



В. В. Стрельченко
д. т. н., РГУ нефти и газа,
академик РАН

Истоки и этапы развития ресурсной базы углеводородного сырья

Анализируются истоки и этапы развития ресурсной базы углеводородного сырья, инструменты инновационного развития и модернизации нефтегазового комплекса РФ с государственным статусом.

Article examines the origins and development stages of the resource base of hydrocarbons, the tools of innovation development and modernization of the Russian oil and gas industry with state status.

Ключевые слова: ресурсная база, углеводородное сырье, геологоразведка.
Keywords: resource base, hydrocarbons, exploration.

Сегодня из общего объема добываемых в мире углеводородов каждый четвертый кубометр газа и каждая десятая тонна нефти добываются в России.

При этом если в 1985 г. доля нефтегазового комплекса в профицитной части бюджета СССР составляла 18%, то в 2009 г. в российском бюджете этот показатель составил 42,4%, а в 2010 г. – 49,5%. Очевидно, что проблема развития ресурсной базы углеводородного сырья является более чем актуальной. И это при том, что основные нефтяные и газовые (Самотлорское, Федоровское, Мамонтовское, Оренбургское, Медвежье, Уренгойское, Ямбургское) месторождения России находятся на завершающей стадии эксплуатации. В указанных регионах нефтегазодобычи имеется развитая инфраструктура, работает большой контингент нефтяников и газовиков, специалистов, занятых в системе образования, медицинского обеспечения, торговли, снабжения, социально-культурных структурах. Поэтому проблема восполнения ресурсной базы углеводородного сырья важна как в плане обеспечения экономической безопасности страны, так и в плане исключения возможной социально-политической напряженности в регионах основной нефтегазодобычи.

В настоящее время в отечественной нефтедобывающей промышленности развиваются следующие негативные тенденции. Снижается объем прироста запасов нефти, ухудшается качество остаточных запасов, низкая нефтеотдача (иногда до 28-30%) при разработке залежей с использованием традиционных технологий приводит к росту значительных запасов остаточной нефти в считающихся выработанными залежах, растет доля трудноизвлекаемых запасов, которая сегодня составляет 70%, низкий уровень применения методов увеличения нефтеотдачи, значительная доля «нерентабельных скважин», которая в отдельных компаниях превышает 50% от добычного фонда.

Обеспечение запланированного уровня добычи жидких углеводородов в 530-535 млн т в год в соответствии с энергетической стратегией России на период до 2030 г. возможно лишь при широком использовании всего арсенала развития ресурсной базы углеводородного сырья.

Центральная комиссия по разработке месторождений (ЦКР), которая раньше

контролировала внедрение новых методов увеличения нефтеотдачи (МУН) сегодня фактически утратила свою государственную функцию: контроль разработки месторождений идет не по каждой скважине, а по месячным эксплуатационным рапортам, разработка ведется с отклонениями от проекта.

Снижается уровень научно обоснованного обеспечения освоения и разработки нефтяных и газовых месторождений. В 2009 году все нефтегазовые компании России профинансировали научные исследования в объеме 250 млн долл. в то время как компании Шелл и Тоталь, соответственно, на уровне 1250 и 850 млн долларов, т.е. в 5 и 3,4 раза больше.

Обеспечение запланированного уровня добычи жидких углеводородов в 530-535 млн т в год в соответствии с Энергетической стратегией России на период до 2030 г. возможно лишь при широком использовании всего арсенала развития ресурсной базы углеводородного сырья. Значение этого объекта

Очевидно, что проблема развития ресурсной базы углеводородного сырья является более чем актуальной. И это при том, что основные нефтяные и газовые месторождения России находятся на завершающей стадии эксплуатации

народно-хозяйственной деятельности трудно переоценить, т.к. за неполные полтора столетия цивилизация сделала гигантский рывок в своем развитии. Благодаря открытию и использованию нового источника энергии – нефти, а затем и газа стало возможно бурное развитие автомобильной промышленности, авиационной промышленности, машиностроения, сельского хозяйства, перерабатывающих отраслей народного хозяйства, предприятий ТЭК, других отраслей промышленности.

