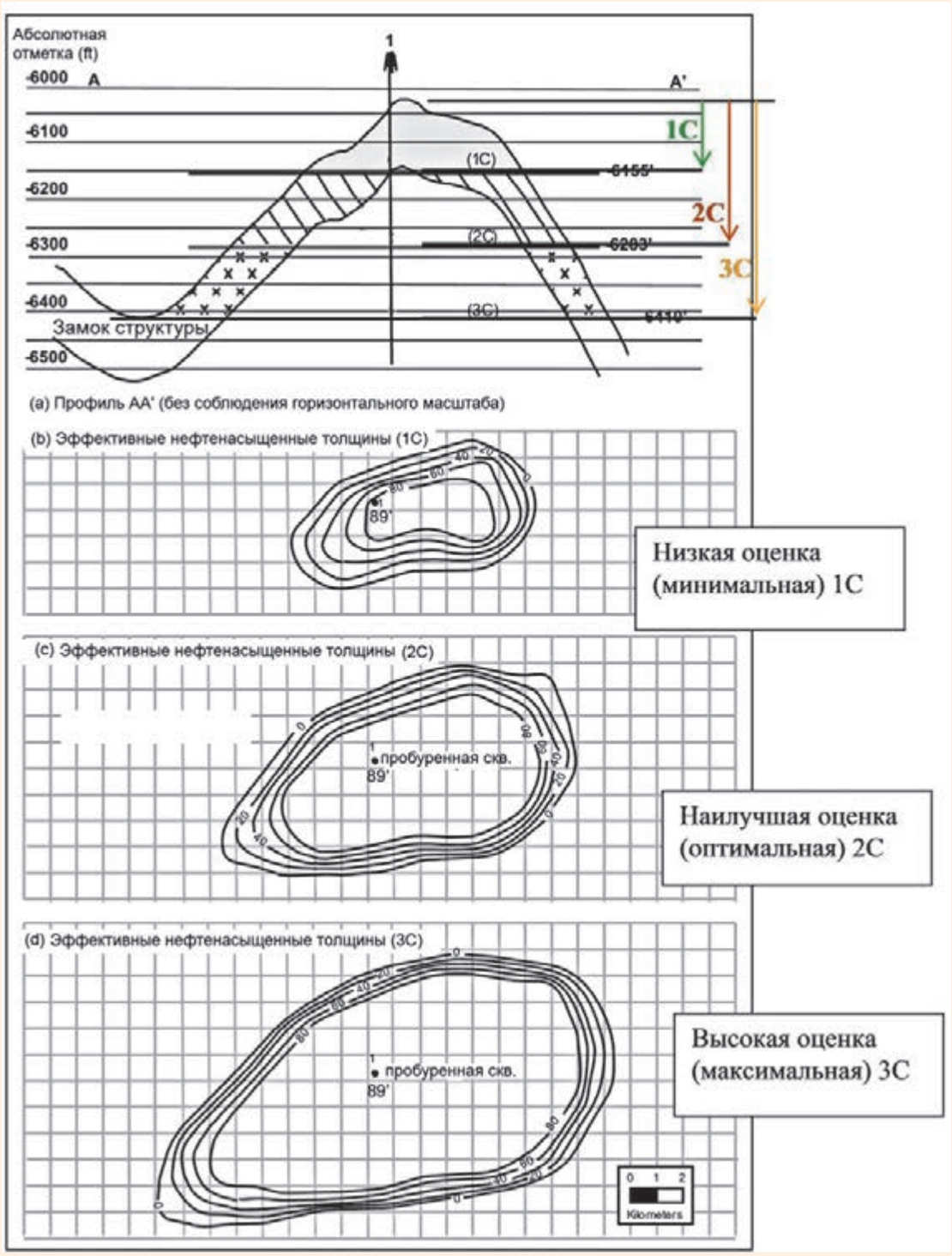


Рис. 5.
Оценка условных ресурсов объемным методом сразу после открытия залежи. Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System (November 2011), SPE/AAPG/WPC/SPEE/SEG, 2011

сы и **условные ресурсы**. **Неоткрытые** объемы УВС образуют перспективные ресурсы.

В нашей классификации таких подразделений только два – запасы и ресурсы.

Наряду с классами и подклассами, в Системе *PRMS* выделяют две группы категорий запасов по неопределенности и по статусу состояния (***рис. 3***).

К категориям по неопределенности относят запасы, доказанные, вероятные и возможные, подсчитываемые вероятностным методом

			Классы запасов и ресурсов	Подклассы запасов и ресурсов по состоянию разработки	Категории запасов по статусу состояния	
Общие начальные геологические объемы УВ	Открытые	Промышленные	Добыча	Стадия добычи		
			Запасы	Стадия добычи	PDP, PDNP, PUD, PRB, PSB	
				Разработка утверждена	PDNP, PUD, PRB, PSB	
				Разработка обоснована	PDNP, PUD, PRB,PSB	
		Условно промышленные	**Условные ресурсы**	Разработка открытой залежи ожидается	–	–
				Разработка открытой залежи отложена со значительной задержкой	–	–
			Условные ресурсы	Разработка открытой залежи нецелесообразна в связи с ее ограниченным промышленным потенциалом добычи	–	–
			Неизвлекаемые			
	Неоткрытые		**Перспективные ресурсы**	Перспективный поисковый объект	–	–
				Перспективный нефтегазоносный район	–	–
				Проект поиска перспективных и нефтегазоносных районов	–	–
			Неизвлекаемые			

Рис. 6.
Классы, подклассы и категории запасов и ресурсов системы PRMS

и не имеющие площадной привязки, в связи с чем они не корреспондируются с аналогично названными категориями, выделяемыми по статусу состояния. В свою очередь, последние хорошо сопоставимы с категориями запасов нашей новой Классификации-2013, поскольку и те и другие отражают степень изученности залежей (***рис. 4***). В обеих классификациях категории разрабатываемых запасов *PDP* и А должны практически совпадать, подкатегории *PDNP* в виде простаивающих запасов и неразбуренные *PUD* соответствуют нашей категории B_1 на разрабатываемых месторождениях.

Судя по ***рис. 5***, условные ресурсы сценария 1С соответствуют нашим запасам категории C_1. Это для небольших залежей. На крупных залежах зона категории C_1 ограничена квадратами с соответствующими размерами. Поскольку в Системе *PRMS* категории условных ресурсов не выделяются, максимальная их оценка по сценарию 3С берется по высоте залежи до замка структуры, что в отечественной практике не применяется. Не исключено, что условный подсчетный уровень (УПУ) в нашей практике может быть принят по середине между низкой (1С) и высокой оценками (3С), что будет соответствовать наилучшей

Группы запасов и ресурсов				Характеристика готовности реализации проектных документов	Категории запасов и ресурсов	
Начальные суммарные ресурсы нефти и газа	Начальные геологические запасы нефти и газа месторождений	Добыча	Добыча прошлых лет			
		Остаточные геологические запасы нефти и газа месторождений	Запасы извлекаемые	Ведется добыча в соответствии с утвержденными запасами и проектными документами	ТПР, ДТПР	А*, B_1, B_2
					ДТСР	А, B_1, B_2
					ТСР	А, B_1, B_2
				Запасы и проектный документ на разработку утверждены	ДТСР	А, B_1, B_2
					ТСР	B_1, B_2
				Запасы и проектный документ представлены на экспертизу	ДТСР	А, B_1, B_2
					ТСР	B_1, B_2
		Геологические запасы нефти и газа месторождений	Запасы извлекаемые	Разведка и проект пробной эксплуатации завершены		C_1, C_2
				Разработка разведанной залежи задержана (например, из–за отсутствия транспорта)		C_1, C_2
				Решения, требующие регулирования государством (НДПИ, тарифы, пошлины)		C_1, C_2
		Геологические запасы нефти и газа месторождений	Запасы извлекаемые	Запасы вновь открытой залежи, но еще не оцененные		C_1, C_2
				Разработка открытой залежи нецелесообразна в связи с ее ограниченным промышленным потенциалом		C_1, C_2
			Неизвлекаемые (оставляемые) запасы			
	Геологические ресурсы нефти и газа не вскрытых бурением объектов		Ресурсы извлекаемые	На подготовленных ловушках		D_0
				На выявленных ловушках		$D_л$
				На участках зон нефтегазонакопления		D_1
				В пределах нефтегазоносных районов		D_1, D_2
				В пределах нефтегазоперспективных районов		D_2
			Неизвлекаемые (оставляемые) ресурсы			

* Запасы категории А должны быть более 75%

Рис. 7.
Классификация запасов и ресурсов нефти и газа (2013)

оценке 2С в Системе *PRMS* и нашей категории C_2. В ряде других случаев эта категория соответствует сумме вероятных и возможных запасов категорий по статусу состояния (***рис. 4***).

Судя по этому же рисунку, можно видеть практически полное соответствие категорий ресурсов обоих рассматриваемых документов. Традиционно наши классификации подходят более дифференцированно к оценке ресурсов.

Категория $D_л$ на выявленных ловушках была выделена специально, чтобы подчеркнуть более высокую изученность подготов-

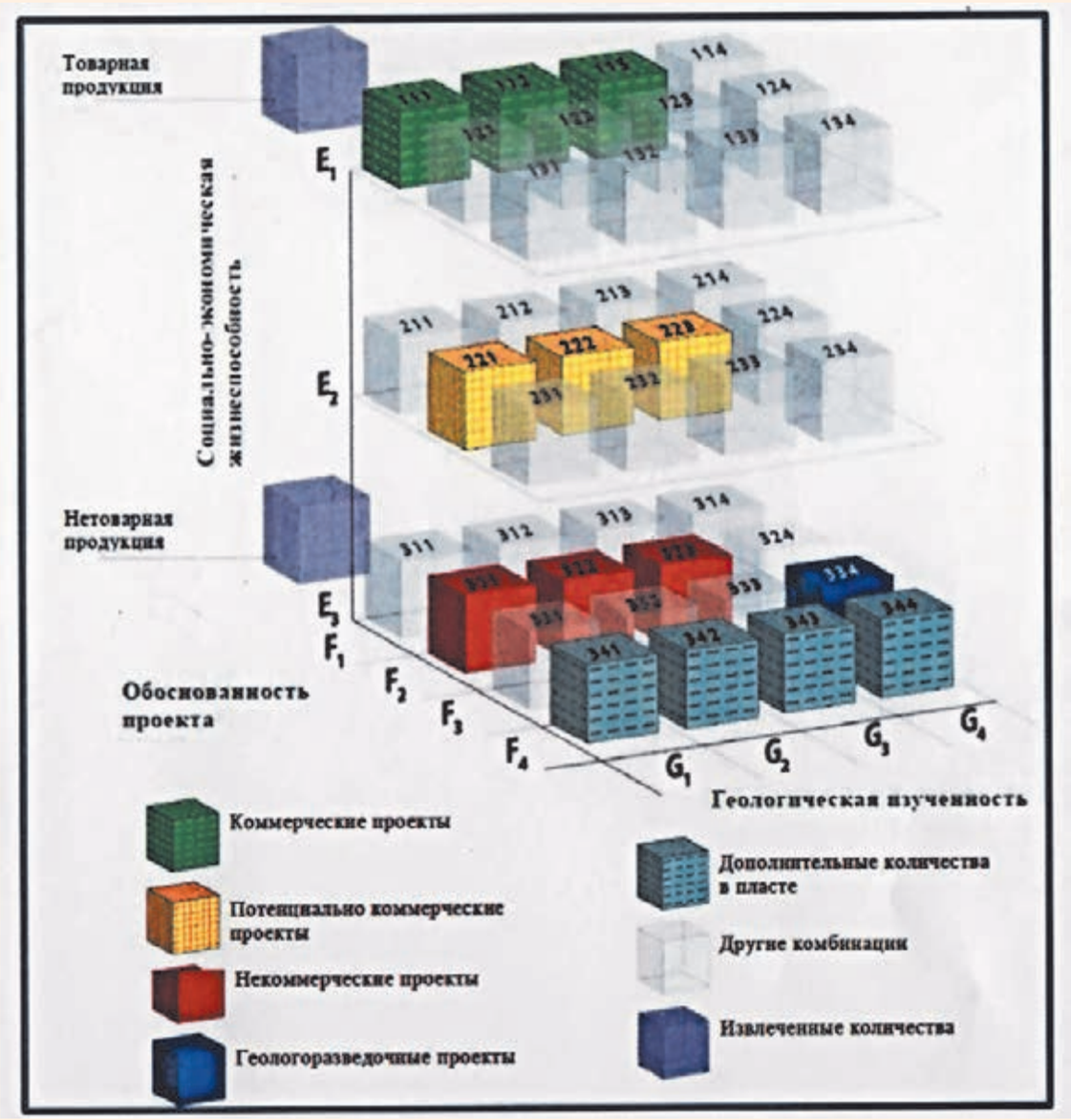


Рис. 8.
Категории, подкатегории и классы РКООН-2009

ленных ловушек ресурсов категории D_0, на которые планируется бурение первых поисковых скважин.

В качестве сопоставления представим две таблицы (***рис. 6, 7***) с группами категорий запасов новой Классификации-2013, составленные по тому же принципу, что и аналогичная таблица с Системой *PRMS*, а также с рассмотренными ниже таблицами Рамочной классификации ООН (2009).

Что касается запасов категория А, B_1 и B_2 нашей Классификации-2013 на разрабатываемых месторождениях, то принципы подхода к ним идентичны по сравнению с Системой *PRMS*.

Рамочная классификация ископаемых энергетических и минеральных запасов и ресурсов Организации Объединенных Наций 2009 года (РКООН-2009)

В целях создания стандартной системы отчетности Европейская экономическая комиссия проявила инициативу по разработке простой, удобной для пользователей и единообразной системы для классификации запасов и ресурсов твердых горючих ископаемых и минерального сырья.

В результате в 1997 г. была создана Рамочная классификация запасов/ресурсов месторождений, учитывавшая только твердые полезные ископаемые. В 2004 г. сфера охвата Классификации была распространена на нефть, природный газ и уран, в связи с чем изменилось и ее название – Рамоч-

Общее исходное количество продукта в пласте						
	Извлеченные количества	Товарная продукция				
		Нетоварная продукция				
	Класс		Подкласс	Категории		
				E	F	G
	Известное месторождение	**Коммерческие проекты** (будущая добыча в промышленных проектах разработки)	Добывающие	1	1.1	1,2,3
			Утвержденные к разработке	1	1.2	1,2,3
			Обоснованные к разработке	1	1.3	1,2,3
		Возможные коммерческие проекты (возможная добыча в условных проектах разработки)	Ожидающий разработку	2*	2.1	1,2,3
			Разработка задержана	2	2.2	1,2,3
		Некоммерческие проекты	Разработка не выяснена	3.2	2.2	1,2,3
			Разработка не жизнеспособна	3.3	3.3	1,2,3
		Дополнительные количества в пласте (часть этих комплексов может стать извлекаемой в будущем в случае появления новых технологий)		3.3	4	1,2,3
	Возможное месторождение	**Геологоразведочные проекты**	Подклассы не определены, однако обычно учитывают термины: «разведка», «выявленная структура», «нефтегазоносная структура»	3.2	3	4
		Дополнительные количества в пласте		3.3	4	4

Рис. 9.
Классы и подклассы UNFC-2009, определяемые категориями и подкатегориями

ная классификация запасов горючих ископаемых и минерального сырья Организации Объединенных Наций (РКООН-2004). Рассматриваемый далее документ под названием, указанном в заголовке, представляет собой пересмотренный вариант, характеризующийся, как отмечают его авторы, большей целостностью и простотой в целях обеспечения последовательности и сопоставимости.

РКООН-2009 представляет собой «повсеместно приемлемую и применяемую на международном уровне систему для классификации ископаемых энергетических запасов и ресурсов и является единственной классификацией такого рода в мире» [4]. Нужно сразу отметить, что в РКООН-2009 «не используются те общеупотребимые термины, которые, как правило, неверно понимаются неспециалистами и которые не имеют единственного значения; наиболее важным является то, что слово «запасы» используется исключительно в общем смысле – под «запасами» понимается концепция, допускающая различные толкования и виды применения даже в рамках горнодобывающих отраслей, в которых данный термин тщательно определяется и применяется технологическими экспертами» [4].

На сегодня РКООН-2009 представляет собой универсальную систему, согласно которой количество полезного ископаемого классифицируется с помощью 3 критериев в виде 3 осей, отражающих экономическую и социальную жизнеспособность проекта (ось E), статус и обоснованность проекта освоения месторождения (ось F) и геологическую изученность (ось G). По осям этой трехмерной системы выделяется по 3–4 **категории**, каждая из которых может быть разбита на **подкатегории**. И те, и другие, в свою очередь, являются строительными блоками системы и объединяются в **классы**.

В результате РКООН-2009 можно изобразить либо в трехмерном виде (***рис. 8***), либо в виде двумерного изображения, представленного на ***рис. 9*** и аналогичного Системе *PRMS* и отечественной новой Классификации-2013.

Показательно, что ни в одном из определений Классификации РКООН-2009 термины «запасы» и «ресурсы» не употребляются, они заменяются термином «количества». Сравнивая таблицы в двумерном изображении Системы *PRMS* и РКООН-2009, можно увидеть их определенное соответствие, хотя РКООН-2009 еще в большей степени, чем даже Систему *PRMS*, можно характеризовать как классификацию проектов.

Категории:

* E_1, E_2, E_3 – экономическая и социальной жизнеспособности проекта;

* F_1, F_2, F_3, F_4 – статус и обоснованность проекта освоения месторождения;

* G_1, G_2, G_3, G_4 – геологическая изученность, начиная с высокой.

Подкатегории выделяются для отдельных категории для более детальной характеристики запасов и ресурсов. Обозначаются дополнительными цифрами. К примеру, для категории E_1 в виде $E_{1.1}$.

Класс определяется однозначно путем выбора в каждом из трех критериев конкретной комбинации категорий или подкатегорий. Поскольку кодовые обозначения всегда следуют в одинаковом порядке (т.е. E; F; G), буквы можно опустить и сохранить только числа (например – 1.3.2).

Видно, что эта таблица в такой же мере сопоставима с таблицей нашей Классификации-2013, как и с таблицей Системы *PRMS*.

Литература

1. Шпуров И.В. Новая классификация запасов углеводородов – средство регулирования инновационного процесса в ТЭК // Нефтегазовая вертикаль. 2014. № 16.
2. Petroleum Resources Management System - approved by SPE, WPC, AAPG and SPEE,2007. Доступно на: http://www.spe.org/industry/docs/PetroleumResourcesManagementSystem2007.pdf (обращение 12 ноября 2015).
3. PRMS Guidelines, Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System. Доступно на: http://www.spe.org/industry/docs/PRMSGuidelinesNov2011.pdf (обращение 12 ноября 2015).
4. Рамочная Классификация ООН для Ископаемых Энергетических и Минеральных Ресурсов 2009. Доступно на: http://www.unece^rg/nieadmin AM/energy/se/pdfs/UNFC/unfc2009/unfc2009report r.pdf (обращение 12 ноября 2015).

UDC 553.04

I.S. Gutman, PhD, professor RGUNG[1], mail@ipne.ru

1. Gubkin Russian State Oil and Gas Ubiversity, RGUNG, 65, Leninsky Ave., Moskow, 119991, Russia.

Features of the new classification of reserves and resources of oil and combustible gases (2013) and its comparison with the number of foreign

Abstract. There have been new features of classification of reserves and resources of oil and combustible gases, which enter into force specified 1 January 2016 The new Russian classification compared with the Petroleum Resources Management System and Framework Classification for Fossil Energy and Mineral Reserves and resources of the United Nations

Keywords: oil and combustible gases; reserves and resources; Russian Classification of 2013; System PRMS; Framework Classification for Fossil Energy and Mineral Reserves and Resources of the United Nations

References

1. Shpurov I.V. Novaia klassifikatsiia zapasov uglevodorodov – sredstvo regulirovaniia innovatsionnogo protsessa v TEK [The new classification of hydrocarbon reserves - a means of regulating the innovation process in the energy sector]. *Neftegazovaia vertikal'*. 2014. № 16.
2. Petroleum Resources Management System - approved by SPE, WPC, AAPG and SPEE,2007. Avialable at: http://www.spe.org/industry/docs/Petroleum_Resources_Management_System_2007.pdf (accessed 12 November 2015).
3. PRMS Guidelines, Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System. Avialable at: tp://www.spe.org/industry/docs/PRMS Guidelines Nov 2011. pdf (accessed 12 November 2015).
4. Ramochnaia Klassifikatsiia OON dlia Iskopaemykh Energeticheskikh i Mineral'nykh Resursov 2009 [United Nations Framework Classification for Fossil Energy and Mineral Resources 2009]. Avialable at: http://www.unece^rg/nieadmin^AM/energy/se/pdfs/UNFC/unfc2009/unfc2009 report r.pdf (accessed 12 November 2015).

УДК 553.04

С.В. Клубков
канд. экон. наук
VYGON Consulting[1]
директор по разведке и добыче
info@vygon.consulting

Новая классификация ресурсов и запасов УВС: вопросы экономической оценки извлекаемых запасов

1. Россия, 123610, Москва, Краснопресненская наб., 12, офис 1247.

Введение новой классификации ресурсов и запасов – давно назревший шаг, значимость которого еще предстоит оценить представителям государственных органов и пользователям недр. Новая классификация будет важным элементом в сфере государственного управления воспроизводством МСБ, формирования кратко- и долгосрочной стратегии развития нефтегазовой отрасли, а также планирования фискальной политики государства

Ключевые слова: запасы нефти и газа; классификация; экономика разработки месторождения; проектный документ; Базовый вариант; Опции; интегральный показатель

Первая классификация запасов нефти появилась в СССР в 1928 г. Впоследствии она пересматривалась не менее семи раз, а в следующем, 2016 году, Россия может отметить 33 года с момента вступления в силу фактически действующей с незначительными изменениями и поныне последней Классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов, утвержденной в 1983 г. (постановление Совета Министров СССР от 08.04.1983 № 299).

Классификация 1983 г. стала своеобразной вершиной длительной истории развития и совершенствования классификаций УВС советскими геологами. В ее основу положен принцип деления ресурсов и запасов по степени геологической изученности и этапам/стадиям освоения. Запасы разделяются на геологические и извлекаемые. Геологические запасы, в свою очередь, подразделялись на балансовые, т.е. имеющие промышленную значимость и, соответственно, извлекаемые, учитываемые на государственном балансе, и забалансовые – непромышленные, извлечение которых нецелесообразно.

В 2001 г. была введена Временная классификация запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов (приказ МПР РФ от 07.02.2001 № 126). Временная классификация являлась, по сути, незначительно модифицированным вариантом классификации 1983 г. со следующими ключевыми отличиями:

– использовались экономические критерии для выбора рекомендуемого варианта разработки (например, чистый дисконтированный доход пользователя недр);

– исключено разделение извлекаемых запасов на балансовые и забалансовые.

К сожалению, временная классификация не внесла в классификацию 1983 г. ожидаемых изменений при переходе государства от плановой экономики к рыночной. В качестве примера необходимости дальнейшего пересмотра и совершенствования геологической части действующей классификации может

служить морально устаревшее деление запасов на категории А и В. В соответствии с определением, различие между данными категориями запасов заключается только в том, на основе какого проектного документа должны буриться эксплуатационные скважины (технологический проект разработки или технологическая схема разработки).

Кроме того, в действующей классификации коэффициент извлечения газа (КИГ) принят равным 1. Тем самым утверждается, что геологические запасы газа могут и должны быть полностью извлечены из недр. Да, по сеноманским залежам почти весь газ может быть технологически извлечен из недр, но для этого требуется строительство дополнительных компрессорных станций в целях обеспечения минимально возможного давления, требуемого для подготовки газа и подачи его в магистральный газопровод. На практике, даже для сеноманских залежей фактический КИГ не превышает 0,9. Для валанжинских и ачимовских залежей, технологические и экономические условия эксплуатации которых значительно отличаются от сеноманских, значения КИГ составляют: для валанжинского – около 0,8, ачимовского – 0,7–0,75. Что уж говорить про низкопроницаемые залежи туронских отложений.

Но, самой слабой стороной действующей классификации является формальный учет экономики разработки месторождения:

– при подсчете извлекаемых запасов экономически эффективные эксплуатационные объекты объединяются с неэффективными. Если разработка месторождения в целом рентабельна, то все запасы ставятся на государственный баланс. На практике пользователи недр либо вообще отказываются от разработки нерентабельных эксплуатационных объектов, либо переносят их разработку на десятки лет вперед, до момента, когда будут отработаны рентабельные объекты и/или пока не появятся новые технологии добычи, или не изменятся цены на УВС, налоги и т.п.;

– извлекаемые запасы подсчитываются за проектный срок разработки, составляющий в некоторых случаях более 200 лет. Хотя очевидно, что фактически УВС будут добываться, пока обеспечивается положительный денежный поток пользователя недр;

– не описан механизм обоснования и верификации исходных данных (макроэкономические показатели, ставка дисконтирования, обменный курс рубля, инфляция и т.п.) для проведения экономических расчетов.

Действующая система подсчета запасов и составления проектных документов: пережиток советского периода

Кроме устаревшей классификации, проблемы подсчета запасов связаны с неоптимальной и забюрократизированной государственной системой управления в сфере воспроизводства МСБ.

Согласно Закону РФ «О недрах», запасы должны проходить государственную экспертизу. Полномочия по проведению экспертизы запасов УВС Федеральное агентство по недропользованию (Роснедра) передало подведомственному ФБУ «ГКЗ». Основным документом, экспертизу которого до недавнего времени организовывала ГКЗ, было технико-экономическое обоснование коэффициента извлечения нефти, газа и конденсата (ТЭО КИН, ТЭО КИГ, ТЭО КИК), после того, как в начале 2015 г. функции технического сопровождения деятельности ЦКР были переданы в ГКЗ, там стали рассматриваться проекты пробной эксплуатации, технологические схемы разработки, технологические проекты разработки, а также дополнения к ним.

После подсчета запасов и постановки их на Государственный баланс, для осуществления разработки пользователи недр должны, согласно Закону РФ «О недрах» от 21.02.1992 № 2395-1 (соответствующая поправка вступила в силу 30.12.2008 с принятием Федерального закона N 309-ФЗ), согласовать с межведомственной комиссией (ЦКР) один из следующих видов технического (проектного) документа (включая дополнения):

– проект пробной эксплуатации поисковой скважины;

– проект пробной эксплуатации единичных разведочных скважин;

– проект пробной эксплуатации месторождения (залежи);

– технологическую схему опытно-промышленной разработки месторождения (залежей или участков залежей);

– технологическую схему разработки месторождения;

– технологический проект разработки месторождения.

Технические проекты определяют технологию разработки, в т.ч. оптимальное размещение сетки скважин, прогнозные уровни добычи УВС на весь срок разработки месторождения. Накопленное значение добычи УВС за проектный срок разработки является новым значением извлекаемых запасов, которое может отличаться от величины, поставленной ранее на государственный баланс.

Рис. 1.
Структура текущих извлекаемых запасов нефти категорий $АВС_1+С_2$ в России (ФБУ «ГКЗ», VYGON Consulting)

Хотя ТЭО КИН несколько отличается от проектного документа, между ними много общего. Проектный документ, так же как и ТЭО КИН, содержит сведения о геолого-физических свойствах пород и флюидов, краткую геологическую информацию, данные об истории разработки месторождения, обоснование методов разработки и воздействия на пласт, описание гидродинамической модели, результаты гидродинамических расчетов и экономические расчеты. Кроме перечисленного проектный документ включает в себя вопросы технологии бурения, вопросы обустройства месторождений и ряд дополнительных специальных разделов. Для экспертизы ТЭО КИН привлекаются разработчик, эксперт по гидродинамическому моделированию и экономист, а при согласовании проектного документа – разработчик, эксперт по гидродинамическому моделированию, экономист, эксперт по обустройству месторождения и в некоторых случаях – эколог. Таким образом, пользователям недр приходится делать двойную, а иногда тройную работу – проходить экспертизу ТЭО КИН, согласовывать проектный документ, снова проходить экспертизу уточненных запасов УВС. Критическим здесь является вопрос времени, которое проходит от начала выполнения работ по подсчету запасов до получения документа, дающего возможность компании вести полномасштабную разработку на месторождении. В среднем можно считать, что на выполнение работ по составлению ТЭО КИН, его дальнейшее согласование и утверждение уходит не менее 9 месяцев, а чаще – целый год, примерно такое же количество времени необходимо для составления и утверждения проектного документа. Все это приводит к дополнительным финансовым затратам на составление документов, привлечение экспертов и затягиванию сроков получения разрешения на добычу. Данная процедура подсчета запасов представляет собой классический административный барьер.

Основной недостаток действующей классификации – формальный характер учета экономики разработки месторождения. Прирост извлекаемых запасов в результате проведения ГРР регулярно превышает добычу УВС и не отражает реальной картины воспроизводства МСБ. Запасы УВС, которые ставятся на государственный баланс в результате новых открытий, разведочного бурения и переоценки (в первую очередь за счет пересмотра КИН), имеют разные геолого-технологические риски и несопоставимую экономическую эффективность.

По большому счету, сегодня у государственных органов власти нет информации об экономической эффективности разработки отдельных залежей и месторождений в целом. Никто не может объяснить, почему более 45% извлекаемых запасов нефти (***рис. 1***), поставленных на государственный баланс, не вовлекается в разработку.

Основная причина заключается в том, что при утверждении проектных документов пользователей недр принуждают включать в варианты разработки месторождений нерентабельные мероприятия по бурению скважин и ГТМ с целью достижения КИН, утвержденного в первоначальном ТЭО КИН. Действу-

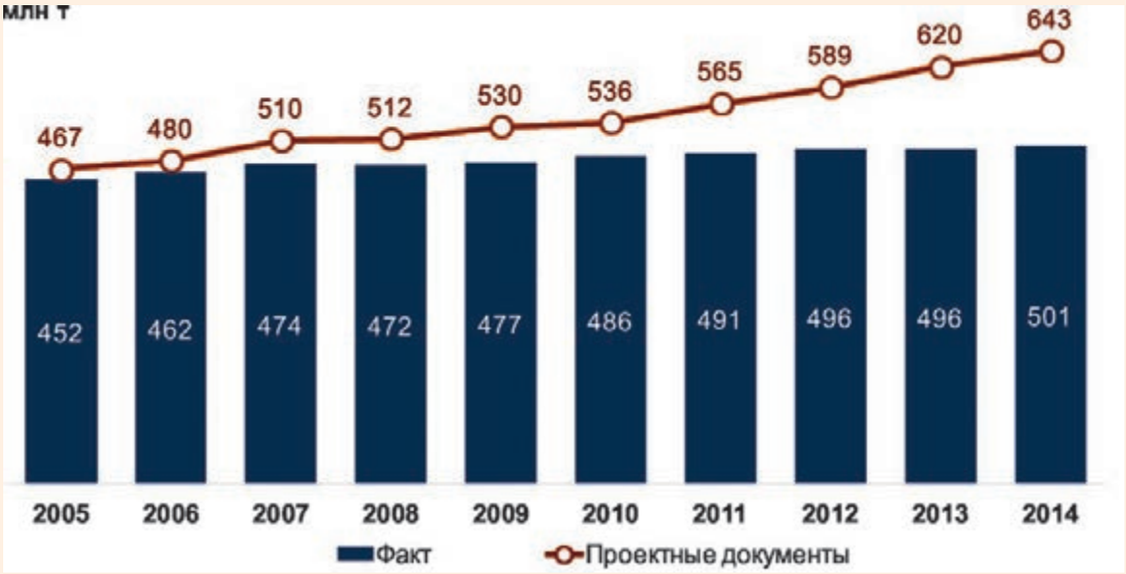


Рис. 2.
Соотношение проектной и фактической добычи сырой нефти (без газового конденсата) в России (ВНИГНИ, VYGON Consulting)

ющая практика объясняется необходимостью рациональной разработки недр, но абсолютно оторвана от реалий, т.к. со времени утверждения первоначального КИН зачастую проходит много лет, за эти годы макроэкономическая ситуация в мире и стране меняется (другая цена на УВС, выросли затраты), появляются новые технологии. Как следствие, в проектном документе утверждаются завышенные уровни добычи. Тем не менее, по мере отклонения фактической добычи от установленной в проектном документе, пользователи недр переутверждают технический проект, где опять добыча завышена, – и так происходит до бесконечности. В итоге государственные чиновники, ответственные за стратегию развития ТЭК, – в лице Минэнерго России, и воспроизводство МСБ, – в лице Минприроды России, не могут объяснить причину, почему сегодня добыча нефти составляет лишь около 500 млн т, а не более 640 млн т, как предусмотрено проектными документами (***рис. 2.***)

В связи с этим фискальная политика государства выглядит труднообъяснимой и непредсказуемой. Действующая налоговая система в нефтегазовой отрасли носит избирательный характер и содержит коррупционные риски в части выделения объектов для льготирования, а эффективность предоставленных льгот не очевидна. По нашей оценке, доля льготируемой добычи нефти к 2020 г. может составить более 35% от общей добычи в России (***рис. 3***).

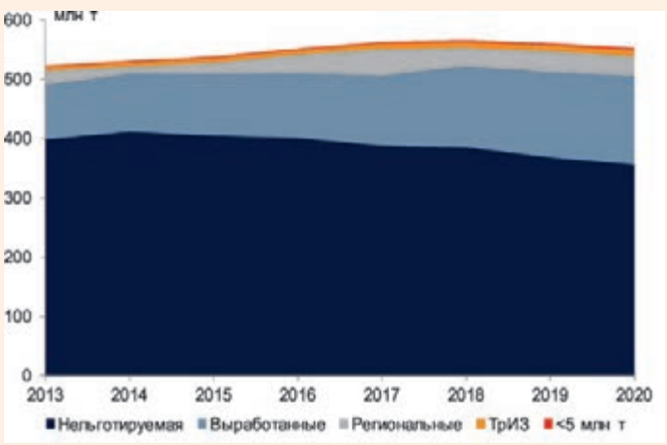
В одних случаях (например, для тюменской свиты) действующих льгот может быть недостаточно, а в других (например, сверхвысоковязкие нефти) – они чрезмерны (***рис. 4***).

Новая классификация ресурсов и запасов УВС: начало пути

Среди ключевых отличий новых правил составления проектных документов на основе новой классификации ресурсов и запасов УВС, вводимой с 1 января 2016 г., от действующей практики можно выделить следующие.

1. Формализован единый подход к определению макроэкономических показателей (цены на УВС, ставка дисконтирования, экономические расчеты в реальном выражении).

Рис. 3.
Факт и прогноз добычи нефти в РФ в разбивке на нельготируемую и льготируемые категории (ТрИЗ – баженовская, абалакская, тюменская свиты; хадумские и доманиковые отложения, низкопроницаемые коллекторы, высоковязкие нефти) (ФНС, VYGON Consulting)



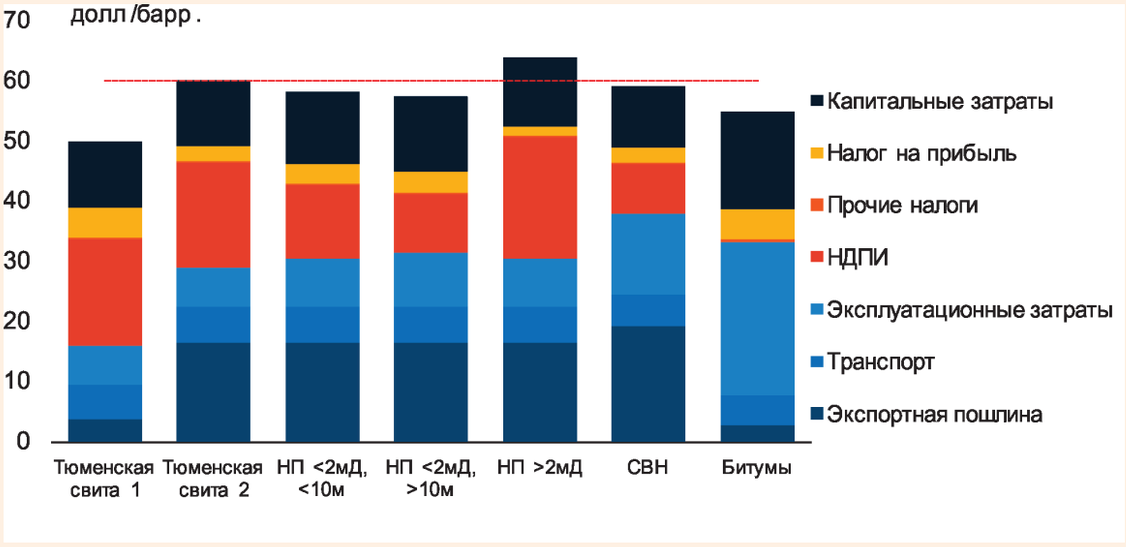


Рис. 4.
Затраты, налоги и пошлины при разработке основных льготируемых объектов (цена нефти Urals – 60 долл./барр., обменный курс – 55 руб./долл.) (VYGON Consulting)

2. Формализован выбор рекомендуемого варианта разработки эксплуатационного объекта на основе интегрального критерия $T_{опт}$.

3. Экономическая оценка для рекомендуемого варианта разработки должна формироваться на основе Базового варианта разработки и Опций (бурение, ГТМ на прирост добычи и МУН).

4. Возможность исключения из рекомендуемого варианта разработки нерентабельных эксплуатационных объектов и неэффективных мероприятий бурения скважин и ГТМ.

5. Появляется коэффициент извлечения газа, в том числе за рентабельный срок разработки.

6. Проектный документ может составляться для группы мелких и очень мелких месторождений.

Таким образом, в новой классификации ресурсов и запасов появляется полноценная экономическая логика. Рентабельно извлекаемые запасы, как и ранее, оцениваются за рентабельный срок разработки эксплуатационного объекта (***рис. 5***), но в целом по месторождению будут учитываться только рентабельные эксплуатационные объекты, экономически эффективные мероприятия (бурение скважин, ГТМ, методы увеличения извлечения УВС). И как результат, на государственный баланс запасов будут ставиться как извлекаемые (технологические) запасы (за проектный срок разработки), так и рентабельно извлекаемые и соответствующие коэффициенту извлечения.

Для проведения сравнения вариантов разработки должен быть рассмотрен единый для всех вариантов разработки вариант добычи УВС фондом скважин, пробуренных и действующих на начало первого проектного года, с использованием объектов обустройства и объектов внешнего транспорта, построенных на начало первого проектного года (***Базовый вариант***). Базовый вариант формируется и рассматривается в техническом проекте только при наличии фонда скважин, пробуренных и действующих на начало первого проектного года.

Вариант разработки эксплуатационного объекта рассматривается как Базовый вариант разработки и набор опций для расчета вариантов разработки эксплуатационного объекта. Количество расчетных опций для каждого варианта разработки зависит от планируемого в проектном документе применения различных способов и агентов воздействия на пласт, систем размещения и количества скважин, темпов и уровней отбора УВС, вариантов ГТМ на прирост добычи, применения методов интенсификации добычи углеводородов и повышения коэффициентов извлечения УВС пластов, включая методы увеличения нефтеотдачи, газоотдачи, конденсатоотдачи. В зависимости от предусмотренных в ПТД мероприятий для рекомендуемого варианта разработки они должны рассматриваться дополнительно к Базовому варианту (при его наличии) (***рис. 6***):

– ***Опция 1*** (ГТМ на прирост добычи) – формируется при наличии Базового варианта и планировании в проектном документе ГТМ на прирост добычи на фонде скважин, пробу-

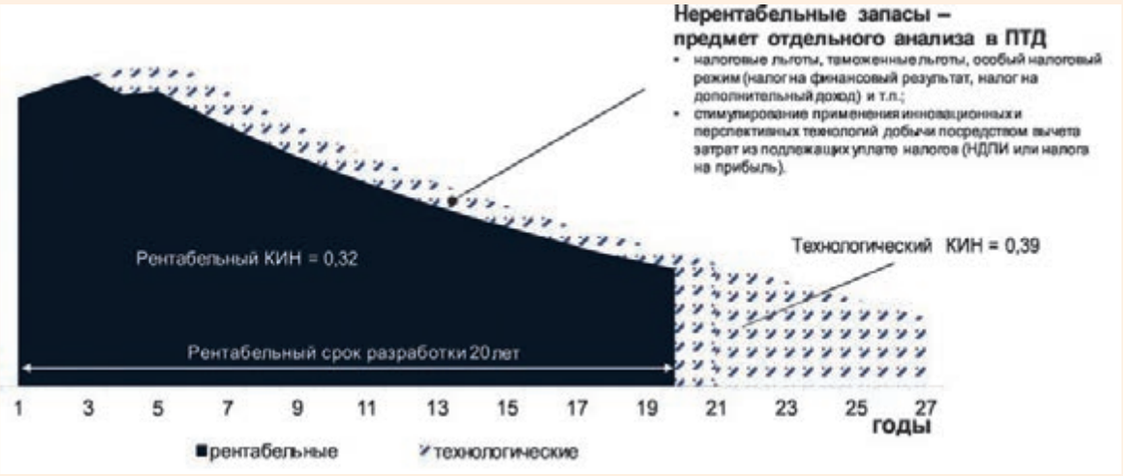


Рис. 5.
Выделение рентабельно извлекаемых запасов (VYGON Consulting)

ренных в категории запасов А на дату составления проектного документа. Данная опция предусматривает дополнительно к Базовому варианту выполнение на эксплуатационном объекте операций ГТМ на прирост добычи;

– ***Опция 2*** (Бурение) – формируется как самостоятельная (при отсутствии Базового варианта) или как опция разработки, предусматривающая дополнительно к Опции 1 (при ее наличии) или Базовому варианту (при отсутствии Опции 1) при планировании бурения новых скважин различных по профилю проводки в категории запасов А на дату составления проектного документа (уплотнение сетки скважин) или в категории запасов B_1 и B_2 и одновременное применение технологий интенсификации дебита в данных скважинах при вводе их в эксплуатацию (например, бурение и ГРП, бурение и ОПЗ). В составе Опции 2 могут рассматриваться варианты систем сбора, подготовки и/или транспортировки УВС;

– ***Опция 3*** (включает мероприятия, ведущие к повышению коэффициентов извлечения УВС, в том числе реконструкцию объектов добычи, сбора и подготовки УВС) – формируется и представляется в проектном документе при планировании применения МУН/МУГ/МУК дополнительно к Опции 2 (при ее наличии) или Опции 1 (при отсутствии Опции 2) или Базовому варианту (при отсутствии Опции 1).

Такое разделение позволит облегчить экспертизу проектных документов, обеспечит понимание как технологической эффективности бурения новых скважин, ГТМ, так и экономической целесообразности данных мероприятий.

Несомненно, новый подход к экономической оценке приведет к увеличению трудозатрат пользователей недр. Но необходимо отметить, что по новым правилам исключается составление отдельного документа – ТЭО КИН, положения которого войдут в состав технического проекта на основе новых правил, поэтому трудозатраты на составление нового проектного документа в любом случае возрастут. Тем не менее, в процессе диалога с пользователями недр был найден компромисс: технико-экономические расчеты в разбивке на опции нужно включать в проектный документ только для рекомендуемого варианта разработки, что существенно снизит количество таблиц.

Формализация подхода к выбору рекомендуемого варианта разработки эксплуатационного объекта на основе интегрального показателя $T_{опт}$ позволит учесть как технологическую, так и экономическую эффективность для пользователя недр и государства. Такой подход должен позволить устранить произвол экспертов при утверждении проектного документа (***рис. 7***). Зачастую против мнения пользователя недр рекомендуется к утверждению вариант разработки с максимальным коэффициентом извлечения, несмотря на его наименьшую экономическую эффективность для пользователя недр.

Некоторые критики новой классификации и подходов к составлению проектных документов на ее основе высказывают мнение о легализации выборочной отработки запасов. Хотелось бы отметить, что в основном это специалисты, которые не смогли себя найти в современной рыночной экономике и которые не в состоянии понять, что если сейчас

Рис. 6.
Разбивка уровня добычи варианта разработки эксплуатационного объекта на Базовый вариант, ГТМ, бурение скважин и МУН (VYGON Consulting)

в проектном документе будет утвержден КИН с учетом нерентабельных эксплуатационных объектов и неэффективных с экономической точки зрения мероприятий, то этот КИН так и останется на бумаге. Нужно создавать реальные инструменты государственного стимулирования ввода в разработку нерентабельных залежей, а не заниматься, по сути, приписками запасов.

Также предусмотрен анализ чувствительности величины рентабельно извлекаемых запасов к различным макроэкономическим показателям, таким как цены на УВС, обменный курс рубля, затраты и ставка дисконтирования. Пользователям недр предоставляется возможность оценить количество рентабельно извлекаемых запасов на основе экономической оценки без учета налогов. Это важно, в первую очередь, для оценки потенциала льготирования сложных объектов разработки (***рис. 8***) и трудноизвлекаемых запасов, нерентабельных в настоящее время, и позволит государству более полно понимать потенциал прироста извлекаемых запасов и добычи УВС при существующих технологиях в случае предоставления государством экономических стимулов.

Конечно, это только начало долгого пути, еще предстоит апробировать многие подходы, закрепленные в новых правилах подготовки технических проектов, причем не только экономические, но и технологические. Это первый реальный и значительный шаг к гармонизации российской классификации с классификацией *PRMS*. Предстоит оценить перспективы введения вероятностных оценок рентабельно извлекаемых запасов, например, P10, P50 и P90. Соответствующие вероят-

Рис. 7.
Выбор рекомендуемого варианта разработки на основе интегрального показателя $T_{опт}$ на примере нефтяного эксплуатационного объекта (VYGON Consulting)

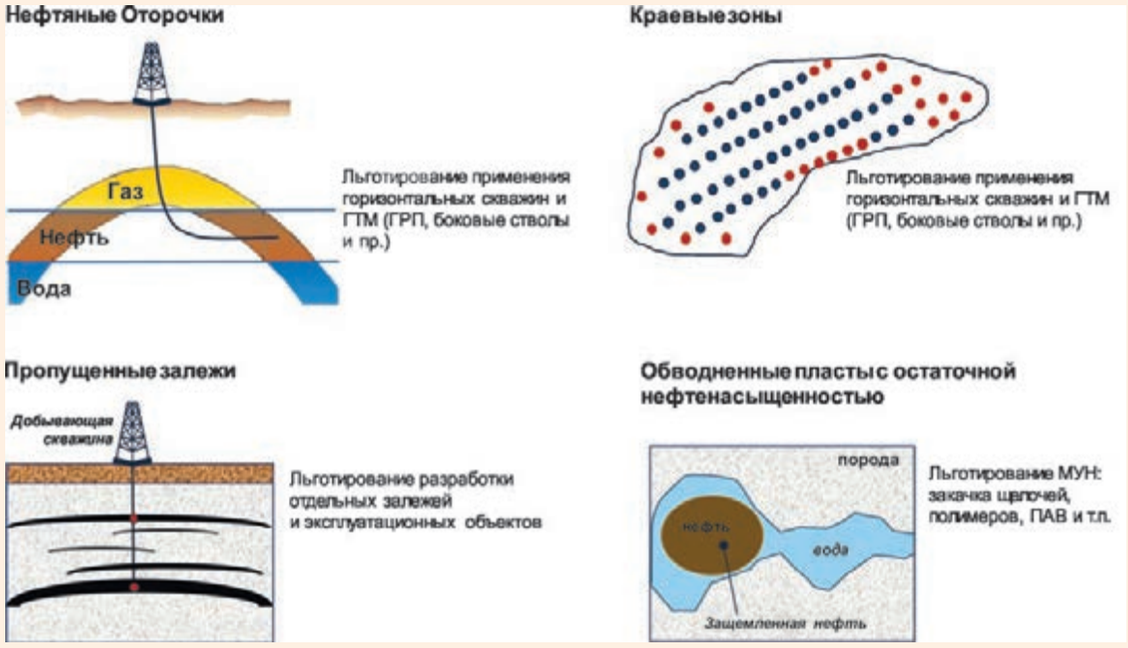


Рис. 8.
Сложные объекты разработки

ностные оценки позволят учесть геолого-технологические риски для разных стадий изученности и категорий запасов.

Несмотря на относительно низкую чувствительность величины рентабельно извлекаемых запасов к изменению мировых цен на нефть из-за корректировки обменного курса рубля, необходимость ежегодного уточнения запасов сохраняется. Нужно предусмотреть упрощенную процедуру такого пересчета, необходимость которой связана с ростом изученности месторождения по мере его разработки (появляется новая геолого-физическая, технологическая информация) и изменением макроэкономической ситуации. Такой пересчет, например, в рамках мониторинга реализации проектного документа позволит получать более объективную картину о текущем состоянии рентабельно извлекаемых запасов и, соответственно, потенциале добычи УВС.

Не менее важным вопросом является развитие института экспертов. По нашему мнению, такая деятельность должна лицензироваться, т.к. эксперты несут ответственность за принимаемые решения при утверждении проектных документов. Эксперт должен обладать необходимой квалификацией и опытом, в том числе и по экономике.

Введение новой классификации ресурсов и запасов – давно назревший шаг, значимость которого еще предстоит оценить представителям государственных органов и пользователям недр. С уверенностью можно сказать, что новая классификация будет важным элементом в сфере государственного управления воспроизводством МСБ, формирования кратко- и долгосрочной стратегии развития нефтегазовой отрасли, а также планирования фискальной политики государства.

UDC 553.04

S.V. Klubkov, PhD, director of exploration and production VYGON Consulting[1], info@vygon.consulting.

1. 12, office 1247, Krasnopresnenskaya embankment, Moscow 123610, Russia.

New classification of resources and reserves of hydrocarbons: questions of economic evaluation of recoverable reserves

Abstract. The introduction of a new classification of resources and reserves – long overdue step, the significance of which has yet to evaluate the representatives of state bodies and subsoil users. The new classification would be an important element in government reproduction of the mineral resource base, the formation of short– and long–term development strategy of oil and gas industry, as well as the planning of fiscal policy.

Keywords: oil and gas reserves; classification; economics of field development; project document; The basic version; Options; integral indicator

УДК 553.04

А.В. Давыдов
канд. техн. наук
НАО «ИНКОНКО»[1]
Заместитель генерального директора по производству
avdavydov@enconco.ru

Р.М. Курамшин
канд. техн. наук
РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина[1]
доцент кафедры теоретических основ поисков и разведки нефти и газа
renkur@rambler.ru

Новые правила проектирования – пора действовать!

1. Россия, 125040, Москва, 5–я ул. Ямского поля, 5, стр. 1, 8 этаж; 2. РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. РГУНГ, Россия, 119991, Москва, Ленинский пр–т., 65.

Новые «Правила подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья» связаны с новым этапом в освоении месторождений, требующим применения новых подходов к проектированию и оценке запасов месторождений, в том числе и экономической, для разработки новых месторождений на шельфе; месторождений с новым нетрадиционным типом коллектора, а также месторождений и залежей, считавшихся ранее нерентабельными, но которые в перспективе могут эффективно осваиваться. В статье показаны принципиальные отличия новых Правил от действующих регламентов на проектирование разработки углеводородов

Ключевые слова: Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов; Правила подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья; нововведения

В соответствии с новыми требованиями и велениями времени с 2016 г. вводится в действие новая «Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов» (далее – Классификация). Очевидно, сама по себе классификация – это только начало применения новых подходов к оценке и перспективам освоения запасов углеводородного сырья. Необходимость реально оценивать извлекаемые запасы и перспективы добычи УВС при применении современных технологий бурения, добычи и разработки в условиях действующих и актуально меняющихся экономической системы и законодательства РФ требует от специалистов нефтегазовой отрасли создания проектных документов на основе обновленных регламентов, нормативов и правил, разработанных с учетом накопленного международного и отечественного опыта освоения месторождений УВС.

Необходимо отметить, что все регламенты на проектирование разработки нефтяных и газонефтяных месторождений – и 1987 г., и 1996 г., и «Методические рекомендации по проектированию ...» 2007 г. – характеризуются единой структурой, но отличаются развитием тех или иных положений, наиболее востребованных в конкретный исторический момент. Это правильно, т.к. структура проекта на разработку месторождений УВС характеризует последовательность изучения и освоения месторождения, а развитие различных положений проектного документа связано с развитием техники и технологии геологического изучения, моделирования объектов, новых методов увеличения нефтеотдачи пластов, конструкции скважин, подъема и транспорта жидкости и т.д.

Новые «Правила подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья» (далее ППР УВС) связаны с новым этапом в освоении месторождений, требующим применения новых подходов к проектированию и оценке запасов месторождений, в том числе и экономической, для разработки новых месторождений на шельфе; месторождений с новым нетрадиционным типом коллектора, а также месторождений и залежей, считавшихся ранее нерентабельными, но которые могут эффективно осваиваться с учетом новых технологий и технических средств и подходов к проектированию.

Предлагаемые к внедрению новые ППР УВС принципиально отличаются от действующих регламентов на проектирование по следующим основным позициям.

1. ППР УВС являются единым нормативным документом для месторождений разных фазовых состояний (нефтяных, газонефтяных, газовых и др.). Это принципиально важно, т.к. ранее действовали различные нормативные документы для проектирования нефтяных и отдельно для газовых месторождений. Теперь все проектные технологические документы (ПТД) будут выполняться по единому формату с учетом специфики стадии разведки или разработки каждого месторождения, его местоположения (суша/море) и фазового состояния.

Согласно новой Классификации все месторождения подразделяются на разведываемые и промышленно-разрабатываемые, для которых составляются принципиально разные проектные документы по назначению, рекомендуемым к применению технологиям и их технико-экономической оценке, хотя названия их общеизвестны и применяются в настоящее время.

Для ***разведываемого месторождения*** (для запасов категорий C_1 и C_2) недропользователем составляется «Проект пробной эксплуатации» (ППЭ) с решением конкретных задач по геологическому изучению месторождения (залежи), оценки технологической возможности и эффективности применения технологий разработки. Нововведение заключается в том, что в зависимости от величины начальных извлекаемых запасов нефти и газа месторождения, согласно Классификации, и количества объектов разработки устанавливаются различные сроки действия ППЭ (от 3 до 7 лет), с возможностью, при определенных условиях, представления дополнения к ППЭ. При отсутствии достоверной информации создание трехмерной геологической и гидродинамической (газодинамической) моделей залежей (месторождения) не является обязательным условием. Оценке КИН и технико-экономическим показателям разработки залежи (месторождения) на этой стадии изучения уделяется второстепенное значение. Уровни добычи нефти и/или свободного газа для ППЭ (дополнений к нему) не регламентируются и устанавливаются в соответствии с фактически достигнутыми.

Главная задача – недропользователем должна быть представлена в ППЭ, согласована Федеральным агентством по недропользованию и реализована за срок действия программа научно-исследовательских работ и доразведки месторождения, обеспечивающая получение всей необходимой информации для выполнения подсчета запасов и составления технологической схемы разработки.

Подготовленными к промышленной разработке являются месторождения, геологические запасы которых по изученности можно оценить в границах категорий А, B_1 и B_2, полученная информация позволяет создать трехмерную геологическую и гидродинамическую (газодинамическую) модели объектов разработки, на основании которых возможно оценить коэффициенты извлечения нефти/газа/конденсата (КИН/КИГ/КИК) и технико-экономические показатели разработки залежи (месторождения) при реализации различных технологий (систем расстановки, плотности сетки и конструкции скважин, интенсификации притока и т.д.) и составить первую технологическую схему.

Промышленно-разрабатываемые месторождения – месторождения, для которых составлены и реализуются технологическая

схема (технологический проект) разработки или дополнения к ним (далее ПТД), определены извлекаемые запасы и коэффициенты извлечения нефти/газа/конденсата.

Количество рассматриваемых в ПТД вариантов разработки должно быть достаточным для обоснования этих важнейших показателей освоения запасов УВС.

Однозначно определен этап геолого-геофизической изученности и разработки месторождения для составления технологического проекта разработки – доля начальных геологических запасов категории А должна составлять более 75%.

На современном этапе проектирования разработки месторождений УВС актуальными является еще три нововведения. Так, для крупных и уникальных месторождений УВС, согласно классификации, допускается составление ПТД для одного или нескольких эксплуатационных объектов, разрабатываемых с использованием общей системы сбора и подготовки продукции, что особенно актуально для газовых месторождений. Второе – допускается составление единого ПТД для группы мелких и очень мелких месторождений УВС, согласно классификации, для которых возможна общая система сбора и подготовки продукции, но с разделением показателей разработки по месторождениям, что очень актуально на современном этапе освоения нефтяных месторождений. Открытые в последнее время новые нефтяные месторождения в основном относятся именно к этой категории.

Впервые разрешено представлять ПТД по упрощенной схеме, при открытии новой залежи на промышленно-разрабатываемом месторождении, при неизменности геолого-гидродинамических моделей разрабатываемых объектов и отсутствии необходимости внесении корректив в процесс их разработки.

Это особенно актуально сегодня для крупных, уникальных месторождений УВС, проектные решения на объектах разработки которых давно и успешно реализованы, геологическое строение хорошо изучено, построены соответствующие модели. При дальнейшем проектировании на таком месторождении, как правило, не требуется внесения существенных корректировок как в геологическое строение объектов разработки (залежей), так и технико-технологических решений, но за счет внедрения современных технологий геофизических исследований, перфорации и интенсификации добычи получены притоки из пластов, ранее относившихся к неколлекторам, извлекаемые запасы которых, например, не превышают 1 млн т. Такой подход, рекомендуемый в новых ППР УВС, значительно сократит трудозатраты на ненужные, непродуктивные работы по описанию в ПТД давно промышленно-разрабатываемых объектов разработки, представление давно известных зависимостей, моделей и т.д. Время на проектирование будет потрачено на изучение вновь открытой залежи. Представляется возможность нефтяным (газовым) компаниям переориентировать значительное количество времени специалистов и финансы на научно-исследовательские (аналитические) работы для крупных (уникальных) промышленно-разрабатываемых месторождений, разработку и внедрение новых технологий и технических средств.

При необходимости опробования и внедрения технологии разработки, новой для данных геолого-физических условий, а также для крупных и уникальных месторождений УВС, недостаточно разведанных и/или со сложным геологическим строением, в составе ПТД допускается выделение участка опытно-промышленной разработки (ОПР), а не составление самостоятельного проектного документа. Учитывая риски при реализации ОПР, технологические и технико-экономические показатели разработки для этого участка рассчитываются отдельно, а уровни добычи (на 7 лет) нефти и/или свободного газа по участку не регламентируются (устанавливаются в соответствии с фактически достигнутыми) и не учитываются в суммарном объеме добычи нефти и/или свободного газа, утвержденном по месторождению в ПТД. В предлагаемом нововведении учтен как риск недропользователя в реализации ОПР на залежи (месторождении), так и закрыта «формальная лазейка» недропользователю для добычи УВС, при наличии самостоятельного проектного технологического документа, без фактической реализации ОПР.

Главная задача – недропользователем, на этой стадии геолого-геофизической изученности месторождения в этих видах ПТД, представляется технико-экономическое обоснование промышленного варианта разработки объекта (залежи), оценки извлекаемых запасов и коэффициентов извлечения нефти/газа/конденсата по ним и месторождения в целом, рекомендуемых для согласования Федеральным агентством по недропользованию, и программа мониторинга и контроля над разработкой, а при необходимости и программа дальнейших исследовательских работ и доразведки месторождения.

Рис. 1.
Этапы создания и представления проектных документов

2. В каждом ПТД, представляемом на рассмотрение в государственные органы, будут обосновываться извлекаемые запасы нефти/газа/конденсата и соответствующие им КИН/КИГ/КИК, которые, после согласования с Федеральным агентством по недропользованию, будут учтены (изменены) в государственном балансе запасов РФ (ГБЗ РФ).

Что же здесь нового? – могут задать вопрос многие специалисты.

В настоящее время проектирование разработки и обоснование коэффициентов извлечения нефти/газа/конденсата находятся как бы в разных плоскостях. Коэффициент извлечения, числящийся на государственном балансе запасов, есть некоторая «неприкасаемая» величина, которую необходимо «достичь» в каждом проектном документе, даже если по объективным различным причинам это невозможно. В этом случае необходимо готовить пересчет геологических запасов УВС и технико-экономическое обоснование (ТЭО) КИН/КИГ/КИК для оценки извлекаемых, переутверждать их значения в ФБУ «ГКЗ» и получать на многие годы новые «неприкасаемые» значения этих коэффициентов. Многие подсчеты запасов в ФБУ «ГКЗ» рассматривались и утверждались 20, а то и 45–50 лет назад, абсолютная же величина геологических и извлекаемых запасов могла меняться после утверждения в ФБУ «ГКЗ» хоть ежегодно, путем представления оперативных пересчетов. В проектном технологическом документе, в зависимости от его статуса, сегодня рассматривается ограниченное количество вариантов (как правило, не более трех), направленных только на коррекцию текущего положения дел на месторождении, при условии «достижения» числящихся на ГБЗ РФ значений коэффициентов извлечения. При этом очевидно, что невыполнение утвержденных проектных решений может привести к корректировке коэффициентов извлечения, однако действующие правила проектирования не позволяют их менять (в меньшую сторону) в проектном технологическом документе и ставить на ГБЗ РФ без пересмотра и утверждения нового ТЭО КИН/КИГ/ КИК. Парадокс заключается и в том, что новые оцененные в ПТД коэффициенты извлечения нельзя было изменить в ГБЗ РФ, без ТЭО КИН/КИГ/КИК, даже если он увеличивался. В новых «Правилах подготовки технических проектов разработки месторождений УВС» это органично разрешается.

Сегодня такой документ как ТЭО КИН (КИГ, КИК) представляться не будет, а из-

влекаемые запасы и соответствующие им КИН/КИГ/КИК будут оцениваться, пересматриваться и утверждаться в проектном технологическом документе (технологической схеме разработки, технологическом проекте разработки или дополнениях к ним) и ставиться на ГБЗ РФ, что значительно сократит время и финансовые затраты недропользователя для корректировки проектных решений, оперативного внедрения современных технологий нефтегазодобычи и более достоверного учета запасов и коэффициентов извлечения на ГБЗ РФ по мере геологического изучения месторождения согласно вводимой классификации.

Кроме того, в новых ППР УВС будет обосновываться коэффициент извлечения газа. Это также является принципиальным и очень важным моментом для реальной оценки извлекаемых запасов газа. В настоящее время, как известно, КИГ принимается равным единице, чего практически никогда достичь невозможно. Очевидно, что при новом подходе на ГБЗ РФ будут числиться более реальные величины извлекаемых запасов газа, а следовательно, и конденсата, позволяющие не только более обоснованно планировать стратегию развития газовой отрасли страны, но и технико-экономические показатели эффективности разработки газовых (газонефтяных, нефтегазовых, газоконденсатных, нефтегазоконденсатных) залежей (месторождений) недропользователями, учитывая наличие, сегодня, различных производителей газа.

Учитывая изложенное выше, можно отметить самое главное нововведение.

Проектный технологический документ будет представляться на рассмотрение одновременно («в одно окно») с подсчетом геологических запасов УВС и, соответственно, с актуальными на сегодняшний день (составленными на единую дату) геологической и гидродинамической моделями. Мы делаем серьезный шаг вперед по сравнению с тем подходом, который существует сегодня и заключается в непременном соответствии подсчетных параметров геологической модели параметрам, числящимся на государственном балансе. Если за период, прошедший с предыдущего подсчета запасов, утвержденного в ФБУ «ГКЗ», изменений не произошло, то геологическая модель действительно должна соответствовать утвержденной ранее; если же при реализации ПТД произошли существенные изменения, то строится новая модель, представляются новые запасы и вносятся соответствующие изменения в ГБЗ РФ.

При реализации предложенного подхода «одного окна» мы будем иметь не меняющиеся время от времени параметры, участвующие в построении модели, и коэффициенты извлечения, а на самом деле постоянно действующую геолого-гидро(газо)динамическую модель (о чем уже столько лет говорится и пишется), согласно которой оперативно изменяются величины как геологических и извлекаемых запасов (сегодня они меняются при оперативном пересчете), но и достаточно оперативно меняющиеся КИН/КИГ/КИК, в зависимости от адаптированных к структуре новых запасов технологических и технических решений по разработке залежи (объекта). На ***рис. 1*** представлены этапы составления проектных документов и порядок их представления.

3. Вводится новое понятие рентабельных извлекаемых запасов и рентабельных коэффициентов извлечения нефти/газа/конденсата.

Не секрет, что в настоящее время всегда существует два сценария нефтегазодобычи. Один – официальный, изложенный в утвержденном проектном технологическом документе, который рассмотрен и утвержден Роснедра. Другой – внутренний бизнес-план компании-недропользователя – может существенно отличаться от утвержденного ПТД. Новые правила направлены на сближение, а в идеальном случае – на совпадение этих документов, т.е. проектный технологический документ должен быть единым для всех, в определенном смысле – законом для разработки того или иного месторождения. Именно поэтому количество вариантов должно быть достаточным для обоснования не только конечного, но и рентабельного значения КИН/КИГ/КИК, для выбора оптимального варианта разработки, как с технологической, так и с экономической точки зрения, как с точки зрения государства, так и недропользователя. Понятно, что это достаточно трудная задача, но никто не ограничивает недропользователя в ее решении.

4. Разработана и предложена новая методика экономической оценки вариантов разработки объектов (залежей) и месторождения в целом.

В «Правилах подготовки технических проектов разработки месторождений УВС» в виде приложения приведена новая методика экономической оценки. Связано это как раз с необходимостью решения изложенных выше задач по определению рентабельных извлекаемых запасов и коэффициентов извлечения нефти/газа/конденсата.

Для унифицирования полученных результатов методические подходы должны быть одинаковы для всех недропользователей, что позволит усовершенствовать подход к определению запасов, относимых к трудноизвлекаемым (ТрИЗ), включая их объемы, и предложить наиболее эффективные и различные преференции государства при их разработке.

5. Предложенные подходы по оценке площадей нефтеносности категорий запасов на разведываемом и промышленно-разрабатываемом месторождениях по новой классификации запасов и технико-экономической оценки в ППР УВС приближены к предложенной в международной «Системе управления ресурсами и запасами жидких, газообразных и твердых углеводородов» (*SPE-PRMS*-2007). Существенной разницей является то, что в наших оценках максимально используется вся геолого-геофизическая информация по залежи и оцениваются как геологические, так и извлекаемые запасы всей залежи (объекта разработки), а не отдельных ее участков (участков месторождения). Отсутствует вероятностный подход при оценке извлекаемых запасов.

Таким образом, основные изменения, которые давно назрели и предложены в новых «Правилах подготовки технических проектов разработки месторождений УВС», следующие:

– впервые установлены различные сроки реализации ППЭ в соответствии со сложностью геологического строения;

– впервые принято решение об одновременном («в одно окно») представлении ПТД с подсчетом геологических запасов УВС на основе актуальных, на дату представления, геологической и гидродинамической моделей, определены необходимые и достаточные материалы, при которых составляется первые технологическая схема разработки, технологический проект разработки и соответствующие дополнения к ним;

– впервые разрешено представлять ПТД по упрощенной схеме при открытии новой залежи на промышленно-разрабатываемом месторождении;

– впервые учтен риск недропользователя в реализации опытно-промышленных работ;

– впервые даны рекомендации по оценке коэффициентов извлечения нефти/газа/конденсата и извлекаемых запасов, учитывая стадии геологической изученности месторождения и составления проектных документов;

– впервые технологический коэффициент извлечения перестанет быть «неприкасаемой догмой» и будет изменяться в соответствии с актуализацией геологической модели и внедрением усовершенствованных технологий разработки, бурения скважин и добычи, при адаптации их к структуре остаточных запасов;

– представлена новая методика технико-экономической оценки извлекаемых запасов и коэффициентов извлечения нефти/газа/конденсата, включая впервые выделяемые – рентабельные запасы и коэффициенты извлечения;

– исключение из документооборота ТЭО КИН/КИГ/КИК сокращает время и финансовые затраты недропользователя для корректировки проектных решений, внедрению современных технологий нефтегазодобычи и достоверного учета запасов и коэффициентов извлечения на ГБЗ РФ.

UDC 553.04

A.V. Davydov, PhD, deputy general director for production ENCONCO Russia[1], avdavydov@enconco.ru
R.M. Kuramshin, PhD, assistant professor RGUNG[1], renkur@rambler.ru

1. 5th Yamskogo Polya, 5, bldg. 1, level 8, Moscow, 125040, Russia; 2. Gubkin Russian State Oil and Gas University. RGUNG, 65, Leninsky Ave., Moscow, 119991, Russia.

New rules for the design – it's time to act!

Abstract. New "Rules of preparation of the technical project development of hydrocarbon fields" associated with a new stage in development of fields that require new approaches to the design and evaluation of fields, including economic, for the development of new offshore fields; deposits with the new non–traditional type of collector, as well as deposits and deposits, previously considered unprofitable, but that in the long term can be effectively assimilated. And the article shows the fundamental differences between the new Rules of the existing regulations for the design development of hydrocarbons.

Keywords: The classification of resources and reserves of oil and combustible gases; Rules for the preparation of technical projects to develop hydrocarbon deposits; innovations

УДК 553.04

Ф.З. Хафизов
д-р геол.-мин наук
НАЦ РН им.В.И. Шпильмана[1]
главный научный консультант
khafizov@crru.ru

Подтверждаемость запасов при переводе в более высокие категории на примере месторождений Западной Сибири

1. Научно–аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпилтьмана. Россия, 625026, Тюмень, ул. Малыгина, 75.

Автор исследует проблему подтверждаемости запасов при повышении их изученности. Коэффициент подтверждаемости запасов при переводе их в более высокие категории зависит от многих факторов, наиболее значимыми из которых являются величина запасов залежей, время их открытия и его соотношение с историей изучения и освоения ресурсов региона

Ключевые слова: запасы и ресурсы нефти; коэффициент подтверждаемости; методы оценки подтверждаемости

Для исследования проблемы подтверждаемости запасов при повышении их изученности автором принят ряд условий, при соблюдении которых могут быть получены переводные коэффициенты, позволяющие привести запасы разных категорий к единому знаменателю. Эти условия следующие:

– цифры запасов для анализа используются исключительно официально учтенные, т.е. из Государственного баланса. Это условие позволит обеспечить проверяемость полученных результатов, т.к. любой исследователь может, используя те же методы анализа, что и автор, получить соответствующие коэффициенты;

– за «истинные» величины запасов принимается их состояние на последнюю дату исследования;

– при наличии случаев неоправданного завышения или занижения запасов в процессе

геологоразведочных работ вносятся соответствующие поправки.

Изменение структуры запасов и ресурсов месторождений и залежей в процессе ГРР происходит в следующей последовательности:

$$\begin{array}{ccccccc} & & C_2 & & C_1 & & \\ & & \uparrow & & \uparrow & & \\ C_3 \cdot x & \rightarrow & C_2 \cdot y & \rightarrow & C_1 \cdot z & \rightarrow & AB \end{array}$$

1. Перспективные ресурсы C_3 поискового объекта после бурения первой скважины на площади и выявления залежи переводятся с некоторым коэффициентом подтверждаемости **x** в запасы категории C_2, часть из которых переводятся в категорию C_1 с коэффициентом **y**, а другая часть остается в балансе запасов в виде категории C_2.

2. Часть запасов категории C_1 в процессе дальнейшей разведки переводится в извлекаемые запасы категорий А+В с коэффициентом **z,** другая часть остается в балансе запасов в виде категории C_1.

3. Из запасов категорий А+В идет добыча, запасы списываются с коэффициентом 1, оставшаяся часть учитывается в балансе в виде категорий А+В.

Подтверждаемость ресурсов категории C_3

Оценка подтверждаемости перспективных ресурсов категории C_3 осуществляется путем сопоставления их величины до выявления залежей с начальными запасами суммы категорий ABC_1C_2. При этом возможны несколько вариантов. В данной работе принят вариант, когда сопоставляются ресурсы C_3 перспективных структур и неструктурных ловушек с запасами промышленных категорий только по тем объектам, по которым до ввода их в поисковое бурение были оценки ресурсов C_3. При этом суммарные запасы промышленных категорий складываются, естественно, только по выявленным залежам, а ресурсы C_3 суммируются по всем перспективным объектам, введенным в поиск за отчетный период, в том числе и по тем, в пределах которых залежи не выявлены.

В качестве коэффициента подтверждаемости ресурсов категории C_3 принимается отношение начальных запасов категорий ABC_1C_2 определенной группы залежей, объединенных по некоторым признакам и имевших на дату ввода в поиск оценку ресурсов C_3, к сумме ресурсов категории C_3 перспективных объектов, входящих в ту же группу.

С целью анализа динамики различных параметров залежей нефти во времени, для выявления закономерностей процесса их разведки и освоения, определения коэффициента подтверждаемости, прослежена история их изучения за весьма длительный период: с 1960 г. – даты открытия первого в Ханты-Мансийском автономном округе месторождения – Трехозерного – до настоящего времени. Динамика запасов и различных параметров залежей прослежены во времени как по отдельным объектам, так и по группам объектов, объединенным по различным параметрам, таким, как размер залежей, их глубина, время их открытия, величина толщины коллекторов, их пористости и проницаемости, принадлежность к определенным продуктивным комплексам и т.д. Во избежание попадания

Таблица 1.
Результаты расчетов коэффициента подтверждаемости перспективных ресурсов по залежам

Параметр для группирования	Диапазон изменения параметра	Коэффициент подтверждаемости, min		Коэффициент подтверждаемости, max	
		На дату открытия залежей	По состоянию на 2014 г.	На дату открытия залежей	По состоянию на 2014 г.
Продуктивный комплекс	Сеноманский–среднеюрский	0,83	0,47	6,5	8,5
Время открытия залежей	1960–2005	0,67	0,73	5	46
Размеры залежей	0,3–300	0,19	0,03	5,8	20
Глубина залежей	1500–3000	0,33	0,93	2	12
Толщина коллекторов	2–15	0,86	0,56	51	129
Коэффициент пористости	0,15–0,3	2,46	3,33	13	50
Коэффициент проницаемости	10–500	2,5	4,2	12	31

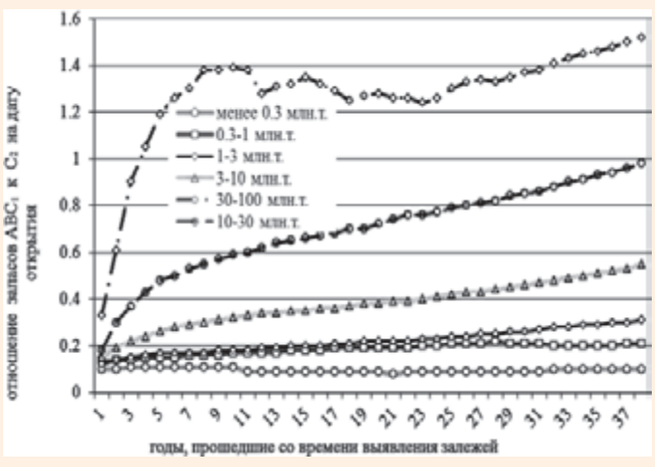
в группы залежей с различным состоянием изученности (только выявленных и находящихся в разработке длительное время) запасы их приведены к единому году с начала выявления залежей.

Ниже в ***таб. 1*** приведены результаты расчетов коэффициента подтверждаемости перспективных ресурсов по залежам, сгруппированным по вышеперечисленным параметрам. Из данных, приведенных в таблице, видно, что в зависимости от группы залежей, величина этого коэффициента изменяется в неправдоподобном, на первый взгляд, диапазоне: от 0,03 для мелких залежей с запасами до 0,3 млн т и до 129 по залежам со средней толщиной коллекторов более 15 м. Реальность этих цифр можно продемонстрировать на следующем примере. По Урьевскому месторождению по пластам $АВ_{1-2}$ ресурсы по категории $С_3$ до ввода площади в поисковое бурение были оценены в количестве 79 тыс. т, а к настоящему времени запасы соответствующей залежи определены в количестве 87 млн т, т.е. возросли более чем в тысячу раз.

Подтверждаемость запасов категории $С_2$

После выявления залежи и подсчета запасов по категориям $С_1$ и $С_2$ в процессе разведочных работ, доразведки и в процессе разработки месторождений происходит дальнейшее изменение структуры запасов: увеличение или уменьшение количества запасов, повышение доли высоких категорий ($АВС_1$) и уменьшение доли низких ($С_2$). Для оценки подтверждаемости запасов категории $С_2$ при переводе их в $С_1$, В и А автором предложены несколько методических приемов: математический, аналитический и корреляционный.

Рис. 1.
Динамика коэффициента подтверждаемости для мелких и средних залежей



Математический метод основан на решении системы уравнений, в которых в качестве неизвестных приняты коэффициенты подтверждаемости **x** (при переводе ресурсов $С_3$ в запасы $С_2$), **y** (перевод запасов $С_2$ в запасы $С_1$) и **z** (перевод запасов $С_1$ в начальные запасы АВ), а коэффициентами при неизвестных являются значения ресурсов и запасов по состоянию на разные даты. Для трех неизвестных можно составить три уравнения на три разные даты. Решая эту систему уравнений можно получить значения неизвестных, т.е. соответствующих коэффициентов подтверждаемости.

Для гипотетического случая с постоянными во времени величинами неизвестных (коэффициентов подтверждаемости) решение системы уравнений позволяет получить заданные значения неизвестных. Однако в реальных условиях значения коэффициентов подтверждаемости изменяются во времени в широких пределах, и полученные расчетные значения коэффициентов для одной и той же группы залежей колеблются в весьма широких пределах, что не позволяет использовать эти данные для оценки достоверности запасов.

Аналитический метод базируется на анализе динамики величин и структуры запасов залежей за определенный период поисково-разведочных работ. В анализе участвуют данные о динамике запасов практически всех нефтяных и нефтегазовых залежей, по которым прослеживается состояние запасов разных категорий в течение всего периода, прошедшего со времени открытия залежей.

Расчет подтверждаемости осуществлялся в следующей последовательности. За начальные запасы категории $С_2$ принимаются запасы залежей по состоянию на первый год открытия. Начальные запасы залежей, полученные таким образом, сравниваются с начальными запасами промышленных категорий $АВС_1$ тех же залежей по состоянию на последующие даты истории залежей. Результаты выполненных расчетов практически по всем выделенным для анализа группам показывают, что коэффициенты подтверждаемости запасов в течение длительного времени не остаются постоянными. Имеет место постоянный рост этих коэффициентов, что свидетельствует о том, что при анализе подтверждаемости за небольшой срок могут быть получены существенно искаженные результаты.

На ***рис. 1*** отражена динамика коэффициента подтверждаемости для мелких и средних залежей. По залежам с начальными извлека-

емыми запасами до 0,3 млн т подтверждаемость за всю историю «жизни» таких залежей не превышала 0,1, т.е. при первоначальной оценке их запасы были завышены в 10 и более раз. Для следующей группы (0,3–1 млн т) коэффициент подтверждаемости достигает 0,2 (завышение в 5 раз), для залежей с запасами 1–3 млн т – 0,3 (трехкратное завышение), для залежей с запасами в диапазоне 3–10 млн т через 40 лет после открытия – 0,55, а по залежам с запасами 10–30 млн т – 1,0. И только по более крупным залежам (запасы в интервале 30–100 млн т) при первоначальной оценке запасы были занижены в 1,5 раза. Для крупнейших и уникальных залежей, запасы которых находятся в диапазоне 100–1000 млн т, при первоначальной оценке запасы были занижены в 3,4–33 раза.

Безусловно, трудно представить, что в зависимости от величины запасов залежей ошибки их первоначальной оценки могут различаться от 10 крат в сторону завышения до 30 крат в сторону занижения. Реальность этих цифр можно показать на примерах. По пласту $Ю_{10}$ Большого месторождения в 1985 г. запасы по сумме категорий C_1+C_2 оценены в количестве 11,6 млн т. Через 20 лет запасы категории C_1 этой залежи составили 0,18 млн т, т.е. в 64 раза меньше. Аналогичные примеры можно привести и по крупнейшим залежам, по которым запасы при первоначальной оценке были многократно занижены. Так, по залежи пласта $АВ_1$ Самотлорского месторождения на дату открытия (1965 г.) оценка запасов по категории C_2 составила 22,5 млн т, на сегодня начальные запасы этой залежи по сумме категорий $АВС_1С_2$ составляют 1006 млн т, т.е. в 45 раз больше.

В ***табл. 2*** приведены результаты расчета подтверждаемости запасов аналитическим методом.

По предложенной методике можно оценить только подтверждаемость запасов категории C_2, а на практике часто требуется оценить этот параметр и для более высоких категорий, например, соотношение накопленной добычи и суммы запасов $АВС_1С_2$. В этих случаях положительные результаты дает метод корреляции запасов различных категорий.

Корреляционный метод основан на парной корреляции двух групп категорий запасов в динамике, например накопленной добычи с суммой запасов $АВС_1С_2$. При этом будет установлено, какое количество запасов $АВС_1С_2$ будет списано на единицу добычи. При этом, естественно, не удастся определить коэффициент подтверждаемости, например, запасов C_1 при их переводе в категорию В в чистом виде, т.к. сопоставляется одна группа категорий с другой группой. Но при этом, во-первых, исключается осложняющее действие взаимных незакономерных переходов из одних категорий в другие в составе сопоставляемых групп, во-вторых, и это главное, не всегда и важно точно знать поправочный коэффициент для пересчета запасов низшей категории в соседнюю более высокую категорию. На практике бывает не столь важно знать, что произойдет с запасами категории В при переводе их в категорию А, как изменятся запасы категории C_1 при переводе их в категорию В. Часто намного важнее знать, какие изменения произойдут, например, с запасами C_2 при переводе их в запасы промышленных категорий, т.е. $АВС_1$, или как изменятся остаточные запасы

Таблица 2.
Результаты расчета подтверждаемости запасов аналитическим методом

Параметр для группирования	Диапазон изменения параметра	Коэффициент подтверждаемости, min		Коэффициент подтверждаемости, max	
		На дату открытия залежей	По состоянию на 2014 г.	На дату открытия залежей	По состоянию на 2014 г.
Продуктивный комплекс	Сеноманский–среднеюрский	0,1	0,55	0,2	6,9
Время открытия залежей	1960–2005	0,1	0,4	0,5	7,1
Размеры залежей	0,3–300	0,1	0,1	1,0	33
Глубина залежей	1500–3000	0,56	3,0	0,51	12,7
Толщина коллекторов	2–15	0,21	1,55	1,83	17,3
Коэффициент пористости	0,15–0,3	0,26	0,82	0,31	9,4
Коэффициент проницаемости	10–500	0,27	2,1	2,9	12

ABC_1C_2 при добыче. А эта задача достаточно строго решается при помощи корреляционного метода.

Следует обратить внимание на то, что коэффициент подтверждаемости не остается постоянным во времени. В частности, первые несколько лет после открытия запасы месторождений растут по всем категориям, и при переводе запасов, например, из категории C_1

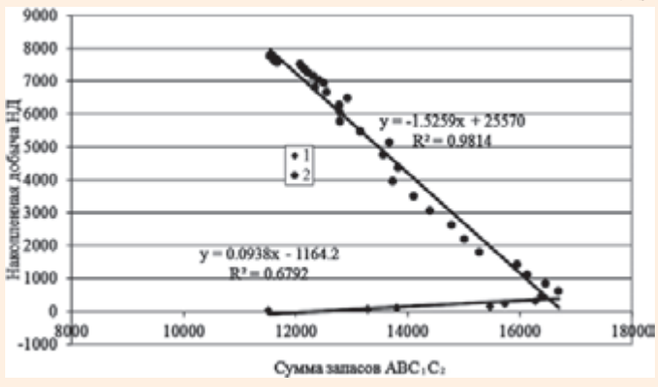
Для получения надежных результатов целесообразно комплексирование аналитического и корреляционного методов, которые дополняют друг друга и дают близкие значения коэффициентов подтверждаемости

в В запасы C_1 не уменьшаются, как следовало бы ожидать, а так же, как и категория В, увеличиваются за счет перевода из запасов более низких категорий, т.е. из C_2 (***рис. 2***).

Естественно, эти годы выбиваются из общей закономерности, и они из анализа исключаются, т.к. подтверждаемость может быть рассчитана только в случае прироста запасов высших категорий за счет перевода из запасов низших категорий.

На ***рис. 3*** представлено сопоставление величин коэффициентов подтверждаемости запасов категории C_2 при переводе их в промышленные категории ABC_1, подсчитанных аналитическим и корреляционным методами для залежей разного размера, из которого явствует высокая сходимость результатов при весьма широком диапазоне изменения значений.

Рис. 2.
Сопоставление накопленной добычи и суммарных запасов ABC_1C_2



Сопоставляя три разработанных и опробованных метода оценки подтверждаемости запасов при переводе их в более высокие категории, можно отметить следующее:

– математический метод, несмотря на всю обоснованность и логичность, для практики неприменим в связи с межкатегорийными переходами, учет которых сложен и не представляет практического интереса. Полученные данные нестабильны и имеют большой разброс значений;

– аналитический метод дает достоверные результаты, однако применим только для оценки подтверждаемости запасов категории C_2. Оценить по этому методу подтверждаемость запасов более высоких категорий невозможно;

– корреляционный метод позволяет достаточно строго и надежно определить подтверждаемость запасов одной группы категорий запасов в другую группу во всем диапазоне изменения категорий. Ограничением этого метода является то, что он неприменим для случаев одновременного прироста или списания обеих сопоставляемых групп запасов, как это имеет место для мельчайших залежей (двойное списание) и для сверхкрупных (двойной прирост);

– для получения надежных результатов целесообразно комплексирование аналитического и корреляционного методов, которые дополняют друг друга и дают близкие значения коэффициентов подтверждаемости.

Выполненный анализ позволил объективно оценить этот очень важный параметр и показать, что он не является одинаковым для разных продуктивных комплексов и не остается постоянным. Единого коэффициента перевода запасов низких категорий в высшие нет и не может быть. Коэффициент подтверждаемости запасов при переводе их в более высокие категории зависит от многих факторов, наиболее значимыми из которых являются величина запасов залежей, время их открытия и его соотношение с историей изучения и освоения ресурсов региона. Немаловажными являются и качества конкретных личностей, руководивших геологоразведочными работами и комиссиями по запасам, в частности уровень их оптимизма в оценке ресурсов и запасов.

Подтверждаемость запасов категории C_1 при переводе их в категорию В

Оценка коэффициента подтверждаемости запасов категории C_1 может быть осуществлена на основе тех же принципов, которые были использованы автором для обоснования

подтверждаемости запасов C_2 при переводе их в C_1.

Частное от деления суммы начальных запасов ABC_1 на начальные запасы C_1 в динамике будет характеризовать изменение величины запасов C_1 при переводе их в категорию В.

В отличие от подтверждаемости ресурсов C_3 и запасов категории C_2 при переводе их в более высокие категории, которые характеризуются весьма большим разбросом значений (от 0,47 до 8,53 для ресурсов C_3 и 0,5–7 для запасов C_2), полученные данные свидетельствуют о взвешенности и надежности оценок запасов категории C_1, в результате чего коэффициент их подтверждаемости стабилен и по большинству продуктивных комплексов близок к единице. Аномально высокий коэффициент выявлен только по пластам группы АВ Нижневартовского свода, причиной чего являются результаты пересчета запасов Самотлорского месторождения. При утверждении запасов нефти этого месторождения одновременно с повышением их категорийности в пластах $АВ_{1-5}$ одновременно произошло существенное увеличение их величин.