И все же, где в России берут свое начало и где находятся истоки развития ресурсной базы углеводородного сырья? По мнению историков, нефтяные колодцы существовали на Керченском п-ве в V-IV веках до н.э. [1]. О добыче нефти в России в XVIII веке (Северный Кавказ, бассейн р. Печора) известно давно. Нефть добывали из колодцев на Апшеронском полуострове. Карта расположения нефтяных колодцев на Апшеронском полуострове была составлена в 1729 г. Известно, что начиная с 1745 г., нефть добывают в районе

р. Ухта, а с 1858 г. – на полуострове Челекен. Первая скважина в России пробурена на Апшеронском полуострове в 1847г., а в 1858 г. – на Кубани.

В условиях ажиотажной деятельности, связанной с выявлением и разработкой нефтяных месторождений в Закавказье объективно должно было сформироваться новое научное направление. По-видимому, именно в это время наш великий соотечественник Д.И. Менделеев произнес ставшую позднее крылатой фразу: Без светоча науки и с нефтью будут потемки. Именно он впервые высказал мысль о возможности заполнения емкостного пространства горных пород газом, нефтью и водой. В пористом пласте газ и нефть всплывают над водой, происходит дифференциация указанных флюидов по плотности, и они локализируются в выпуклостях пласта. Эта гипотеза Менделеева стала руководством к действию – нужно искать наиболее приподнятые пористые пласты. Последующее бурение скважин на нефть подтвердило указанную гипотезу – все скважины вскрыли залежи нефти в антиклинальных складках. Другими словами, Д.И. Менделеев стал родоначальником антиклинальной теории. Любопытно, что в США и до настоящего времени остается много сторонников антиклинальной теории, т.к. около 65% всех нефтяных месторождений Северной Америки приурочено к этой форме залегания нефтенасыщенных пластов.

Важный этап развития ресурсной базы углеводородного сырья связан с именем И.М. Губкина, 140-летний юбилей которого отмечается в этом году.

Фактически именно И.М. Губкин в 1910 г. установил новый, ранее неизвестный класс рукавообразных залежей нефти и первым в мире открыл новую яркую страницу в истории мировой геологии – класс ловушек неантиклинального типа.

Сегодня насчитывается около 20 ловушек нефти и газа неструктурного типа [2].

Начало становления газовой промышленности в России относится к октябрю 1811 г., когда в нашей стране был получен и использован искусственный, так называемый светильный газ. Этот газ был получен из каменного угля сухой перегонкой (пиролизом). Первая установка «Термоламп» для получения искусственного газа была создана в октябре 1811 г. горным инженером П.Г. Соболевским, за год до начала Отечественной войны 1812 г. Лишь 9 сентября 1819 г. в Аптекарском переулке Санкт-Петербурга успешно прошли испытания фонаря, работающего на светильном газе.

Первый завод для производства светильного газа в России был построен в Санкт-Петербурге в 1831 г. и в 1865 г. – в Москве. Промышленная добыча газа из недр в то время в России не проводилась, несмотря на значительные объемы газа, содержавшегося в добываемой нефти. Выходы на поверхность естественных горючих газов зафиксированы более 220 лет назад на Апшеронском п-ве. Этот газ использовался для освещения, обогрева и приготовления пищи. В феврале 1902 г. на промыслах Бакинского нефтяного общества в Сураханах с глубины 204 м был получен фонтан газа с дебитом 57 тыс.м³/сут при давлении 14 атмосфер.

И. М. Губкин в 1910 г. установил новый, ранее неизвестный класс рукавообразных залежей нефти и первым в мире открыл новую яркую страницу в истории мировой геологии – класс ловушек неантиклинального типа

В дореволюционной России не было построено ни одного магистрального газопровода. Но российские инженеры и ученые по собственной инициативе создали методы эксплуатации месторождений, сделали крупные открытия задолго до зарубежных аналогов. Так, в 1888 г. Д.И. Менделеев опубликовал статью «Будущая сила, покоящаяся на берегах Дона», в которой впервые в мире теоретически обосновал возможность подземной газификации угля, а инженер В.Г. Шухов первый в мире дал обоснование и основные расчеты сооружения и эксплуатации нефтепроводов.

В 1902г. И.Н. Стрижов впервые в мире высказал идею о закачке газа в нефтяной пласт для поддержания пластового давления с целью увеличения КИН. Он же в 1937 г. предложил шахтную разработку нефтяных месторождений, а в 1946 г. высказал мысль о существовании газовых залежей в твердом газогидратном состоянии.

Лишь в 1957г. в СССР была создано Главное управление газовой промышленности при СМ СССР.