Время открытия залежей в отличие от подтверждаемости ресурсов C_3 и запасов C_2, на перевод запасов C_1 в категорию В влияет несущественно: этот коэффициент колеблется в интервале 1–1,2. Максимальные величины подтверждаемости запасов C_1 (более

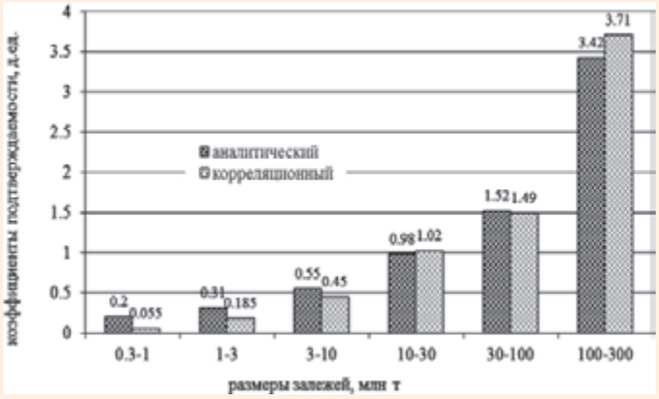


Рис. 3.
Сопоставление величин коэффициентов подтверждаемости запасов категории C_2 при переводе их в промышленные категории ABC_1, подсчитанных аналитическим и корреляционным методами для залежей разного размера

1,2) отмечены для залежей, выявленных в начале ГРР в Среднем Приобье в 1961–1965 гг., и в 1991–1995 гг.

Только один параметр, а именно – размер залежей, играет существенную роль при оценке коэффициентов подтверждаемости запасов C_1 при переводе их в категорию В. Так же, как и по ресурсам C_3 и запасам C_2, отмечается заметная недооценка запасов крупных залежей: при переводе в высшие категории запасы их возросли в 1,67 раза, тогда как по мелким залежам (с запасами менее 0,3 млн т), наоборот, уменьшились более чем вдвое.

Литература

1. Хафизов Ф.З. Анализ запасов нефти. Тюмень, ТюмГНГУ. 2015. 360 с.

UDC 553.04

F.Z. Khafizov, Doctor of geological and mineralogical sciences, Chief scientific adviser V.I. Shpilman research and analytical centre for the rational use of the subsoil[1], khafizov@crru.ru.

1. Chief scientific adviser V.I. Shpilman research and analytical centre for the rational use of the subsoil. 75, Malygin street, PO box 286, Tyumen, 625026, Russia.

Confirmability stocks when translating into higher category on an example of deposits of Western Siberia

Abstract. The author investigates the problem of verifiability reserves by increasing their scrutiny. Ratio of stocks verifiability when translated into higher categories depends on many factors, the most significant of which are the size of stocks of deposits, the time of their discovery and its relationship to the history of exploration and development of resources in the region

Keywords: oil reserves and resources; factor verifiability; evaluation methods verifiability

References

1. Khafizov F.Z. *Analiz zapasov nefti* [Analysis of the oil reserves]. Tiumen', TiumGNGU Publ., 2015, 360 p.

УДК 553.98:553.048:330.15:311.1:341.21

Ю.П. Ампилов
д-р физ.-мат. наук
МГУ им. М.В. Ломоносова[1]
профессор
заслуженный деятель науки РФ
Petroleum Geo Services ASA (PGS)[2]
глава представительства компании PGS в России
yury@ampilov.ru

Система многофакторной оценки месторождений углеводородов и возможности ее совмещения с российской классификацией запасов

1. Россия, 119991, Москва, Ленинские горы, 1; 2. Россия, 125047, Москва, ул. Большая Садовая, 10, подъезд 2, офис 20.

Рассматриваются вопросы, связанные с предстоящим внедрением в России с 1 января 2016 г. новой «Классификации запасов месторождений и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов». Анализируя ее применимость к месторождениям шельфа, а также к «сланцевым» месторождениям и залежам с трудноизвлекаемыми запасами, автор делает вывод, что в своем нынешнем виде она непригодна для объектов такого типа. Поскольку перечисленные месторождения, тем не менее, требуют своей адекватной оценки, автор предлагает в качестве дополнения или альтернативы к классификации свой оригинальный проект рейтинговой системы, которая учитывает весь комплекс факторов: от геологического строения, изученности и возможных параметров добычи до технико-экономических характеристик освоения таких месторождений. Отмечается, что предлагаемая система может быть с успехом применена и к обычным месторождениям. На первых порах она может использоваться для внутрикорпоративной оценки объектов разведки и разработки, а в последующем, при положительных результатах, в данную систему вполне можно встроить и новую классификацию, в которой на сегодняшний момент полностью игнорируются параметры экономической привлекательности месторождений и наличие новых технологий добычи

Ключевые слова: нефть; газ; запасы; ресурсы; классификация; месторождения шельфа; ГРР; сланцевые углеводороды; рейтинг запасов

За последние 25 лет в системе Минприроды России многократно появлялись, утверждались и вводились в действие различные классификации запасов и ресурсов углеводородов, в разработке которых эпизодически приходилось участвовать и автору данной статьи.

Почему нас не устраивает действующая классификация?

Еще в 1983 г. была разработана очередная «Классификация запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов», утвержденная постановлением Совета Министров СССР от 08.04.1983 № 229, которая действовала до 2001 г. Затем, после распада СССР, в связи с изменившимися геополитическими и экономическими условиями была разработана и введена в действие «Временная классификация запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов», утвержденная приказом МПР России от 07.02.2001 № 126.

Через 4 года в связи с изменениями и дополнениями, внесенными к тому времени в действующий Закон РФ «О недрах», и соответственно, с изменениями условий недропользования в отношении объектов УВС была разработана новая «Классификация запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов», утвержденная приказом МПР России от 01.11.2005 № 298, которая должна была вступить в действие только с 1 января 2009 г.

Прошло 7 лет, и вновь у руководства Минприроды России возникла необходимость разработки нового варианта классификации в связи с возникновением новых условий недропользования. Новая «Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов», утвержденная приказом Минприроды России от 01.11.2013 № 477, должна быть введена в действие с 1 января 2016 г. В соответствии с поручением министра в Роснедра была создана рабочая группа по подготовке методических рекомендаций для недропользователей, в работе которой участвуют представители всех крупных компаний: Роснефти, Газпрома, ЛУКОЙЛ, Башнефти, Газпром нефти и Татнефти.

И опять у специалистов нефтегазового профиля возникает ряд вопросов, на которые пока нет согласованных ответов, а до сих пор действует классификация 2001 г. С чем это связано? Почему многих специалистов не устраивает существующая (действующая) классификация, и насколько всех устроит новая, которую ожидают к внедрению с 1 января 2016 г.? Новая классификация по смыслу привязана к стадиям подготовки проектных документов на разработку, что само по себе разумно. Однако на деле получается слишком много очевидных нестыковок, начиная даже с названия категорий, уже закрепленных в приказе МПР. Можно ли себе представить, что с точки зрения русского языка означает «разрабатываемые неразбуренные запасы», которыми названы вновь вводимые категории B_1 и B_2? Как такое возможно, чтобы запасы разрабатывались, не будучи разбуренными? После внимательного прочтения проекта инструкции на этот вопрос можно найти два возможных ответа.

Один из них состоит в том, что месторождение можно называть разрабатываемым не с начала фактической добычи, а с момента принятия первого проектного документа. Но, позвольте, в России существует не одна сотня месторождений, включая такие гиганты, как Штокмановское, для которых были утверждены и даже скорректированы проекты разработки в установленном порядке, но добыча на них так и не началась, и непонятно, когда начнется, хотя прошло немало лет. Кстати, тут сразу же возможны некоторые налоговые коллизии при действующей налоговой системе.

Второй объяснение этого странного словосочетания заключается в том, что под «неразбуренными» подразумеваются месторождения, которые, не разбурены по регулярной эксплуатационной сетке, но в то же время на них может вестись опытная добыча. Однако и этот факт может в недалеком будущем стать архаичным. Ведь уже сейчас многие месторождения разрабатываются кустами многоствольных скважин, зачастую горизонтальных или субгоризонтальных. Для таких систем понятие регулярной сетки с равномерным шагом теряет всякий смысл. А для систем разработки шельфовых объектов, а также большинства месторождений с трудноизвлекаемыми или «сланцевыми» запасами, регулярные сетки вертикальных скважин никогда не будут применяться. А ведь за такими месторождениями будущее нашей нефтегазодобычи. Поэтому в этом смысле новая классификация тянет нас назад в прошлое.

Однако оставим в покое новую классификацию, предполагая, что она еще заметно изменится в процессе внедрения. В то же время основы существующей классификации разработаны, по сути, более 40 лет назад и дошли к настоящему времени практически в первоначальном виде, несмотря на ряд несущественных изменений. Еще очень давно

были введены 4 категории запасов, обозначаемые буквенными индексами А, В, C_1 и C_2. Если говорить совсем упрощенно, то к категории А относятся уже разрабатываемые запасы в соответствии с утвержденным проектом разработки, в то время как к категории В – запасы, разрабатываемые в режиме опытно-промышленной эксплуатации либо по временной технологической схеме. В официальной отчетности обычно эти запасы разделяют редко и дают суммарную оценку А+В. Далее следуют запасы категории C_1, называемые разведанными, которые подтверждены бурением разведочных скважин с получением промышленных притоков нефти или газа при испытаниях этих скважин. Три перечисленных выше категории запасов (А, В и C_1)[1*] называют еще промышленными. И, наконец, запасы категории C_2 либо подтверждены скважинами без испытания (только на основании данных ГИС, указывающих на наличие залежи), либо это периферийные неразбуренные части уже открытых месторождений, примыкающие в плане к областям с запасами C_1.

Далее следуют категории C_3, D_1 и D_2[2**], относимые уже не к запасам, а к ресурсам УВ, поскольку они не имеют никакого подтверждения бурением. Достоверность количественных оценок последних, как правило, невысока, вплоть до полного неподтверждения в отдельных случаях промышленной нефтегазоносности. Руководители верхнего звена в компаниях и госучреждениях в силу недостаточной информированности в этих вопросах зачастую принимают значительные объемы прогнозных ресурсов за запасы, что нередко приводит к принятию ошибочных управленческих решений даже в масштабах страны. Этому в немалой степени способствуют и некомпетентные журналисты, отождествляющие ресурсы с запасами, причем нередко в профильных нефтегазовых бизнес-изданиях.

Как видно, действующая до сих пор российская классификация (временная, 2001 г.) основана, прежде всего, на степени геологической изученности месторождений вне зависимости от их экономико-географического положения, наличия технологий эффективной добычи и рынков сбыта продукции. В результате зачастую наблюдаются откровенные парадоксы, которые проще всего продемонстрировать на следующем гипотетическом примере.

Пусть в результате бурения и успешного испытания скважин открыты две сравнительно небольших нефтяных залежи с запасами 1 млн т каждая: первая где-нибудь в Урало-Поволжье вблизи нефтеперерабатывающего завода, испытывающего дефицит сырья, а вторая – в Восточно-Сибирском море или море Лаптевых, вечно покрытых льдами, где вокруг на тысячи километров нет никакой инфраструктуры.

Без серьезных расчетов понятно, что первая залежь будет тут же востребована и освоена в кратчайшие сроки с большой экономической выгодой. А вот с освоением второй залежи возникают серьезные проблемы. Во-первых, для нее во всем мире нет апробированных технологий добычи, и вряд ли они появятся в ближайшие 10–15 лет. А во-вторых, если бы они и были, то такое месторождение не будет рентабельным и при цене на нефть в 200 долл./баррель ввиду астрономических затрат на обустройство морского промысла и немыслимые транспортные издержки на доставку сырья к ближайшим потребителям. И при такой принципиальной разнице запасы в окрестности скважин будут отнесены к одной и той же категории C_1. С таким же успехом к этой же категории C_1 были бы отнесены запасы на Луне или Марсе, если бы там вдруг удалось пробурить скважину и получить из нее промышленный приток нефти или газа. Этот серьезный недостаток не преодолен и в проекте новой классификации, в рамках которой «марсианские» запасы тоже могли бы попасть в промышленную категорию C_1. Как это ни покажется странным, в ожидаемой новой классификации практически отсутствует экономическая составляющая, хотя еще в проекте 2005 г. она была, пусть и не вполне совершенная. Разрабатываемый дополнительно к ней отдельный документ, призванный рассчитать объем извлекаемых запасов, на сегодняшний день страдает серьезными недостатками принципиального характера, однако это не является предметом данной статьи.

А что же в западных классификациях? Сравнению российской классификации запасов и ресурсов УВ с иностранными было ранее посвящено немало работ [1–9]. В большинстве из них делается вывод о серьезных расхождениях, которые не позволяют специалистам корректно сопоставить имеющиеся запасы. Более того, практически во всех зарубежных классификациях в той или иной форме учитывается экономическая составляющая.

На сегодняшний день наиболее распространенными в мире являются две классификации: *SEC* и *SPE-PRMS*. Первая из них

[1*] В последней классификации 2013 г. – А, B_1, B_2, C_1, C_2.
[2**] В последней классификации 2013 г. – D_0, $D_л$, D_1, D_2.

SEC, привязанная к американскому рынку ценных бумаг, наиболее «жесткая» – в ее рамках к доказанным запасам относятся лишь те месторождения или залежи, на продукцию которых заключены контракты на поставку. Значительная часть российских запасов категории C_1, которые считаются доказанными, попали бы, согласно *SEC,* в так называемые «контингентные ресурсы», т.е. те, которые теоретически когда-нибудь могут быть востребованы при благоприятном стечении обстоятельств. А такие обстоятельства, между прочим, во многих случаях могут никогда и не наступить для целых групп месторождений. Ведь не секрет, что при наступающем падении объемов добычи нефти на значительной части Западной Сибири, в частности в Ханты-Мансийском АО, остаются невостребованными более 200 открытых месторождений, в которых оценены запасы категории C_1. И неизвестно, когда дойдет до них очередь. Тому есть немало причин, прежде всего экономико-географических.

Вторая классификация *SPE-PRMS* (разработана в 1997 г., новая редакция принята в 2007 г.) немного более «мягкая», чем *SEC*, но и там для доказанных запасов необходимо подтверждение возможности сбыта добываемой продукции.

Классификация Норвежского нефтяного директората (*NPD*) в корне отличается от классификаций *SEC* и *SPE-PRMS*. В ней выделено 14 классов ресурсов и запасов, различающихся по целому комплексу параметров. Государственному учету подлежат лишь те запасы, разработку которых планируется начать в ближайшие 5 лет. Такая мотивация вполне понятна: государство должно планировать доходы бюджета на разумный временный горизонт. За пределами 5-летнего срока это уже невозможно, и, как видно по ситуации с ценами на нефть в 2008 г. и в 2014–2015 гг., это действительно так.

Во всех перечисленных классификациях в разных формах принято указывать диапазоны (границы) неопределенности в оценке величины запасов (1P-2P-3P или P90-P50-P10[3*]), а также в обязательном порядке в них присутствует экономическая составляющая. Это и понятно, ведь даже запасы разведанного месторождения можно оценить с погрешностью в 15–20%, а запасы нерентабельных месторождений исключаются из рассмотрения.

В российской классификации этого нет. Например, в полном соответствии с инструкцией сделана следующая запись в Государственном балансе по месторождению N: запасы газа по категории C_1 составляют 329 647 млн м^3. В то же время все прекрасно понимают, что вместо этой выверенной с бухгалтерской точностью цифры в самом лучшем случае можно утверждать (при объективной минимальной 10-процентной погрешности), что величина запасов может оказаться любой в диапазоне – от 297 до 363 млрд м^3. Это следует из фундаментальной теории ошибок: если каждая из входящих измеряемых величин известна с некоторой относительной погрешностью, то для оценки относительной погрешности результата следует сложить относительные погрешности сомножителей. А запасы оцениваются произведением пяти подсчетных параметров, каждый из которых известен весьма неточно.

Однако главным недостатком российской классификации, как становится понятным из изложенного выше, является выделение категорий запасов только по степени геологической изученности. В такой ситуации компаниям-недропользователям приходится проводить двойную работу по одним и тем же месторождениям. Для целей государственного учета они готовят для экспертизы в ГКЗ запасы по российской классификации, которые впоследствии отражаются в Государственном балансе запасов полезных ископаемых (далее – Госбаланс). Но для котировки своих акций на международных площадках недропользователи вынуждены нанимать за немалые деньги зарубежные консалтинговые компании, которые проводят международный аудит запасов. В зависимости от требований аудиторы оценивают запасы российских месторождений по классификации *SEC* или *SPE-PRMS*, и такие оценки заметно отличаются от российских. Но эти величины потом никак не учитываются в Госбалансе – так параллельно и сосуществуют две разные оценки одних и тех же объектов. Правда, для небольших компаний, не котирующих свои акции на зарубежных биржевых площадках, зарубежный аудит не требуется. Но на долю таких компаний приходится несущественная часть общего количества российских запасов нефти и газа в распределенном фонде недр.

Дополнительно следует отметить, что ресурсы нефти и газа, в отличие от запасов, не учитываются в Госбалансе.

[3] * См. Классификацию 2005 г., в которой в разделе «Общие положения» (п. 14) отмечается, что при использовании вероятностных методов для оценки погрешностей подсчета объемов запасов и ресурсов рекомендуются три границы оценки: минимальная (P90), оптимальная (P50) и максимальная (P10), где цифры 90, 50, 10 означают (в %) вероятность подтверждения оценки.

Следует упомянуть еще об одной существенной проблеме российской классификации запасов УВ-сырья. Дело в том, что в ней фактически отсутствуют возможности для учета запасов сланцевой нефти и сланцевого газа. Понятно, что до недавнего времени это было не столь актуально. Но теперь, когда нынешний кризис вызван не в последнюю очередь появлением на мировом рынке, прежде всего в США, существенных запасов такого рода, данный факт игнорировать никак нельзя. Тем более что по оценкам большинства экспертов Россия является лидером по объемам ресурсов этого сырья, которые теоретически превышают объемы запасов традиционных нефти и газа, добытых за всю историю. Другое дело, что технологически российские компании к этому еще не готовы, а экономически это пока нерентабельно в нынешних условиях.

Три составляющие рейтинговой оценки месторождений углеводородов

Каков наиболее рациональный выход из данной ситуации? Механический перенос имеющихся зарубежных классификаций невозможен и нецелесообразен, поскольку в России немало своих особенностей в организации поисков, разведки и разработки месторождений. К тому же какую из имеющихся классификаций принять за основу: *SEC*, *SPE-PRMS*, *NPD* или иную? Понятно, что надо разработать наиболее удобную и прагматичную собственную классификацию и гармонизировать ее по возможности с наиболее распространенными зарубежными. Но пока это плохо получается, поскольку, во-первых, слишком сильна сила советской традиции, когда в плановой экономике не слишком заботились об экономической целесообразности. А во-вторых, различные творческие группы специалистов, привлекаемых к решению этой проблемы, в конкуренции между собой не могут договориться об основополагающих принципах, стараясь настоять именно на своей исключительной точке зрения. В результате – приемлемого продукта, отвечающего требованиям сегодняшнего дня, до сих пор не представлено. И пока этот дискуссионный процесс не завершен, целесообразно, на наш взгляд, вспомнить о другой возможности – о применении рейтинговой оценки месторождений нефти и газа на основе всего комплекса важнейших факторов, а не только на основе геологической изученности. Причем не обязательно, что рейтинговая система будет противоречить старой или новой российской классификации – ее можно сконструировать так, чтобы она была «наложена» на существующую или новую классификацию.

В связи с рейтинговыми оценками можно привести несколько аналогов из различных областей. Но, прежде всего, вспоминаются рейтинговые системы, связанные с оценкой инвестиционной привлекательности компаний или даже целых государств.

Например, ведущие рейтинговые агентства *Standard & Poor's* (*S&P's*), *Moody's*, *Fitch* и другие на основании комплекса показателей присваивают рейтинги компаниям и даже целым государствам. При этом учитывается тип экономической системы (рыночная или административно-командная), макроэкономические показатели (ВВП и ВНП, доля сырьевой экономики в общем объеме), уровень развития инфраструктуры и внешней торговли, оценка роли государства в экономике, связанная со сдерживанием экономических свобод, и некоторые другие факторы.

Наивысшим кредитным рейтингом по системе *S&P's* является «ААА». Затем идет целый ряд рейтингов, в которых количество буквенных индексов «А» уменьшается, появляются индексы «В», затем «С» и, наконец «D», означающий дефолтный уровень. На сегодняшний день кредитный рейтинг России оценивается *S&P's* на уровне «BBB–» [10].

При всей условности этой системы, а порой, ее субъективности и предвзятости, в ней бесспорно можно найти рациональное зерно. В данном случае будет полезным выделить 3 главных объективных фактора, которые имеют наибольшее значение для комплексной рейтинговой оценки привлекательности того или иного месторождения. И, если это сделать верно, то можно максимально избавиться от субъективности, характерной для вышеупомянутого инвестиционного рейтинга стран и компаний.

Условимся, что общая трехфакторная рейтинговая оценка месторождения будет иметь вид $N_1N_2N_3$, где каждый из трех индексов, составляющих рейтинг, будет отвечать за свой важнейший фактор. При этом вполне можно оставить буквенное индексирование позиций, сохранив предпочтительность в соответствии с латинским алфавитом: А – более благоприятная оценка; В – оценка ниже, чем А; С – оценка ниже, чем В и т.д. С целью учета вариаций внутри каждого индекса для обозначения каких-либо промежуточных ситуаций возможно добавить подпункты: либо цифровые ($A^1B^2C^3$), либо буквенные ($A^кB^гC^м$), либо знаковые («+» или «–»). Можно оставить

и обозначение ожидаемой динамики через понятие прогноз, которое может принимать три значения: «негативный», «стабильный» и «позитивный».

Теперь следует выбрать эти три главных фактора, которые будут обозначены в общем индексе $N_1N_2N_3$.

Предлагается первый индекс N_1 посвятить геологическим параметрам месторождения, в том числе категориям запасов. Второй индекс N_2 будет информировать о возможных технологиях добычи УВ: стандартная, либо с применением гидроразрыва пласта (ГРП) для трудноизвлекаемых запасов и «сланцевых» УВ, либо о добыче на шельфе с платформ или подводных добычных комплексов (ПДК) и т.п. И, наконец, третий индекс рейтинга N_3 должен дать представление об относительной рентабельности месторождения, наличии необходимой инфраструктуры и рынков сбыта.

Справедливости ради следует напомнить, что в начале 2000-х гг. были попытки предложить нечто подобное, взяв за основу кодификацию ООН для твердых полезных ископаемых [7, 9], но, во-первых, они ничем не окончились, а во-вторых, смысловая нагрузка индексов была несколько иной, чем предлагается сейчас. Большинство отличий носит принципиальный характер.

Далее целесообразно рассмотреть по отдельности каждый из трех факторов и обсудить их возможные обозначения в составном рейтинге.

Первая компонента рейтинга: категории геологических запасов, крупность и сложность геологического строения месторождения

На текущий момент в качестве основы первого индекса N_1 можно сохранить категорию запасов месторождения по действующей классификации. При этом индекс месторождения, на котором ведется добыча в соответствии с проектным документом, будет выглядеть как AN_2N_3. (Значения N_2 и N_3 будут рассмотрены в следующих разделах статьи.) Для других категорий запасов и ресурсов вместо **A** в этом рейтинге будут иные обозначения: **B**, $\mathbf{C_1}$, $\mathbf{C_2}$, $\mathbf{C_3}$, $\mathbf{D_1}$, $\mathbf{D_2}$ соответственно. В случае планируемой смены действующей классификации на новую нет никаких препятствий для замены первого индекса на соответствующий категории новой классификации. Эта возможность остается по причине несущественного отличия ожидаемого варианта новой классификации от ныне действующей. При формировании рейтинга конкретного месторождения не стоит забывать, что его отдельные части в соответствии с подсчетным планом могут относиться к разным категориям, например к C_1 и C_2. Вероятнее всего, будет целесообразным в рейтинговых индексах указывать максимальную категорию запасов, оцененную на данном месторождении. Однако в самом балансе эти категории следует учитывать раздельно, как это сейчас и делается.

Кроме упомянутых выше категорий полезно указать и другую дополнительную важную геологическую информацию, что можно сделать, например, добавлением знака «+» или «–» к соответствующему индексу. Например, для уникальных (гигантских) месторождений с запасами свыше 500 млн т н.э. к первому индексу добавится «+». Для месторождений шельфа эту границу можно установить выше, на уровне 1 млрд т н.э. ввиду их меньшей доступности и рентабельности по сравнению с сухопутными. Напротив, для небольших морских месторождений с геологическими запасами менее 150 млн т н.э. можно при первом индексе указать «–». Основанием для этого может служить то, что на шельфах Арктики и Дальнего Востока пока нет примеров разработки более мелких по запасам морских месторождений, чем Киринское. Но и оно в реальности находилось на грани рентабельности еще при докризисных ценах на газ, не говоря уже о нынешнем периоде. Для сухопутных месторождений эта условная нижняя граница может быть меньше, например 10 млн т н.э. геологических запасов.

Знак «–» можно использовать не только для обозначения небольших месторождений, но и для очень сложных по геологическому строению объектов, поскольку их параметры оцениваются с более высокой степенью неопределенности при сопоставимых категориях. Бесспорно, возможна и другая «мнемоника» для обсуждаемых нюансов вместо «+» или «–», в том числе и дополнительные цифровые или буквенные индексы при главных показателях.

Итак, условимся, что основой первого из трех индексов рейтинга будут служить категории запасов и ресурсов A, B, C_1, C_2, C_3, D_1, D_2 с добавлением знаков «+» или «–» в необходимых ситуациях. При смене российской классификации эти индексы могут поменяться на новые.

Для облегчения восприятия категорий на графических материалах и рисунках допустимо использовать следующую цветовую гамму: для категорий A, B, C_1 – зеленый цвет, для C_2 – желтый цвет, для D_1 и D_2 – красный цвет.

Очевидно, что эта «мнемоника» привязана к сигналам светофора – в случае зеленого цвета имеется достаточно информации о месторождении, а в случае красного – практически нет ничего конкретного, т.к. месторождение еще не открыто.

Вторая компонента рейтинга: технологии добычи на месторождении

Как ранее было отмечено, для многих разведанных месторождений шельфа, часть запасов которых относится к промышленной категории C_1, до сих пор в мировой практике не существует апробированных технологий добычи. Ярким примером могут служить два «гиганта» в Карском море – Русановское и Ленинградское месторождения, открытые еще в конце 1980-х гг. Ввод их в эксплуатацию намечен далеко за 2030 г. даже в самых оптимистичных планах ОАО «Газпром» в надежде на то, что к тому времени такие технологии появятся. Если говорить о российской суше, то «несметные» ресурсы «сланцевой» нефти тоже недоступны для масштабной добычи, в том числе по причине отсутствия доступных отечественных технологий надлежащего качества. А имеющиеся зарубежные технологии еще долго предстоит адаптировать под конкретные условия. Они к тому же попали под санкции на неопределенный срок, что резко затормозило опытно-методические работы в этом направлении, результат от которых и так ожидался весьма нескоро.

Эти примеры подтверждают высказанный ранее тезис, что вторым важнейшим фактором оценки привлекательности месторождений в составном рейтинге $N_1\mathbf{N}_2N_3$ является технологический. Здесь тоже следует условиться о буквенных индексах – $\mathbf{N}_2$ для обозначения наличия или отсутствия технологий добычи для рассматриваемого месторождения. В этой связи предлагается следующие 3 (также как и в предыдущем случае) «технологические» категории – A, B и C.

Категория A означает, что месторождение или залежь может быть освоена традиционными и апробированными методами, которые имеются в наличии или которые могут быть заимствованы у подрядчиков, и на них не наложены какие-либо запреты или санкции. В эту категорию попадает большинство ныне разрабатываемых российских месторождений, а также их возможных спутников, которые открыты в традиционных районах промысла.

Категория B означает, что у недропользователя в настоящее время нет в распоряжении доступных технологий для добычи УВ, но таковые могут быть заимствованы у потенциальных подрядчиков в плановые сроки до начала добычи либо технологии могут быть доработаны на основе имеющихся в мире аналогов и апробированы в опытном порядке на рассматриваемом месторождении. В последнем случае необходимо наличие заключенных договоров на поставку технологий к проектируемому сроку добычи. К данной категории относятся большинство так называемых «сланцевых» месторождений баженовской, доманиковой, хадумской и других свит, для освоения которых требуется бурение горизонтальных скважин с большими отводами, а также применение технологий многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП). Сюда же попадут многие месторождения плотных коллекторов с трудноизвлекаемыми запасами, а также вязкие нефти, для разработки которых потребуется большое количество нестандартных геолого-технологических мероприятий по повышению нефтеотдачи.

Категория C означает, что ни у недропользователя, ни у российских или зарубежных подрядчиков в настоящее время нет апробированных технологий добычи для таких месторождений. Все мыслимые технологии находятся на стадии концептуальных разработок или эскизных проектов или отсутствуют вообще. Либо существующие мировые аналоги не могут быть применены в конкретных условиях месторождения по различным причинам, например, природно-климатическим. К этой категории относятся частично месторождения Карского моря, а также еще не открытые перспективные объекты в морях восточной Арктики.

Как и ранее, будем допускать добавление знаков «+» или «–» к соответствующим буквенным индексам на второй позиции для обозначения нюансов в необходимых ситуациях или пограничных случаях.

Для облегчения восприятия категорий на графических материалах и рисунках допустимо использовать уже упомянутую цветовую гамму: для категории A – зеленый цвет, для B – желтый цвет, для C – красный цвет.

Третья компонента рейтинга: экономико-географические параметры месторождения

Третьим важнейшим фактором оценки привлекательности месторождений в составном рейтинге $N_1N_2\mathbf{N}_3$ безусловно является экономический. Вернее, в том контексте, в котором предлагается его ввести, эту группу факторов

лучше назвать экономико-географическими. Дело в том, что здесь необходимо обращать внимание не только и не столько на традиционные параметры экономической эффективности разведки и освоения перспективных объектов (ВНД и ЧДД), сколько на географическое положение объекта, его удаленность от традиционных районов промысла, наличие производственной и транспортной инфраструктур, а также потребителей нефти или газа, добываемого на рассматриваемом месторождении. Бесспорно, имеют значение и традиционные показатели экономической эффективности, однако только в тех случаях, когда их можно корректно рассчитать.

В некоторых предыдущих проектах новых российских классификаций[4*], которые так и не были приняты, предлагалось делить месторождения на рентабельные, условно рентабельные и нерентабельные (непромышленные). При этом основным показателем для этого разделения была внутренняя норма доходности проекта (ВНД). Но, как показывает практика, этот показатель определяется очень ненадежно даже на хорошо разведанных месторождениях, для которых уже составлены проекты разработки. Так, ВНД для Северо-Каменномысского месторождения, где практически все запасы относятся к категории C_1, ранее составляла 23%, через 2 года – 12%, потом – 14%, а совсем недавно – 8%. Для специалистов понятно, что это принципиально разные показатели эффективности, на основании которых могут приниматься взаимоисключающие решения. А что же тогда можно сказать о ресурсах категории C_3 и ниже, для которых в рамках технико-экономических предложений (ТЭП) в большинстве компаний выполняют такие расчеты даже для лицензионных участков с неоткрытыми еще месторождениями, а потом на основе этих некорректных расчетов принимают важные решения? Сейчас, когда цены на УВ-сырье меняются столь существенно, а уровень предстоящих затрат оценить еще сложнее, говорить об определяющих значениях данных показателей экономической эффективности для какой-либо классификации явно ошибочно. Поэтому им следует придавать лишь вспомогательное значение при прочих равных условиях, да и то не всегда, а только для высоких категорий запасов.

Теперь надо условиться о буквенных индексах $\mathbf{N_3}$ для обозначения всего комплекса экономико-географических факторов для рассматриваемого месторождения, принимая во внимание все вышеизложенные аргументы. В этой связи опять предлагаются следующие 3 «экономические» категории – A, B и C.

Отнесение месторождения к *категории* A означает, что уже понесены основные капитальные затраты на обустройство промысла, имеется вся необходимая инфраструктура для доставки продукции к потребителям, и с этими потребителями заключен договор на поставку. Оценочные расчеты экономической эффективности с большой степенью достоверности показывают нормальный уровень рентабельности проекта.

Отнесение месторождения к *категории* B означает, что месторождение имеет либо хорошее географическое положение, находится вблизи традиционных районов добычи с развитой производственной и транспортной инфраструктурами, в которых имеются свободные мощности для приема дополнительной продукции, либо затраты на расширение инфраструктуры не слишком велики и намного меньше, чем оценочная стоимость обустройства самого месторождения, которое ожидается в обозримом будущем. Оцененные предстоящие капитальные затраты не должны быть заметно превышены, в связи с чем расчеты экономической эффективности говорят о большой вероятности достижения корпоративного уровня рентабельности. Проведенные детальные маркетинговые исследования указывают на потенциальных потребителей продукции, с которыми ведутся переговоры, либо подписаны предварительные меморандумы о взаимопонимании.

Система рейтинговой оценки нефтегазовых активов, включая месторождения и перспективные неоткрытые объекты, позволит провести объективный анализ фонда недр как на отраслевом, так и на государственном уровне, расставляя правильные приоритеты в краткосрочной и долгосрочной перспективе

Отнесение месторождения к *категории* C означает, что месторождение находится

[4*] Имеется в виду классификация, утвержденная приказом МПР России от 01.11.2005 № 298.

Рис. 1.
Схема расположения анализируемых месторождений

далеко от мест с развитой промышленной и транспортной инфраструктурами, потребители продукции не определены, и даже потенциальные рынки сбыта в отдаленном будущем не ясны. Применение доходного метода стоимостной оценки (с расчетом ЧДД и ВНД) для таких месторождений нецелесообразно, поскольку в условиях большого количества неопределенностей это может дать ложную информацию, что в свою очередь приведет к ошибочным управленческим решениям.

Условимся опять, что на графических материалах и рисунках допустимо использовать ту же цветовую гамму, что и для «технологического» индекса, а именно для категории А – зеленый цвет, для В – желтый цвет, для С – красный цвет.

Как и ранее будем допускать добавление знаков «+» или «–» к соответствующим буквам на третьей позиции для обозначения нюансов в необходимых ситуациях или пограничных случаях. Например, рейтинг разведанного, но еще не эксплуатируемого месторождения со стандартными технологиями добычи, на продукцию которого уже оформлены контракты, будет выглядеть как «C_1A**B+**». C_1 на первой позиции показывает геологическую категорию запасов. Наличие А на второй позиции говорит о применении стандартных и апробированных технологий добычи. Тот факт, что на третьей позиции стоит **В** вместо А говорит о том, что основные капитальные затраты по проекту еще не понесены, в связи с чем достижение корпоративного уровня рентабельности по этому проекту пока под вопросом. Причина в том, что на данной стадии прогнозные доходы и затраты на весь планируемый период разработки не могут быть оценены с приемлемой точностью. Последний плюс после **В** означает, что, несмотря на это, основная часть продукции с данного месторождения уже законтрактована.

Проблема согласованности рейтинговой системы оценки с Государственным балансом запасов УВ

Одна из причин, по которой предыдущие попытки введения новых вариантов классификации не удавались, заключается в том, что требовалась огромная техническая ра-

Месторождение	Рейтинговый индекс	Комментарии к категориям (индексам)
Штокмановское (Баренцево море)	C_1+B B	C_1+: получены промышленные притоки газа с конденсатом из нескольких интервалов; «+» означает, что месторождение уникальное по запасам
		B: несколько мировых компаний располагают апробированными технологиями добычи. Предполагается несколько ПДК, технологическое судно *FPSO* или *FPU*, однако окончательного решения нет
		B: удаленность от берега 600 км, очень высокие капзатраты; имеются проблемы со сбытом дорогостоящей продукции, низкая расчетная рентабельность, секторальные санкции. Инвестиционное решение не принято и освоение отложено на неопределенный срок
Русановское (Карское море)	C_1+C C	C_1+: получены промышленные притоки газа с конденсатом из нескольких интервалов; «+» означает, что месторождение уникальное по запасам
		C: эксплуатационный фонд скважин за короткий летний период не создать; если бурить по 1–2 эксплуатационных скважины в год, то это займет свыше 10 лет; «платформенная» добыча практически исключена из–за ледовой обстановки (10 месяцев лед сплоченностью до 9–10 баллов); в мире отсутствуют апробированные технологии добычи с платформ в таких условиях, имеются лишь концептуальные и эскизные проработки; добыча с ПДК в данных условиях проблематична, в том числе из–за сложного состава флюида
		C: удаленность от районов добычи и реализации, очень высокие капзатраты; проблемы со сбытом дорогостоящей продукции на мировой и внутренний рынки
Юрхаровское (Ямало–Ненецкий АО)	A A A	A: месторождение разрабатывается по проектному документу
		A: технология добычи наклонными скважинами с берега успешно действует
		A: развитая инфраструктура, доставка к потребителю уже законтрактованной продукции, нормальная рентабельность
им. Требса (Республика Коми)	B A B	B: месторождение разведано и находится в опытно–промышленной эксплуатации
		A: применимые традиционные технологии добычи и наклонными скважинами с берега успешно действует
		B: промысловая инфраструктура частично создана и продолжает наращиваться, однако дорожная сеть неразвита, транспортная доступность к месторождению ограничена. Реализация продукции возможна в ограниченном объеме через Варандейский терминал. Неопределенность в предстоящих затратах и ценах на нефть еще велика, чтобы отнести месторождение к более высокой категории

Таблица 1.
Рейтинговые оценки отдельных известных месторождений

бота по кардинальной переделке Государственного баланса запасов нефти и газа. Предполагались переходные периоды в несколько лет, когда параллельно существовало бы два баланса, но все равно при этом не было ясности, как это делать, а объемы предстоящей работы казались пугающими. Другая «фобия» заключалась в том, что объем запасов по стране катастрофически уменьшится, и это тоже пугало очень многих управленцев.

Что же изменится с Государственным балансом запасов УВ, если допустить внедрение данной системы? Как уменьшатся запасы и насколько сложно будет осуществить переход на новую систему?

Как это ни покажется странным, с внедрением предлагаемой системы не возникнет никаких проблем, обозначенных выше. Кратко рассмотрим, почему это так.

Во-первых, полностью сохранена в первом индексе существующая на сегодня классификация запасов по степени геологической изученности. Это означает, что величина запасов «брутто» в масштабах всей страны, а также отдельных нефтегазоносных провинций, областей и зон никак не изменится. Во-вторых, вся дополнительная работа сведется лишь к сортировке этих запасов по категориям второго и третьего индекса общей рейтинговой оценки. Для этого надо завести в базу данных эти характеристики в дополнение к имеющимся категориям А, В, C_1, C_2. Затем можно автоматически делать выборки по любым параметрам, например, по категориям других индексов (технологическим или экономическим), и получить распределение запасов по этим признакам. Как результат, запасы, относимые ранее к одной категории, разобьются на несколько подгрупп. В итоге можно действительно провести серьезный и всесторонний анализ структуры запасов, выявить активные их части разного уровня. Все это позволит использовать Государственный баланс запасов УВ для планирования бюджета на ближайшие годы, а также для решения других

важных задач. В настоящем виде он для этих целей не пригоден, поскольку в одинаковых категориях содержатся совершенно разные по своей сути запасы.

Выше была дипломатично названа «рейтинговой» предлагаемая трехфакторная система оценок месторождений, но в действительности она может выполнять все функции классификации, причем гораздо более эффективно, чем действующая. Надо надеяться, что она будет принята во внимание ответственными за решение этого вопроса официальными лицами. Однако, если данная система не «пробьется» сквозь многозвенную бюрократическую машину, то уже сейчас есть уверенность, что отдельные крупные нефтегазодобывающие компании будут использовать ее для своих внутрикорпоративных целей.

Пример применения

Самым показательным примером было бы применение системы для крупного региона. Тогда можно было бы выявить, например, какая часть суммарных запасов категорий C_1 и C_2 может считаться активной, и на нее компания может рассчитывать в ближайшие годы как на источник доходов, а государство – как на источник налоговых поступлений. Кроме того, можно было бы увидеть еще одну значимую группу категорий запасов C_1+C_2, для которых имеются технологии, но в силу различных причин они не попадают в число первоочередных объектов. После серьезного анализа удалось бы выяснить эти причины и, вероятно, государство озадачилось бы решением данных проблем, чтобы приблизить ввод в разработку этих уже разведанных запасов. И, наконец, можно было бы увидеть третью группу запасов категорий C_1+C_2, которые в нынешнем Госбалансе формально числятся активными, а на деле их никак не удастся освоить в обозримом будущем, и они незаслуженно имеют свою высокую категорийность, поскольку в любой из западных классификаций их даже не относили бы к запасам вообще. Но никто не запрещает считать их запасами и далее, просто необходимо четко все про них знать, а из нынешнего баланса их выделить очень трудно, если вообще возможно. Вероятно, государство тоже могло бы предпринять какие-то меры и в отношении этих невостребованных разведанных запасов, но для этого оно точно должно знать масштаб проблемы. В предлагаемой системе это удастся сделать автоматически.

Такая система поможет также навести порядок и с ресурсами, оценки которых на сегодня различаются многократно, хотя их важность для будущего по регионам и комплексам очень сильно различается. Кроме того, с помощью предлагаемой системы удастся разобраться и с множеством других скрытых проблем, которые неизбежно будут «высвечены» после несложного анализа.

Однако пока в нашем распоряжении нет крупной сводки оцененных запасов по какому-либо региону, продемонстрируем, как будут выглядеть в новой системе несколько наиболее известных месторождений – Штокмановское и Русановское (лицензия у ОАО «Газпром»), Юрхаровское (лицензия у ОАО «НОВАТЭК»), им. Требса (совместная разработка ОАО «Башнефть» и ОАО «ЛУКОЙЛ»). Их расположение представлено на ***рис. 1***, а обоснование категорий – в ***табл. 1.***

Следует считать, что использование предложенной системы позволяет абсолютно адекватно отразить состояние дел по этим четырем месторождениям. Однако максимальное преимущество от ее применения можно получить при анализе всех нефтегазовых активов крупной корпорации, либо всего Государственного баланса запасов.

Выводы

Предложенная в статье система рейтинговой оценки нефтегазовых активов, включая месторождения и перспективные неоткрытые объекты, позволит провести объективный анализ фонда недр как на отраслевом, так и на государственном уровне, расставляя правильные приоритеты в краткосрочной и долгосрочной перспективе. Универсальность предложенной системы позволит рассматривать и учитывать в том числе и нетрадиционные «сланцевые» запасы УВ, которые до сих пор не нашли должного отражения ни в действующей, ни в новой классификации. Продемонстрированные примеры многофакторной оценки разнородных активов подтверждают работоспособность предложенной методологии

Литература

1. Ампилов Ю.П. Стоимостная оценка недр. М.: Геоинформмарк. 2011. 416 с.
2. Ампилов Ю.П. От сейсмической интерпретации к моделированию и оценке месторождений нефти и газа. М.: Геоинформмарк. 2008. 429 с.

3. Ампилов Ю.П. Методы геолого-экономического моделирования ресурсов и запасов нефти и газа с учетом неопределенности и риска. М.: Геоинформцентр. 2002. 200 с.
4. Ампилов Ю.П. Месторождения российского шельфа //Neftegaz.RU. 2014. № 10. С. 20–27.
5. Ампилов Ю.П. Освоение шельфа Арктики и Дальнего Востока. Проблемы и перспективы. //OFFSHORE-Russia. 2014. № 4. С. 8–15. Доступно на //http://offshore-mag.ru/PDF/Offshore_open_article_full.pdf (обращение 22 ноября 2015).
6. Ампилов Ю.П. Экономическая геология / Ю.П. Ампилов, А.А. Герт. М.: Геоинформмарк. 2006. 329 с.
7. Габриэлянц Г.А. Гармонизация классификаций запасов нефти и газа будет продолжаться //Нефть и капитал. М. 2006. № 1–2. С. 43–46.
8. Халимов К.Э. Эволюция отечественной классификации запасов нефти и газа. М.: Недра-бизнесцентр. 2003. 185 с.
9. Ampilov Y.P. From Seismic Interpretation to Modelling and Assessment of Oil and Gas Fields. EAGE Publications bv, The Netherlands, 2010. 276 p.
10. Уланов В.Л. Об индексах и рейтингах компаний минерально-сырьевого сектора экономики //Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2015. № 6. С. 57–63.

UDC 553.98:553.048:330.15:311.1:341.21

Yu. P. Ampilov, doctor of physics and mathematics, professor Lomonosov Moscow State University[1], head of the company PGS in Russia[2], yury@ampilov.ru.

1. 1 Leninskie Gory, Moscow, 119991, Russia; 2. 10, Bolshaya Sadovaya street, office 20, Moscow, 125047, Russia.

The system of multi-factor evaluation of hydrocarbon deposits and the possibility of combining it with the Russian classification of reserves

Abstract. The issues related to the forthcoming introduction in Russia since January 1, 2016 the new "Classification of field reserves and expected resources of oil and combustible gases." By analyzing its applicability to the continental shelf fields, as well as to the "shale" deposits and fields with hard to recover reserves, it is concluded that in its current form it is not suitable for objects of this type. As mentioned field, however, need to be adequately assess, is offered as a supplement or alternative to the classification of its original design rating system that takes into account the whole range of factors: the geological structure, the study and the possible parameters of production to the technical and economic characteristics of the development of such deposits . It is noted that the proposed system can be successfully applied to conventional fields. At first, it can be used for internal evaluation of the objects of exploration and development, and subsequently, with positive results, in this system it is possible to build and a new classification, which at the moment is completely ignores the economic attractiveness of deposits and the availability of new production technologies

Keywords: oil; gas; supplies; resources; classification; shelf deposits; exploration; shale hydrocarbons; rating stocks

References

1. Ampilov Iu.P. ***Stoimostnaia otsenka nedr*** [Valuation of subsoil]. Moscow, Geoinformmark Publ., 2011, 416 p.
2. Ampilov Iu.P. ***Ot seismicheskoi interpretatsii k modelirovaniiu i otsenke mestorozhdenii nefti i gaza*** [From seismic interpretation to modeling and evaluation of oil and gas fields]. Moscow, Geoinformmark Publ., 2008, 429 p.
3. Ampilov Iu.P. ***Metody geologo-ekonomicheskogo modelirovaniia resursov i zapasov nefti i gaza s uchetom neopredelennosti i riska*** [Methods of Geological and Economic Modelling of resources and reserves of oil and gas, taking into account uncertainty and risk]. Moscow, Geoinformtsentr Publ., 2002, 200 p.
4. Ampilov Iu.P. Mestorozhdeniia rossiiskogo shel'fa [Deposits of the Russian shelf]. ***Neftegaz.RU***, 2014, no. 10, pp. 20–27.
5. Ampilov Iu.P. Osvoenie shel'fa Arktiki i Dal'nego Vostoka. Problemy i perspektivy [The development of the Arctic shelf and the Far East. Problems and Prospects]. ***OFFSHORE-Russia***, 2014, № 4, pp. 8–15. Avialable at http://offshore-mag.ru/PDF/Offshore_open_article_full.pdf (accessed 22 November 2015).
6. Ampilov Iu.P. ***Ekonomicheskaia geologiia*** [Economic geology] / Iu.P. Ampilov, A.A. Gert. Moscow, Geoinformmark Publ., 2006, 329 p.
7. Gabrieliants G.A. Garmonizatsiia klassifikatsii zapasov nefti i gaza budet prodolzhat'sia [Harmonization of the classification of oil and gas will continue]. ***Neft' i capital***, 2006, № 1–2, pp. 43–46.
8. Khalimov K.E. ***Evoliutsiia otechestvennoi klassifikatsii zapasov nefti i gaza*** [The evolution of the national classification of oil and gas reserves]. Moscow, Nedra-biznestsentr Publ., 2003, 185 p.
9. Ampilov Y.P. From Seismic Interpretation to Modelling and Assessment of Oil and Gas Fields. EAGE Publications bv, The Netherlands, 2010. 276 p.
10. Ulanov V.L. Ob indeksakh i reitingakh kompanii mineral'no-syr'evogo sektora ekonomiki [On indices and ratings companies the mineral resource sector]. ***Mineral'nye resursy Rossii. Ekonomika i upravlenie***, 2015, № 6, pp. 57–63.

УДК 553.98

А.Б. Фукс
д-р геол.-мин. наук
ФГУП «ВНИГНИ»[1]
главный научный сотрудник
Lubersi-49@yandex.ru, Fuks@Vnigni

Современные требования к обоснованию состава и свойств пластовых флюидов для подсчета запасов УВ и проектирования разработки

1. Россия, 105118, Москва, шоссе Энтузиастов, 36.

Действующие методические руководства по отбору и исследованиям свойств и состава нефти, газа и конденсата (УВС), в основном, обеспечивают получение данных, необходимых для подсчета запасов и составления проектов разработки. Предлагается для залежей нефти с пластовой температурой свыше 60 °С объемный коэффициент определять методом ступенчатой сепарации. Для газоконденсатных залежей изменения потенциального содержания $C_{5+в}$ в газе и КИК предлагается определять методом CVD

Ключевые слова: подсчет запасов нефти, газа, конденсата и полезных компонентов; объемный коэффициент; коэффициент извлечения конденсата; промышленные концентрации попутных компонентов

Подсчет запасов нефти, газа, конденсата и отдельных полезных компонентов, содержащихся в них или добываемых попутно, в РФ проводится на основании требований инструкции [2], где перечислено, какие свойства этих видов сырья необходимо определять, и указаны величины промышленных кондиций отдельных компонентов. Методики исследований свойств и состава нефти, газа, конденсата и попутных компонентов изложены в отдельных документах.

В настоящее время в РФ срок действия документа, определяющего методику и объем исследований свойств и состава пластовой нефти, для подсчета запасов и проектирования разработки месторождений УВ [4], в принципе, исчерпан, но другого общероссийского нормативного документа нет. Большинство его положений не устарели и вполне применимы в современных условиях. Но есть и некоторые принципиальные изменения, связанные, в первую очередь, с изменениями условий залегания нефти залежей УВ, вводимых в разработку, и переходом к построению цифровых геологических и гидродинамических моделей залежей.

С течением времени запасы УВ, вовлекаемые в разработку, характеризуются увеличением глубины залегания продуктивных отложений, а значит, ростом пластовых давлений и температур. Все большую часть новых залежей составляют двухфазные нефтегазоконденсатные залежи. Определение свойств и состава пластовых УВ-систем в таких условиях особо сложно, т.к. близость давлений насыщения нефти газом и пластового давления на контакте затрудняют отбор качественных глубинных проб нефти. Депрессия на пласт и перепад давления между кровлей интервала перфорации и точкой отбора глубинных проб не дают возможности отобрать глубинные пробы с давлением насыщения, близким к пластовому. В этом случае необходимо отбирать глубинные пробы нефти по существующему ОСТ и проводить лаборатор-

ные исследования в предусмотренном объеме. Затем, учитывая требования современных пакетов программ для гидродинамического моделирования, на основе полученных данных о составе пластовой нефти и ее свойствах создается математическая модель пластовой нефти, и рассчитываются ее свойства и состав для давления насыщения, равного начальному пластовому давлению. Возможно определение свойств и состава пластовой нефти при давлении насыщения, равном пластовому, путем проведения лабораторных *PVT*-исследований с растворением дополнительных объемов газа в глубинной пробе. Для подсчета запасов нефти и растворенного газа рекомендуется использовать состав и свойства пластовой нефти, приведенные к глубине середины запасов нефти рассматриваемой залежи. Опыт исследования распределения свойств пластовой нефти по высоте залежи показывает, что учитывать эти изменения имеет смысл при высоте нефтяной залежи или нефтяной оторочки свыше 25 м. В случае оценки изменений объемного коэффициента и газосодержания при меньшей высоте эти изменения будут в пределах допустимой лабораторной ошибки и не обеспечат реального повышения точности подсчета запасов.

Важным параметром пластовой нефти является объемный коэффициент. В настоящее время в лабораториях он определяется тремя методами.

1. Однократное разгазирование, когда нефть из пластовых термобарических условий переводится в атмосферные условия без промежуточных ступеней.

2. Дифференциальное разгазирование, когда переход к нормальным термобарическим условиям осуществляется через определенное число ступеней снижения давления. Переход к атмосферному давлению производится путем поэтапного снижения давления от давления насыщения к пластовому. На каждой ступени выделившийся газ эвакуируется из сосуда высокого давления. Количество ступеней определяется по диаграмме, приведенной в ОСТ. Разгазирование на всех этапах, кроме последнего, проводится при пластовой температуре.

3. Ступенчатое разгазирование. Разгазирование глубинной пробы проводится в 2–4 ступени, термобарические условия которых задаются близкими к условиям сепарации нефти на промысле.

В настоящее время в инструкции [1] и последующих документах предусматривается при подсчете запасов нефти и растворенного газа использовать результаты дифференциального разгазирования, т.к. данный метод при пластовых температурах ниже +60 °С позволяет получить объемный коэффициент, близкий получаемому при разработке месторождений. При этих пластовых температурах выделяющийся в процессе разгазирования глубинной пробы нефти газ содержит незначительное количество жидких $УВ_{(С5+в)}$. Но при больших температурах выделяющийся при снижении давления газ содержит значительное количество $С_{5+в}$ (до 200 г/м^3), что в сочетании с увеличением газосодержания нефти с глубиной ведет к значительному количеству жидких УВ, переходящих из жидкой фазы в газообразную, не учитываемую при определении объемного коэффициента. В результате объемный коэффициент, полученный методом однократного разгазирования, выше этой величины, определенной методом дифференциального разгазирования при умеренных температурах, и обратное соотношение – при пластовых температурах выше 60 °С. Ввиду этого предлагается при подсчете запасов нефти и растворенного газа для залежей с пластовой температурой выше +60 °С, перейти к объемному коэффициенту, газосодержанию, плотности дегазированной нефти и составу растворенного газа, определенным методом ступенчатого разгазирования.

Объем и методика промысловых и лабораторных исследований свойств и состава пластовых газоконденсатных систем в РФ регламентированы современным нормативным документоми ОАО «Газпром» 2011 г.[3] . Следует отметить, что объем данных, которые необходимо получить при промысловых и лабораторных исследованиях, практически не изменился.

В связи с тем, что все большая часть залежей двухфазная – проблемы такие же, как и при отборе глубинных проб нефти, – при промысловых исследованиях на конденсатность нужно отобрать пробы, обеспечивающие при дальнейшей их рекомбинации давление начала конденсации, равное начальному. Из-за депрессии на пласт, в случае предельно насыщенной газоконденсатной системы, сразу же начинается выпадение жидких УВ в призабойной зоне пласта, и последующая рекомбинация отобранных проб сырого конденсата с КГФ, полученным на скважине, создаст смесь с давлением начала конденсации жидких УВ ниже пластового давления. В данном случае, как и в случае с пластовой нефтью, предлагается работа в следующей последовательности.

Провести промысловые исследования, максимально соответствующие требованиям нормативных документов. В процессе промысловых исследований отобрать пробы газа сепарации и сырого конденсата для последующей рекомбинации и выполнения полного объема лабораторных исследований. Как правило, полученное давление начала конденсации жидких УВ из газа ниже пластового давления на ГНК. Поэтому необходимо выполнить дополнительные исследования по определению состава и свойств пластового газа при давлении начала конденсации жидких УВ из газа, равном начальному пластовому давлению. Это делается двумя методами:

– с помощью математической модели, используя один из программных пакетов, рассчитать состав и свойства пластового газа, с давлением начала конденсации, близким к пластовому на контакте;

– проведением серии лабораторных экспериментов с растворением дополнительных объемов сырого конденсата в газе сверх КГФ, определенного при промысловых исследованиях до получения давления начала конденсации, равного пластовому, с последующим проведением *PVT*-исследований на рекомбинированной таким образом пробе.

С учетом меньшей, по сравнению с пластовой нефтью, плотности свободного газа в пластовых условиях, соответственно меньшим будет и градиент изменения пластового давления по глубине и связанных с этим свойств и состава УВ. Исходя из этого, можно считать правомерным применение [2], где предлагалось учитывать изменения свойств и состава при высоте газовой части залежи свыше 150 м. Соответственно, при этом необходимо обеспечить исследование состава и свойств свободного газа газоконденсатной (нефтегазоконденсатной) залежи из расчета не менее 1 объекта на каждые 150 м высоты залежи.

Основным видом *PVT*-исследований является дифференциальная конденсация, т.е. изучение количества $C_{5+в}$, выпавшего, из газа и оставшегося в пластовом газе. При этом снижение пластового давления ступенями по 10% от начального пластового давления происходит путем отбора газа, с последующей стабилизацией давления при постоянном объема сосуда высокого давления. За рубежом применяется несколько иная схема эксперимента *CVD*. Пакеты программ, моделирующие поведение газоконденсатных систем, настроены на *CVD*, поэтому рекомендуется при проведении экспериментальных исследований газоконденсатных систем перейти к исследованиям методом *CVD* вместо дифференциальной конденсации.

Одним из наиболее востребованных свойств газоконденсатных систем является коэффициент извлечения конденсата (КИК). До настоящего времени он определялся, так же как и коэффициент извлечения свободного газа, при условии окончания разработки залежи, когда давление на устье скважины станет равным 0,1 МПа. В новых правилах коэффициент извлечения газа определяется экономическими условиями, и соответственно, КИК будет определяться этими условиями. Таким образом, при переходе на новые правила подсчета извлекаемых запасов газа появится необходимость пересчета извлекаемых запасов конденсата для всей страны.

В тоже время следует согласиться с Н.В. Долгушиным в том, что очень часто «при проведении конкурсов или тендеров по выбору подрядных организаций применяется только один критерий выбора – дешевизна» [1]. При этом очень низок уровень промысловых исследований на конденсатность с соответствующим качеством отобранных проб и достоверность результатов их исследований. Таким же образом обстоят дела и с отбором глубинных и поверхностных проб нефти и растворенного газа. Необходимо обращать внимание на качество, полноту и достоверность промысловых и лабораторных исследований на конденсатность.

Широкое распространение и доступность пакетов программ по моделированию состава и свойств пластовых углеводородных систем (пластовой нефти, пластовых газоконденсатных систем) приводит к тому, что очень часто под видом лабораторных *PVT*-исследований представлены данные, полученные в результате математического моделирования. Конечно, математическое моделирование можно и нужно применять для построения гидродинамических моделей залежей УВ, но исходными должны быть данные, полученные при экспериментальных исследованиях. При подготовке нормативных документов нужно предусмотреть необходимость указания организацией-исполнителем – каким образом получены данные, приведенные в отчете по исследованиям УВ.

Газовой промышленностью РФ планируется строительство заводов по производству сжиженного природного газа, при этом попутно будут извлекаться значительные объемы этана, пропана и бутана. То же самое будет происходить и при извлечении из газа гелия.

В связи с этим встает вопрос о пересмотре промышленных пределов содержания этана, гелия и других полезных компонентов природного газа, увязке их с направлениями использования газа тех или иных месторождений.

Выводы

1. Ранее принятые документы, регламентирующие объем и методику исследований свойств и состава УВ (нефть, газ и газовые конденсаты) в основном обеспечивают объем сведений о свойствах и составе УВ, необходимый для подсчета запасов и проектирования разработки.

2. Для нефтяных залежей с пластовой температурой свыше 60 °С рекомендуется для подсчета запасов использовать данные ступенчатого разгазирования, вместо данных дифференциального разгазирования.

3. При *PVT*-исследованиях газоконденсатных пластовых систем рекомендуется вместо исследований методом дифференциальной конденсации перейти к методу *CVD*.

4. В технических отчетах о результатах исследований свойств и состава УВ обязательно указывать, какие данные получены экспериментально, а какие – моделированием.

5. Необходимо уточнить промышленные концентрации полезных компонентов в газах в связи с направлением ожидаемого их использования – с тем, чтобы определяться с необходимостью постановки их на баланс.

Литература

1. Долгушин Н.В. Концепция организации газоконденсатных исследований разведочных скважин в системе ОАО «Газпром». Материалы XIV координационного геологического совещания. М. 2009. С. 129–142.
2. Инструкция о содержании, оформлении, порядке представления в Государственную комиссию по запасам полезных ископаемых при Совете Министров СССР материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов. М. 1984. 48 с.
3. Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин. Р Газпром 086-2010. М. 2011. 234 с.
4. ОСТ 153-39.2-048-2003. Нефть, типовое исследование пластовых флюидов и сепарированных нефтей. Объем исследований формы представления результатов. М. 2003. 90 с.

UDC 553.98

A.B. Fuks, doctor of geology and mineralogy, chief research scientist Federal state unitary enterprise «All–Russian research geological oil institute[1], Lubersi–49@yandex.ru, Fuks@Vnigni.

1. 36, Enthusiasts highway, Moscow, 105118, Russia.

Modern requirements for substantiation of formation fluid composition and properties for hydrocarbon reserves calculation and development design

Abstract. Procedure manuals for sampling and property analysis of oil, gas and condensate (HCS) mainly provide data required for calculation of oil, gas and gas condensate reserves and for designing of development. For oil deposits with formation temperature over 60 °C it is proposed to determine the volumetric factor by staged separation method. For gas condensate deposits it is proposed to determine potential C5+ content in gas and condensate recovery factor by CVD method. It is necessary to confirm concentrations of commercial components contained in HCS or associated components, based on modern technologies and economical conditions

Keywords: calculation of reserves of oil, condensate and commercial components; volumetric factor; condensate recovery factor; commercial concentrations of associated components

Refarences

1. Dolgushin N.V. Kontseptsiia organizatsii gazokondensatnykh issledovanii razvedochnykh skvazhin v sisteme OAO «Gazprom» [The concept of organizing research condensate exploration wells in the system of "Gazprom"]. *Materialy XIV koordinatsionnogo geologicheskogo soveshchaniia* [Materials XIV focal geological meeting]. Moscow, 2009, pp. 129–142.
2. *Instruktsiia o soderzhanii, oformlenii, poriadke predstavleniia v Gosudarstvennuiu komissiiu po zapasam poleznykh iskopaemykh pri Sovete Ministrov SSSR (GKZ SSSR) materialov po podschetu zapasov nefti i goriuchikh gazov* [Instructions on the content, the design, the order of the State Commission for Mineral Reserves of the Council of Ministers of the USSR (SRC USSR) materials for the calculation of reserves of oil and combustible gases]. Moscow, 1984, 48 p.
3. *Instruktsiia po kompleksnym issledovaniiam gazovykh i gazokondensatnykh skvazhin* [Instructions comprehensive research of gas and gas condensate wells]. Chast' 1. R Gazprom 086-2010. Moscow, 2011, 234 p.
4. *OST 153-39.2-048-2003. Neft', tipovoe issledovanie plastovykh fliuidov i separirovannykh neftei. Ob"em issledovanii formy predstavleniia rezul'tatov* [Oil, case studies of reservoir fluids and separate the oils. The volume of research results presentation]. Moscow, 2003, 90 p.

УДК 662.276

А.В. Фомкин
канд. техн. наук
ОАО «ВНИИнефть им. акад. А.П. Крылова»[1]
генеральный директор
office@vniineft.ru

С.А. Жданов
д-р техн. наук
ОАО «ВНИИнефть им. акад. А.П. Крылова»[1]
советник генерального директора
office@vniineft.ru

Анализ условий для внедрения методов увеличения нефтеотдачи в России и за рубежом

1. Россия, 127422, Москва, Дмитровский пр–д, 10.

На основе отечественного и зарубежного опыта анализируются факторы, которые определяют необходимость и могут способствовать активному внедрению новых технологий повышения эффективности разработки нефтяных месторождений и методов увеличения нефтеотдачи

Ключевые слова: трудноизвлекаемые запасы; методы повышения нефтеотдачи; эффективность воздействия; прирост извлекаемых запасов нефти

В России, как, впрочем, и в других нефтедобывающих странах, практически непрерывно в последние 40–50 лет ведутся дискуссии о необходимости более активного применения новых технологий нефтеизвлечения, обеспечивающих больший коэффициент нефтеотдачи и позволяющих более эффективно использовать открываемые запасы нефти.

Можно заметить, что эти дискуссии в разные периоды времени принимали разные формы обсуждения и, самое главное, имели различные последствия – от малозначительных до конкретных значимых практических решений.

Какие факторы влияли на это, и есть ли какие-то временные и технологические закономерности в развитии технологий повышения эффективности нефтеизвлечения? Авторы решили рассмотреть некоторые из этих факторов, в том числе те, на которые обычно мало обращается внимания.

Последние годы (20–25 лет) характеризуются существенным изменением структуры запасов разрабатываемых и вновь вводимых в разработку месторождений. Все большее влияние на возможности развития объемов добычи нефти в стране оказывает возрастающая доля так называемых трудноизвлекаемых запасов (ТрИЗ). Принципиально меняется и структура этих запасов.

Если в середине 1970-х гг. к категории ТрИЗ (время появления этого термина для характеристики изменения структуры запасов нефти страны) относились низкопроницаемые пласты (менее 30 мкм^2), высоковязкие нефти (более 30 МПа·с) и подгазовые зоны пластов, то сейчас перечень ТрИЗ значительно расширяется, принципиально изменились геолого-физические критерии относительно

Трудноизвлекаемые запасы нефти	
По природным факторам (общепринятое)	– высоковязкие; – подгазовые; – низкопроницаемые.
По природным, техногенным, техническим, экономическим факторам	– высоковязкие нефти; – подгазовые зоны; – низкопроницаемые пласты; – ультранизкопроницаемые; – в нетрадиционных резервуарах (бажен, абалак, тюменская свита и др.); – осложненные трещиновато–пористые карбонатные пласты; – остаточные в заводненных пластах; – морские осложненные месторождения; – сланцевая нефть; – битумы; – другие (глубины, толщины, насыщенность, свойства нефти и др.).

Таблица 1.
Классификация трудноизвлекаемых запасов нефти

этих запасов. Так, проницаемость пластов 30 мкм^2 сейчас, мягко говоря, никого не беспокоит, да и проницаемость 5 мкм^2 представляется обычной (***табл. 1***).

Сейчас речь идет уже об эффективной разработке пластов с проницаемостью 1 мкм^2 и менее, при этом дополнительно осложненных высокой неоднородностью (доманиковая, хадумская свиты и др.). Разработку также осложняет не только повышенная вязкость нефти, но и наличие принципиально новых форм углеводородов (например, кероген в баженовской свите).

В последние годы к ТрИЗ закономерно стали относить и осложненные карбонатные трещиновато-пористые пласты (например с гидрофобизированной пористой средой). Запасы нефти в подобных условиях постоянно увеличиваются, что делает все более актуальной проблему создания более эффективных технологий их разработки.

Напомним, что в карбонатных пластах находится, по разным оценкам, 40–60% запасов УВ в мире, разработка которых обеспечивает до 40% добычи. Вместе с тем, достигаемая нефтеотдача в карбонатных пластах не превышает обычно 18–35%, что значительно ниже, чем в терригенных.

В свою очередь, можно заметить, что изменение структуры разрабатываемых запасов в определенной степени взаимосвязано с развитием технологий воздействия на пласты, технологий нефтеизвлечения, т.к. освоение ТрИЗ потребовало использования новых технологических решений.

Опосредованно это достаточно очевидно показывают зависимости изменения во времени доли ТрИЗ и величины средней проектной нефтеотдачи, которая, в свою очередь, является функцией эффективности используемых в проектных документах технологий ***(рис. 1)***.

При этом взаимная конфигурация этих зависимостей свидетельствует, на наш взгляд, об опережающей роли динамики количества ТрИЗ и существенном отставании темпов соответствующего совершенствования технологий.

Гораздо реже возникала ситуация, при которой новые неожиданные технологические решения позволяли недропользователям обратить внимание на возможность эффективного ввода в разработку новых, ранее считавшихся нерентабельными запасов нефти.

Действительно, вот уже несколько десятилетий в нефтяной промышленности, по существу, наиболее активно используется достаточно ограниченный перечень базовых технологий воздействия на пласты, которые, правда, постоянно в той или иной степени совершенствуются. Особенно значимые результаты получаются в последнее время благодаря удачным их сочетаниям.

Бурение скважин:

– горизонтальные скважины;

– боковые стволы;

– многозабойные скважины.

Процесс заводнения пластов:

– различные системы размещения скважин;

– циклическое заводнение;

– барьерное заводнение.

Третичные методы увеличения нефтеотдачи:

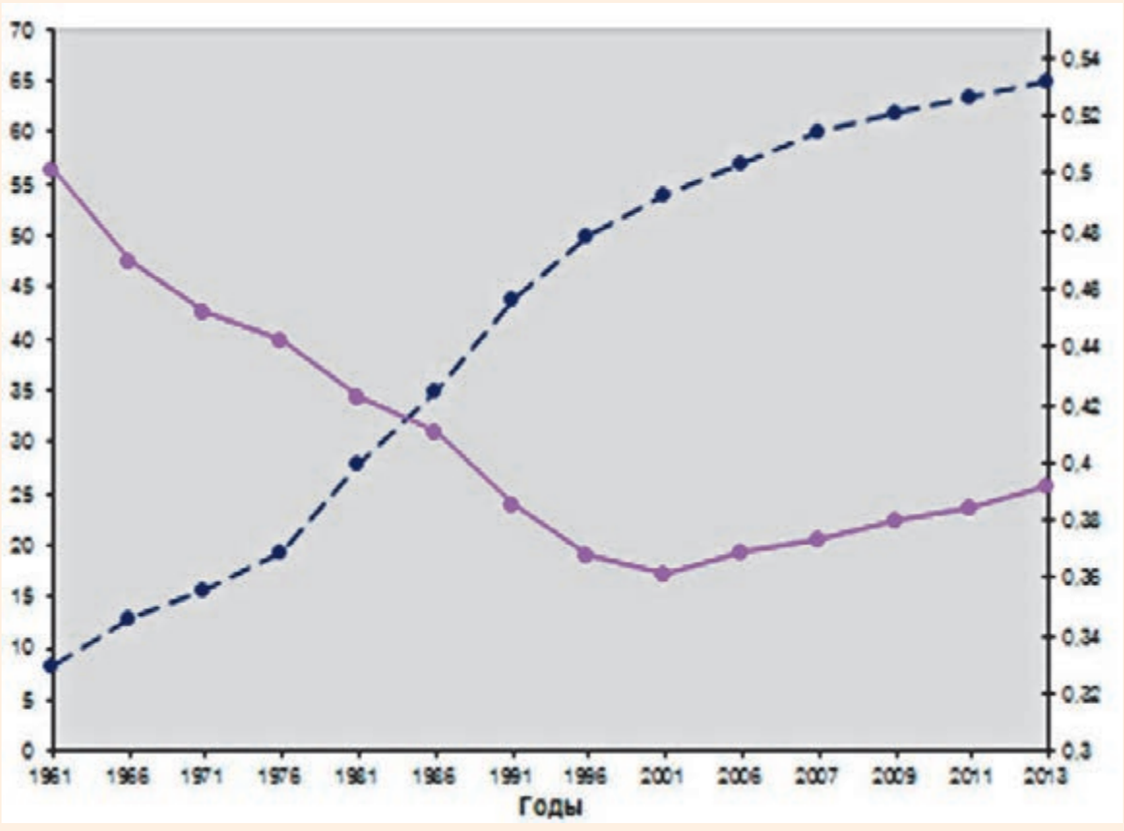


Рис. 1.
Динамика доли ТрИЗ и средней проектной нефтеотдачи на месторождениях страны (синий график, шкала слева – доля начальных ТрИЗ, %; красный график, шкала справа – коэффициент нефтеотдачи)

– тепловые;
– газовые;
– химические;
– микробиологические.

Обработки призабойных зон скважин:

– водоизоляция в добывающих скважинах;

– регулирование потоков в нагнетательных скважинах;

– повышение продуктивности и приемистости скважин;

– ГРП.

Конечно, каждая из этих базовых технологий постоянно совершенствуется, их эффективность повышается, в том числе на основе общего научно-технического прогресса. Особенно следует отметить использование геолого-гидродинамического моделирования процессов разработки, возможность получения более объемной и точной информации о пластах (сейсмика, ГИС, ГДИ, методы исследования кернов и др.), новые технологические решения в бурении скважин и их эксплуатации и т.д. Все это и определяло возможности эффективного ввода в эксплуатацию ТрИЗ.

В качестве примера отметим значительное совершенствование в последние годы ГРП, что было связано с быстро растущей долей запасов в низкопроницаемых и ультранизкопроницаемых пластах. За несколько лет обычный процесс неуправляемого разрыва призабойной зоны пласта превратился в новые технологические решения для различных геологических условий: локальный гидроразрыв, ГРП с использованием специальных реагентов для обработки пористой среды, массированный ГРП, соляно-кислотный ГРП, пенный ГРП, термогазокислотный, азотно-пенный, многозональный и т.д. Всего сейчас известно до 50 технологий ГРП, зарегистрировано около 4000 патентов на различные изобретения в области проведения ГРП.

По имеющимся в печати данным (к сожалению, весьма неполным), сейчас в России ежегодно проводится 9000 ГРП на эксплуатационных и нагнетательных скважинах, что в основном связано с активным вводом в эксплуатацию скважин, разрабатывающих низкопроницаемые пласты.

Интересной представляется технология ОАО «ВНИИнефть», предусматривающая

проведения ГРП в низкопроницаемых пластах во всех добывающих и нагнетательных скважинах, при этом рядность скважин выдерживается по линии наименьшего сопротивления породы для разрыва в целях образования «псевдогалерей» со стороны нагнетательного и добывающего рядов скважин и образования соответственно более равномерного фронта вытеснения. Переход к реализации ГРП в системе скважин на основе новых технологий позволяет по-новому рассматривать данный метод воздействия. По существу, в этом случае можно говорить о методе разработки низкопроницаемых пластов [1, 2].

Пожалуй, наиболее революционно в последние годы выглядит и технология сочетания ГРП и горизонтальных скважин – многозональный ГРП. Объемы применения этой технологии при разработке низкопроницаемых пластов постоянно возрастают. Вместе с тем необходимо отметить, что наибольшую эффективность ГРП обеспечивает в низкопроницаемых пластах. Более того, в обычных геолого-физических условиях использование этого метода воздействия может привести к опережающему обводнению пластов и отрицательным результатам.

Тенденции в развитии и применении новых технологий нефтеизвлечения могут зависеть не только от изменения структуры запасов, но и, на наш взгляд, от степени обеспеченности нефтедобывающих отраслей потенциальными ресурсами для увеличения или даже поддержания добычи нефти и соответствующих решений государственных органов.

Так, по наиболее представительным данным, количество остаточных доказанных запасов в мире оценивали на середину 1970-х гг. в 80 млрд т, в 1985 г. – более 100 млрд т, в 2005 г. – 170 млрд т, в 2014 г. – 230 млрд т.

Таким образом, с середины 1970-х гг. оценки количества остаточных доказанных запасов в мире постоянно увеличивались.

Наиболее тревожным с точки зрения потенциала разрабатываемых запасов нефти в мире был, вероятно, период 1970-х – начала 1980-х гг. И именно в это время в мире началось активное обсуждение возможности дополнительного прироста запасов за счет масштабного применения третичных методов увеличения нефтеотдачи – методов, направленных на дополнительное увеличение нефтеотдачи и объемов добычи не только на новых, но и на разрабатываемых или даже разработанных месторождениях.

Не секрет, что появившиеся тогда многочисленные зарубежные публикации по проблемам увеличения нефтеотдачи пластов также способствовали ускоренному развитию этих работ в нашей стране. Тем более, что именно в это время начались достаточно активные дискуссии о возможностях и проблемах развития нефтедобычи в Западной Сибири, и в частности на Самотлорском месторождении, при этом далеко не все прогнозы были оптимистичными.

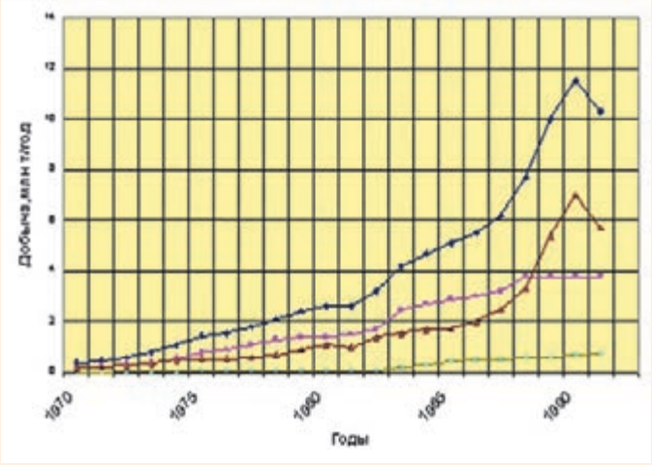


Рис. 2.
Добыча нефти за счет применения методов увеличения нефтеотдачи в СССР (сверху вниз – всего; тепловые; химические; газовые)

К этому периоду относится и некоторая переоценка возможных достигаемых коэффициентов нефтеотдачи за счет обычного заводнения, особенно в осложненных геологических условиях.

Важный этап развития проблемы применения методов увеличения нефтеотдачи пластов в нашей стране во многом определился принятым в 1976 г. правительством бывшего СССР специальным постановлением «О мерах по наиболее полному извлечению нефти из недр». Постановление определяло объем дополнительной добычи нефти за счет применения третичных (тепловых, газовых и химических) методов увеличения нефтеотдачи, а также объем выпуска в стране необходимых для этого материально-технических средств (специальной техники и химреагентов). Было также предусмотрено экономическое стимулирование осуществления опытно-промышленных работ нефтедобывающими предприятиями.

Большое значение имела активная координация научно-исследовательских работ среди отраслевых и академических институтов страны на основе отраслевых и научно-технических программ. В этих программах предусматривалось участие десятков произ-

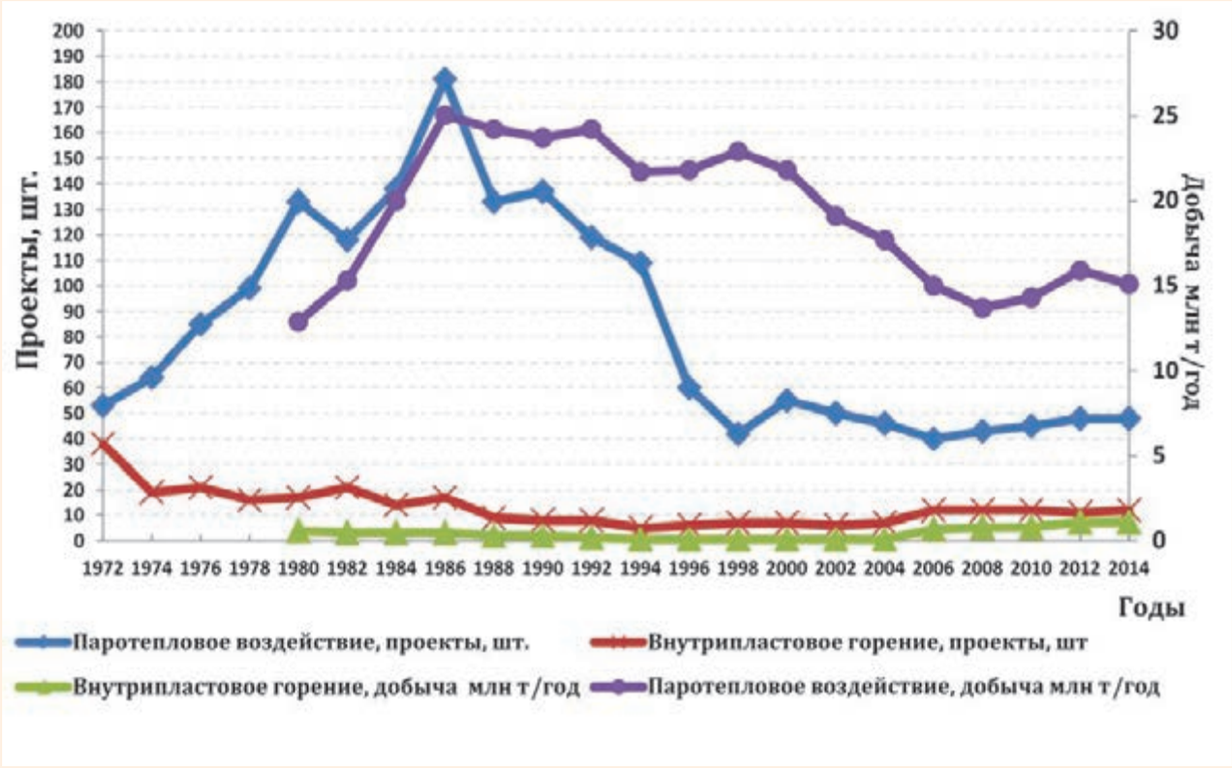


Рис. 3.
Применение методов паротеплового воздействия и внутрипластового горения на месторождениях США

водственных и научно-исследовательских организаций, для решения фундаментальных проблем нефтеизвлечения были привлечены институты АН СССР.

Наша страна была не единственной в мире, где проблема увеличения нефтеотдачи пластов была поставлена на государственном уровне. В связи с этим напомним, например, доклад Управления технологических оценок Конгресса США «Перспективы увеличения добычи нефти и извлекаемых запасов за счет применения методов повышения нефтеотдачи в США», подготовленный в начале 1978 г. под председательством Э. Кеннеди.

Одновременно Департаментом энергетики США была предложена соответствующая федеральная программа. Подобные программы позднее были созданы в Канаде и Норвегии.

Хотя не все намеченные государственными программами показатели по применению методов увеличения нефтеотдачи в России в этот период были выполнены, нельзя отрицать очевидного прогресса как в научном обеспечении данной проблемы, так и в объемах промышленного применения новых технологий. Так, за 10 последующих лет дополнительная добыча за счет третичных методов возросла в 3 раза и достигла в 1985 г. 5 млн т, а в 1991 г. – 11 млн т (***рис. 2***).

В начале 1990-х гг. нефтяная промышленность в России начала переходить на новую систему хозяйствования с новыми приоритетами и стимулами. Реализация программ была остановлена, и в течение последующих 1–2 лет работы на месторождениях по применению таких методов были практически прекращены. Сейчас добыча за счет применения третичных методов в стране не превышает 1,5 млн т/год.

Динамика развития работ по применению третичных методов увеличения нефтеотдачи в СССР в 1980-е и 1990-е гг. определялась во многом директивными указаниями правительства.

Интересным также представляется рассмотреть изменение во времени объемов применения этих методов в США, где принятие программы их применения даже в 1970-1980 гг. в меньшей степени регулировалось правительством, а в последнее время во многом определяется стратегией самих нефтедобывающих компаний.

На ***рис. 3–5*** приведена динамика количества проектов применения методов увеличения нефтеотдачи и объемов дополнительной добычи нефти на месторождениях США по данным журнала *Oil and Gas Journal* за 1971–2014 гг.

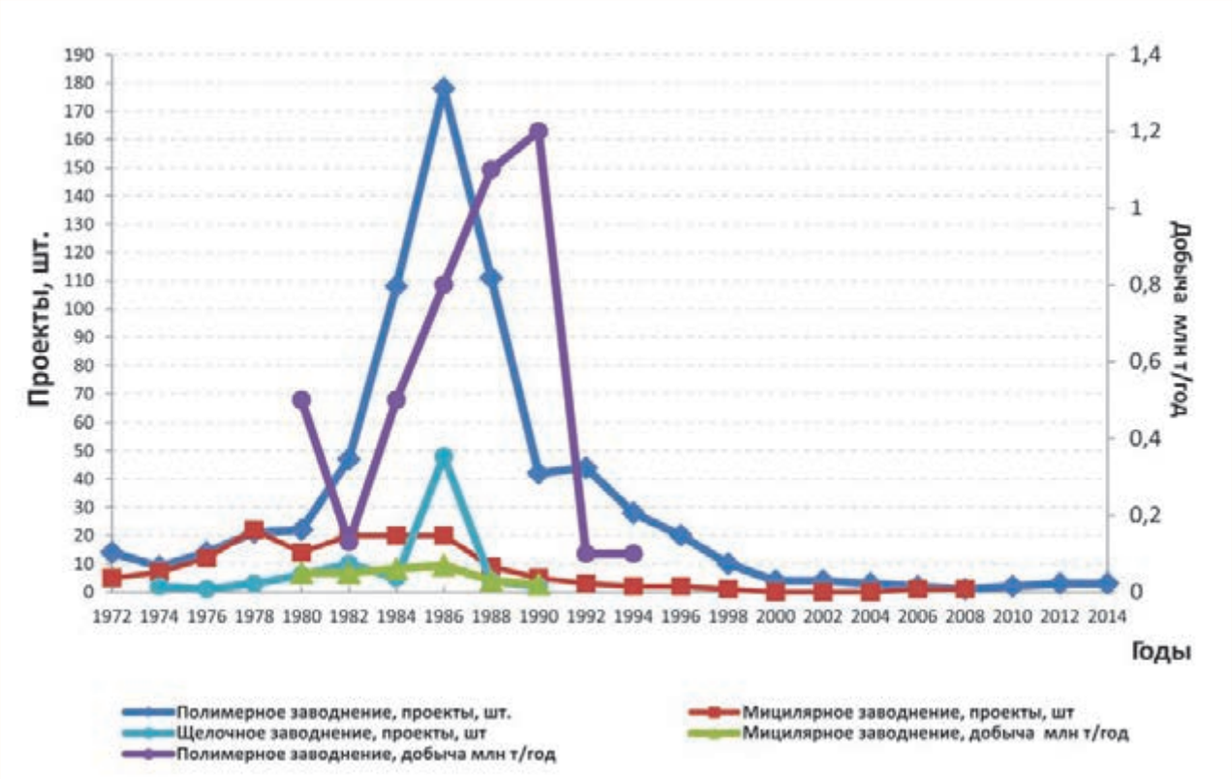


Рис. 4.
Применение технологий физико-химических методов на месторождениях США

Можно видеть (***рис. 3***) достаточно активное развитие метода паротеплового воздействия на пласты с высоковязкими нефтями в 1970-е и 1980-е гг., затем число проектов уменьшалось при постоянном уровне общей дополнительной добычи. На наш взгляд, это было связано с переходом на промышленное применение метода на крупных объемах. В последние годы показатели применения этого метода практически стабилизировались с объемом годовой добычи нефти около 15 млн т.

Интерес к применению физико-химических методов увеличения нефтеотдачи в США за анализируемый период значительно менялся (***рис. 4***). Так, с конца 1970-х гг. число проектов по полимерному заводнению резко увеличивалось до 180 проектов с дополнительной добычей до 1,3 млн т/год, однако с середины 1980-х гг. интерес к этому методу стал падать. Причиной этого, вероятно, стали новые результаты исследования величины адсорбции полимеров в пористой среде и более низкие оценки эффективности метода. Тем не менее, сейчас метод активно применяется на месторождениях Китая, Казахстана и в некоторых других странах. В последние годы широко обсуждается и испытывается комплексный метод нефтевытеснения (ПАВ + щелочь + полимер), используются новые реагенты для загущения воды.

Методы закачки в пласты углеводородного газа и CO_2 в анализируемый период имели, как правило, тренд к увеличению числа проектов и объемов добычи нефти (***рис. 5***). Особенно это касается метода закачки в пласт CO_2. Однако необходимо отметить, что динамика развития метода во многом связана с ужесточением законов США по контролю за выбросами CO_2 в атмосферу промышленными предприятиями. Таким образом, решение экологических проблем оказалось косвенно связано с развитием одного из наиболее эффективных методов увеличения нефтеотдачи.