Важным этапом в развитии газовой промышленности России стало открытие уникальных газовых месторождений – Уренгойского (1966 г.), Медвежьего (1967 г.), Оренбургского (1968 г.), Ямбургского (1969 г.), которые обеспечили ресурсную базу для создания Единой системы газоснабжения

(ЕСГ) России. Сегодня ЕСГ включает 161700 км магистральных газопроводов и отводов, 215 компрессорных станций, 25 подземных хранилищ газа (ПХГ) с суммарной активной мощностью 65,4 млрд м³ газа.

Важный этап в истории создания ПХГ в России связан с Московским нефтяным институтом имени И.М. Губкина. В 1958 – 1962 гг. в этом базовом вузе высшего нефтегазового образования России (в настоящее время РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина) профессором Чарным И.А. Чарный выдвинул оригинальную идею подземного хранения газа в горизонтальных и пологозалегающих водоносных пластах. Дело в том, что апологеты антиклинальной теории в то время полагали, что поскольку углеводороды могут аккумулироваться только в антиклинальных складках, то искусственное месторождение газа, которым фактически является ПХГ, может быть создано только в антиклинальных структурах. Однако для реализации этой идеи требовалось инструментальное обеспечение для определения объема ПХГ, контроля распределения газа по площади хранилища, построения динамической модели для управления эксплуатацией ПХГ и экологического контроля.

Для этого в Спецлаборатории МНИ имени И.М. Губкина, научным руководителем которой являлся профессор В.Н. Дахнов, был разработан скважинный прибор НГМ (для реализации предложенного в 1941 г. Б.М. Понтекорво нейтронного гамма-метода). В 1958 г. завод «Нефтеприбор» приступил к ее серийному выпуску, а наземная аппаратура размещалась в геофизической станции, смонтированной в фургоне автомобиля - вездехода. Успешное применение НГМ на Гатчинском подземном хранилище стало не только значительным событием в истории создания ПХГ, но и в истории отечественной и зарубежной ядерной геофизики. Ленинград перестал испытывать трудности с обеспечением теплом в зимний период.

Сегодня Россия занимает ведущее место в мире по количеству и активной емкости ПХГ, оказала большую помощь в их создании Армении, Беларуси, Эстонии, Грузии, Латвии, Украине, Германии.

Важным этапом развития ресурсной базы стало инструментальное, информационное и петрофизическое обеспечение геологоразведки. Этому содействовало развитие теории изучения физических полей различной природы, создание алгоритмов решения прямых и обратных задач геофизики, ее техническое перевооружение, разработка нового поколения

приборов, разнообразных технических средств и технологий, их программно-методического обеспечения, создание нового научного направления – петрофизические исследования горных пород.

Первые геофизические исследования в скважинах в России были выполнены в 1906 г. в Дагестане Д.В. Голубятниковым, который, регистрируя аномалии теплового поля, выявлял обводняющиеся продуктивные пласты.

В середине 1920-х годов профессор Высшей горной школы в Париже К. Шлюмберже проводил натурные эксперименты по изучению поведения электрических полей с помощью четырехэлектродной установки постоянного тока. Позднее, в 1927 г., он предложил заземлять один электрод у устья скважины, а с помощью трех других - измерять сопротивление горных пород в скважине. Метод вертикального электрического зондирования и электрический каротаж стали основными методами электроразведки и электрометрии скважин.

В 1930 г. созданная К. Шлюмберже фирма по инициативе И.М. Губкина приглашается в СССР. На нефтяных промыслах в Грозном был успешно опробован метод электрического каротажа. Из рекомендованного геофизиками к испытанию пласта ударил фонтан нефти.

В 1931 г. одновременно с измерениями в скважинах электрического сопротивления начали регистрировать потенциалы самопроизвольной поляризации (СП). Развитию этой новой технологии исследования скважин способствовала активная работа российских геофизиков и геологов Л.М. Альпина, В.Н. Дахнова, И.Г. Дидуры, В.А. Долицкого, М.А. Жданова, А.И. Заборовского, С.Г. Комарова, С.Я. Литвинова, Г.С. Морозова и др. под руководством И.М. Губкина и Д.В. Голубятникова. В результате начиная с 1933 г., электрометрия скважин получила повсеместное применение на нефтяных месторождениях СССР.

Параллельно с развитием методов электрического каротажа шло развитие и других методов геофизических исследований скважин.

В 1933 г. российскими учеными-геофизиками Г.В. Горшковым, А.Г. Граммаковым, Л.М. Курбатовым и В.А. Шпаком была начата разработка гамма-метода, основанного на регистрации естественной радиоактивности горных пород, а в 1937 г. проведены первые измерения в скважинах.

В 1933-1934 гг. М.В. Абрамович и М.И. Бальзаминов провели исследования скважин методом газового каротажа. Промышленное внедрение этого метода исследования скважин

в процессе бурения было осуществлено позднее, в 1956 г., под руководством В.А. Соколова, Ю.М. Юровского, Л.М. Померанца, О.А. Черемисинова и др.

В 1946-1948 гг. в США под руководством Г. Долля были разработаны широко применяющиеся в настоящее время боковой и индукционный методы электротметрии скважин, а также метод микрозондов. Большой вклад в развитие метода индукционного каротажа внесли российские ученые А.А.Кауфман и М.И. Плюснин, а Д.С. Даевым был разработан метод диэлектрического каротажа.

В 1947 г. Ф. Холленбах предложил гамма-гамма-метод для оценки плотности горных пород. В 1948-1953 гг. Ю.П. Булашевичем, Г.М. Воскобойниковым, А.П. Очкуром и др. разработаны плотностная и селективная модификации гамма-гамма-метода.

Начиная с 1951 г., в лаборатории ядерной геофизики МНИ имени И.М. Губкина под руководством Б.Б. Лапука, Л.С. Поллака, Д.Ф. Беспалова, А.И. Холина, Ю.С. Шимилевича, К.И. Якубсона и др. активно развиваются радиоактивные методы исследования скважин. С 1959 г. под руководством академика Г.Н. Флерова получило развитие новое направление в области радиоактивных методов исследования скважин, основанное на использовании управляемых источников нейтронов (нейтронных генераторов) - импульсный нейтрон-нейтронный и импульсный нейтронный гамма методы.

Начиная с 1968 г. в Лаборатории ядерной геофизики МИНХ и ГП имени И.М. Губкина К.И. Якубсоном, В.В.Стрельченко и А.А. Баренбаумом проведены системные исследования на моделях пласта, разработаны теоретические и методические основы применения генератора нейтронов с энергией 14 МэВ в скважинном активационном анализе на рудных месторождениях, создан комплект скважинной аппаратуры, успешно опробованный впервые на многих рудных месторождениях СССР.

Первые исследования по измерению скорости распространения упругих волн в скважинах были проведены В.С. Воюцким в 1937 г.

В 1955-1975 гг. под руководством Е.В. Каруса, О.Л. Кузнецова, Г.В. Дахнова, А.А. Перельмана, И.П. Дзеваня и др. была разработана и внедрена аппаратура акустического каротажа для исследования обсаженных и необсаженных скважин.

К числу геофизических методов исследования скважин, получивших свое развитие в России в 1970-е гг., относятся разработанные

Д.С. Даевым и С.Б. Денисовым высокочастотный электромагнитный каротаж, С.М. Аксельродом, В.М. Запорожцем, В.Д. Неретиным и др. - ядерный магнитный каротаж.

Значительный вклад в развитие ядерной геофизики в СССР внесли теоретические исследования Ф.А. Алексеева, Е.Б. Бланкова, Ю.П. Булашевича, Ю.А. Гулина, И.Л. Дворкина, С.А. Кантора, Д.А. Кожевникова, Д.И. Лейпунской, В.В. Ларионова, А. Л. Поляченко, Р.А. Резванова, Ю.С. Шимелевича, К.И. Якубсона и др.

Активному развитию геофизических методов исследования скважин, их внедрению в производство в значительной степени способствовало создание нового научного направления - петрофизики, науки, изучающей физические свойства горных пород, законы изменения и взаимной связи этих свойств между собой и другими параметрами пород. Значительный вклад в развитие петрофизики внесли Г.В. Авчян, Б.Ю. Вендельштейн, В.Н. Дахнов, В.М. Добрынин, Н.Б. Дортман, В.Н. Кобранова, Н.Д. Лепарская, Л.М. Мarmorштейн, В.И. Петерсилье, Е.Е. Поляков, Б.И. Тульбович, М.М. Элланский и др.

Наряду с указанными методами большое развитие в СССР получила термометрия скважин (В.Н. Дахнов, Д.И. Дьяконов, А.С. Моисеенко, Л.З. Позин, Э.Б. Чекалюк), гидродинамический каротаж (П.А. Бродский, А.И. Ипатов, М.И. Кременецкий, А.И. Фионов), газовый каротаж (М.В. Балзыминов, Л.И. Померанц, Л.М. Чекалин, О.А. Черемисинов), исследования скважин в процессе бурения (Э.Е. Лукьянов, А.С. Моисеенко, А.А. Молчанов, В.Н. Рукавицын, В.В. Стрельченко и др.).