Подобная картина касательно другого метода увеличения нефтеотдачи сейчас наблюдается в России. В начале 1990-х гг. осуществлялось до 10 опытных и промышленных работ по закачке углеводородного газа в пласты для увеличения нефтеотдачи, большинство из которых затем были прекращены по указанной выше причине. Однако начатое несколько лет назад ужесточение контроля и увеличение денежных штрафов за сжигание попутного газа привело к тому, что нефтяные компании стали снова проявлять интерес к проектам

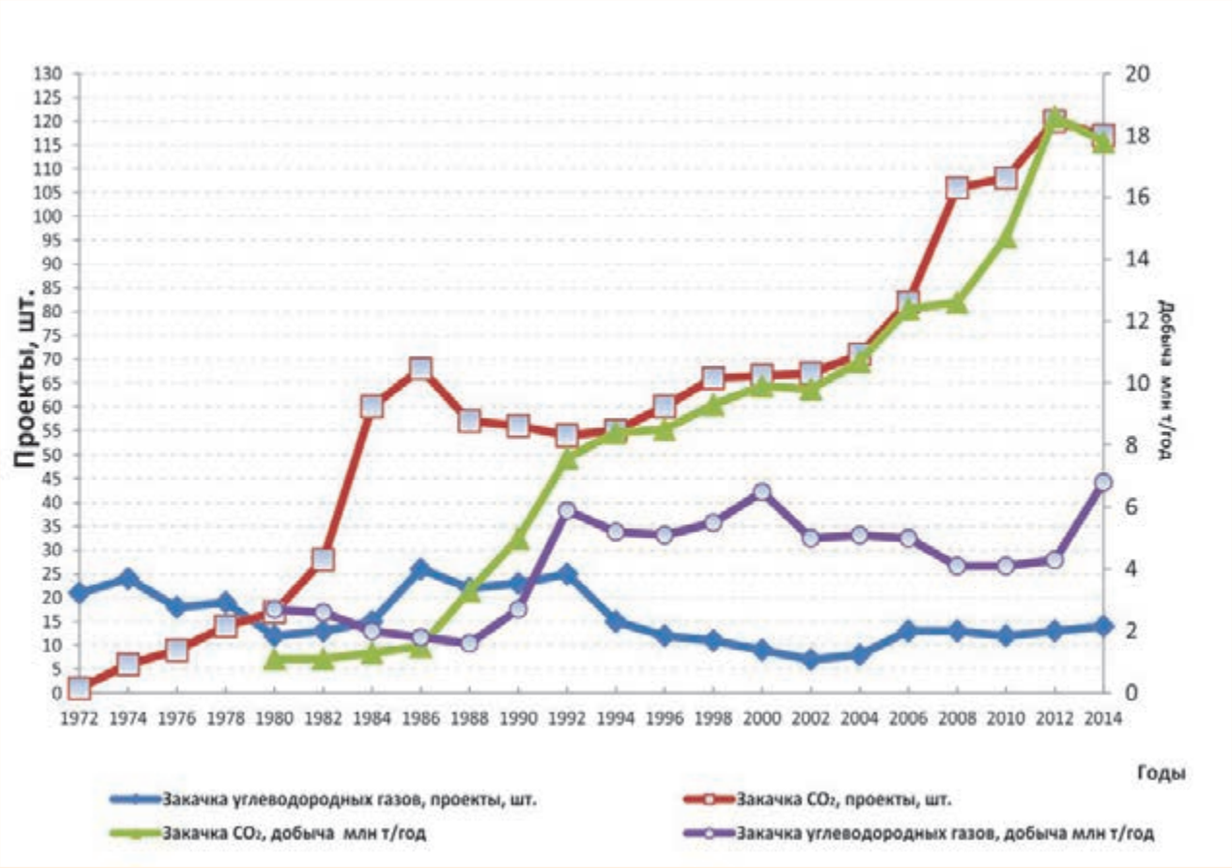


Рис. 5.
Закачка углеводородных газов и CO_2 на месторождениях США

по закачке нефтяного газа в пласты. За последние 5 лет начата реализация 5 проектов применения этого метода, и 6 новых опытных работ предусмотрены в проектных документах, рассмотренных в 2014–2015 гг.

На масштабы применения третичных МУН в США оказывают влияние и мировые цены на нефть (***рис. 6***), хотя зависимость здесь более сложная, чем, например, с объемами бурения новых скважин.

На результаты прогнозирования объемов применения новых технологий нефтеизвлечения определенное влияние может оказать фактор обеспеченности запасами непосредственно нефтяных компаний.

В связи с этим отметим, что основные нефтедобывающие компании России сравнительно лучше многих зарубежных обеспечены разрабатываемыми и перспективными запасами нефти [3]. То есть имеется возможность развития нефтедобычи на основе ввода новых запасов нефти и расширения объемов бурения на разрабатываемых месторождениях. Тем более, что, по данным ЦКР, фактический ввод новых скважин в последние годы существенно (почти в 2 раза) отстает от предусмотренного проектными документами [4]. При этом нужно отметить, что необоснованно разреженные сетки скважин могут в дальнейшем ограничивать возможности эффективного применения новых технологий нефтеизвлечения, например химических и газовых.

В этих условиях трудно предположить существенное увеличение в ближайшие годы объема применения более эффективных, но и более дорогих технологий на месторождениях страны, в том числе для дополнительного повышения нефтеотдачи (например третичных методов) по инициативе крупных нефтяных компаний без соответствующих государственных стимулирующих и законодательных решений.

Исключением по-прежнему могут являться месторождения Поволжья, где ощутимый прирост новых запасов проблематичен, а ввод новых месторождений и площадей в других регионах страны для нефтедобывающих предприятий ограничен. В первую очередь это касается месторождений, находящихся на 4 стадии разработки, где даже поддержание добычи требует использования новых технологий воздействия. Действенной

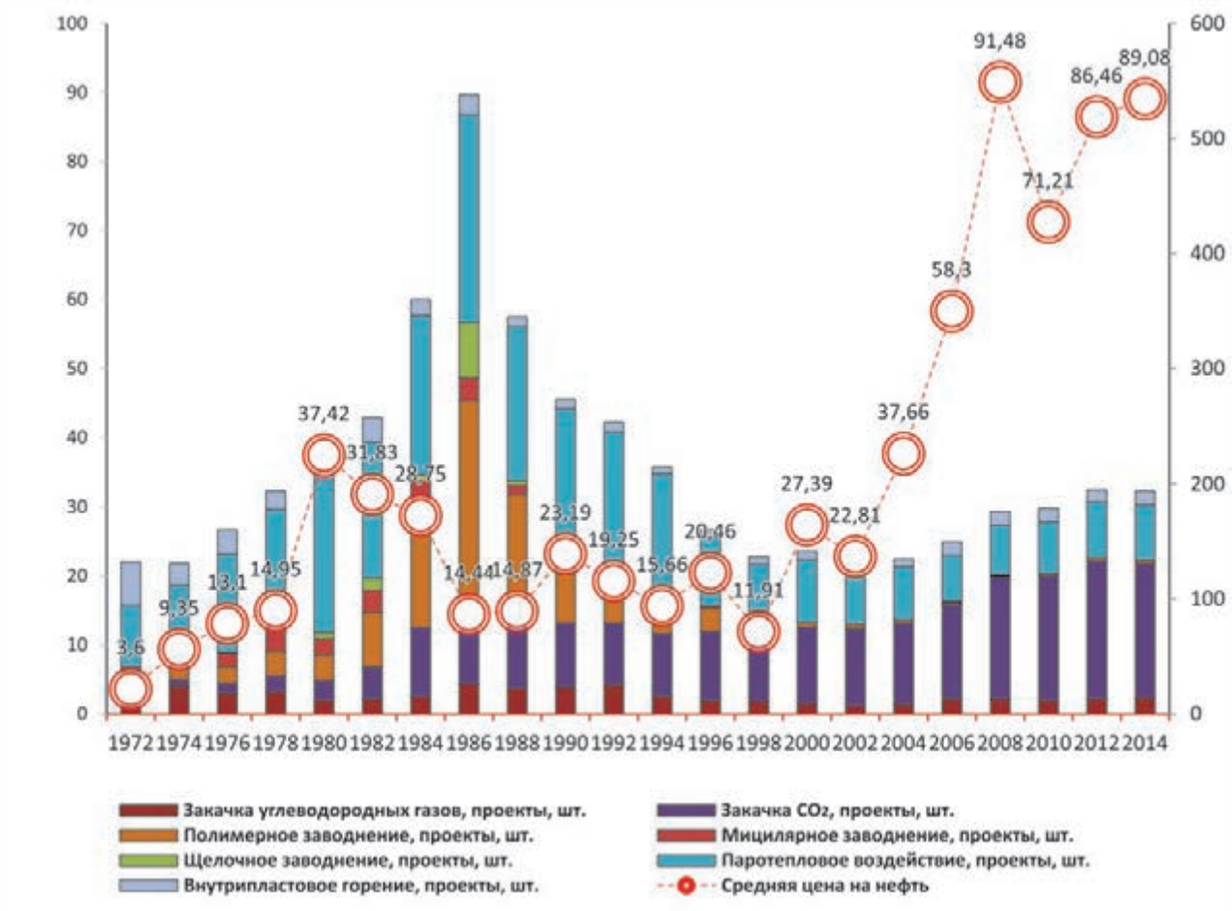


Рис. 6.
Число проектов по третичным методам на месторождениях США и динамика цен на нефть

альтернативой в будущем в этом регионе также является освоение добычи сверхвязких нефтей и битумов на основе принципиально новых и более дорогих технологий и техники добычи.

Рассматривая более удаленную перспективу развития технологий нефтеизвлечения в стране, следует отметить неизбежность перехода к принципиально новым технологиям, основанным на третичных методах увеличения нефтеотдачи. К необходимым для этого условиям достаточно плотно подходят уже месторождения Западной Сибири и отчасти севера Европейской части страны. При этом нужно отметить, что чем раньше недропользователи перейдут к этому этапу, тем эффективность такого перехода будет выше, а мероприятия – менее затратными. Известны зависимости эффективности применения этих методов от стадии разработки – эффективность существенно (на 20–30%) снижается на более поздней стадии разработки.

Как показывает отечественный опыт и опыт других нефтедобывающих стран (и как это показано выше), важную роль в развитии объемов применения методов увеличения нефтеотдачи играет государственная политика по контролю за эффективностью использования запасов нефти и созданием организационно-экономических условий внедрения новых технологий нефтеизвлечения.

При этом необходимо отметить особую роль развития научного потенциала страны, связанного непосредственно с нефтедобывающей отраслью как на уровне нефтяных компаний, так и на уровне институтов АН России и университетов [5].

К сожалению, по инновационной активности российский нефтегазовый сектор в мировом объеме пока мало заметен. По данным журнала «Эксперт», число зарегистрированных патентов в зарубежных нефтяных компаниях в десятки раз больше, чем в отечественных компаниях (***рис. 7***).

Вместе с тем в последние годы выделилось несколько основных перспективных направлений создания принципиально новых технологий воздействия на пласты, которые

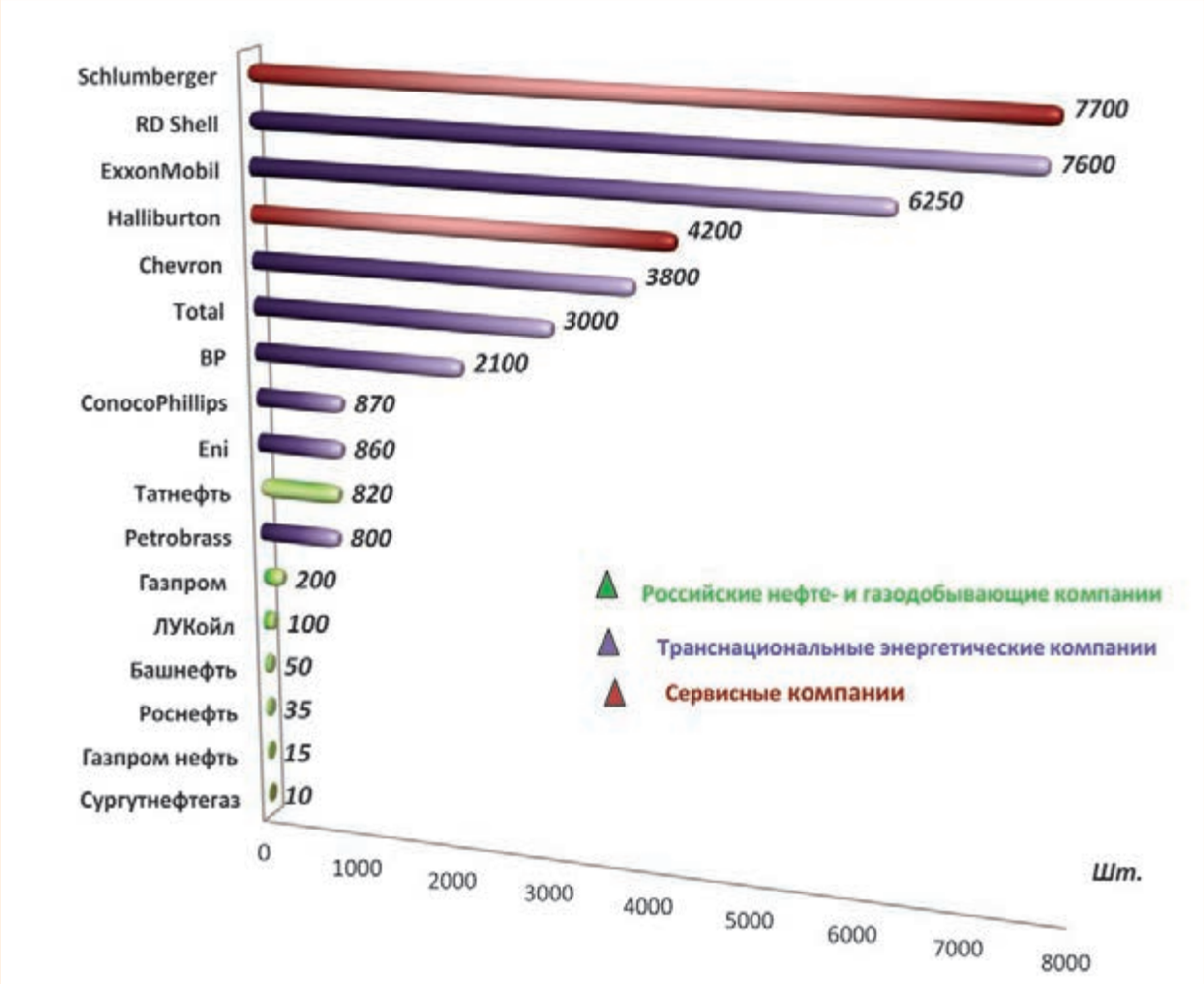


Рис. 7.
Число зарегистрированных патентов (Эксперт, 2011, № 12)

смогут значительно повлиять на эффективность нефтевытеснения, среди них:

– оторочки ПАВ + щелочь + полимер;

– оторочки воды с регулируемой соленостью;

– внутрипластовое изменение свойств (качества) нефти;

– закачка мелкодисперсных водогазовых смесей;

– реагенты, повышающие охват заводнением в межскважинном пространстве (нанореагенты *brightwater*);

– тепловое воздействие со скважинами сложной конфигурации;

– комбинированные технологии третичных МУН;

– микробиологическое воздействие и др.

Эти технологии являются гораздо более сложными по сравнению с заводнением и требуют тщательного научного обоснования применительно к конкретным условиям и последующего научного сопровождения при их применении с использованием новых и принципиально новых средств контроля и регулирования. В свою очередь, это возможно только в случае возрождения системы научного обеспечения рассматриваемой проблемы на базе комплекса отраслевых и учебных институтов с привлечением институтов АН России.

Необходимо отметить особую роль малых нефтедобывающих компаний в применении новых технологий повышения нефтеотдачи. В 1970–1980 гг. российские специалисты-нефтяники показывали на примере отечественной промышленности бóльшую эффективность разработки нефтяных запасов в условиях государственной собственности на недра и наличия практически одного недропользователя в отличие от условий, например, в США.

Вероятно, это правильно, когда необходимы были высокие темпы освоения новых (иногда тоже сложных) запасов. Но так ли это с позиции эффективности разработки и повышения нефтеотдачи?

Можно заметить, что в мире наибольшую активность во внедрении новых технологий нефтеизвлечения проявляют небольшие нефтедобывающие компании, иногда на достаточно ограниченной части разрабатываемого месторождения. Между тем, обращает на себя внимание тот факт, что в США зарегистрировано около 10 000 нефтедобывающих компаний, крупные добывают около 40% всей нефти; в России – около 200 нефтяных добывающих компаний, 10 крупных добывают более 85% нефти.

Вполне возможно, и баланс (соотношение) числа крупных и малых нефтедобывающих компаний наряду с другими отмеченными выше факторами может повлиять на повышение эффективности нефтеизвлечения на месторождениях страны. Особенное значение этот фактор может иметь при разработке трудноизвлекаемых запасов и доразработке заводненных месторождений.

Конечно, перечень рассмотренных выше факторов, оказывающих прямое и косвенное влияние на развитие технологий нефтеизвлечения, неполон. Достаточно вспомнить такие факторы, как цена на нефть и возможные объемы ее потребления, общее развитие науки, техники и технологий и возможность создания принципиально новых направлений методов нефтеизвлечения, появление альтернатив нефтедобыче в виде нетрадиционных источников углеводородного сырья и др. В данном случае авторы стремились подчеркнуть необходимость комплексного рассмотрения возможного влияния различных факторов и проблем при выработке мер по активному влиянию на повышение эффективности технологий нефтеизвлечения и увеличению объемов их практического применения.

Литература

1. Патент РФ № 1807209, 1991.
2. Денисов С.Б., Жданов С.А., Евдокимов И.В., Тимченко Е.Р., Токарева Е.С. Формирование трещин или разрывов. Патент РФ № 2432459, 2010.
3. Донской С. О состоянии и перспективах развития минерально-сырьевой базы РФ //Нефтегазовая вертикаль. 2014. № 16. С. 16–23.
4. Шпуров И.В. Новая классификация запасов углеводородов: средство регулирования инновационного процесса в ТЭК // Нефтегазовая вертикаль. 2014. № 16. С. 46–55.
5. Крянев Д.Ю., Жданов С.А. Научное обеспечение новых технологий разработки нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами //Бурение и нефть. 2012. № 8. С. 29–32.

UDC 662.276

A.V. Fomkin, PhD, CEO VNIINEFT[1], office@vniineft.ru.
S.A. Zhdanov, Doctor of engineering science, advisor CEO VNIINEFT[1], office@vniineft.ru.

1. Joint stock company All–Russian scientific research oil & gas institute (VNIINEFT). 10, Dmitrovsky proezd, Moscow, 127422, Russia.

Analysis of the conditions for the implementation of enhanced oil recovery methods in Russia and abroad

Absctract. On the basis of domestic and foreign experience analyzed the factors that determine the need for, and may contribute to the active introduction of new technologies to improve the efficiency of oil field development and EOR

Keywords: hard–to–recover reserves; methods of enhanced oil recovery; the effectiveness of the impact; increase in recoverable oil reserves

References

1. Patent RF no. 1807209, 1991.
2. Denisov S.B., Zhdanov S.A., Evdokimov I.V., Timchenko E.R., Tokareva E.S. *Formirovanie treshchin ili razryvov* [Formation of fractures]. Patent RF no. 2432459, 2010.
3. Donskoi S. O sostoianii i perspektivakh razvitiia mineral'no-syr'evoi bazy RF [On the state and prospects of development of mineral resource base of the Russian Federation]. ***Neftegazovaia vertikal'***, 2014, no. 16, pp. 16–23.
4. Shpurov I.V. Novaia klassifikatsiia zapasov uglevodorodov: sredstvo regulirovaniia innovatsionnogo protsessa v TEK [The new classification of hydrocarbon reserves: a means of regulating the innovation process in the energy sector]. Neftegazovaia vertikal', 2014, no. 16, pp. 46–55.
5. Krianev D.Iu., Zhdanov S.A. Nauchnoe obespechenie novykh tekhnologii razrabotki neftianykh mestorozhdenii s trudnoizvlekaemymi zapasami [Scientific support of new technologies for the development of oil fields with hard to recover reserves]. Burenie i neft', 2012, no. 8, pp. 29–32.

УДК 553.98;553.3.072;556

В.Б. Саганюк
ФБУ «ГКЗ»[1]
отдел мониторинга, анализа и методологии
главный специалист
saganyuk@gkz-rf.ru

Ж.С. Джансугурова
ФБУ «ГКЗ»[1]
отдел углеводородного сырья
начальник отдела
djs@gkz-rf.ru

Е.А. Лебедев
ФБУ «ГКЗ»[1]
отдел металлов
главный специалист
lebedev@gkz-rf.ru

Е.С. Ловчева
ФБУ «ГКЗ»[1]
отдел подземных вод
начальника отдела
lovcheva@gkz-rf.ru

Экспертно-технический совет ФБУ «ГКЗ»

1. Россия, 119180, Москва, ул. Большая Полянка, 54, стр. 1, подъезд 2.

Цель деятельности Экспертно-технического совета ГКЗ – обеспечение реализации Закона РФ «О недрах»; повышение эффективности работ по усовершенствованию, разработке и внедрению методик, технологий и других инновационных решений, связанных с геологическим изучением недр и рациональным недропользованием в интересах государства. В статье представлены функции, структура, порядок работы и результаты деятельности ЭТС ГКЗ в 2015 г.

Ключевые слова: инновации; экспертиза; консультации; методологическая помощь; углеводородное сырье; твердые полезные ископаемые; подземные воды

Сегодня решение задачи по обеспечению устойчивого развития экономики России реализуется переходом на инновационный путь развития, как единственно возможный в современных условиях.

В геологической отрасли инновационный путь развития предполагает наряду с актуа-

лизацией действующей системы управления геологоразведочным и добычным процессом также техническое перевооружение отрасли, оперативное внедрение передового опыта и последних достижений научно-технического прогресса.

Следует отметить, что на сегодняшний день:

– активно внедряются современные компьютерные технологии для сбора и обработки геологической информации, в последующем применяемой при обосновании ТЭО кондиций, подсчете запасов, составлении отчетности и т.д.;

– в стадии разработки находятся информационно-технологические решения, обеспечивающие увязку данных из разных официальных источников цифровой информации по недропользованию (государственные балансы запасов, утвержденные ФБУ «ГКЗ»; материалы государственного учета прогнозных ресурсов; реестр лицензий и т.д.);

– на этапе внедрения находятся современные измерительные, аналитические и интерпретационные аппаратурно-технологические комплексы, специализированные по видам ГРР и минерального сырья, а также технологий интегрированного анализа и поддержки принятия решений;

– горнорудные, нефтяные, газовые и другие компании, осуществляющие разработку месторождений ПИ и сервисное обеспечение геологоразведочного производства, находятся на пути совершенствования, внедряя отвечающие мировому уровню технологии проведения ими видов работ.

Очевидно, что в связи с усовершенствованиями и нововведениями в недропользовании, способствующими повышению уровня качества геолого-экономической оценки месторождений ПИ, с каждым днем создается все больше и больше новых разработок, технологий, методик и т.д. Все они требуют тщательного анализа и экспертной оценки с целью выявления слабых сторон, которые требуют доработки или подтверждения их эффективности и пригодности к применению на производстве.

Одним из инструментов для осуществления такой функции является экспертно-технический совет ФБУ «ГКЗ», действующий при поддержке Федерального агентства по недропользованию (Роснедра) и взаимодействующий с федеральными (региональными) органами власти, а также недропользователями и сервисными компаниями (специализированными научно-проектными и производственными организациями).

Экспертно-технический совет Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых является постоянно действующим совещательным и экспертно-консультативным органом при федеральном бюджетном учреждении «Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых» (ФБУ «ГКЗ»), созданным в соответствии с уставом ФБУ «ГКЗ».

ЭТС ГКЗ в своей деятельности руководствуется законодательством РФ, в том числе указами Президента РФ, постановлениями и распоряжениями Правительства РФ, приказами Министерства природных ресурсов и экологии РФ, Федерального агентства по недропользованию и другими нормативно-правовыми актами.

Цель деятельности ЭТС ГКЗ:

– обеспечение реализации Закона РФ «О недрах»;

– повышение эффективности работ по усовершенствованию, разработке и внедрению методик, технологий и других инновационных решений, связанных с геологическим изучением недр и рациональным недропользованием в интересах государства.

Основные задачи ЭТС ГКЗ:

– организация разработки и экспертного рассмотрения, анализа и оценки материалов методического и нормативно-правового характера, предназначенных для геолого-экономической оценки и разработки месторождений ПИ и подготовки заключений и/или рекомендаций;

– оказание методических услуг, проведение методических и тематических работ, а также организация широкого обсуждения и обмена мнениями между специалистами (проведение семинаров, консультаций и других мероприятий) по вопросам совершенствования геологического изучения недр и обеспечения рационального недропользования в интересах государства.

ЭТС ГКЗ осуществляет следующие функции:

– поддержание действующей нормативно-правовой и методической документации в соответствии с современными требованиями к выполнению работ по геологическому изучению недр и разработке месторождений ПИ;

– проведение экспертизы новых разработок или усовершенствований на полноту, объективность выводов, правильность применения подходов и методов оценки, достаточность и достоверность используемой информации;

Рис. 1
Структура ЭТС ГКЗ

– предоставление разъяснений и консультаций в области разведки и разработки месторождений ПИ;

– оказание методологической помощи недропользователям, включая разработку и участие в разработке нормативно-правовой базы и методических документов в области разведки и разработки недр.

Порядок работы ЭТС ГКЗ

1. ЭТС ГКЗ проводится в соответствии с планом заседания.

2. План Заседания ЭТС ГКЗ оформляется на основании заявок, поступивших от уполномоченных представителей, заинтересованных органов исполнительной и законодательной власти, компаний-недропользователей, включая заинтересованные сервисные компании, научно-исследовательских и проектных институтов, а также других заинтересованных предприятий и организаций вне зависимости от формы собственности (заявителей) и утверждается председателем ЭТС ГКЗ.

3. Заявка на рассмотрение материалов на ЭТС ГКЗ, подписанная уполномоченным представителем лица (заявителя) с приложением всех необходимых материалов и документов в двух экземплярах на бумажном носителе и в одном – на электронном носителе направляется в адрес ЭТС ГКЗ.

4. Ученый секретарь ЭТС ГКЗ принимает и регистрирует поступившие заявки и в срок не позднее 5 рабочих дней после даты регистрации передает их в секцию ЭТС ГКЗ по соответствующему направлению.

5. Срок рассмотрения, анализа и оценки представленных материалов и подготовки заключений и/или рекомендаций определяется в зависимости от трудоемкости работ и объема предоставленных материалов и не должен превышать 30 рабочих дней с момента совершения заявителем оплаты. В случае необходимости в период рассмотрения, анализа и оценки представленных материалов ЭТС ГКЗ вправе запросить дополнительную информацию, уточняющие материалы от заявителя. При этом срок рассмотрения, анализа и оценки представленных материалов может быть продлен, но не более чем на 15 рабочих дней с момента получения дополнительной информации.

6. Решения по вопросам, рассматриваемым секциями ЭТС ГКЗ, принимаются простым большинством голосов присутствующих на заседании членов ЭТС ГКЗ, при равенстве голосов решающим является голос председательствующего.

7. Решения ЭТС ГКЗ оформляются в виде протоколов, подписываемых руководителем секции, ученым секретарем и утверждаемых председателем ЭТС ГКЗ или заместителем председателя ЭТС ГКЗ.

8. Решения, принятые на заседании ЭТС ГКЗ, направляются заявителю, другим за-

№ п/п	Секция	Дата	Тема
1	ПВ	20.10.2015	Анализ методики оценки запасов подземных вод для целей ППД на территории Западной Сибири и разработка предложений по ее совершенствованию на основе метода численного моделирования
2	ТПИ	24.04.2015	Оценка объемов ГРР, выполненных в рамках проектов на поисковые, оценочные и разведочные работы, с целью разведки Елкинского и Еланского месторождений
3	ТПИ	19.05.2015	Рассмотрение материалов по методике выделения рудных интервалов с применением программного продукта «Майкромайн» (*Micromine*) и соответствия продукта «Геобанк» (*Geobank*) требованиям к ведению первичной документации на примере месторождений рудных, нерудных ПИ, углей, горючих сланцев и россыпных месторождений
4	ТПИ	10.06.2015	Разработка «Методики корректировки содержания нерастворимого остатка в пластах Верхнекамского месторождения солей по данным геологоразведочных скважин»
5	ТПИ	30.07.2015	Рассмотрение материалов по оказанию методических услуг ФБУ «ГКЗ» по вопросам определения количественных и качественных параметров по методике подсчета запасов и количественной оценки прогнозных ресурсов основных титано–циркониевых и попутных компонентов Центрального россыпного месторождения в рамках договора от 12.03.2015 № 15/15/МЕ/К с ОАО «Кольцовгеология».
6	ТПИ	05.10.2015	Методика отстройки контуров карьеров, обеспечивающих полноту отработки разведанных запасов по Накынскому рудному полю (ОАО «АЛРОСА–Нюрба»)
7	УВС	05.03.2015	Разработка литолого–петрофизических моделей продуктивных отложений овинпармского горизонта в различных структурно–фациальных зонах Колвинского месторождения
8	УВС	10.04.2015	К вопросу разработки нефтяной оторочки Лунского месторождения
9	УВС	15.04.2015	Методика определения вязкости сверхвязкой нефти при пластовых условиях на основе проб, извлеченных из нефтенасыщенного керна
10	УВС	27.04.2015	Уточнение потенциального содержания конденсата ачимовских залежей Уренгойского месторождения
11	УВС	28.04.2015	Сравнение каротажа *LWD* (*Logging While Drilling*, каротаж в процессе бурения) компании ООО «Везерфорд» и каротажа на кабеле компании ОАО «Когалымнефтегеофизика», проведенных в 2 скважинах Ярудейского месторождения в интервале пласта ЮН2–4
12	УВС	10.06.2015	Методические рекомендации по созданию геологических моделей и требования к программному обеспечению при подсчете запасов УВС
13	УВС	31.08.2015	Рассмотрение программно–аппаратного комплекса «Союз», предназначенного для интерпретации данных геофизических исследований, сейсмогеологического и гидродинамического моделирования, подсчета запасов, контроля качества цифровых моделей, оценки экономической эффективности вариантов разработки, бурения скважин и мониторинга разработки месторождений УВС
14	УВС	23.09.2015	Методика обоснования параметров залежей УВС для постановки на учет по промышленным категориям по комплексу ГИС–ОПК–ГДК в терригенных отложениях, расположенных на морском шельфе
15	УВС	25.09.2015	Программа работ по геофизическим исследованиям и по комплексному исследованию керна баженовско–абалакских отложений скв. № 1 Баженовского полигона (НАЦ РН им. В.И. Шпильмана)
16	УВС	30.10.2015	Результаты апробации экономического обоснования извлекаемых и рентабельно извлекаемых запасов УВС в рамках Правил проектирования разработки

Таблица 1.
Совещания ЭТС ФБУ «ГКЗ» в 2015 г.

интересованным лицам, а при необходимости направляются для сведенья заинтересованным государственным органам власти.

Решения ЭТС ГКЗ носят рекомендательный характер.

Результаты деятельности ЭТС ФБУ ГКЗ в 2015 г.

В 2015 г. состоялось 16 совещаний ЭТС ФБУ «ГКЗ». Из них по УВС – 10; по ТПИ – 5 и по ПВ – 1 (***табл. 1***).

Секция углеводородного сырья

Наиболее значимые и интересные из проведенных в 2015 г. заседаний секции углеводородного сырья по рассмотрению методических работ:

1. Программно-аппаратный комплекс «Союз», предназначенный для интерпретации данных геофизических исследований, сейсмогеологического и гидродинамического моделирования, подсчета запасов, контроля качества цифровых моделей, оценки экономической эффективности вариантов разработки, бурения скважин и мониторинга разработки месторождений УВС.

2. Уточнение потенциального содержания конденсата ачимовских залежей Уренгойского месторождения.

3. Методика определения вязкости сверхвязкой нефти при пластовых условиях на основе проб, извлеченных из нефтенасыщенного керна.

4. Методика обоснования параметров залежей УВС для постановки на учет по промышленным категориям по комплексу ГИС–ОПК–ГДК в терригенных отложениях, расположенных на морском шельфе.

5. Программа работ по геофизическим исследованиям и по комплексному исследованию керна баженовско-абалакских отложений скв. № 1 Баженовского полигона (НАЦ РН им. В.И. Шпильмана).

1. Программно-аппаратный комплекс «Союз» (ПАК «Союз») представлен в ЭТС ГКЗ в рамках подготовки и замещения иностранной вычислительной техники и программного обеспечения для решения задач подсчета запасов, геолого-гидродинамического моделирования, экспертизы, мониторинга разработки нефтегазовых месторождений. В целом было принято решение признать программные продукты, используемые в ПАК «Союз», пригодными для решения задач подсчета запасов, сейсмогеологогидродинамического моделирования, экспертизы и мониторинга разработки нефтегазовых месторождений. Также было рекомендовано Консорциуму «Союз» с учетом замечаний экспертов продолжить работы по развитию функционала и совершенствованию ПАК «Союз» для обеспечения необходимого конкурентоспособного уровня на мировом рынке.

2 В работе «Уточнение потенциального содержания конденсата ачимовских залежей Уренгойского месторождения» приведена доказательная база, которая, по мнению экспертизы, достаточна для пересмотра величины начального потенциального содержания конденсата для ачимовских залежей пластов $Ач_{3\text{-}4\text{-}5}$. Произведен анализ достоверности всех результатов газоконденсатных исследований (ГКИ), основная часть которых была получена на Уренгойском лицензионном участке. Достоверные результаты газоконденсатных исследований, выполненных после подсчета запасов, а также фактические показатели разработки позволяют утверждать, что содержание конденсата в добываемом газе выше утвержденных ранее значений. Произведена оценка истинного исходного значения $ПС_{5+}$ в пластовом газе, насыщающем ачимовские залежи, и установлена зависимость содержания по глубине залегания залежей. Секцией УВС было принято следующее решение:

1) Использованные методы и подходы при обосновании величины начального потенциального содержания $С_{5+}$, зависимости $ПС_{5+}$ от глубины залегания, и соответственно новых геологических запасов конденсата для пластов $Ач_{3\text{-}4}$ и $Ач_5^{2\text{-}3}$ Уренгойского месторождения верны.

2) На данной стадии изученности следует согласиться с изменением величины потенциального содержания $С_{5+}$ на лицензионных участках:

– Уренгойском (пласты $Ач_{3\text{-}4}$, $Ач_5^1$, $Ач_5^{2\text{-}3}$);
– Ново-Уренгойском (пласт $Ач_5^{2\text{-}3}$);
– Восточно-Уренгойском (пласт $Ач_5^{2\text{-}3}$);
– Самбургском (пласт $Ач_5^1$, $Ач_5^{2\text{-}3}$);
– Ево-Яхинском (пласт $Ач_5^{2\text{-}3}$);
– Олимпийском (пласт $Ач_{3\text{-}4}$);
– Усть-Ямсовейском (пласт $Ач_{3\text{-}4}$);
– нераспределенном фонде (пласты $Ач_{3\text{-}4}$ – $Ач_5^{2\text{-}3}$).

3. Работа «Методика определения вязкости сверхвязкой нефти при пластовых условиях на основе проб, извлеченных из нефтенасыщенного керна» посвящена определению вязкости сверхвысоковязкой нефти и природных битумов в пластовых условиях при невозможности отбора глубинных или устьевых проб. Методика применима к пробам нефти, отобранным из пластов с глубиной залегания до 500 м, имеющих низкое давление

насыщения и газосодержание. В соответствии с «Требованиями и правилами оформления представляемых на государственную экспертизу материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов» состав и свойства нефти определяются на основе исследований глубинных проб. Вместе с тем, для нефти с вязкостью свыше 2000 мПа·с в условиях пласта ее подвижность и текучесть крайне низкие, а низкая энергетика пласта делает вызов притока нефти в скважину и отбор глубинных проб практически невыполнимыми. Необходим отход от требования использования глубинных проб нефти и переход к исследованиям представительных проб. Представительными, по мнению авторов, следует считать поверхностные пробы нефти, извлеченные на поверхность без применения технологий, приводящих к необратимым изменениям физико-химического состава пластового флюида. Получение таких проб возможно, в том числе из нефтенасыщенного керна, извлеченного при бурении скважин на вновь открытых залежах или в зонах залежи, не затронутых внутрипластовым горением и химическим воздействием на флюид. Для получения такой пробы предлагается технология отбора изолированного керна с последующим извлечением из него нефти. Использование для определения вязкости сверхвысоковязкой нефти и битума вибрационного вискозиметра HOV-700 следует признать обоснованным. Данный прибор работает в диапазоне вязкости 1000–100 000 мПа·с. Прибор позволяет проводить исследования проб нефти при пластовых условиях: давлении до 70 МПа и температуре от -10 °С до 180 °С. Методика проведения экспериментов полностью описана. Использование в качестве растворителя хлороформа способно дать достоверные результаты при длительном и полном выпаривании растворителя из экстракта. При аппаратном контроле качества выпаривания (контроля маркеров качества – содержания хлора в пробе, плотности) достоверность метода возрастет. В этом случае характеризуется весь объем нефти в породе.

В целом, по мнению экспертизы, следует одобрить предложенный авторами методический поход для определения вязкости сверхвязкой нефти. Вместе с тем, необходимо отметить, что данная методика может быть использована для целей подсчета запасов на данной стадии изученности вопроса для приближенной оценки этого параметра.

В дальнейшем измерения вязкости сверхвязкой нефти необходимо проводить на пробах, не подвергшихся термическому или химическому воздействию, отобранных из пласта или на устье.

4. Работа «Методика обоснования параметров залежей УВС для постановки на учет по промышленным категориям по комплексу ГИС–ОПК–ГДК в терригенных отложениях, расположенных на морском шельфе» является весьма актуальной при оценках геолого-промысловых параметров разведываемых на морских шельфах залежей УВС при постановке на учет и переводу запасов УВС в промышленные категории. В работе рассмотрены требования нормативных документов к параметрам залежей УВС, предъявляемые к запасам промышленных категорий, и методы получения этих параметров. Отмечено, что в настоящее время количественные оценки ряда параметров – таких как оценки

ЭТС ГКЗ в своей деятельности руководствуется законодательством РФ, в том числе указами Президента РФ, постановлениями и распоряжениями Правительства РФ, приказами Министерства природных ресурсов и экологии РФ, Федерального агентства по недропользованию и другими нормативно-правовыми актами

начальных пластовых давлений, отборы представительных проб УВС для установления их свойств в стандартных и пластовых условиях, гидродинамические параметры продуктивных пластов, потенциальные и абсолютные дебиты нефти, газа и конденсата – рекомендуется проводить по результатам опробования в интервалах перфорации в эксплуатационной колонне продуктивных пластов.

На примере модульного испытателя пластов – *MDT* компании Шлюмберже рассмотрены технические характеристики и возможности подобных приборов. При исследовании могут быть использованы приборы и других компаний с возможностями, аналогичными прибору *MDT*.

Рассмотрены возможности оценки начальных пластовых давлений залежей, пока-

зано, что значения пластовых давлений, полученных приборами *MDT*, отличаются от величин, измеренных в интервалах перфорации не более чем на 1,5% (относительных). Более того, результаты таких исследований позволяют получить кривые градиентов давлений, что, в свою очередь, позволяет установить положения ВНК, ГНК, ГВК и дать оценку возможной гидродинамической связи залежей. Анализ результатов отбора представительных проб пластовых флюидов показал, что приборами *MDT* можно отбирать представительные пробы, контролируя качество отбираемого в процессе откачки флюида. Отобранные пробы, кроме интегральных характеристик свойств УВС, позволяют оценить изменение этих характеристик по разрезу скважин. Анализ результатов оценки гидродинамических параметров пластов, полученных при проведении исследований приборами *MDT*, показывает, что представленные материалы позволяют делать количественные оценки параметров в интервалах исследований. Однако получение интегральных гидродинамических характеристик продуктивных интервалов требует дополнительной проверки на более представительном материале.

В представленной работе даны рекомендации по выбору модулей приборов *MDT* при решении геолого-промысловых задач в различных геолого-технических условиях.

Решением секции нефти и газа ЭТС ГКЗ одобрена представленная на ЭТС работа «Методика обоснования подсчетных параметров залежей, расположенных на морском шельфе, по данным расширенного ГИС и новых методов ГДК-ОПК и постановке на учет промышленных запасов УВС». При этом результаты, приведенные в «Методических рекомендациях по обоснованию подсчетных параметров залежей в терригенных отложениях по данным ГИС и новым методам с ГДК–ОПК, постановке на учет и переводу УВС в промышленные категории запасов» рекомендуются для практического использования недропользователям для постановки на учет и переводу запасов УВС в промышленные категории.

5. Предложенная на ЭТС работа «Рассмотрение программы работ по геофизическим исследованиям и по комплексному исследованию керна баженовско-абалакских отложений скв. № 1 Баженовского полигона (НАЦ РН им. В.И. Шпильмана)» является весьма актуальной и научно-обоснованной, сделан важный шаг в направлении разработки оптимальных комплексов ГИС и исследований керна баженовско-абалакских отложений.

Вместе с тем, по мнению экспертно-технического совета, в программу исследований отложений БС должны быть включены дополнительно следующие виды работ:

– разработка методик опробования и испытания отложений БС в скважинах;

– комплекс геофизических исследований в скважинах необходимо дополнить работами по ВСП (вертикальному сейсмическому профилированию);

– проведение ГДК–ОПК;

– ПГИ до и после вызова притока;

– испытания в закрытом стволе.

Кроме того, после проведения исследований в скв. № 1 Баженовского полигона на рассматриваемом участке следует предусмотреть проведение сейсмических исследований по методике высокоплотной сейсморазведки *UNIQ*. В дальнейшем необходимо провести атрибутный анализ для прогнозирования пространственного распространения потенциально продуктивных коллекторов по данным дистанционных методов.

На заседании секции было принято решение:

1) Поддержать предложенные комплексы ГИС и исследований керна как основу для дальнейшего подбора и проектирования ГИС и исследований керна из баженовско-абалакских отложений.

2) Предложить авторам дополнить разработанную программу исследований баженовско-абалакских отложений следующими видами работ:

– опробование и испытания в скважинах;

– ГДК–ОПК (предусмотреть использование лучших мировых образцов аппаратуры, таких как *MDT*), при этом должно быть указано, какими зондами предполагается проводить исследования;

– в комплексе геофизических исследований в скважинах предусмотреть работы по ВСП с целью изучения скоростной характеристики разреза отложений и работами по широкополосному акустическому каротажу для изучения скоростей продольных и поперечных волн и упругих параметров разреза;

– ПГИ до и после вызова притока;

– испытания в закрытом стволе:

– исследования по программе «каротаж-испытания-каротаж»;

– контроль за испытаниями в скважинах;

– гидродинамические исследования в скважинах;

– замеры давлений;

– отбор проб флюидов.

3) Предусмотреть после проведения исследований в скв. № 1 Баженовского полигона на рассматриваемом участке проведение сейсмических исследований по методике высокоплотной сейсморазведки *UNIQ*. В дальнейшем необходимо провести атрибутный анализ для прогнозирования пространственного распространения потенциально продуктивных коллекторов по данным дистанционных методов.

Секция твердых полезных ископаемых

Секцией проведено 5 заседаний Экспертно-технического совета по трем из которых информация приводится ниже.

24 апреля 2015 г. на заседании ЭТС был рассмотрен вопрос об объемах выполненных ООО «Воронежгеология» ГРР для оценки Еланского и Ёлкинского медно-никелевых рудопроявлений, расположенных в Новохоперском районе Воронежской области.

Владелец лицензии на геологическое изучение, разведку и добычу медно-никелевых руд на участках Еланское (ВРЖ 15395 ТР) и Ёлкинское (ВРЖ 15396 ТР) – ООО «Медногорский медносерный комбинат».