В последние десятилетия в области поисково-разведочных работ на нефть и газ наметились новые тенденции. Ведутся работы по освоению ресурсов углеводородного сырья на континентальном шельфе, возрастают объемы бурения глубоких, наклонно направленных и горизонтальных скважин, осваиваются нетрадиционные коллекторы нефти и газа - магматогенные (коры выветривания), низкопористые терригенные и карбонатные коллекторы, вулканогенные коллекторы, низкоомные коллекторы, турбидиты, уголь и сланцы.

На современном этапе развития нефтяной и газовой отрасли стало очевидным, что геофизические методы исследования скважин являются важной составляющей единой технологии освоения месторождений нефти и газа на протяжении всего их жизненного цикла - от поиска до ликвидации.

Если до середины 70-х годов XX века сейсморазведка была исключительно структурной, т.е. использовала лишь кинематические характеристики сейсмических волн и инструментально поддерживала антиклинальную теорию, то переход на цифровую регистрацию резко обогатил возможности сейсморазведки за счет использования динамических характеристик сейсмических волновых полей и позволил решать более тонкие характеристики нефтегазонасыщенных пород. Сегодня сейсмофациальный анализ, методы изучения сейсмической неупругости среды стали рутинными процедурами обработки сейсмических материалов. Четырёхмерная сейсморазведка, впервые появившаяся в 1980 г. при работах в Северном море, сегодня активно применяется при контроле разработки месторождений высоковязкой нефти, реализации проектов строительства горизонтальных скважин.

Совместное использование методов ГИС и сейсморазведки позволило определять в скважинах литологическое строение вскрытого бурением разреза, местоположение коллекторов, их пористость, характер насыщения, проводить литологический анализ по данным электрометрии и гамма-метода, а изучение различных эффектов неупругости среды при распространении в них сейсмических волн совместно с данными бурения сделало возможным получение принципиально новой геологической информации средствами сеймомостратиграфического анализа и выявление широкого класса ловушек неантиклинального типа, в том числе в не вскрытом бурением околоскважинном пространстве, а также впереди забоя скважины. Этому также содействовало техническое перевооружение, разработка нового поколения скважинных приборов, разнообразных технических средств, создание новых технологий, развитие теории изучения физических полей различной природы и создание алгоритмов решения прямых и обратных задач геофизики. Развитие нового научного направления – петрофизики.

В конце XX и начале XXI столетий нетрадиционные коллекторы нефти и газа стали новым объектом увеличения ресурсной базы углеводородного сырья: низкопроницаемые коллекторы, низкоомные коллекторы, засоленные коллекторы, магматогенные и вулканогенные коллекторы, высоковязкие нефти и битуминизированные пески, стала актуальной и проблема добычи угольного метана, сланцевого метана. Освоение указанных объектов стало возможным в результате применения новых разработанных технологий,

бурения горизонтальных скважин, разработки телеметрических систем, применения управляемых источников нейтронов, регистрации дифрагированных волн для выделения нефтенасыщенных магматогенных коллекторов по данным сейсморазведки, путем формирования рациональных комплексов геолого-геофизических и геолого-технологических исследований скважин.

Применение третичных методов (методы увеличения нефте-, газо-, конденсатоотдачи пластов) является одним из важных ресурсов увеличения коэффициента извлечения углеводородов.

Проблема повышения КИН приобрела исключительную актуальность: падение КИН до 30-35% при разработке новых сложных залежей нефти России указывает на необходимость ускоренного внедрения в практику инновационных технологий

Согласно данным нефтяных компаний, дополнительная добыча нефти в нашей стране за счет применения методов увеличения нефтеотдачи за пятилетний период 1996-2000 гг. выросла вдвое и достигла 43,1 млн т. Такой объем дополнительной добычи соответствует примерно 17% от общей добычи и примерно половине всей добыче из трудноизвлекаемых запасов.