Оруденение приурочено к центральной части Воронцовского синклинория, сложенного метапесчаниками, сланцами, алевролитами и вулканомиктовыми песчаниками.

Еланское рудопроявление связано с одноименным массивом базит-гипербазитов. Основной фактор, контролирующий оруденение – литологический. Продуктивной является часть норитов, в пределах которой развиты ксенолиты мафитов и ультрамафитов. Рудные тела представляют собой пластинообразные залежи и линзы различной мощности, залегающие кулисообразно внутри рудоносных зон параллельно друг другу, согласно с общим простиранием и падением рудоносной зоны. На рудопроявлении выделяются четыре природных типа руд: вкрапленные, прожилково-вкрапленные, брекчиевидные и массивные.

По предварительным результатам первого этапа работ запасы Еланского участка по категориям C_1 и C_2 составляют 375,4 тыс. т никеля, 57,45 тыс. т меди и 17,67 тыс. т кобальта, при средних содержаниях – 1,15, 0,121 и 0,037%, соответственно.

Ёлкинское рудопроявление связано с западной частью одноименного норит-диоритового интрузивного массива и представляет собой уплощенное столбообразное тело, падающее на северо-запад под углом 80–85°. На рудопроявлении выделяются два природных типа руд: вкрапленные и прожилково-вкрапленные.

По предварительным результатам первого этапа работ запасы Ёлкинского участка по категориям C_1 и C_2 составляют 100,9 тыс. т никеля, 3,7 тыс. т меди и 1,19 тыс. т кобальта, при средних содержаниях – 0,83, 0,112 и 0,036%, соответственно.

По сложности геологического строения Еланское и Ёлкинское рудопроявления могут быть отнесены к 3 группе сложности. В соответствии с принятой группой сложности, при проведении поисковых и оценочных работ была создана разведочная сеть 50–100 х 100 м, позволяющая классифицировать запасы по категории C_2.

Экспертным советом отмечена достаточная информативность данных, полученных в результате ГРР, позволяющих сделать общие выводы о масштабах рудопроявлений, их промышленной ценности и целесообразности проведения дальнейших разведочных работ. Рекомендовано разработать материалы совместного для этих объектов технико-экономического обоснования временных разведочных кондиций, выполнить подсчет запасов Еланского и Ёлкинского рудопроявлений и представить их на государственную экспертизу в установленном порядке.

При проведении дальнейших ГРР недропользователю было рекомендовано предусмотреть создание участка детализации для обоснования оптимальности принятой разведочной сети; осуществить дополнительное бурение скважин с целью установления достоверных границ рудопроявления по простиранию и для возможности классификации запасов на глубине по категории C_2; учитывая сложное геологическое строение рудопроявлений и нерегулярность разведочной сети, с целью повышения качества интерпретации геологоразведочной информации и точности при подсчете запасов, создать их геологическую модель, используя современное программное обеспечение.

19 мая 2015 г. на заседании ЭТС рассмотрены вопросы, касающиеся применения в российской практике при сборе первичной геологической информации и при подсчете запасов ПИ программного продукта «Майкромайн» (*Micromine*). В частности рассмотрены вопросы о возможности применения:

– модуля «Геобанк» (*Geobank*) для ведения первичной геологической документации;

– методики выделения рудных интервалов с применением данного программного продукта.

Актуальность вопроса обусловлена назревшей необходимостью масштабного внедрения на государственном уровне автомати-

зации всего геологического процесса по подготовке месторождений к эксплуатации – от сбора первичной геологической информации до подсчета запасов ПИ.

В итоге рассмотрения ЭТС отмечено, что используемая в программном продукте «Майкромайн» (*Micromine*) процедура выделения рудных интервалов требует определенной доработки, но уже сейчас может быть использована как основа для выделения рудных интервалов с последующей проверкой полученных результатов.

В заключении совещания ЭТС отмечается:

– программный продукт «Геобанк» (*Geobank*) соответствует требованиям ГКЗ к ведению первичной геологической документации и может быть рекомендован для использования при решении задач по созданию геологических баз данных на всех этапах ГРР, а также при подготовке отчетной документации и необходимых графических приложений по геологоразведочным выработкам;

– используемая в программном продукте «Майкромайн» (*Micromine*) процедура выделения рудных интервалов учитывает требования ГКЗ, может быть использована как основа для выделения рудных интервалов с последующей проверкой полученных результатов

30 июля 2015 г. на заседании ЭТС был рассмотрен вопрос об оценке перспектив комплексного использования титано-циркониевых песков, с учетом возможного извлечения полезных компонентов (фосфориты, глауконiты, золото и пр.) и попутного нерудного сырья из отходов обогащения и пород вскрыши при разработке месторождения Центральное, расположенного в Рассказовском районе Тамбовской области. Работы выполнялись на площади Восточного участка месторождения Центральное в 2012–2014 гг.

Центральное месторождение представляет собой прибрежно-морскую россыпь ильменит-цирконовых песков, приуроченных к разрезу песчаной толщи сеноманского яруса верхнего мела. Россыпь прослежена в субмеридиональном направлении на 18 км при ширине от 2 до 18 км. Общая площадь месторождения составляет около 140 км^2.

Геологическое строение месторождения было детально изучено в период с 1956 по 1965 гг. Вместе с тем, при утверждении запасов в 1972 г. была признана недостаточной изученность комплексного характера продуктивных отложений. При проведении ревизионно-оценочных работ в 2012–2014 гг. было пробурено более 7000 п.м. колонковых скважин совместно с ГИС, а также выполнен необходимый комплекс опробовательских и аналитических работ. По результатам проведенных работ выполнен подсчет запасов основных и попутных компонентов.

На заседании ЭТС было отмечено, что проведенные в 2012–2014 гг. работы в целом позволяют повысить инвестиционную привлекательность проекта освоения месторождения, при этом методика ГРР ОАО «Кольцовгеология» обеспечила более полный, комплексный характер использования его ресурсов.

При проведении дальнейших работ было рекомендовано: с целью предотвращения безвозвратных потерь фосфатного сырья – оконтурить и подсчитать запасы наиболее богатых фосфоритовых руд, перекрывающих залежь титано-циркониевых песков, и определить экономическую целесообразность извлечения из них фосфоритового концентрата; выявить причины расхождения в оценке параметров месторождения по результатам работ разных периодов изучения месторождения.

Секция подземных вод

20 октября 2015 г. на заседании ЭТС была была рассмотрена работа «Анализ методики оценки подземных вод для целей ППД на территории Западной Сибири и разработка предложений по ее совершенствованию на основе методов численного моделирования»

Работа является весьма актуальной при подсчете запасов ПВ, используемых для целей поддержания пластового давления на месторождениях УВС, а также при обосновании полигонов захоронения.

В представленной работе сделаны следующие выводы:

– используемая для подсчета запасов и обоснования полигонов закачки схема изолированного однородного пласта с постоянной максимальной величиной водоотбора и существенно завышенной величиной пьезопроводности водоносных комплексов в районах их интенсивной эксплуатации приводит к значительным погрешностям в прогнозных оценках взаимовлияния взаимодействующих водозаборов и полигонов закачки подтоварных вод;

– существующая практика подсчета запасов приводит к искаженным представлениям о гидрогеологических условиях эксплуатации в связи с существенным упрощением методики прогнозирования, а также несоответствием объемов ПВ, стоящих на балансе, реальным потребностям;

– запасы ПВ по водозаборам, выведенным из эксплуатации полностью или на неопределенный период, подлежат списанию по предложению недропользователя. В случаях их последующего повторного ввода в эксплуатацию необходимо учитывать периоды их простоя и новые потребности в воде для ППД в соответствии с проектами разработки месторождений;

– начиная с 1 января 2016 г. рекомендуется выполнять прогнозные расчеты с учетом проектных изменений суммарного дебита водозаборов (как оцениваемых, так и, по возможности, взаимодействующих), а не по максимальной годовой потребности, а в качестве величины запасов учитывать среднемноголетний объем проектируемого отбора с указанием величины максимального дебита в период наибольшей потребности в воде;

– повышение достоверности прогнозных расчетов при эксплуатации для целей ППД обусловливает целесообразность преимущественного использования методов математического моделирования;

– при проектировании геологического изучения недр с целью добычи ПВ для ППД и обосновании полигонов закачки рекомендуется включать в состав работ выполнение прогнозных расчетов методом моделирования и подготовку исходных данных для их обоснования;

– обратить внимание Росгеолэкспертизы на целесообразность применения численного моделирования для прогнозных расчетов.

Представленная на ЭТС работа «Анализ методики оценки подземных вод для целей ППД на территории Западной Сибири и разработка предложений по ее совершенствованию на основе методов численного моделирования» секцией одобрена, принято решение рекомендовать авторам, недропользователям и экспертам:

– начиная с 1 января 2016 г. выполнять прогнозные расчеты с учетом проектных изменений суммарного дебита водозаборов (как оцениваемых, так и, по возможности, взаимодействующих), а не по максимальной годовой потребности, а в качестве величины запасов учитывать среднемноголетний объем проектируемого отбора с указанием величины максимального дебита в период наибольшей потребности в воде.

– для повышения достоверности прогнозных расчетов при эксплуатации ПВ для целей ППД целесообразно использовать методы математического моделирования.

Обратить внимание Росгеолэкспертизы на целесообразность при проектировании геологического изучения недр с целью добычи ПВ для ППД и обосновании полигонов закачки включать в состав работ выполнение прогнозных расчетов методом моделирования и подготовку исходных данных для их обоснования.

UDC 553.98;553.3.072;556

V.B. Saganyuk, chief specialist of the monitoring, analysis and methodology State Commission on Mineral Recources[1], saganyuk@gkz–rf.ru.
Zh.S. Dzhansugurova, head of hydrocarbon feedstock State Commission on Mineral Recources[1], djs@gkz–rf.ru.
E.A. Lebedev, chief specialist of metal State Commission on Mineral Recources[1], lebedev@gkz–rf.ru.
E.S. Lovcheva, chief of the groundwater State Commission on Mineral Recources[1], lovcheva@gkz–rf.ru.

1. 54, building 1, entrance 2, Bolshaya Polyanka street, Moscow, 119180, Russia.

Expert Technical Council to the Federal State-Funded Institution "State Commission on Mineral Reserves"

Abstract. The purpose of the Expert Technical Council to the Federal State–Funded Institution "State Commission on Mineral Reserves" – ensuring the implementation of the RF Law "On Mineral Wealth"; improving the efficiency of the work to improve the development and implementation of techniques, technologies and other innovative solutions related to geological exploration of mineral resources and rational use of subsoil in the public interest. The paper presents the function, structure, mode of operation and performance of the Expert Technical Council to the Federal State–Funded Institution "State Commission on Mineral Reserves" in 2015

Keywords: innovation; expertise; advice; methodological assistance; the hydrocarbon feedstock; solid minerals; groundwater

УДК 553.98

В.В. Трушкин
канд. геол.-мин. наук
ООО «Сибнефтегазинновация 21 век»[1]
Начальник отдела геологического моделирования и подсчета запасов – главный геолог
Valery.Trushkin@ipc-oil.ru

Геологические особенности и перспективы Трайгородско-Кондаковского месторождения нефти с ТрИЗ – как нового нефтегазодобывающего района Томской области

1. 634009, Россия, Томск, пр. Ленина, 177, 39.

Рассматривается история геологоразведочных работ самого большого по площади месторождения нефти Томской области с трудноизвлекаемыми поровыми запасами, считавшегося малоперспективным с классической точки зрения его пластово-сводового строения. На основе рассмотрения геологических особенностей предложена новая блоково-массивная модель месторождения с порово-трещинным коллектором. Она позволяет существенно увеличить перспективы верхнеюрских отложений и применить принципиально иные подходы к геологоразведочным работам. Главная особенность месторождения – нефтенасыщенные в кровле гранитные образования с оцененными перспективными ресурсами. Имеющиеся факты позволили впервые сделать прогноз нефтеносности и оценить ресурсы коренных гранитных образований

Ключевые слова: трещинный коллектор; гидродинамические исследования скважин; депрессия 3 МПа; подсчет запасов; трудноизвлекаемые поровые запасы

Поскольку «легкой» нефти в Западной Сибири практически не осталось, перед каждой нефтедобывающей компанией сегодня стоят примерно одинаковые задачи – как минимум, удержать «на полке», а по возможности – прирастить объемы добычи УВ-сырья. Не является исключением и крупнейший недропользователь Томской области – ОАО «Томскнефть» ВНК [1]. В течение последних лет «полка» годовой добычи нефти – 10 млн т.

Наиболее перспективное неосвоенное месторождение с ТрИЗ на лицензионных участках Томскнефти – Трайгородско-Кондаковское месторождение нефти. Оно находится на севере Томской области в 40 км к югу от Вахского нефтегазодобывающего района, по площади сопоставимо с основным месторождением Томской области – Советским. Из 42 месторождений Томскнефти на нем числится четверть извлекаемых запасов категории C_2. По оценке Института нефте-

газовой геологии и геофизики (ИНГГ) СО РАН (В.А. Конторович и др.) фактические извлекаемые запасы превышают числящиеся на балансе в 2 раза.

В тектоническом отношении месторождение приурочено к самой контрастной структуре Александровского мегавала – Криволуцкому валу, осложненному локальными поднятиями. Самое амплитудное из них – Чебачье, находится в центральной части, южнее располагаются Кондаковское и Южно-Кондаковское. К северу получила развитие группа Трайгородских локальных поднятий. На запад Кондаковское поднятие осложнено Лукашкин-Ярским выступом.

Региональный этап. В 1960 г. на востоке от поселка Лукашкин-Яр с одноименным названием локального поднятия была пробурена параметрическая скважина. При вскрытии верхнеюрских отложений поднят нефтенасыщенный песчаник. Палеозойские образования представлены гранит-биотитовыми гнейсами. При опробовании пласта $Ю_1^1$ получен приток нефти дебитом 0,014 м^3/сут. и воды 2,88 м^3/сут. за счет заколонного перетока.

Таким образом, более 50 лет назад была установлена нефтеносность верхнеюрских пластов, но в 1974 г. Лукашкин-Ярская структура из-за незначительных размеров была признана бесперспективной (Н.А. Сидорова и др.).

Поисково-оценочный этап. В 1965 г. было ведено в поисковое бурение Чебачье локальное поднятие. В 1966 г. из скв. № 217 вскрышей первые метры пласта $Ю_1^1$ залегающего на гранитах получен нестабильный приток нефти дебитом 21,3 м^3/сут. на штуцере 5 мм. В остальных четырех поисковых скважинах получены непереливающие притоки нефти.

В 1983 г. начато поисковое бурение на Кондаковских поднятиях. В результате при испытания скв. № 32 получен приток нефти из пласта $Ю_1^1$ дебитом 0,66 м^3/сут. на штуцере 1 мм и оценены и поставлены на баланс запасы по Чебачьему и Кондаковскому поднятию раздельно.

В 1985 г. в зоне сочленения этих поднятий пробурена скв. № 34, из которой получен приток нефти дебитом 1,3 м^3/сут. на штуцере 1 мм. На этом основании запасы Чебачьего поднятия были отнесены к Кондаковскому месторождению. Запасы категории C_1 были ограничены по периметру скважин, из которых получены нефонтанирующие притоки нефти с дебитами менее 1 м^3/сут. Оцененные запасы категории C_2 в то время из-за низких коллекторских свойств (пористость – 12% и проницаемости – 1 мД) считались явно завышенными и предлагались к 77% списанию (В.И. Волков).

В 2003 г. в пробуренной поисковой скв. № 2 Трайгородской из пласта $Ю_1^1$ получен приток нефти дебитом 3 м^3/сут. на среднединамическом уровне (СДУ) 1560 м и оцененные запасы по Трайгородскому поднятию поставлены на баланс.

В 2004 г. по результатам сейсморазведочных работ полевого сезона 2002–2003 гг. Трайгородская залежь структурно объединилась с залежью Чебачьей площади, существенно увеличив запасы и подняв перспективы месторождения.

Непромышленные непереливающие притоки нефти также получены в четырех скважинах пласта $Ю_1^{3-4}$. Из скв. № 218 при испытании гранитов получены кратковременные фонтанирующие притоки нефти.

Таким образом, за 40 лет на месторождении было пробурено 11 поисковых скважин. Доказана нефтеносность всей структуры второго порядка – Криволуцкого мегавала. Но стабильных высокодебитных участков в верхнеюрских отложениях и в кровле гранитных образований не найдено.

Поэтому с 2004 г. начинается ***принципиально иной разведочный этап***, главной задачей которого стало изучения добычных возможностей месторождения после проведения гидроразрывов пластов (ГРП). Впервые при разведке месторождения в Томской области планировалось использование столь дорогого способа интенсификации притоков.

В 2007 г. пробуренная разведочная скв. № 5 попала в «аномальную» сейсмическую зону и вскрыла пласт $Ю_1^1$ и ВНК на 40 м ниже. Поэтому был проведен только локальный ГРП. Непереливающий дебит нефти увеличился с 0,1 до 1,6 м^3/сут., а воды уменьшился с 1,3 до 0,7 м^3/сут.

В 2008 г. по результатам обобщенных сейсморазведочных работ ИНГГ СО РАН (В.А. Конторович и др.) предлагалось сдать 58 лицензионный Кондаковский участок как бесперспективный. Затем эта точка зрения была пересмотрена.

В 2012 г. в пробуренной разведочной скв. № 4 при испытании пласта $Ю_1^{3-4}$ после ГРП дебит нефти вырос с 0,54 м^3/сут. до 12 м^3/сут., но появилась вода дебитом 18 м^3/сут. на СДУ 1997 м. По этим результатам залежь была поставлена на баланс с пористостью 0,13 и проницаемостью 0,46 мД. КИН – 0,2 принят по

аналогии с пластом $Ю_1^1$. ТрИЗ месторождения увеличились на 30%.

Таким образом, на этом этапе ГРР по геологическим причинам удовлетворительных результатов применения ГРП получить не удалось.

В 2013 г. начинается ***опытно-промышленный этап*** разработки месторождения. С целью поиска технологии, обеспечивающей рентабельную разработку месторождения, была выполнена технологическая схема. Пласты $Ю_1^1$ и $Ю_1^{3-4}$ объединены в единый объект разработки. Несмотря на то, что в расчетах использовались пониженные ставки налога на добычу, из трех способов заканчивания скважин – наклонно-направленные с ГРП, горизонтальные, горизонтальные с проведением многостадийного ГРП – эффективным оказался только последний вариант. В этом же году пробурен пилотный ствол такой скв. № 661.

Таким образом, Томскнефть, не имея опыта бурения горизонтальных скважин с проведением многостадийного ГРП, пошла на существенный риск, опробуя эту технологию в условиях малоизученного месторождения, т.к. это единственный способ вовлечь в разработку ТрИЗ [2].

В целом приведенный исторический анализ нетипичных ГРР Трайгородско-Кондаковского месторождения показывает, что ввод его в разработку остается под вопросом. В тоже время, несмотря на длительную историю изучения месторождения, перспективы изучены не до конца, для этого необходимо понять геологические особенности месторождения, которые, в свою очередь, требуют других подходов к ГРР.

Геологические особенности

Главная особенность – причина всех остальных особенностей – на юге-востоке Западно-Сибирской плиты доюрский фундамент перекрыт нижне-среднеюрскими отложениями, и только в пределах рассматриваемого месторождения гранитный массив «прорывает» верхнеюрские отложения до баженовской свиты.

Вторая особенность. Образование гранитного батолита привело к формированию аномально высоких пластовых температур около 100 °С на глубинах 2000–2100 м. Геотермический градиент достиг 5,2 °С/100 м, в сравнении с 3,3 °С/100 м.

Третья особенность. На всей территории Томской области верхнеюрские залежи в основном имеют баженовский тип нефтей. На данном месторождении высокая температура обеспечила генерацию УВ всех типов нефтей: баженовского, тогурского и палеозойского (И.В. Гончаров и др.). Причем нефти баженовско-тогурского типа получены при испытании баженовских аргиллитов, пласта $Ю_1^1$ и гранитных трещинных образований в скв. № 217, а также по скважинам, расположенным в осевой части Криволуцкого мегавала. Чисто баженовский тип встречен на Трайгородской площади и на крыльях Чебачьих и Кондаковских структур. Палеозойский тип – на юге в пределах Южно-Кондаковской структуры.

Четвертая особенность. Все верхнеюрские залежи Томской области характеризуются УВ составом растворенного газа. На Трайгородско-Кондаковском месторождении в отдельных скважинах содержание негорючих газов достигает: азота – 93%, водорода – 12%, гелия – 0,02%. Согласно современной точке зрения, поддерживаемой многими геологами, ядро нашей планеты сложено самым распространенным в космическом пространстве веществом – гелиево-водородной плазмой – сжатой сверхвысоким давлением до плотности железа. Возникающий в ней ионизированный водород, прорываясь вместе с плазмой наружу, принимает участие в образовании и насыщает вначале базальтовый слой Земли, а затем гранитный [3]. С этой точки зрения становится вполне объяснимо высокое содержание компонентов газа в гранитах Трайгородско-Кондаковского месторождения. На границе гранитов и осадочных пород формируются амфиболитовые фации метаморфизма. С критикой уподобления ядра Земли примитивной доменной печи в свое время выступали еще академики, основатели Томской школы геологов В.А. Обручев и М.А. Усов [3].

Пятая особенность. Блоковое строение месторождения с очень высокой густотой разломов (1–2,5 км/км^2) – следствие образования гранитов и ювенильных вод, мигрировавших по разломам и кольматировавших коллектор. Поэтому фонтанирующие притоки нефти были получены только в двух скв. № 32 и 34, находящихся в более чем 300 м от разломов. Уровень качества сейсмической информации низкий, плотность наблюдений 1,5 км/км^2, следовательно, достоверность и местоположение этих разломов невысоки. Необходимо по результатам сейсморазведочных работ 3D (2013–2017 гг.) уточнить блоковое строение месторождения и учитывать его при заложении скважин. Впервые предполо-

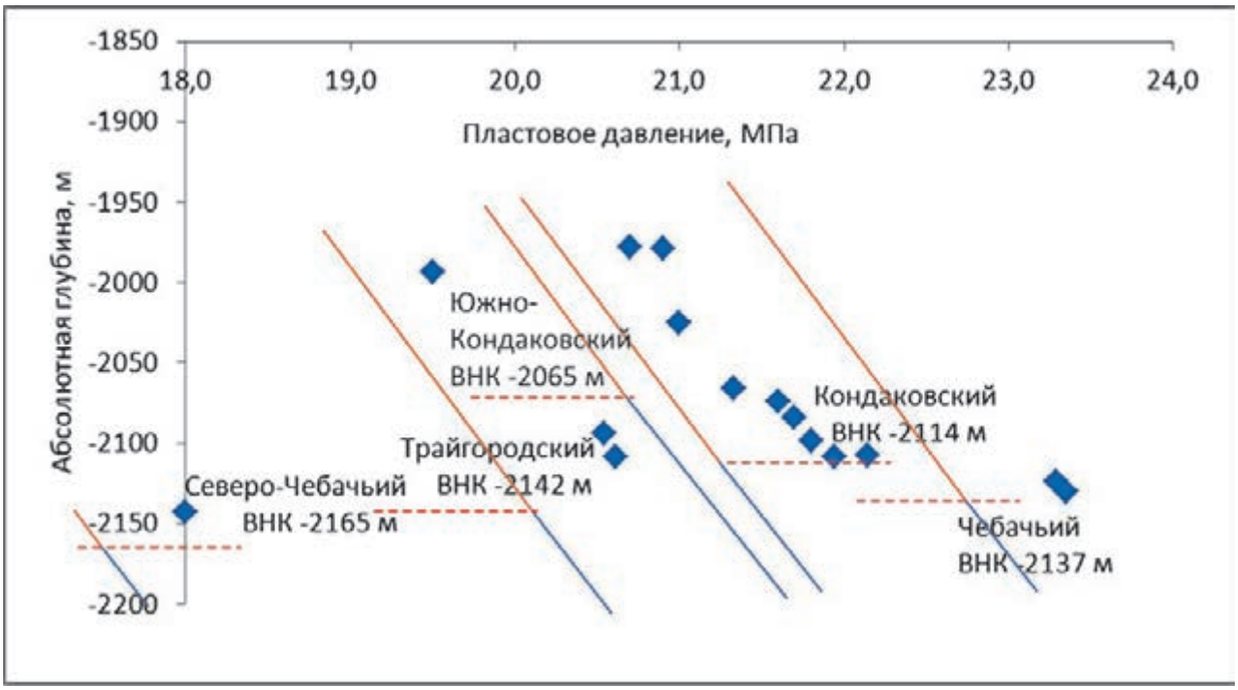


Рис. 1.
Графики изменения пластовых давлений с глубиной по блокам Трайгородско-Кондаковского месторождения

жение о наличии дизъюнктивных нарушений в пределах Криволуцкого вала и о блоковом строении Лукашкин-Ярского поднятия было высказано в 1974 г. (Н.А. Сидорова и др.).

Шестая особенность. Тектонический фактор и обусловленные им вторичные преобразования сыграли основную роль при формировании смешанного типа коллектора. Существование макротрещинного коллектора подтверждается керновыми данными, косвенными данными геофизических методов (кавернометрии и повышающим проникновением) и тремя КВД [4, 5].

Седьмая особенность. Верхнеюрские залежи Томской области характеризуются гидродинамической обстановкой. Залежи разных пластов гидравлически не связаны между собой и имеют разные ВНК. Анализ графика изменений пластовых давлений с глубиной (***рис. 1***) показал, что в пределах месторождения выделяется пять гидродинамически изолированных блоков с гидростатической обстановкой и едиными ВНК по всем пластам: Северо-Чебачий (-2165 м), Трайгородский (-2142 м), Чебачий (-2137 м), Кондаковский (-2114 м), Южно-Кондаковский (-2065 м).

Согласно этой модели залежь Трайгородского блока соединяется на севере с Таежным локальным поднятием. При испытании скв. № 211 Таежной получена пленка нефти, что требует пересмотра перспектив этой структуры и продолжения поисково-оценочных работ.

Восьмая особенность. Высокое содержание набухающих глинистых минералов (каолинит-гидрослюдистого цемента – до 6%). В таких случаях скважины бурят на водном растворе с депрессией на пласт, в результате не происходит набухание глинистых минералов, и дебиты увеличатся в 4–8 раз [5].

Таким образом, образование гранитного батолита явилось основной причиной нетипичного для месторождений Томской области очень сложного в основном блоково-массивного строения верхнеюрских залежей с порово-трещинным коллектором, где максимально перспективными будут являться участки, расположенные вдали от разломов (более 300 м).

Перспективы трещинных коллекторов верхнеюрских отложений.

В настоящее время при подсчете запасов и проектировании разработки учитывается только поровая емкость, поскольку количественно оценить трещиноватую емкость ни по керну, ни с помощью методов ГИС пока не удается. С другой стороны перспективной особенностью трещинных коллекторов являются близкие к 100% нефтенасыщеность и извлекаемость нефти [6].

В Западной Сибири, согласно основной концепции (Г.А. Максимович и др.) по проблеме трещинных коллекторов, считается, что трещинная емкость не превышает 0,2% [6], а запасы не превышают первых процентов от

поровых запасов и поэтому не учитываются. Но на Трайгородско-Кондаковском месторождении из-за очень низких значений коэффициента пористости (0,12) и извлечения (0,2) увеличение запасов за счет микротрещинной емкости может составить 20%.

Согласно второй концепции (А.А. Трофимук, А.М. Нечай, Ф.И. Котяхов и др.) в поровых коллекторах кроме микротрещин есть макротрещины, каверны и карстовые полости, и их емкость может достигать 3–5%. Соответственно, на таких участках запасы могут вырасти в 4 раза.

На Трайгородско-Кондаковском месторождении по методике Уоррена–Рута [7] рассчитаны емкости по КВД скв. № 32. Макротрещинная емкость составила 7%. На основе трещинной емкости рассчитана поровая емкость – 11,9%, практически совпадающая с пористостью по керну 11,1%, тем самым подтверждающая верность расчета трещинной емкости. Соответственно, неучтенные извлекаемые запасы макротрещинной емкости в радиусе дренирования скв. № 32 превышают поровые в 7 раз. Однако использование этой методики для оценки запасов макротрещинной емкости по остальным скважинам невозможно, поскольку в них возможные трещины при цементировании эксплуатационной колонны пломбировались и при перфорации заряды не попадали в трещины. В данной скважине при перфорации произошло попадание зарядов в трещины. В результате, по сравнению с другими скважинами, дебит нефти вырос в 50 раз. Перед выходом на режим фонтанирования он составил 53 м^3/сут. на СДУ 1260 м.

Принципиально иная конструкция забоя и технология использовались при испытании скв. № 34. Васюганская и баженовская свиты были перекрыты фильтром и зацементированы. После проведения ПГД-БК и разрушения цементного кольца был получен приток нефти дебитом 8,3 м^3/сут. на СДУ 980 м. Затем был закачен раствор хлористого кальция, произведены частичная перфорации фильтра и повторное ПГД-БК. В результате скважина начала фонтанировать дебитом 1,3 м^3/сут. на штуцере 1 мм. По КВД этой скважины также отмечается трещинный коллектор.

В 2013 г. была пробурена разведочная скв. № 7. Поровая емкость в ней по керну и по ГИС характерна для не-коллектора. Но при испытании в открытом стволе совместно баженовской и васюганской свит по КВД был зафиксирован приток и рассчитан дебит 0,033 м^3/сут. Это доказывает, что коллектор есть, но он, вероятно, трещинный. При испытании раздельно в эксплуатационной колонне этих объектов были получены близкие дебиты нефти. Впервые доказана продуктивность пласта $Ю_1^м$ и баженовской свиты. На основе этого предлагается провести совместное ГРП на васюганскую и баженовскую свиты с депрессией не более 3 МПа, чтобы не происходило схлопывание трещин [6].

Таким образом, оценка запасов микротрещинной емкости позволяет поднять перспективы месторождения на 20%, а с учетом макротрещинной и кавернозной емкостей – в 7 раз на отдельных участках. Но для вовлечения этих запасов необходимо все верхнеюрские пласты и баженовскую свиту эксплуатировать единым объектом разработки в открытом стволе или с незацементированной эксплуатационной колонной. Вскрывать верхнеюрские пласты необходимо на водной основе с депрессией на пласт и эксплуатировать при депрессиях не более 3 МПа [6].

Прогноз нефтегазоносности коренных образований гранитов

Для прогноза нефтегазоносности гранитных образований необходимо посмотреть на эту проблему с точки зрения мирового опыта, и прежде всего, – поисковых работ на шельфе Южного Вьетнама перед открытием широко известного уникального по запасам месторождения Белый Тигр.

Вначале поиски нефти велись в палеоген-эоценовых отложениях. Открыли в них нефть в 1975 г. с проницаемостью 1 мД (такой же, как на Трайгородско-Кондаковском месторождении в верхнеюрских залежах). Затем в 1986 г. получили притоки нефти в кровле кристаллического фундамента. В 1988 г. советские геологи открыли залежь в кристаллическом фундаменте с извлекаемыми запасами свыше 500 млн т. Высота залежи 1600 м, дебиты нефти – до 1000 т/сут. В гранитах Вьетнамского шельфа открыто более 20 месторождений и 90% запасов. Добыто более 200 млн т нефти. Вьетнам входит в десятку ведущих нефтедобывающих стран мира [8]. 33% или 450 месторождений, открытых в фундаменте нефтегазоносных провинций мира, связаны с гранитами [9].

На Трайгородско-Кондаковском месторождении после получения нестабильного притока нефти с максимальным дебитом 21,3 м^3/сут. на штуцере 5 мм из скв. № 217, вскрывшей граниты под баженовской свитой, был пробурено еще 11 поисковых скважин с целью поиска нефти в кровле гранитных

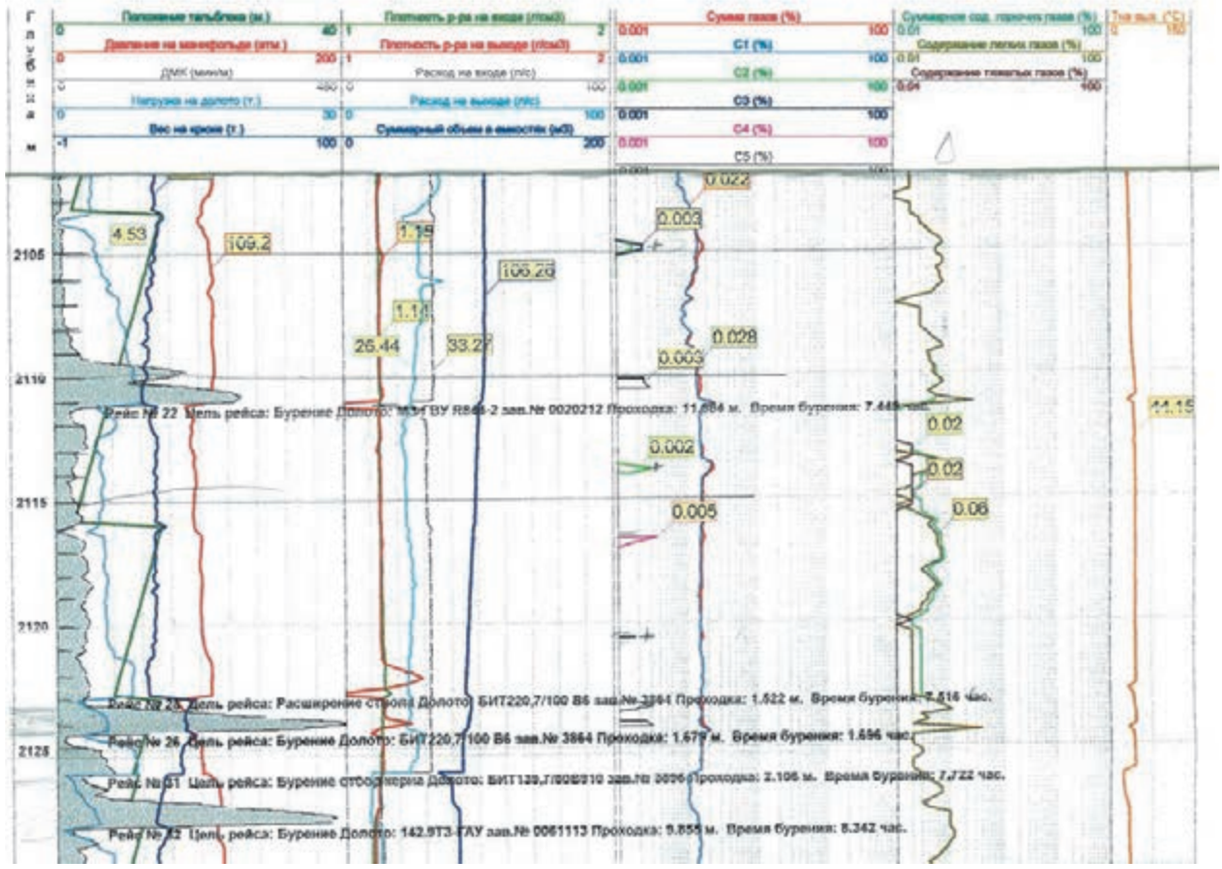


Рис. 2.
Перспективный трещинный интервал 2104-2124 гранитных образований по газовому каротажу в скв. № 7

образований. Притоки нефти были получены еще в двух скважинах. В скв. 218 кратковременные притоки дебитом 24 м^3/сут. за 3 часа на штуцере 15 мм и 288 м^3/сут. за 15 минут мин на штуцере 2 мм. В скв. № 32 дебит нефти составил 0,9 м^3/сут. на СДУ 1278 м. Согласно оценке, выполненной ИНГГ СО РАН (В.А. Конторович и др.), извлекаемые перспективные ресурсы нефти категории C_3 в пределах кровли Криволуцкого гранитного массива составили 20 млн т.

В 2013 г. разведочная скв. № 7 была углублена на 65 м в коренные образования гранитов с целью поиска в них нефти. По заключению газового каротажа данные образования не были выделены как перспективные. При их испытании в процессе бурения притока не было получено. На основе этого было сделано заключение об их непродуктивности. Однако повторный анализ данных газового каротажа показал, что в интервалах 2104–2124 м отмечалось семь кратковременных аномалий, связанных с вскрытием продуктивных трещин (***рис. 2***), которые были рекомендованы к испытанию.

Косвенным фактом, позволяющим сделать прогноз нефтеносности коренных гранитных образований, является необъяснимое на первый взгляд попадание палеозойской и тогурской (нижнеюрской) нефти в купольные верхнеюрские части месторождения. Наличие трещинного коллектора в гранитах, как раз и способствовало его заполнению этими нефтями и последующей вертикальной их миграции по трещинам и разломам в купольные части верхнеюрских отложений.

Исходя из данной модели генерации и миграции УВ, оценены прогнозные ресурсы $Д_2$ Криволуцкого гранитного батолита. Площадь батолита составляет 400 км^2. Эффективная нефтенасыщенная толщина прогнозируется равной расстоянию между тогурской и баженовской свитами – 500 м. Коэффициент трещинной емкости (0,017) брался по аналогии с месторождением Белый Тигр [10]. Коэффициент трещинной нефтенасыщенности – 0,9. Плотность 0,85 г/см^3 и пересчетный коэффициент 0,78 по аналогии с верхнеюрскими залежами. КИН трещинно-кавернозного коллектора 0,9. Исходя из данных параметров,

извлекаемые прогнозные ресурсы нефти составили 1,8 млрд т.

Таким образом, предлагаемая концепция заполнения трещинного коллектора Криволуцкого гранитного массива палеозойскими и тогурскими нефтями и мировой опыт открытия залежей нефти в гранитах позволяют дать достаточно высокую оценку прогнозных ресурсов. Поэтому рекомендуется пробурить параметрическую скважину вблизи скв. № 217 Чебачьей. Учитывая неустановившиеся фонтанирование скв. № 217 и 218 при испытании кровли гранитных образований и падение дебитов при депрессиях выше 4,2 МПа, необходимо их ограничивать до 3 МПа [6].

Заключение

В итоге можно сделать следующие выводы.

• Несмотря на более чем полувековую историю ГРР на одном из самых больших по площади месторождений Томской области Трайгородско-Кондаковском с ТрИЗ – ввод его в разработку даже с учетом современных технологий добычи и налоговых льгот остается под вопросом.

• Анализ геологических особенностей месторождения, связанных, прежде всего, с наличием гранитных образований, позволяет пересмотреть модель месторождения, его перспективы и подходы к геологоразведочным и эксплуатационным работам.

• Блоково-массивная модель месторождения с порово-трещинным коллектором позволяет увеличить перспективы верхнеюрских отложений за счет Таежной площади и запасов, находящихся в трещинном коллекторе.

• Скважины необходимо бурить подальше от разломов, вскрывать их на водной основе с депрессией на пласт во избежание набухания глинистых минералов, испытание и эксплуатацию производить единым объектом в открытом стволе с депрессией на пласт не более 3 МПа.

• Модель генерации нефти в тогурской свите, ее миграции вверх через граниты по разломам и трещинам и аккумуляции в купольных частях верхнеюрских отложений позволяет очень высоко оценить прогнозные ресурсы $Д_1$ и $Д_2$ коренных образований гранитов, в отличие от перспективных ресурсов $С_3$ кровельных частей гранитных образований.

• Существование благоприятных предпосылок обнаружения новых перспективных комплексов в гранитах на неосвоенных глубинах позволяет рекомендовать бурение параметрической скважины.

Предложенные новые взгляды на геологическое строение Трайгородско-Кондаковского месторождения нефти и новые подходы к ГРР при подтверждении прогнозных и перспективных ресурсов позволят не только доказать наличие крупного месторождения нефти, но и определить перспективу развития нового нефтегазодобывающего района на севере Томской области. Подтверждение этих перспектив позволит повысить прогнозные ресурсы других районов Томской области, имеющих аналогичные геологические особенности [11].

Литература

1. Провоторов А.А. Главная цель – оптимизация затрат //Недра и ТЭК Сибири. 2014. № 6. С. 3–5.
2. Захаров С.В., Кравченко Г.Г., Парначев С.В., Скрипкин А.Г., Степанов А.Н., Сметанин А.В., Франц О.А. Трудноизвлекаемые запасы нефти Трайгородско-Кондаковского месторождения: от исследований керна к бурению горизонтальной скважины с многостадийным ГРП //Недра и ТЭК Сибири. 2014. № 1. С. 14–18.
3. Колясников Ю.А. Наноминералогия воды и биосферные процессы. Магадан: СВНЦ ДВО РАН. 2000. 64 с.
4. Чикишев Ю.А., Трушкин В.В., Шадрина Я.В. Опыт оценки трещинной емкости по скважине 32 Кондаковской в связи с оценкой перспектив Трайгородско-Кондаковского месторождения нефти / Труды 5 научно-технической конференции «Современные технологии гидродинамических и диагностических исследований скважин на всех стадиях разработки месторождений». 23–25 мая 2006 г. Томск: Изд. Томского университета. 2006. С. 89–93.
5. Чикишев Ю.А., Трушкин В.В., Шадрина Я.В. Результаты и проблемы исследования скважины № 5 Трайгородской, в связи с уточнением модели Трайгородско-Кондаковского месторождения нефти / Труды 6 научно-технической конференции «Современные технологии гидродинамических и диагностических исследований скважин на всех стадиях разработки месторождений». 22–25 мая 2007 г. Томск: Изд. Томского университета. 2007. С. 98–100.
6. Запивалов Н.П. Попов И.П. Флюидодинамические модели залежей нефти и газа. Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео». 2003. 198 с.
7. Голф-Рахт Т.Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещинных коллекторов / Пер. с англ. под ред. А.Г. Ковалева. М.: Недра. 1986. 608 с.
8. Шан Н.Т., Донг Ч.Л., Горохов В.К., Тронов Ю.А. Результаты нефтепоисковых работ и перспективы открытия новых месторождений //Нефтяное хозяйство. 1996. № 8. С. 22–26.

9. Поспелов В.В. Кристаллический фундамент: геолого-геофизические методы изучения коллекторского потенциала и нефтегазоносности. М. Ижевск: Институт комплексных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика». 2005.
10. Арешев Е.Г., Гаврилов В.П., Поспелов В.В., Дзюбло А.Д., Шнип О.А., Донг Ч.Л., Киреев Ф.А., Тронов Ю.А. Характер пустотности и состава пород нефтесодержащего фундамента шельфа южного Вьетнама // Нефтяное хозяйство. 1996. № 8. С. 27–29.
11. Ростовцев В.В. Перспективы нефтегазоносности юго-востока Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Томск: Изд-во ТПУ. 2012. 240 с.

UDC 553.98

V.V. Trushkin, PhD, LLC "Sibneftegazinnovatsiya 21"[1], head of geological modeling and reserves estimation – chief geologist, Valery.Trushkin@ipc-oil.ru.

1 39, 177, Lenin ave., Tomsk, 634009, Russia.

Abstract. The article presents a 50-year geological-exploration history of the largest oil field area in Tomsk Oblast embracing hard-to-recover reserves, which, in its turn, is considered to be potentially non-productive in terms of layer-uplifted structures. Based on the examination of geological features, an up-dated block-massive model for fields involving porous-fractured reservoirs was advanced. This model is challenging in exploring potential Upper Jurassic sediments and identifies principally new approaches in geological survey. The basic characteristic feature of this field is the oil-saturated granitic accumulations in the reservoir roof embracing probable resources. The research results enhanced the possible oil productive forecasting and resource evaluation of bedding granites.

Keywords: crumbing petroleum reservoir; hydrodynamical drillhole research; fluid dynamic models; depression 3 megaPa; hard recoverable pore reserves

References

1. Provotorov A.A. *Glavnaia tsel' – optimizatsiia zatrat* [The main objective - cost optimization]. *Nedra i TEK Sibiri*. 2014, no. 6, pp. 3–5.
2. Zakharov S.V., Kravchenko G.G., Parnachev S.V., Skripkin A.G., Stepanov A.N., Smetanin A.V., Frants O.A. Trudnoizvlekaemye zapasy nefti Traigorodsko-Kondakovskoe mestorozhdeniia: ot issledovanii kerna k bureniiu gorizontal'noi skvazhiny s mnogostadiinym GRP [Stranded oil Traygorodsko-Kondakovskoe deposits from core studies for drilling horizontal wells with multi-stage hydraulic fracturing]. *Nedra i TEK Sibiri*, 2014, no. 1, pp. 14–18.
3. Koliasnikov Iu.A. *Nanomineralogiia vody i biosfernye protsessy* [Nanomineralogy water and biosphere processes]. Magadan: SVNTs DVO RAN Publ. 2000. 64 p.
4. Chikishev Iu.A., Trushkin V.V., Shadrina Ia.V. Opyt otsenki treshchinnoi emkosti po skvazhine 32 Kondakovskoi v sviazi s otsenkoi perspektiv Traigorodsko-Kondakovskogo mestorozhdeniia nefti [Experience fracture assessment capacity of the well 32 Kondakovskaya in connection with the assessment of the prospects Traygorodsko-Kondakovskoe oilfield]. *Trudy 5 nauchno-tekhnicheskoi konferentsii «Sovremennye tekhnologii gidrodinamicheskikh i diagnosticheskikh issledovanii skvazhin na vsekh stadiiakh razrabotki mestorozhdenii»* [Proc. of the 5 scientific-technical Conference "Modern technologies of diagnostic and research wells at all stages of development of deposits"]. 23–25 May 2006. Tomsk: Tomsk University Publ. . 2006, pp. 89–93.
5. Chikishev Iu.A., Trushkin V.V., Shadrina Ia.V. Rezul'taty i problemy issledovaniia skvazhiny № 5 Traigorodskoi, v sviazi s utochneniem modeli Traigorodsko-Kondakovskogo mestorozhdeniia nefti [Results and problems in the study of the well number 5 Straygorodskaya, due to the adjustment model Traygorodsko-Kondakovskoe oilfield]. *Trudy 6 nauchno-tekhnicheskoi konferentsii «Sovremennye tekhnologii gidrodinamicheskikh i diagnosticheskikh issledovanii skvazhin na vsekh stadiiakh razrabotki mestorozhdenii»* [Proc. of the 6 scientific-technical Conference "Modern technologies of diagnostic and research wells at all stages of development of deposits"]. 22–25 May 2007. Tomsk: Tomsk University Publ. 2007, pp. 98–100.
6. Zapivalov N.P. Popov I.P. *Fliuidodinamicheskie modeli zalezhei nefti i gaza* [Fluid dynamic models of oil and gas]. Novosibirsk: SO RAN Publ., 2003. 198 p.
7. Golf-Rakht T.D. Osnovy neftepromyslovoi geologii i razrabotki treshchinnykh kollektorov [Fundamentals of petroleum geology and development of fractured reservoirs]. Mosvow, Nedra Publ., 1986. 608 p.
8. Shan N.T., Dong Ch.L., Gorokhov V.K., Tronov Iu.A. *Rezul'taty neftepoiskovykh rabot i perspektivy otkrytiia novykh mestorozhdenii* [The results of oil exploration and prospects for new discoveries]. *Neftianoe khoziaistvo*, 1996, no. 8, pp. 22–26.
9. Pospelov V.V. *Kristallicheskii fundament: geologo-geofizicheskie metody izucheniia kollektorskogo potentsiala i neftegazonosnosti* [The crystalline basement: geological and geophysical methods for studying the collection-building and oil and gas]. Moscow–Izhevsk. 2005.
10. Areshev E.G., Gavrilov V.P., Pospelov V.V., Dziublo A.D., Shnip O.A., Dong Ch.L., Kireev F.A., Tronov Iu.A. Kharakter pustotnosti i sostava porod neftesoderzhashchego fundamenta shel'fa iuzhnogo V'etnama [The nature of the density and composition of the rocks oily basement shelf of southern Vietnam]. *Neftianoe khoziaistvo*, 1996, no. 8, pp. 27–29.
11. Rostovtsev V.V. Perspektivy neftegazonosnosti iugo-vostoka Zapadno-Sibirskoi neftegazonosnoi provintsii [Petroleum potential south-east of the West Siberian oil and gas province]. Tomsk: TPU Publ., 2012, 240 p.

УДК 556.3.048:556..3.632 :551.495 : 556.048:51

А.Ю. Беляев
канд. физ.-мат. наук
Институт водных проблем РАН[1]
старший научный сотрудник
beliaev@aqua.laser.ru

Р.Г. Джамалов
д-р геол.-мин. наук
профессор
Институт водных проблем РАН[1]
заведующий лабораторией
dzhamal@aqua.laser.ru

Ю.А. Медовар
канд. геол.-мин. наук
Институт водных проблем РАН[1]
старший научный сотрудник
medovar51@mail.ru

И.О. Юшманов
канд. техн. наук
Институт водных проблем РАН[1]
старший научный сотрудник
igorusha@aqua.laser.ru

Влияние стенки в грунте на подземные воды и экосистему при строительстве в сложных ландшафтных условиях

1. Россия, 119333, Москва, ул. Губкина, 3.

Рассматривается ситуация, возникающая при строительстве в сложных ландшафтных и гидрогеологических условиях. Объект строительства и защитная стенка влияют на водный режим прилегающей территории и ее экосистему. Методами математического моделирования оцениваются последствия строительства. Показана применимость этого подхода к анализу подобных объектов

Ключевые слова: грунтовые воды; математическое моделирование; защитная стенка в грунте; барражный эффект

В связи с дефицитом земельных ресурсов в Московской области в последнее время распространилась практика выделения участков под строительство с определенными трудностями их освоения (так называемые неудобья). Одним из таких участков является территория в Одинцовском районе Московской области. Участок площадью около 4 га расположен рядом с автотрассой (***рис. 3***). Высотные отметки местности меняются от 1,1 м до 200,6 м, т.е. перепад высот составляет 15 м на расстоянии около 200 м. При строительстве здание будет ограждено защитной стенкой в грунте, необходимо оценить барражный эффект от ее влияния.

В геологическом строении участка до глубины 25 м принимают участие четвертичные отложения, представленные покровными и флювиогляциальными суглинками, песками различной крупности, а также моренными суглинками. Безнапорные грунтовые воды флювиогляциального водоносного горизонта залегают на глубинах 5–6,6 м. Водовмещающими грунтами являются флювиогляциальные пески. В качестве водоупора принимаются моренные отложения.

При схематизации гидрогеологических условий исследуемого участка подземные воды в данном диапазоне могут быть схематизированы как однослойный напорно-безнапорный водоносный горизонт. Значения коэффициентов фильтрации, слагающих фильтрационную толщу, лежат в интервале 2–10 м/сут.

По проектным решениям предполагаемое максимальное заглубление фундамента строящегося здания составит 10 м. Местами он оказывается ниже естественного уровня грунтовых вод, а около овражного склона на восточной границе участка предполагаемые отметки фундаментной плиты располагаются

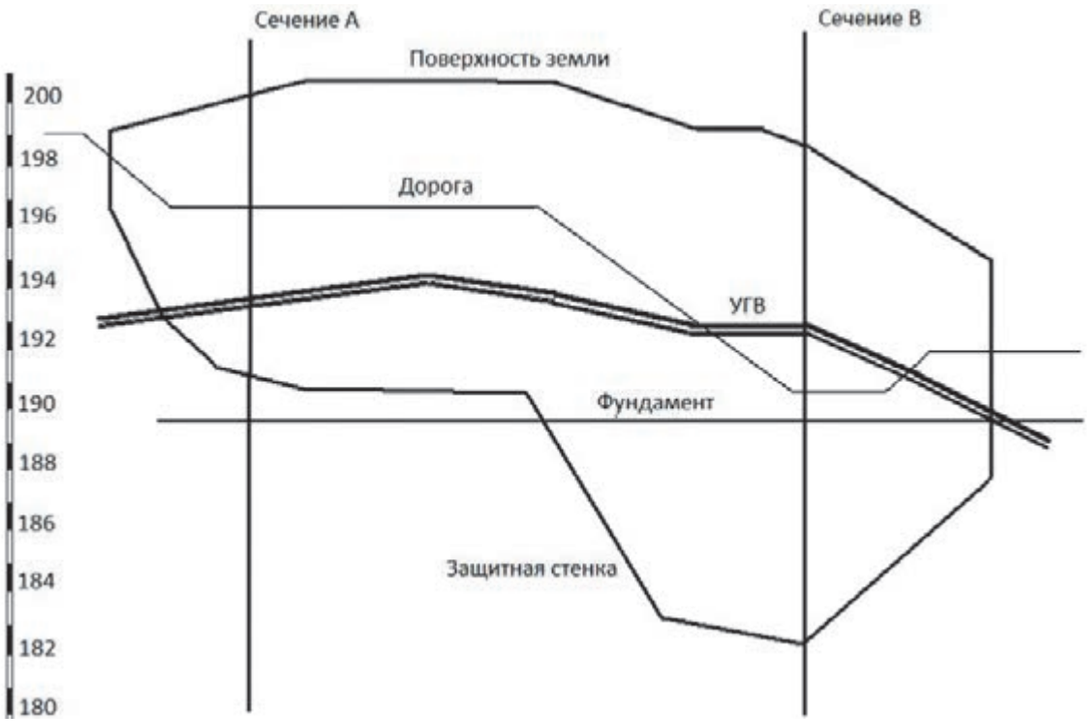
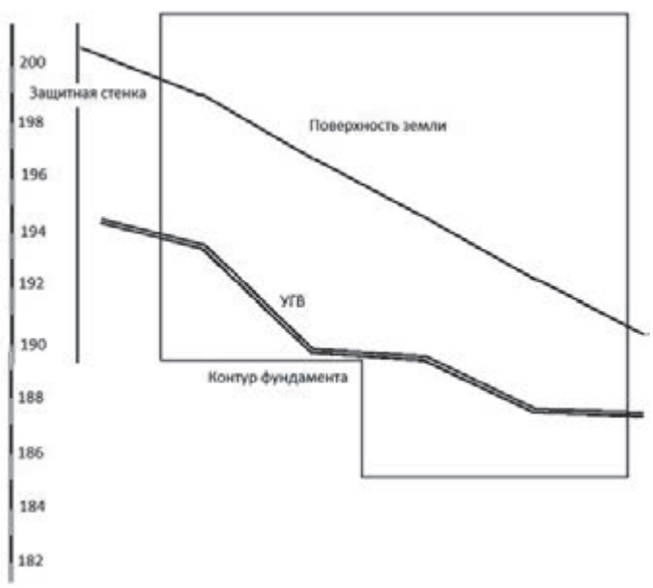


Рис. 1.
Схема инженерно-геологического разреза в профиле защитной стенки

выше поверхности земли. Эти обстоятельства обусловливают необходимость серьезных мер для защиты фундаментов сооружений от подтопления, а также всестороннего анализа влияния строительства на водный режим окружающей территории.

Рис. 2.
Инженерно-геологический разрез, перпендикулярный защитной стенке



Анализ гидрогеологических условий и структуры потоков подземных вод водоносных горизонтов на участке дает возможность схематизировать гидрогеологические условия прилегающей к нему территории.

С восточной стороны участок строительства примыкает к оврагу. Со стороны максимальных высот (с западной стороны участка) планируется сооружение защитной стенки, профиль которой приведен на ***рис. 2***.

Между защитной стенкой и зданием планируется дорога, а для самой стенки рассматриваются два варианта конструкции – глухая и оборудованная дренажными отверстиями, расположенными ниже профиля дороги. Из ***рис. 1*** видно, что на большей части разреза уровень грунтовых вод (УГВ) находится ниже профиля дороги, и лишь в небольшой части разреза, где дорога имеет понижение, УГВ залегает выше ее.

Профиль стройплощадки в направлении, перпендикулярном защитной стенке, показан на ***рис. 2***.

Расположение строительного участка в плане не слишком удобно для выделения гидравлически обусловленных границ расчетной схемы. К таким границам традиционно относят водоразделы и открытые водоемы. В то время как с южной стороны к участку примыкает русло реки, уровень воды в которой можно использовать для задания краевых условий в математической модели, в остальных направлениях таких границ поблизости

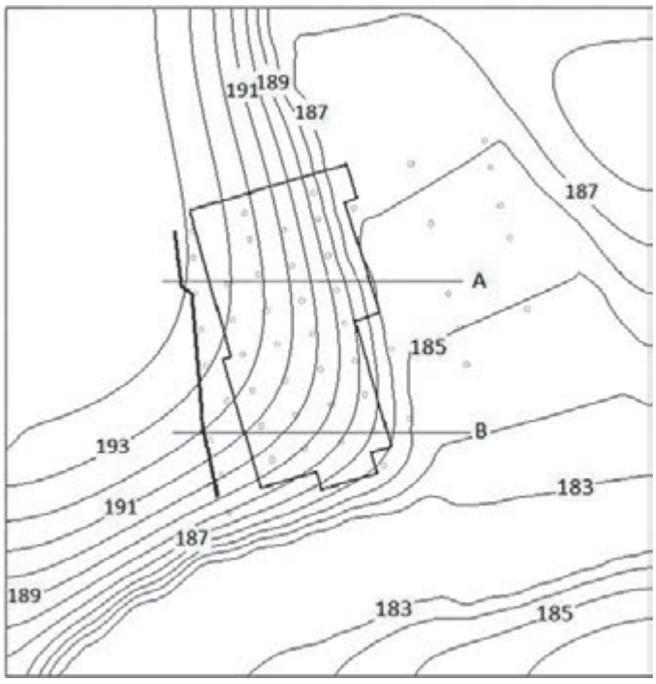


Рис. 3.
Гидроизогипсы в естественных условиях, контуры подземной части здания и защитной стенки (жирная линия)

не имеется. Поэтому с трех сторон (западной, северной и восточной) границы расчетной области в плане выбраны без учета гидравлических особенностей территории и вынесены на 400–500 м от строительной площадки. Такое расстояние является достаточным, чтобы расчетная область целиком покрывала область влияния строительства на потоки подземных вод и, одновременно, позволяет надежно экстраполировать гидрогеологические данные, полученные в результате проведения изысканий на всю расчетную область [4].

Рассмотренной выше фильтрационной схематизации гидрогеологических условий участка соответствует квазитрехмерная геофильтрационная модель.

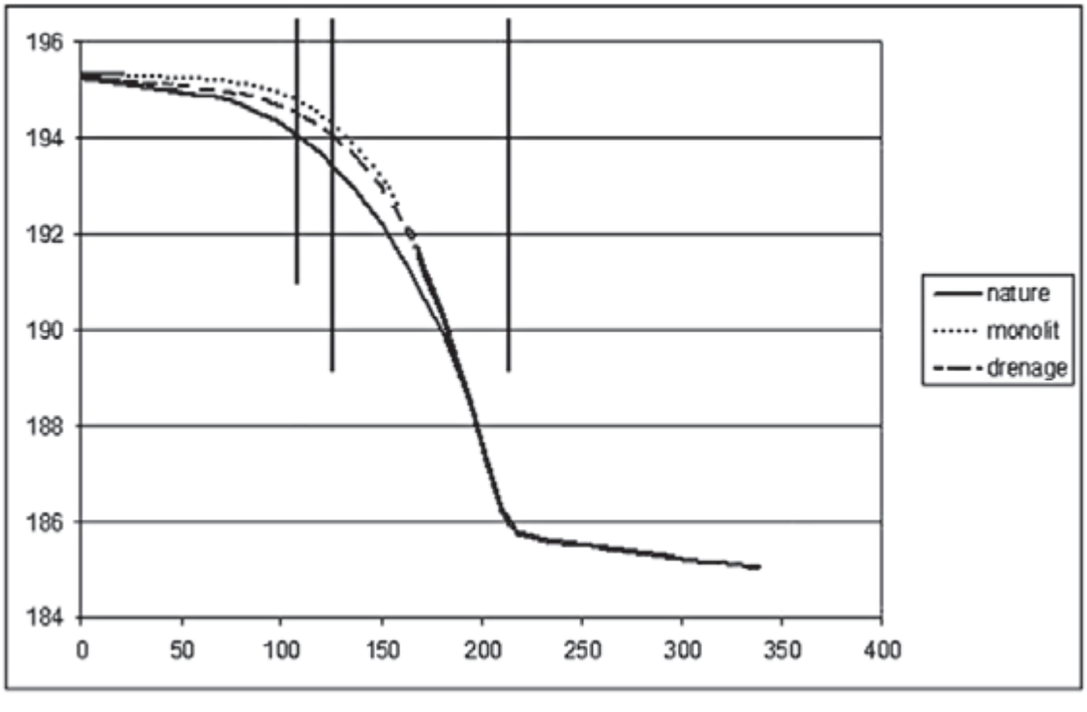
Пространственные течения грунтовых вод в пористых средах описываются уравнением (1) в частных производных:

$$\frac{\partial}{\partial x}\left(K_{xx}\frac{\partial h}{\partial x}\right)+\frac{\partial}{\partial y}\left(K_{yy}\frac{\partial h}{\partial y}\right)+\frac{\partial}{\partial z}\left(K_{zz}\frac{\partial h}{\partial z}\right)=m\frac{\partial h}{\partial t}\ ,$$

где K_{xx}, K_{yy} и K_{zz} – значения гидравлической проводимости в направлениях координатных осей x, y и z, соответственно, (м/сут.), h – пьезометрический напор (м), m – коэффициент упругости среды ($м^{-1}$), t – время (сут.).

Обоснование уравнения (1) приведено в [1]. Как правило, параметры *m, Kxx, Kyy* и *Kzz* зависят от пространственных координат *x, y* и *z* и уравнение (1) служит для описания неустановившихся течений грунтовых вод в неоднородной пористой анизотропной среде. Решение *h(x,y,z,t)* уравнения (1) дает пространственно-временную характеристику течения грунтовых вод в рассматриваемой области среды.

Рис. 4.
Уровни грунтовых вод вдоль линии А



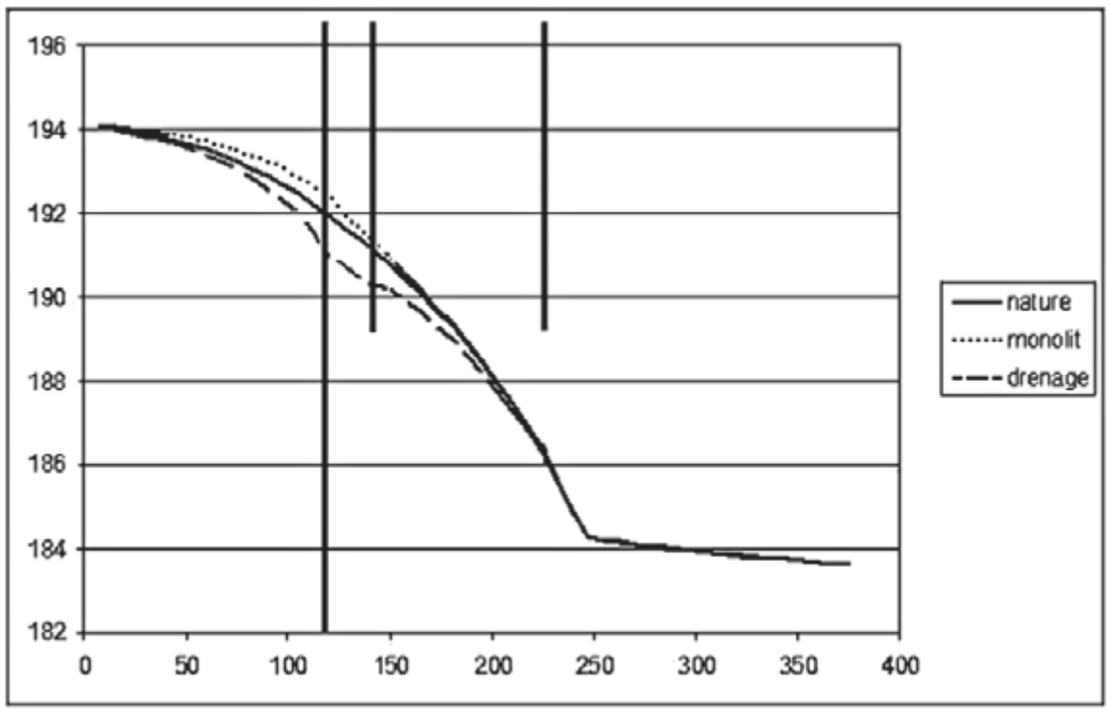


Рис. 5.
Уровни грунтовых вод вдоль линии В

Решение уравнения (1) с граничными и начальными условиями строится с помощью численных методов. В качестве граничных условий для уравнения (1) на границах области фильтрации задаются либо значения пьезометрического потенциала *h(x,y,z,t)* (условие Дирихле), либо величина потока жидкости через границу (условие Неймана). Верхней границей потока в нашем случае является поверхность подошвы покровных суглинков *z = H(x,y)*. Ее форма является заданной, и на ней задается величина питания (неоднородное условие Неймана) в виде:

$$K_{zz}\frac{\partial h}{\partial z} - K_{xx}\frac{\partial h}{\partial x}\frac{\partial H}{\partial x} - K_{yy}\frac{\partial h}{\partial y}\frac{\partial H}{\partial y}\Big|_{z=H} = R, \quad (2)$$

где величина R (м/сут.) – инфильтрационное питание грунтовых вод.

Численное решение уравнения (1) осуществляется с помощью стандартного пакета программ для гидродинамических расчетов «*ModFlow*» [2, 3]. В результате была сформирована виртуальная модель территории, примыкающей к участку строительства, с помощью которой рассчитывались возможные положения уровня грунтовых вод при различных изменениях водного режима, вызванных антропогенными и климатическими условиями.

Водоносный горизонт питается атмосферными осадками, и среднестатистическая величина этого питания в пределах севера европейской части России не превышает 120 мм/год. Эта величина и была взята в качестве параметра модели.

Численные результаты моделирования водного режима в естественных условиях показаны на ***рис. 3***, где изображены гидроизогипсы флювиогляциального горизонта.

Моделирование проводилось для двух вариантов конструкции защитной стенки – монолитной по всей глубине (глубина заложения стенки переменная по длине с севера на юг), и с дренажными отверстиями вдоль дороги на 1 м ниже полотна дороги.

Результаты численного моделирования представлены на ***рис. 4–5***, где показаны уровни грунтовых вод вдоль разрезов А и В (***рис. 3***).

Как видно из ***рис. 4***, УГВ после сооружения защитной стенки **повышается** относительно его естественного положения для обоих вариантов конструкции стенки – примерно на 1 м при сплошной стенке и на 0,5 м при стенке с окнами.

Вдоль линии В (***рис. 5***) тенденции в изменении глубины залегания уровней грунтовых вод для разных конструкций стенки **различны** – УГВ повышается при сплошной стенке и понижается при стенке с отверстиями относительно естественного уровня.

Из ***рис. 1***, где дан разрез вдоль линии защитной стенки, видно, что вдоль линии А естественный УГВ залегает выше подошвы стенки, но одновременно ниже профиля до-

роги. А вдоль линии В естественный УГВ залегает выше как подошвы стенки, так и профиля дороги.

Это объясняет поведение УГВ на профилях А и В. Для профиля А для обеих конструкций стенки подпертый УГВ превышает его положение в естественных условиях (до строительства), причем для сплошной стенки он выше, чем для стенки с окнами. Стенка создает барражный эффект при любой ее конструкции. Для профиля В УГВ в стенке с окнами ниже естественного уровня, т.к. дорога дренирует грунтовый поток. Сплошная же стенка в этом сечении, наоборот, подпирает грунтовый поток (так называемый барражный эффект), и УГВ становится выше, чем в естественном состоянии.

Различные варианты модельных решений показали, что подъем расчетного уровня подземных вод перед сплошной защитной стенкой не превысит 1 м, а перед стенкой с отверстиями – 0,5 м. В связи с естественным значительным перепадом высот участка застройки уровень подземных вод имеет сложный профиль, вид которого можно получить только на численной модели. Эти изменения в гидрогеологических условиях важны для оценки состояния фундамента строящегося здания и прилегающей к стройплощадке экосистеме.

Литература

1. Бэр Я., Заславски Д., Ирмей С. Физико-математические основы фильтрации воды. М.: Мир, 1971. 451 с.
2. McDonald, M.C. and Harbaugh, A.W. 1988. MODFLOW, F modular three-dimensional finite difference ground-water flow model, U.S. Geological Survey, Open-file report 83-875.
3. Chiang W.-H. and W.Kinzelbach, 1998, Processing Modflow: A simulation system for modeling groundwater flow and pollution, Hamburg-Zürich.
4. Беляев А.Ю., Джамалов Р.Г., Медовар Ю.А., Юшманов И.О. Оценка изменения гидрогеологических условий застроенных территорий при ограниченной исходной информации //Геоэкология. Инженерная геология. Гидрогеология. Геокриология. 2012. № 3. С. 282–286.

UDC 556.3.048:556..3.632 :551.495 : 556.048:51

A.Iu. Belyaev, PhD, senior research fellow Water problems institute RAS[1], beliaev@aqua.laser.ru.
R.G. Dzhamalov, Dr. Sci. in Geology and Mineralogy, professor, Water problems institute RAS[1], dzhamal@aqua.laser.ru.
Iu.A. Medovar, PhD, senior research fellow Water problems institute RAS[1], medovar51@mail.ru.
I.O. Yushmanov, PhD, senior research fellow Water problems institute RAS[1], igorusha@aqua.laser.ru.

1. Water problems institute RAS. 3, Gubkin st., Moscow, 119333, Russia,

Effect of protecting wall in soil on groundwater and ecosystem in the case of construction under complex landscape conditions

Abstract. The situation considered in the paper may appear during the construction under complex landscape and hydrogeological conditions. The study object and the protection wall cause changes in water regime in nearby area. Mathematical simulation is used to evaluate the consequences of construction. The approach is shown to be applicable to analysis of such objects.

Keywords: subsoil water; mathematical simulation; protection wall; barrage effec

References

1. Ber Ia., Zaslavski D., Irmei S. *Fiziko-matematicheskie osnovy fil'tratsii vody* [Physical and mathematical foundations of water filtration]. Moscow, Mir Publ. 1971. 451 p.
2. McDonald, M.C. and Harbaugh, A.W. 1988. MODFLOW, F modular three-dimensional finite difference ground-water flow model, U.S. Geological Survey, Open-file report 83-875.
3. Chiang W.-H. and W.Kinzelbach, 1998, Processing Modflow: A simulation system for modeling groundwater flow and pollution, Hamburg-Zürich.
4. Beliaev A.Iu., Dzhamalov R.G., Medovar Iu.A., Iushmanov I.O. Otsenka izmeneniia gidrogeologicheskikh uslovii zastroennykh territorii pri ogranichennoi iskhodnoi informatsii [Assessment of changes in the hydrogeological conditions of built-up areas with limited initial information]. *Geoekologiia. Inzhenernaia geologiia. Gidrogeologiia. Geokriologiia*. 2012. № 3. P. 282–286.

Заслуга воды

в каждой добытой капле нефти

Поисково-оценочные работы и разведка месторождений подземных вод нефтегазовых месторождений Западной Сибири

Составление проектов водозаборов для системы поддержания пластового давления

Разработка проектов горных отводов

Локальный (объектный) мониторинг подземных вод

и другие виды работ

ТЕРРИТОРИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ
от Урая до Нижневартовска и от юга Тюменской области до п. Тазовский

Три основных направления научной деятельности «РосНедра»:
— гидрогеология глубоких и приповерхностных водоносных горизонтов
— динамика подземных вод
— гидрогеохимия

РОС НЕДРА

«Научно-исследовательская фирма «РосНедра»

Тюмень, ул. Дзержинского, 15, офис 510 | тел./факс: (3452) 595-020, 595-021, 595-022, 595-023 | e-mail: rosnedra@rambler.ru

РЕКЛАМА

ДК 553.9;553.04

О.С. Анашкин
канд. экон. наук
НИУ ВШЭ1
факультет МЭиМП
доцент
oanashkin@hse.ru

С.М. Рохлин
канд. техн. наук
эксперт ОЭРН
rohlin@rinet.ru

Интегральные показатели экономической эффективности при формировании сырьевой базы углеводородов России

1. Национальный исследовательский университет «Высшая школа экономики». Россия, 109028, Москва, ул. Шаболовка, 31, стр. 23, каб. 209; 2. Россия, 115419, Москва, ул. Лестева, 21/61, корп. 1, кв. 93.

Приводится сравнение методологии использования интегральных показателей экономической эффективности проектов освоения запасов углеводородов при формировании сырьевой базы в плановой и рыночной экономиках России. Анализ конкретных примеров экспертных решений показал, что экономические разделы действующих нормативных документов в области недропользования УВ нуждаются в пересмотре. Предложен универсальный экономический критерий обоснования рациональных вариантов освоения запасов УВ как по объектам разработки, так и по месторождению в целом, обеспечивающий консенсус интересов государства и недропользователя. Показатель ЧДДП дает четкую экономическую характеристику таким понятиям, как «выборочная разработка» и «трудноизвлекаемые запасы»

Ключевые слова: углеводороды; экономическая эффективность; доход государства; экспертиза проектов; выборочная разработка; трудноизвлекаемые запасы

На протяжении всей истории формирования сырьевой базы углеводородов России важнейшей остается проблема рационального использования запасов УВ путем формирования рейтингов вариантов их освоения с целью выбора лучшего из них.

В условиях государственной собственности на недра во всех законодательных и нормативных документах в качестве основной директивы освоения запасов УВ для недропользователей устанавливались требования наиболее полного извлечения запасов полезных ископаемых месторождений из пласта.

Формирование сырьевой базы УВ в условиях плановой экономики

До 80-х гг. прошлого века для решения основной задачи государственного управления – обязательного выполнения народнохозяйственного плана СССР, куда входил и план по добыче УВ – использовались различные способы оптимизации вариантов с привлечением таких экономических критериев, как

минимизация себестоимости добычи или минимизации приведенных затрат.

Однако формировавшийся в этот период Государственный баланс запасов УВ нельзя назвать оптимальным, поскольку при сравнении расчетных вариантов освоения запасов по указанным критериям до конца нерешенной оставалась проблема определения способа их «выравнивания» по объемам добычи.

К этому периоду в научных учреждениях страны шло широкое обсуждение рентного подхода к экономической (денежной) оценке природных ресурсов, итогом которого стало принятие «Временной типовой методики экономической оценки месторождений полезных ископаемых», утвержденной Госкомитетом СССР по науке и технике и Госкомцен СССР (1979) [1].

В ней впервые в официальных нормативных документах страны был введен интегральный критерий экономической оценки эффективности месторождений полезных ископаемых, а именно, – показатель народнохозяйственной эффективности R (1).

$$R=\sum_{t=1}^{T}\frac{Z_t - S_t}{(1+E_H)^t} \rightarrow \max \qquad (1),$$

где:

R – стоимостная оценка (руб.);

T – расчетный период оценки месторождения – от года начала разработки до года отработки запасов;

Z_t – ценность годовой продукции, исчисленная в замыкающих затратах (руб.);

S_t – сумма предстоящих капитальных и эксплуатационных затрат (без отчислений на реновацию) (руб.);

E_H – норматив приведения разновременных затрат и результатов к моменту оценки (как правило составлял от 0,08 до 0,02).

Замыкающие (Z) и индивидуальные (S) затраты исчислялись по формуле (2):

$$C + K \cdot E_{НП} \qquad (2),$$

где:

C – текущие затраты (руб./т);

K – удельные капитальные вложения (руб./т);

$E_{НП}$ – коэффициент приведения капитальных вложений (от 0,12 до 0,15).

Следует заметить, что показатель R по форме практически совпал с основным интегральным показателем эффективности инвестиционных проектов *NPV*, определенным в методике *UNIDO* (организация ООН по промышленному развитию) (1978).

Показатель R использовался в качестве основного критерия при решении задач в отраслевых методиках экономической оценки месторождений полезных ископаемых вплоть до окончания периода плановой экономики.

В частности «Временная методика экономической оценки нефтяных и нефтегазовых месторождений», разработанная ВНИИОЭНГ и утвержденная в директивных органах страны в 1983 г. (впервые в добывающих отраслях!), способствовала формированию единых методов экономической оценки с учетом особенностей разведки, проектирования и разработки нефтегазовых месторождений.

В процессе внедрения отраслевой методики в хозяйственную практику выявилась необходимость разработки специальных нормативных документов по экономическому обоснованию решения отдельных отраслевых технико-экономических задач.

Для формирования сырьевой базы УВ в этот период с помощью методики были успешно решены, по меньшей мере, четыре основные задачи:

– разработка и утверждение (в Госкомцен СССР) замыкающих затрат на нефть;

– выбор оптимального варианта освоения запасов месторождения в зависимости от принятых уровней замыкающих затрат на нефть (поиск и выбор варианта с максимальным значением R);

– разделение запасов нефти и растворенного в ней газа на балансовые и забалансовые и выделение в составе балансовых запасов их извлекаемой части (забалансовые – запасы с $R < 0$);

– передача вновь открытых (структурами Мингео СССР) нефтегазовых месторождений структурам Миннефтепрома СССР для их освоения.

Особую сложность представляла разработка и внедрение замыкающих затрат на нефть для определения показателя ценности нефти Z_t в формуле (1). Уровни этих затрат были разработаны [2] и утверждены в Госкомцен и ГКЗ путем ранжирования удельных затрат нефтегазовых месторождений, включенных в государственный план добычи УВ. Таким образом, был директивно установлен единый для страны уровень замыкающих затрат в размере 60 руб./т (при существующих в этот период поясных хозрасчетных ценах на нефть на уровне 25 – 33 руб./т), а для определения расчетного (проектного) срока разработки месторождения (параметра T в формуле (1)) – введено специальное ограничение по себестоимости добычи нефти (150 руб./т), определяющее предельный экономически обоснованный уровень дебита и обводненности

добывающих скважин с целью их вывода из эксплуатации. Более подробно эти вопросы рассмотрены в работах [2, 3].

Всего с использованием интегрального показателя R была проведена оптимизация свыше 400 нефтегазовых месторождений, включенных в Государственный баланс УВ.

Отметим, что наличие в формуле (1) централизованно выделяемых Госпланом капитальных вложений и отсутствие налоговой составляющей (трансфертные платежи) свидетельствует о роли интегрального показателя R как критерия **общественной** экономической эффективности [5], в полной мере отражающего интересы государства (генерального недропользователя в тот период).

Формирование сырьевой базы УВ в условиях рыночной экономики

В рыночных условиях формирование сырьевой базы УВ связано с реализацией инвестиционных проектов разработки нефтегазовых месторождений различными недропользователями.

В связи с этим в Регламенте составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений [6] (первом отраслевом методическом документе, разработанном в соответствии со ст. 23.1 Закона РФ «О недрах» [4]) в основные требования было включено: «проектные решения на разработку должны быть направлены на достижение максимального экономического эффекта от полного извлечения из пластов запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них сопутствующих компонентов». При этом основным экономическим критерием для выбора рационального варианта отработки запасов УВ месторождения был определен интегральный показатель эффективности **ЧДД** (чистый дисконтированный доход инвестора или *NPV*), максимизация которого отражала интересы недропользователей.

ЧДД определяется путем формирования денежных потоков за проектный период освоения запасов месторождения:

$$\textbf{ЧДД} = \sum_{t=1}^{T} \frac{(П_t + A_t) - K_t}{(1 + E_н)^{t\text{-}tp}} \qquad (3),$$

где:

$П_t$ – прибыль от реализации добычи в t-м году (руб.);

A_t – амортизационные отчисления в t-м году (руб.);

K_t – капитальные вложения в разработку месторождения в t-м году (руб.);

$E_н$ – ставка дисконтирования, доли ед.;

T – расчетный (проектный) период оценки, годы;

t, tp – соответственно, текущий и расчетный годы;

$$П_t = \sum_{t=1}^{T} \frac{B_t - Э_t - H_t}{(1 + E_н)^{t\text{-}tp}},$$

где:

H_t – сумма налогов (руб.);

$E_н$ – ставка дисконтирования, доли ед.;

B_t – выручка от реализации продукции (руб.), $B_t = (Ц_н \cdot Q_н + Ц_г \cdot Q_г)^t$;

$Ц_н$, $Ц_г$ – соответственно, цена реализации нефти и газа (в руб. за т или м^3);

$Q_н$, $Q_г$ – соответственно, объемы добычи нефти и газа в t-м году (т или м^3).

Для определения показателей, входящих в формулу (3), в «Регламент» был включен специальный экономический блок, в котором был приведен полный алгоритм расчета всех показателей, входящих в ЧДД.

В рамках расчета ЧДД по каждому варианту за проектный период Т (определялся предельными технологическими параметрами обводненности или дебита добывающих скважин) был выделен период рентабельной добычи, соответствующий максимальному значению ЧДД.

Однако практика использования ЧДД показала, что полученные результаты при выборе вариантов разработки месторождений в ряде случаев не соответствуют (или даже противоречат) основным требованиям по рациональному использованию и охране недр Закона РФ «О недрах» (п. 5 ст. 23 – «обеспечение наиболее полного извлечения из недр запасов основных и совместно с ними залегающих полезных ископаемых и попутных компонентов»). Для нефтегазовых месторождений это условие, отражающее интересы государства, соответствует условию выбора варианта с максимальным коэффициентом извлечения запасов нефти (КИН).

В связи с этим во всех последующих за «Регламентом» нормативных документах [7, 8] рекомендовалось выбирать варианты с максимальным КИН. При этом с целью обеспечения экономической заинтересованности недропользователей для вариантов в целом по месторождению добавлялось условие ЧДД > 0 (но не обязательно максимальный), а по умолчанию на объекты разработки (залежи) этого месторождения (также инвестиционные проекты) последнее условие не распространялось.

В результате реальная экономическая оптимизация освоения запасов месторождения

практически игнорировалась, поскольку выбор оптимального варианта в целом по месторождению производился простой консолидацией (сложением) вариантов, рекомендованных по объектам разработки с максимальным КИН. Таким образом, при оптимизации по двум практически противоречащим друг другу критериям приоритет отдавался критерию собственника недр, т.е. КИН.

Последствия применения подобного методического подхода можно рассмотреть на примере ТЭО КИН ряда месторождений, представленных и прошедших экспертизу.

Рассмотрим процедуру выбора варианта освоения запасов УВ в проектных документах (раздел ТЭО КИН) нефтегазовых месторождений на примерах, представленных в ***табл. 1–3*** (все рекомендованные экспертизой варианты помечены знаком *). При принятии решения о выборе вариантов согласно современным методическим документам используются показатели КИН и ЧДД.

В ***табл. 1*** представлены итоговые расчеты основных показателей вариантов освоения запасов по нефтегазовому месторождению 1 с одним объектом разработки (наиболее простой случай оптимизации).

Согласно результатам расчета (***табл. 1***) можно сделать следующее заключение.

1. Рекомендован вариант 4* с максимальным значением за проектный период КИН (0,388), при этом максимальное значение ЧДД (1275,9 млн руб.) имеет вариант 1.

2. Вариант 2 с отрицательным ЧДД за проектный период исключается из рассмотрения при любом значении КИН.

3. Отметим следующий важный факт: рейтинг вариантов по показателю КИН в точности соответствует рейтингу вариантов по показателю ДДГ (дисконтированному доходу государства) – сумме налогов и платежей проекта.

4. В объеме ДДГ свыше 95% составляет доля суммы части налоговых платежей ДДГН (ДДГН = НДС + НДПИ + Экспортная пошлина), линейно зависящих от объема извлекаемых запасов нефти, т.е. от величины КИН. Этот факт при принятии решения о выборе рационального варианта освоения запасов месторождения позволяет полностью исключить технологический показатель КИН, заменив его адекватным экономическим показателем ДДГН. Для обеспечения полной оптимизации выбора варианта освоения запасов нефти безрисковый показатель ДДГН необходимо дополнить показателем, учитывающим риск недропользователя, т.е. показателем ЧДД.

5. Таким образом, основным критерием выбора оптимального варианта освоения запасов может служить **показатель эффективности проекта ЧДДП**

$$ЧДДП = ЧДД + ДДГН \quad (4).$$

Это показатель, аналогичный показателю общественной эффективности [5, 7], учиты-

Таблица 1.
Нефтегазовое месторождение 1

Показатели / Варианты	1	2	3	4*
Проектный срок разработки, годы	196	115	163	133
Рентабельный срок разработки, годы	18	–	3	17
Накопленная добыча нефти за проектный период, тыс. т	4503,2	4480,6	4604,4	4701
Коэффициент извлечения нефти (КИН)				
– рентабельный срок	0,276	–	0,096	0,280
– проектный срок	0,372	0,370	0,380	0,388
Фонд скважин за весь срок разработки	39	90	58	44
Средняя обводненность к концу разработки, %	98	98	98	98
Фонд скважин для бурения	37	88	56	42
Капитальные вложения на освоение месторождения, млн руб.,	2662,57	4547,01	3725,4	3120,13
ЧДД (чистый дисконтированный доход) (10%), млн руб.				
– рентабельный срок	1436	–	813,6	1112,48
– проектный срок	1275,91	–1885,59	77,58	864,31
ДДГ (доход государства), млн руб. (10%)	20413,65	17468,36	21398,74	21533,38
ДДГН от налогов добычи, млн руб. (10%)	19561,69	16771,33	20517,93	20620,76
Доля налогов от добычи, %	95,8%	96,0%	95,9%	95,8%
ЧДДП, млн руб.	20837,6	14885,74	20595,51	21485,07

вающий интересы как государства, так и недропользователя.

6. Главным достоинством использования показателя ЧДДП для выбора вариантов как по объектам разработки, так и по месторождению в целом является тот факт, что при существующей в настоящее время системе налогообложения УВ этот показатель в подавляющем большинстве случаев будет иметь положительное значение (в отличие от ЧДД).

7. Как видно из ***табл. 1*** у варианта 4* значение критериального показателя ЧДДП является наибольшим из значений других вариантов. Это свидетельствует о том, что решение по рекомендации указанного варианта было правильным.

Итогом расчета является выбор варианта 4*, извлекаемые запасы которого (КИН = 0,388) попали в Государственный баланс запасов России. Экономической оценкой варианта является ЧДД = 864,31 млн руб. (показатели экономической оценки в Госбалансе не показываются).

Более сложным представляется анализ результатов расчета по нефтегазовому месторождению 2 (***табл. 2***), в состав которого входят различные объекты разработки:

– каширско-верейский;

– визейский;

– турнейский.

Как было отмечено выше, варианты разработки месторождения формируются путем консолидации соответствующих вариантов по объектам разработки этого месторождения, по которым и проводится реальная оптимизация освоения запасов месторождения.

Согласно результатам расчета (***табл. 2)*** можно сделать следующее заключение.

1. По каширско-верейскому объекту все три варианта имеют отрицательные значения ЧДД, а наибольший КИН отмечен по варианту 1 (0,297), тем не менее, был рекомендован вариант 3* (КИН = 0,276). Наибольшее значение показателя ЧДДП имеет вариант 2, который, по нашему мнению, следовало бы включить в консолидированный вариант по месторождению в целом.

2. По визейскому объекту все три варианта имеют положительный ЧДД, а в качестве оптимального рекомендован вариант 3* с наибольшим значением КИН, ЧДД и ЧДДП.

3. По турнейскому объекту все три варианта имели отрицательные значения ЧДД и ЧДДП, в качестве оптимального рекомендован вариант 3* с наименьшим значением КИН (0,228), при этом вариант с наибольшим КИН имеет наименьшее значение ЧДД.

Таким образом, единые подходы и критерии для выбора оптимального варианта в действующих нормативных документах отсутствуют. К тому же технологический показатель КИН согласно методологии проектного анализа инвестиций не может выступать в роли основного критерия оптимизации инвестиционного проекта.

В целом по месторождению рекомендован вариант 3*, представляющий консолидацию вариантов 3*, рекомендованных по объектам в качестве оптимальных, с значением КИН (0,362), наибольшим из всех других консолидированных вариантов, к тому же этот вариант единственный имеет положительное значение ЧДД (253,2 млн руб.).

Приведенный пример характеризует типичные проблемы, возникающие при проведении экспертиз материалов ТЭО КИН.

Отметим еще одно важное обстоятельство, связанное с выбором оптимального варианта по месторождению 2.

Все варианты по турнейскому объекту, так же как и вариант 1 по каширско-верейскому объекту имели отрицательное значение предлагаемого критериального показателя

Таблица 2.
Нефтегазовое месторождение 2

Объекты разработки	каширско-верейский			визейский			турнейский			В целом месторождение		
Варианты	**1**	**2**	**3***	**1**	**2**	**3***	**1**	**2**	3*	1	2	3*
Проектный срок разработки, годы	77	84	83	81	77	61	51	61	84	81	85	85
Накопленная добыча за период, тыс. т	213,8	197,2	199	6464,2	6639,2	6674,7	150	146	143	6828	6982,4	7016,7
Капитальные вложения, млн руб.	1450,5	922,8	968,5	12803,9	12869	13148,1	1676,7	1482,4	1231,9	15931,1	15274,1	15348,4
КИН, д. ед.	0,297	0,274	0,276	0,359	0,367	0,369	0,239	0,232	0,228	0,354	0,361	0,362
ЧДД, млн руб.	–865	–493,3	–502,3	1085,94	1465,5	1599,1	–1187,6	–1046,8	–843,5	–966,7	–74,6	253,2
ДДГ, млн руб.	848	708,8	711,8	20402	21714,9	22493,7	582,2	497,2	402,7	21562,9	22697,1	23411,1
ЧДДП	–17	215,5	209,5	21487,9	23180,4	24092,8	–605,5	–549,7	–440,8	20596,2	22622,4	23664,4

Показатели/Варианты	1*	2	3
За проектный срок разработки, годы	70	102	102
Накопленная добыча газа, млрд м^3	529,26	548,33	540,22
Накопленная добыча конденсата, млн т	54,46	53,09	53,09
Накопленная добыча нефти, млн т	7,07	12,85	9,28
Фонд скважин	118	145	127
КИК, доли ед.	71,0%	69,0%	69,0%
КИГ, доли ед.	94,0%	93,0%	93,0%
КИН, доли ед.	11,4%	20,7%	14,9%
Капитальные вложения, млрд руб.	89,43	150,86	117,83
ЧДД, млрд руб.	41,7	21,56	27,3
ДДГ, млрд руб.	126,26	132,38	126,91
ЧДДП, млрд руб.	167,96	153,94	154,21
За рентабельный срок разработки, годы	27	25	27
ЧДД, млрд руб.	43,62	26,69	30,22
ДДГ, млрд руб.	124,75	130,11	125,42

Таблица 3.
Нефтегазоконденсатное месторождение 3

эффективности ЧДДП, однако были включены в консолидированные варианты по месторождению в целом. По нашему мнению такие варианты могут быть включены в консолидацию только после дополнительных мероприятий по повышению их эффективности.

В противном случае все подобного рода запасы должны быть отнесены к категории «трудноизвлекаемых» и либо подлежать налоговому льготированию, либо быть переведены в состав забалансовых запасов, не подлежащих освоению при принятых для расчета исходных данных.

Заметим, что такой подход вступает в противоречие с требованием Закона РФ «О недрах» (ст. 22 – «недопущение сверхнормативных потерь, разубоживания и выборочной отработки полезных ископаемых»), предъявляемым недропользователям. Однако ни в одном нормативном документе по недропользованию четкого определения понятия «выборочная отработка запасов» УВ не приводится.

Для запасов УВ таким определением может служить показатель ЧДДП, исключающий использование вариантов освоения запасов с отрицательным значением этого показателя.

Преимущество использования показателя ЧДДП наглядно можно продемонстрировать на примере рассмотрения результатов ТЭО крупного нефтегазоконденсатного месторождения 3 (***табл. 3***). При комплексном освоении на месторождении трех видов УВ сравнение вариантов по показателю КИН в принципе оказалось несопоставимым. Экспертиза рекомендовала к принятию вариант 1* с наибольшим значением ЧДД (41 млрд руб.).

По нашему мнению наиболее убедительным в этом случае следовало бы использовать универсальный показатель ЧДДП, наибольшее значение которого у варианта 1* (167,96 млрд руб.).

Выводы

1. Единые подходы и критерии для выбора оптимального варианта освоения запасов УВ в действующих нормативных документах отсутствуют. Технологический показатель КИН согласно методологии проектного анализа инвестиций не может выступать в роли основного критерия оптимизации инвестиционного проекта.

2. Использование двух противоречащих друг другу показателей эффективности (КИН и ЧДД) не позволяет принимать однозначные решения при выборе варианта рационального освоения запасов УВ, в связи с этим действующие нормативные документы по недропользованию нуждаются в соответствующем пересмотре.

3. Для обеспечения консенсуса интересов государства и недропользователей предлагается в качестве основного критерия оценки эффективности освоения запасов УВ использовать показатель экономической эффективности проекта ЧДДП.

4. Предлагается ввести экономический критерий ЧДДП для определения степени извлечения запасов УВ. **Трудноизвлекаемые**

запасы УВ – это запасы, имеющие отрицательное значение показателя проекта ЧДДП для выбранного наилучшего варианта их освоения.

5. Предлагается отказаться от реализации вариантов освоения запасов УВ с отрицательным значением ЧДДП (трудноизвлекаемые запасы) без проведения дополнительных мероприятий по повышению их эффективности. В противном случае такие варианты могут быть реализованы только после их налогового льготирования.

Литература

1. Временная типовая методика экономической оценки месторождений полезных ископаемых. Госкомитет НТ СССР, Госкомцен СССР. М. 1979.
2. Временная методика экономической оценки нефтяных и нефтегазовых месторождений. М.: ВНИИОЭНГ. 1983.
3. Рохлин С.М. Рыженков И.И., Фетисов А.А. Экономика рационального использования нефтяных ресурсов недр. М.: Недра. 1991.
4. Закон РФ «О недрах» от 21.02.1992 № 2395. Доступно на: http://base.garant.ru/10104313/(обращение 16 ноября 2015) .
5. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов и их отбору для финансирования. М.: Экономика. 1994.
6. Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений, РД 153-39-007-96. М. 1996. Доступно на: http://standartgost.ru/g/РД_153-39-007-96 (обращение 16 ноября 2015).
7. Смоляк С.А., Микерин Г.И. Стоимостная оценка месторождений полезных ископаемых: проблемы и методы. Презентация. Доступно на: http://www.myshared.ru/slide/379140/(обращение 16 ноября 2015).
8. Методические рекомендации по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. МПР. М. 2007.
9. Методические рекомендации по составу и правилам оформления представляемых на государственную экспертизу материалов по ТЭО КИН. МПР. М. 2008.

UDC 553.9;553.04

O.S. Anashkin, PhD, assistant professor Higher School of Economics [1], oanashkin@hse.ru.
S.M. Rochlin, PhD, reviewer OERN, rohlin@rinet.ru.

1. 31, bldg. 23, of. 209, Shabalovka street, Moscow, 109028, Russia; 2. 21/61, bldg. 1, apt. 93, Lesteva street, Moscow, 115419, Russia.

Integral indicators of economic efficiency in the formation of Russian hydrocarbon resource base

Abstract. The comparison methodology for the use of integrated indicators of economic efficiency of projects for the development of hydrocarbon reserves in the formation of the resource base in a planned and a market economy in Russia. Case studies expert decision–making showed that economic sections of existing regulations in the field of subsurface hydrocarbons need to be revised. The universal criterion of economic justification of rational variants of development of hydrocarbon reserves as the development of facilities, and on the field as a whole, which provides consensus interests of the state and subsoil user. Project performance indicators provides a clear economic characteristics of such concepts as "selective development" and " hard to recover reserves".

Keywords: hydrocarbons; economic efficiency; public revenue; examination of projects; selective development; hard to recover reserves

References

1. *Vremennaia tipovaia metodika ekonomicheskoi otsenki mestorozhdenii poleznykh iskopaemykh* [Temporary typical methods of economic evaluation of mineral deposits]. Goskomitet NT SSSR, Goskomtsen SSSR. Moscow, 1979.
2. *Vremennaia metodika ekonomicheskoi otsenki neftianykh i neftegazovykh mestorozhdenii* [Temporary methods of economic evaluation of oil and gas fields]. Moscow, VNIIOENG Publ. 1983.
3. Rokhlin S.M. Ryzhenkov I.I., Fetisov A.A. *Ekonomika ratsional'nogo ispol'zovaniia neftianykh resursov nedr* [The economy of the rational use of oil resources of the subsoil]. Moscow, Nedra Publ. 1991.
4. *Zakon RF «O nedrakh» ot 21.02.1992 № 2395* [RF Law "On Mineral Wealth" from 21.02.1992 № 2395]. Avialable at: http://base.garant.ru/10104313/(accessed 16 November 2015) .
5. *Metodicheskie rekomendatsii po otsenke effektivnosti investitsionnykh proektov i ikh otboru dlia finansirovaniia* [Guidelines on the assessment of investment projects and their selection for financing]. Moscoe, Ekonomika Publ. 1994.
6. *Reglament sostavleniia proektnykh tekhnologicheskikh dokumentov na razrabotku neftianykh i gazoneftianykh mestorozhdenii, RD 153-39-007-96* [Rules of drawing up of project documentation technology to develop oil and gas deposits, RD 153-39-007-96]. Moscow, 1996. Avialable at: http://standartgost.ru/g/RD_153-39-007-96 (accessed 16 November 2015).
7. Smoliak S.A., Mikerin G.I. *Stoimostnaia otsenka mestorozhdenii poleznykh iskopaemykh: problemy i metody*. Prezentatsiia [Valuation of Mineral Deposits: problems and methods]. Avialable at: http://www.myshared.ru/slide/379140/(accessed 16 November 2015).
8. *Metodicheskie rekomendatsii po proektirovaniiu razrabotki neftianykh i gazoneftianykh mestorozhdenii* [Guidelines for the design of oil and gas deposits]. MPR. Moscow, 2007.
9. *Metodicheskie rekomendatsii po sostavu i pravilam oformleniia predstavliaemykh na gosudarstvennuiu ekspertizu materialov po TEO KIN* [Guidelines on the composition and rules of registration submitted to the state examination materials for the feasibility study for feasibility study of oil recovery factor]. MPR. Moscow. 2008.

Началась регистрация участников на официальном сайте форума www.evrazgeoforum.com

2016

МЕСТО ПРОВЕДЕНИЯ

Национальная библиотека РБ
Проспект Независимости, 116, Минск

Регистрация участников форума заканчивается 20 декабря 2015 г.

В рамках первого Евразийского горно-геологического форума участникам предлагается обсудить текущие проблемы горной отрасли и их возможные решения с учетом развития интеграционных процессов в СНГ.

2 - 4 февраля 2016, Минск, РБ

Евразийский горно-геологический форум

http://www.evrazgeoforum.com/

Ключевые темы

- Формирование единого сырьевого рынка ЕАЭС
- Горнопромышленная повестка Союзного государства
- Инфраструктурное обеспечение единого сырьевого рынка Евразии
- Риски и возможности горнопромышленных предприятий в контексте развития интеграционных процессов в Евразии
- Безопасность инвестиций в Евразии
- Вертикальная интеграция или диверсификация бизнеса в условиях роста конкуренции
- Формирование трансграничных горнопромышленных кластеров
- Развитие государственно-частного партнерства в горной отрасли
- Реструктуризация холдинговых компаний: лучшие практики в горной промышленности

Форум проводится при поддержке

МИНИСТЕРСТВО ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ И ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ

МИНИСТЕРСТВО ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ И ЭКОЛОГИИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ И ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ РЕСПУБЛИКИ АРМЕНИЯ

Федеральное бюджетное учреждение «ГОСУДАРСТВЕННАЯ КОМИССИЯ ПО ЗАПАСАМ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ»

ГЛАВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ ГЕОЛОГИИ ПРИ ПРАВИТЕЛЬСТВЕ РЕСПУБЛИКИ ТАДЖИКИСТАН

КОМИТЕТ ГЕОЛОГИИ И НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ МИНИСТЕРСТВА ПО ИНВЕСТИЦИЯМ И РАЗВИТИЮ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

ОЭН ОБЩЕСТВО ЭКСПЕРТОВ ПО НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЮ

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ Республики Беларусь

Информационный партнер НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ XXI

Исполнительный комитет

Плескунов Игорь Владимирович
Глава Исполнительного Комитета,
Контакты в РБ: тел. +375 17 399 64 25 Контакты в РФ: тел. +7 (495) 250 67 17
моб. +7 (965) 134 62 88 E-mail: pleskunov@evrazgeoforum.com

Взаимодействие с докладчиками и модераторами
Сидоркин Сергей Анатольевич
Контакты в РФ: Тел: +7 (906) 083-79-65
E-mail: sidorkin@evrazgeoforum.com

РЕКЛАМА

О.В. Трофимова
ФБУ ГКЗ
отдел мониторинга, анализа и методологии
ведущий специалист
trofimova_ov@gkz-rf.ru

ФБУ ГКЗ: динамика движения запасов

На 1 ноября 2015 года проведена государственная экспертиза 1971 объекта, в том числе:

- по оперативному изменению состояния запасов УВС – 470;
- по подсчету запасов углеводородного сырья и ТЭО КИН – 66;
- по твердым полезным ископаемым – 168;
- по подземным водам – 212.

Филиалами ФБУ «ГКЗ» рассмотрено 1055 объектов.

Подтверждено открытие 22 месторождений углеводородного сырья.

На 1 ноября 2015 г. изменение извлекаемых запасов промышленных категорий ($АВС_1$) составляет:

- по нефти +257,4 млн т;
- по газу +569,8 млрд м^3;
- по конденсату +91,3 млн т.

Рис. 1.
Динамика среднесуточной добычи нефти в России в 2014–2015 гг., тыс. т (по данным ЦДУ ТЭК)

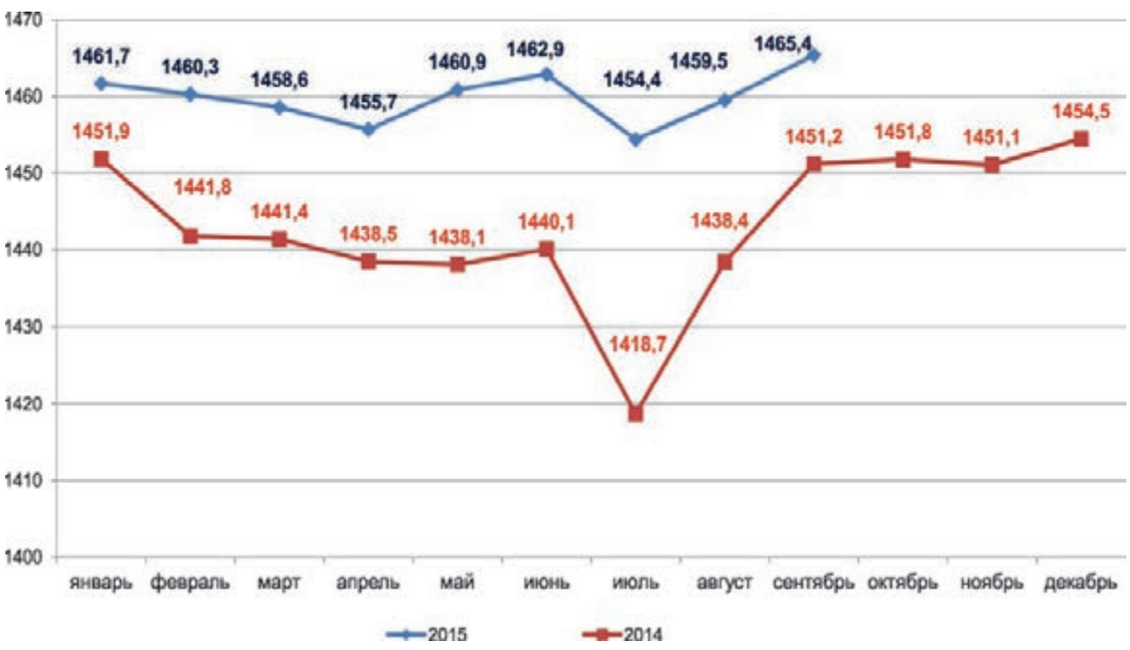


Рис. 2.
Динамика проходки эксплуатационного (а) и разведочного (б) бурения в России в 2014–2015 гг., тыс. м (по данным ЦДУ ТЭК)

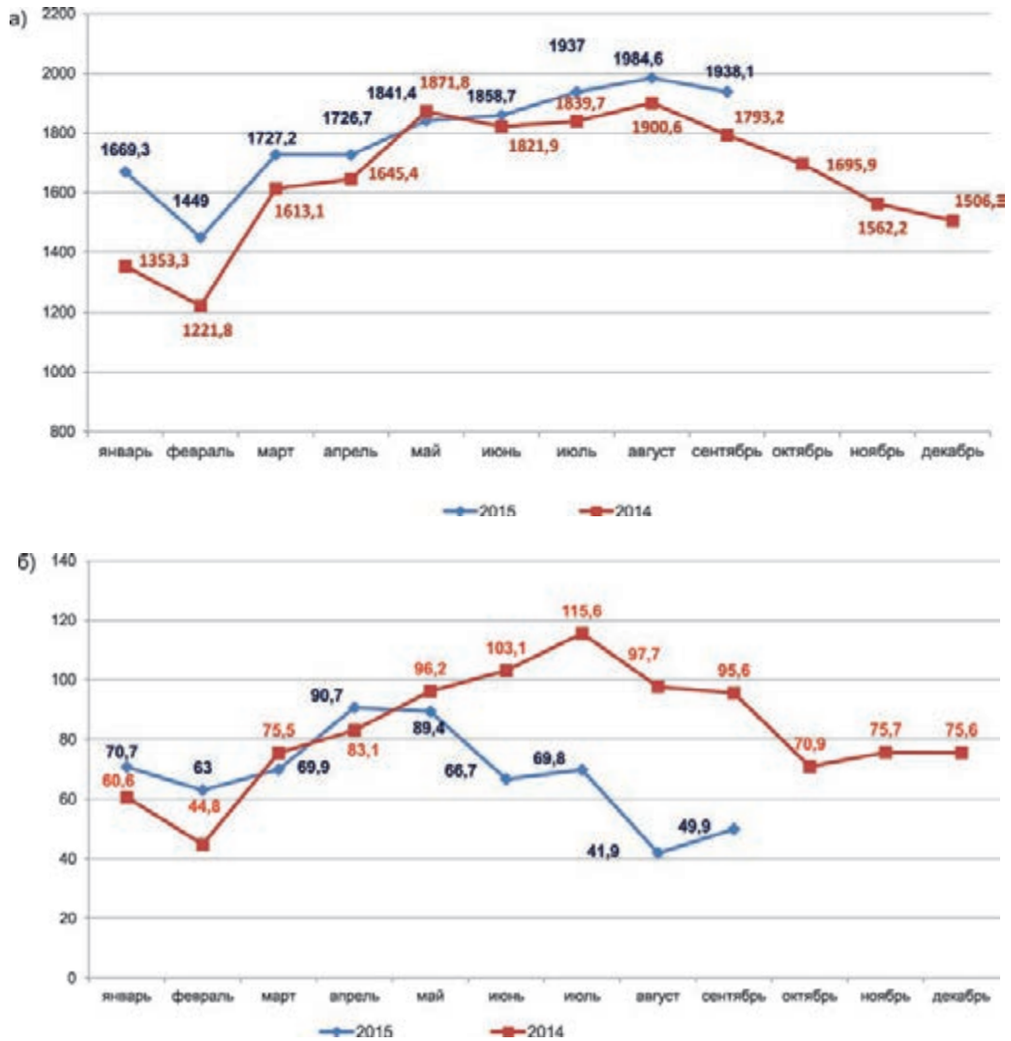


Таблица 1.
Изменение запасов твердых полезных ископаемых в России на 01.11.2015 г.

Полезное ископаемое	Ед. изм.	Изменение запасов	
		$A+B+C_1$	C_2
Цинк	тыс. т	-187	-149
Уголь	тыс. т	716 408	-251 298
Серебро	т	74 664	18 240
Свинец	тыс. т	-49	68
Никель	тыс. т	25	12
Медь	тыс. т	1 698	4 508
Кобальт	т	774	287
Кадмий	т	-1 764	875
Железные руды	тыс. т	-921 978	888 683
Вольфрам	т	11 965	129 771
Золото	кг	217 739	148 079

Т.П. Линде
канд. экон. наук
ученый секретарь ФБУ ГКЗ

Результаты рассмотрения материалов ТЭО КИН и подсчета запасов углеводородов, ТЭО кондиций, подсчета запасов месторождений ТПИ и подземных вод

В сентябре-октябре 2015 г. проведено 80 заседаний, из них 10 заседаний по УВС. Рассмотрены материалы государственной экспертизы таких месторождений как Тагульское, Малобалыкское, Куюмбинское, Мастерьельское, Квартовое.

Проведено 27 заседаний по ТПИ, где рассматривались материалы государственной экспертизы ТЭО разведочных кондиций и подсчета запасов месторождений рудного (Кара-Бельдир, Дегдекан, Золотое) и россыпного (Эбир-Хая-Юрях) золота, медно-порфировых (Иканское) и медно-никелевых (Еланское, Ёлкинское) руд, урана (Добровольное), россыпных алмазов (Учах-Ытырбат, Хара-Мас), апатит-нефелиновых руд (Кукисвумчорр, Ийолитовый отрог), кварцевых песков (64 квартал), гипсового камня (Усть-Куретское), угля (Бейское, Глушинское, Чертокалтанское), а также цементного сырья.

На 43 заседаниях по ПВ были рассмотрены материалы госэкспертизы подсчета и переоценки запасов питьевых и минеральных ПВ, переоценки запасов ПВ для целей поддержания пластового давления, геолого-гидрогеологического обоснования промышленной эксплуатации полигонов захоронения излишков подтоварных вод и производственных стоков (Федоровское, Восточно-Придорожное, Повховское, Новогоднее, Брянское, Новомосковское и др.). По многим сырьевым объектам УВС в геологические и извлекаемые запасы УВ госэкспертизой внесены коррективы относительно авторских вариантов, что в целом повлияло на количественную оценку месторождений. ТЭО кондиций и подсчеты запасов месторождений ТПИ, а также подсчеты запасов ПВ приняты как в авторских вариантах, так и с внесением корректив. Наиболее интересные материалы экспертизы подсчета запасов и ТЭО кондиций приведены ниже.

Углеводородное сырье

На государственную экспертизу были представлены материалы подсчета запасов нефти, растворенного газа и ТЭО КИН Мастерьельского месторождения, расположенного в Усинском районе Республики Коми. Представленный отчет является первым обобщением всего накопленного геолого-промыслового материала с последующим утверждением комиссией ФАН.

Подсчет запасов УВ Мастерьельского месторождения выполнен объемным методом на основе созданной цифровой геологической модели. По мнению экспертизы, представленная трехмерная геологическая модель продуктивного пласта Мастерьельского мес-

торождения по основным параметрам, за исключением используемых литологических границ, может применяться для проведения подсчета запасов нефти объемным методом, в случае обеспечения необходимой точности адаптации к истории разработки. Однако, по мнению экспертизы, построение куба нефтенасыщенности выполнено авторами некорректно, поскольку значение $К_и$ по направлению к контуру нефтеносности, соответствующему положению ВНК, увеличивается, что противоречит физическому закону изменения данного параметра в переходной зоне.

Экспертиза отмечает отставание в темпах отбора нефти в 2011–2012 гг., связанное с невыполнением объемов бурения и ростом обводненности. Недобор нефти компенсируется за счет увеличения дебитов действующих скважин при отсутствии необходимой компенсации отборов закачкой. Под закачкой пребывают две скважины, что соответствует последнему проектному документу, но объемы закачки воды многократно ниже проектных уровней.

На период 2009–2013 гг. было предусмотрено проведение операций кислотного гидроразрыва, СКО, операций РИР, биополимерное заводнение. Запланированные мероприятия не реализованы, за исключением СКО в новых скважинах в 2012–2013 гг. Оценить прирост добычи за счет мероприятия невозможно из-за отсутствия замеров до ГТМ, а также из-за отсутствия ГДИ. Имеющиеся данные позволяют охарактеризовать энергетическое состояние разрабатываемых залежей как неудовлетворительное.

Экспертная комиссия, рассмотрев выполненный авторами анализ разработки, отмечает, что результаты исследований трех глубинных проб нефти 2013 г. из одной скважины указывают на то, что разработка залежи уже ведется на режиме растворенного газа. Текущее газосодержание оказалось в 2 раза ниже начального, текущее давление насыщения – 3,3 МПа, при начальном 10,6 МПа. В условиях, когда текущее пластовое давление ниже давления насыщения, списание растворенного газа на месторождении осуществляется по начальному газосодержанию. Возможно, образовалась техногенная газовая шапка. Однако этот вопрос остался не изученным.

При этом авторы в представленном подсчете запасов рекомендуют в 2015 г. также не выполнять проектные решения по организации системы ППД, а с 2016 г. в ТЭО планируются такие же уровни закачки, как и в ДТСР 2013 г., но при вдвое меньшем действующем фонде нагнетательных скважин, что может привести к опережающей обводненности и потере части извлекаемых запасов. Предлагаемые варианты разработки месторождения отличаются плотностью сетки скважин, методами воздействия (закачка воды, оторочка полимера). По всем вариантам разработки получены высокие значения коэффициентов охвата, что недостижимо при столь высокой неоднородности пласта и текущем состоянии разработки. Анализ качества адаптации гидродинамической модели к истории разработки показал неудовлетворительную сходимость по величине забойного давления по скважинам. Представленные гидродинамические модели не могут быть использованы для обоснования значений КИН, получаемые на них расчеты завышают его оценку. Кроме того, из-за отсутствия замеров пластового давления не представляется возможным оценить начальные геологические запасы методом материального баланса.

В связи со всем вышесказанным, экспертиза воздержалась от утверждения запасов нефти и растворенного газа Мастерьельского месторождения в связи с низкой обоснованностью трехмерной геолого-гидродинамической модели, на основе которой выполнен подсчет запасов и ТЭО КИН. Вместе с тем, в ходе дальнейшего освоения месторождения необходимо наладить контроль за разработкой месторождения; выполнить в полном объеме все решения действующего проектного документа по организации системы ППД; отобрать и исследовать поверхностные и глубинные пробы нефти, с целью оценки газосодержания; наладить учет растворенного газа; оценить размеры техногенной газовой шапки; выполнить работы по диагностике источников обводнения; провести дополнительные исследовательские работы по определению коэффициентов остаточной нефтенасыщенности и вытеснения, а также зависимостей ОФП по нефти и воде.

Твердые полезные ископаемые

На государственную экспертизу поступили материалы ТЭО постоянных разведочных кондиций для подсчета запасов каменного угля в границах участка Замковый Чернокалтанского каменноугольного месторождения. Участок Замковый Чернокалтанского месторождения расположен на территории Новокузнецкого района Кемеровской области. Населенные пункты на территории участка отсутствуют. Район освоен угледобывающей промышленностью и имеет развитую инфра-

структуру. Представление материалов на государственную экспертизу связано с получением лицензии на участок недр Замковый Чернокалтанского месторождения.

Геологическое изучение Чернокалтанского месторождения проходило в несколько этапов, начиная с 1949 г. Последний период ГРР в границах лицензионного участка Замковый относится к 1985–1987 гг. Участок Замковый основной своей частью входит в состав геологического участка «Поле разреза Калтанский», оставшаяся часть – в состав геологических участков «Замковая часть Чернокалтанской антиклинали» и «Чернокалтанский 3». Запасы угля на геологических участках «Замковая часть Чернокалтанской антиклинали», «Чернокалтанский 3», «Поле разреза Калтанский» были утверждены протоколами ГКЗ СССР (протоколы № 2904 от 24.12.1959, № 11114 от 25.09.1991). По состоянию на 1 января 2015 г. запасы участка Замковый числятся в государственном балансе в нераспределенном фонде недр.

Участок Замковый расположен между двумя участками Чернокалтанский 2 и Чернокалтанский 3 Чернокалтанского месторождения. Участок Замковый будет являться продолжением открытых горных работ участка Чернокалтанский 2, отработка которого ведется с 1974 г. Участок Замковый вводится в качестве компенсации выбывающих мощностей по добыче с участка Чернокалтанский 2. При отработке участка Замковый будет задействована существующая инфраструктура участков Чернокалтанский 2 и Чернокалтанский 3. Производственная мощность разреза принята в объеме 1 млн т/г, она обоснована рынком сбыта и ограничена производственной мощностью обогатительной фабрики «Энергетическая», которая была сдана в эксплуатацию в 2015 г. Экспертной комиссией было отмечено, что высокие экономические показатели по участку Замковый связаны с использованием инфраструктуры действующего разреза (как следствие – не требуется больших капитальных затрат), а также дефицитом на рынке угля марки Т.

По результатам проведения государственной экспертизы ТЭО постоянных разведочных кондиций для подсчета запасов каменного угля в границах участка Замковый Чернокалтанского каменноугольного месторождения было принято решение утвердить постоянные разведочные кондиции. Параметры постоянных разведочных кондиций приняты в авторском варианте. В процессе проведения экспертизы дополнительно представлены концепция отработки Чернокалтанского каменноугольного месторождения и обоснование оптимальных границ ведения открытых горных работ. Также необходимо было обосновать производственную мощность предприятия и уровень цен на товарную продукцию.

По результатам государственной экспертизы недропользователю рекомендовано выполнить дополнительные исследования и получить специализированные заключения по определению степени влияния установленных средних содержаний токсичных элементов на качество товарной продукции и промышленной значимости редких элементов; выполнить подсчет запасов дренажных вод и утвердить их в соответствии с потребностью.

Подземные воды

На государственную экспертизу были представлены материалы по обоснованию промышленной эксплуатации Киреевского полигона захоронения строительных рассолов и хозяйственно-бытовых стоков, образовавшихся в результате строительства Новомосковского подземного хранилища газа (ПХГ), относящегося к типу хранилищ в искусственно создаваемых полостях в каменной соли. Выявленная на Киреевском участке соляная залежь приурочена к дорогобужскому горизонту среднедевонского возраста. Для создания подземных резервуаров применяется технология растворения соли через буровые скважины с выводом на поверхность образующегося насыщенного рассола. Поскольку высокая минерализация рассолов (около 300 г/дм^3) исключает возможность их сброса в поверхностные водотоки без дорогостоящей процедуры предварительного обессоливания, наиболее экономически приемлемым и экологически безопасным способом удаления последних в рассматриваемом случае признано их подземное захоронение в глубокие водоносные горизонты.

ГРР с целью оценки возможности захоронения строительного рассола на Киреевском участке выполнены ООО «Газпром геотехнологии» в 2015 г.

Недропользователем определены следующие режим работы и основные характеристики полигона захоронения:

– в период строительства Новомосковского ПХГ (5 лет 5 месяцев) максимальная производительность полигона 12,1 тыс. м^3/сут. Захоронению подлежат строительные хлоридно-натриевые рассолы с минерализацией до 312 г/дм^3, поступающие из технологиче-

ских скважин, производственные стоки (метанол, нефтепродукты), очищенные хозяйственно-бытовые стоки, дождевые сточные воды;

– в период эксплуатации ПХГ максимальный дебит закачки – 30 м^3/сут. Удаляются в недра лишь периодически поступающие с площадки компрессорной станции производственные стоки, очищенные хозяйственно-бытовые стоки, дождевые сточные воды.

Рассмотрев представленные материалы, экспертиза отметила, что они по полноте, содержанию и оформлению в целом соответствуют требованиям государственной экспертизы.

Выполненный на оцениваемом участке комплекс работ, включающий бурение разведочно-эксплуатационных скважин, ГИС, лабораторные исследования керна и ПВ, опытно-фильтрационные работы и режимные наблюдения, по мнению экспертизы, являлся достаточно целенаправленным, позволил выделить перспективный интервал поглощения и определить основные фильтрационные параметры целевого пласта-коллектора. Вместе с тем, в связи с недоизученностью характеристик системы нагнетания на северном фланге проектного полигона, а также вопросов совместимости закачиваемых рассолов, хозяйственно-бытовых и промышленных стоков с подземными водами пласта-коллектора в природных условиях, экспертиза признала изученность участка недр проектного Киреевского полигона глубинного размещения строительных рассолов, производственных и хозяйственно-бытовых сточных вод недостаточной для его промышленного освоения в течение 25 лет, и рекомендовала выполнить доизучение оцениваемого участка недр в рамках его опытно-промышленного освоения в течение 5 лет. При этом по степени изученности в соответствии с «Методическими рекомендациями по обоснованию выбора участков недр для целей, не связанных с добычей полезных ископаемых» он был отнесен к группе оцененных. Кроме того, по результатам государственной экспертизы, проектная производительность полигона захоронения была ограничена среднегодовой величиной 10,4 тыс. м^3/сут., с возможностью увеличения дебита закачки в отдельные периоды до 12,1 тыс. м^3/сут.

Оператор журнала **«Недропользование XXI век»** по маркетингу и рекламе **ООО «Ойлгэзком»**
www.oilgascom.com journal@oilgascom.com stanislav.g@oilgascom.com
+7 985 724 7486

Подписка на журнал
«Недропользование XXI век»
Подписаться – ПРОСТО и ДЕШЕВО:

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

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

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

Члены Общества экспертов по недропользованию (ОЭН)
могут оформить бесплатную подписку
на электронную версию журнала,
обратившись в редакцию по адресу shabanov@naen.ru

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

От **юридических** лиц ждем реквизиты (карточку предприятия)
для выставления счета.
При подписке на 10 экземпляров – скидка 10%.
Телефон отдела подписки: 8 (495) 780 33 12

Оформляя подписку через подписные агентства,
указывайте индекс нашего журнала:
81974 – в каталоге «Газеты. Журналы» Агентства «Роспечать»
86297 – в Объединенном каталоге «Пресса России»

АООН «НАЭН» издает книги на русском и английском языках

Требования фондовых бирж Лондона и Торонто к техническим отчетам по месторождениям твердых полезных ископаемых.

На русском и английском языках

СПб.-М.: ООО ТОМС инжиниринг, НП НАЭН. 2012. 304 с.

Цена - 900 руб

Австрало-Азиатский кодекс отчетности о результатах геологоразведочных работ, ресурсах и запасах твердых полезных ископаемых. Кодекс JORC

На русском и английском языках

М.: Polymetal International, НП НАЭН. 2012. 137 с.

Цена - 600 руб

Российский кодекс публичной отчетности о результатах геологоразведочных работ, ресурсах, запасах твердых полезных ископаемых. Кодекс НАЭН

На русском и английском языках

М.: НП НАЭН. 2014. 107 с.: ил.

Цена - 600 руб

Приобрести книги или оставить заявку можно в редакции журнала «Недропользование XXI век»

тел: (985) 788-35-92

e-mail: shabanov@naen.ru

Р.Б. Саркисянц – человек-легенда сургутской земли

11 ноября 2015 г. легендарному человеку, заслуженному геологу России, ветерану нефтяной промышленности, бывшему главному геологу НГДУ «Федоровскнефть» ОАО «Сургутнефтегаз» Борису Рубеновичу Саркисянцу исполнилось бы 85 лет.

Западной Сибири Борис Рубенович служил верой и правдой без малого 41 год, с марта 1966 г. до января 2007 г.. Закончил в 1955 г. геологический факультет Грозненского нефтяного института им. акад. М.Д. Миллионщикова, был направлен в НПУ «Бугульманефть» объединения «Татнефть». До встречи с севером молодой геолог прошел путь от геолога нефтепромысла до начальника геологического отдела управления. В марте 1966 г., когда заговорили о Западной Сибири, он уехал в Сургут, где возглавил отдел по разработке месторождений Сургутского района объединения «Тюменнефтегаз». Потом работал в тресте «Сургутбурнефть» начальником геологического отдела, затем – начальником геологического отдела в Сургутском едином отраслевом объединении «ЗапСибБурнефть».

В 1977 г., когда указом правительства было организовано ПО «Сургутнефтегаз», Борис Рубенович возглавил отдел разработки месторождений нового производственного объединения.

В начале 1980–х гг. фонтанная эксплуатация на уникальном Федоровском месторождении стала утихать, в марте 1984 г. на проверку приехал министр нефтяной и газовой промышленности СССР Н.А. Мальцев. В ходе серьезного разговора министр в сердцах бросил Борису Рубеновичу: «Если ты такой умный, иди и поднимай Федоровку!»

Решение пришло мгновенно. Борис Рубенович написал заявление о переводе его главным геологом в НГДУ «Федоровскнефть» – на Федоровское месторождение. С этого момента 23 года он был главным геологом уникального по геологии и запасам Федоровского месторождения.

Такие первопроходцы, вплетенные в историю освоения месторождений Западной Сибири, навсегда останутся для нас героями, мужественными и сильными людьми.

Геологическая служба НГДУ «Федоровскнефть» ОАО «Сургутнефтегаз»

Памяти Николая Григорьевича Малухина

27 октября на 67 году жизни трагически погиб Николай Григорьевич Малухин, известный специалист в области скважинной гидродобычи, заслуженный работник высшей школы РФ, почетный работник высшего профессионального образования России, доктор технических наук, профессор Российского государственного геологоразведочного университета им. Серго Орджоникидзе.

В 1971 г. Николай Григорьевич закончил факультет техники разведки и разработки МГРИ им. Серго Орджоникидзе, а с 1972 г. работал в научно–исследовательском секторе (НИСе) МГРИ. В 1976 г. защитил кандидатскую диссертацию, связанную с эффективностью подъема пульпы при скважинной гидродобыче. С 1977 г. по 1978 г. работал начальником смены СМУ–10 «Метрострой». С 1979 г. – старший научный сотрудник НИСа МГРИ, с 1987 г. – доцент кафедры геотехнологии руд редких и радиоактивных металлов.

В 1992 г. Н.Г. Малухин защитил докторскую диссертацию по развитию теории, методов расчета скважинной гидротехнологии и их реализации при разработке месторождений полезных ископаемых. С 1992 г. по 2009 г. руководил кафедрой геотехнологии, которая занималась подготовкой специалистов нового профиля – горных инженеров–геотехнологов, разрабатывающих и внедряющих наукоемкие, ресурсосберегающие физико–химические технологии при освоении земных недр.

В своей научной деятельности Н.Г. Малухин занимался вопросами геотехнологических способов разработки месторождений полезных ископаемых, был научным руководителем и ответственным исполнителем научных тем, связанных с обоснованием физической сущности процесса эжектирования и разработки научных концепций оптимизации гидроэлеваторного подъема с больших глубин, разработкой физической модели процесса эрлифтного подъема с учетом масштабного фактора. Подготовил 21 кандидата технических наук, являлся председателем диссертационного совета. Самостоятельно и в соавторстве им опубликовано более 200 научных трудов, в том числе 10 учебных пособий, он получил 12 авторских свидетельств и патентов.

Н.Г. Малухин разработал оригинальные учебные курсы по гидротехнологиям, скважинной гидродобыче, переработке бедного минерального сырья. В качестве руководителя дипломных проектов подготовил и выпустил более 230 горных инженеров–геотехнологов.

В нашей памяти Николай Григорьевич навсегда останется добродеятельным, душевным, отзывчивым, скромным товарищем, талантливым ученым и мудрым педагогом. Светлая память о нем навсегда сохранится в сердцах его учеников и коллег по работе.

Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе

Pall Corporation

Pall Aria Multirack – решение для очистки сточных вод на угольном разрезе ОАО «Междуречье» в Кузбассе

ООО «Палл Евразия», российское подразделение мирового лидера в сфере фильтрации и сепарации различных типов жидкостей и газов – корпорации *Pall*, сообщает, что в конце августа 2015 г. на угольном разрезе ОАО «Междуречье», входящего в холдинг «Сибуглемет», была введена в эксплуатацию новая система очистки сточной воды *Pall Aria Multirack* производительностью 16 000 м^3/сут. Данная система очищает сточные и ливневые воды для дальнейшего их использования в промышленно-производственных целях, что существенно снижает потребление технологической воды на ОАО «Междуречье», а также позволяет производить сброс очищенных сточных вод в реку Большой Кийзак-3 без ущерба для окружающей среды.

Высокая производительность фильтрующей системы *Pall Aria Multirack* обеспечивается за счет применения высокопроницаемых половолоконных мембран *Microza*, которые блокируют проникновение твердых частиц, а вода и растворенные в ней примеси проходят насквозь в виде фильтрата или отфильтрованной воды. Площадь активной фильтрующей поверхности каждого половолоконного модуля достигает 50 м^2. Применение системы микрофильтрации *Pall Aria Multirack* способствует предотвращению попадания в водный объект до 80,93 т механических загрязнений в год (по данным анализа качественных показателей воды, проведенного перед подачей исходной воды на очистные сооружения *Pall,* и анализа очищенной воды). Очищенная вода используется, в том числе и для технологических нужд предприятия, но основной объем очищенной воды выпускается в водный объект – реку Большой Кийзак-3.

Применение технологии *Pall* существенно снижает в сточных водах мутность, концентрации бактерий, микроорганизмов, вирусов, железа и марганца, мышьяка. Концентрация нитратов снижается на 15–20%. В результате применения *Pall* стабильное высокое качество воды на выходе (фильтрат) не зависит от качества воды, подаваемой на *Pall Aria Multirack*.

Инвестиционные проекты, реализуемые на угольных предприятиях Кузбасса, позволяют ежегодно снижать объемы сброса неочищенных сточных вод в водные объекты. По решению губернатора Кемеровской области А.Г. Тулеева в регионе проводится ряд природоохранных мероприятий под девизом «Мы – за чистый Кузбасс!».

Корпорация *Pall* более 60 лет разрабатывает и производит оборудование для фильтрации и сепарации жидкостей и газов. *Pall* успешно внедряет передовые фильтрационные технологии для обеспечения соблюдения добывающими предприятиями жестких требований к качеству сточных вод перед их сбросом. Кроме этого решаются проблемы предприятия, связанные с очисткой воды, в том числе для ее повторного применения, а также использования воды из любых внешних источников для питьевого водоснабжения.

Для получения более подробной информации свяжитесь с нами:

ООО «Палл Евразия»
Адрес: 127015 Москва, ул. Вятская, 27, стр. 13.
Тел.: (495) 7877614, факс: (495) 7877615.
InfoRussia@europe.pall.com

Международная конференция

Арктика и шельфовые проекты: перспективы, инновации и развитие регионов России

18–19 февраля 2016 г.
Москва
Конференц-зал РГУ нефти и газа
имени И. М. Губкина

Стань участником

Регистрация открыта: www.arctic.s-kon.ru

Тел.: +7 (495) 662 97 49, +7 (985) 424 46 67

E-mail: arctic@s-kon.ru
www.arctic.s-kon.ru

Организаторы:

КЛЮЧЕВЫЕ ОТРАСЛЕВЫЕ СОБЫТИЯ ТЕПЕРЬ НА ОДНОЙ ПЛОЩАДКЕ

Russian Oil&Gas Industry Week

НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

19-20 апреля 2016 г.
Москва, ЦВК «Экспоцентр»

www.oilandgasforum.ru

16-я Международная выставка

НЕФТЕГАЗ-2016

18-21 апреля 2016 г.
Москва, ЦВК «Экспоцентр»

www.neftegaz-expo.ru

12+

Реклама

РЕКЛАМА
МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
РСПП
Российское Газовое Общество
СОЮЗ НЕФТЕГАЗОПРОМЫШЛЕННИКОВ РОССИИ
ЭКСПОЦЕНТР МЕЖДУНАРОДНЫЕ ВЫСТАВКИ И КОНГРЕССЫ МОСКВА
Messe Düsseldorf