В настоящее время проблема повышения КИН приобрела исключительную актуальность. Падение КИН до 30-35% при разработке новых сложных залежей нефти России указывает на необходимость ускоренного внедрения в практику инновационных технологий. Прежде всего, это касается внедрения отечественных технологий, прошедших широкое промышленное опробование. Сегодня в США коэффициент нефтеотдачи составляет 45-50%. При этом за счет применения третичных методов в США – 20% и более, а в России дополнительная добыча значительно меньше. В настоящее время из более 12 технологий увеличения нефтеотдачи, применяющихся в различных нефтегазовых компаниях России, превалирует массовое применение ГРП и в недостаточных объемах используются новые отечественные разработки, часто превышающие зарубежный уровень. Слабо используется значительный фонд бездействующих скважин. Отсутствует программа научного обоснования выбора оптимальной технологии

МУН с учетом конкретных горно-геологических условий.

Разработанная в России технология плазменно-импульсного воздействия (ПИВ) по своей результативности значительно превосходит зарубежные аналоги.

Технология эффективно применяется на всех стадиях эксплуатации скважин, начиная с их освоения, а также на месторождениях и в скважинах поздней стадии эксплуатации при обводненности скважин до 95%, она эффективна при освоении месторождений высоковязкой нефти и может использоваться при межскважинном прозвучивании, восстанавливать дебит после падения эффекта от гидро-разрыва пласта (ГРП), при контроле эксплуатации ПХГ.

Представляется весьма перспективной разработанная с участием кафедры ГИС РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина технология целевой разгрузки пласта, которая в сочетании с гидравлическим разрывом пласта показала свою эффективность при интенсификации добычи нефти более 25 лет назад на объектах НК «Удмуртнефть». Сегодня эта технология нашла широкое применение в США в скважинах бездействующего фонда и при добыче сланцевого метана, а также технология импульсно-волнового воздействия компании НТС - Лидер.

Важным этапом развития ресурсной базы углеводородного сырья является увеличение запасов нефти и газа. Однако по этому показателю имеется серьезное отставание российской геологоразведки по сравнению с временами СССР, когда на каждую тонну добытой нефти создавался 2-3-кратный прирост запасов, при этом на каждый метр бурения прирост запасов составлял около 400-500 тонн нефти. Сегодня объемы бурения сократились в 10 раз (по сравнению с периодом бурения на Самотлоре), что эквивалентно 10-кратному уменьшению прироста запасов на каждый пробуренный метр. Поэтому заявленный в Энергетической стратегии России до 2030 г. уровень добычи нефти в 530-535 млн. тонн, помимо перечисленных источников развития ресурсной базы, требует значительного прироста

запасов. С коэффициентом 3 это составляет около 1,6 млрд тонн, с коэффициентом 2 – более 1 млрд тонн нефти. Без этого обеспечить указанный показатель весьма проблематично со всеми вытекающими последствиями. Освоение морских месторождений требует значительных капиталовложений, освоение месторождений Восточной Сибири, залегающих в сложных горно-геологических условиях и при отсутствии в регионе развитой инфраструктуры, также высокотратно. На сегодняшнем этапе проблема развития ресурсной базы углеводородного сырья является системной, а не локальной. Достаточно привести такие примеры: при переработке одной тонны нефти в Европе и США получают 420 л бензина, а у нас – 140. Из 27 российских НПЗ только два являются современными, а некоторые построены в 1934 году, наш основной автопарк оснащен двигателями, работающими на АИ-80. В этом одна из проблем перехода даже на стандарт Евро-3. Обладая одними из самых больших запасов угля в мире (один Кузбасс содержит в своих недрах более 13 трлн м³ угольного метана, что эквивалентно примерно четырем Штокмановским месторождениям мы добыли в 2010 г. в режиме пробной эксплуатации 6,2 млн м³ метана, что в 104 раз меньше, чем в США.

Геологоразведка у нас является нерентабельной. Если затрачены деньги, а месторождение не открыто, то затраты никто не возместит. А если открыто, то нет гарантии, что лицензию на разработку получит недропользователь, который выполнил ГРП. За последние три года число недропользователей выросло более чем в три раза (213 в 2006 г. и 707 в 2010 г.).

По мнению профессора РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина В.П. Гаврилова, разведку должно взять в свои руки государство, а открытые месторождения выставлять на аукцион.

По нашему мнению, эффективным инструментом мог бы стать и Экспертный совет по направлениям инновационного развития и модернизации нефтегазового комплекса РФ с государственным статусом. ❁

Литература

1. Фукс И.Г., Матвейчук А.А., Казарян С.А. Нефтяные родники России. Под редакцией профессора А.И. Владимировой. М. Фонд им. И.М. Сытина, 2004, 380 с.
2. Стрельченко В.В. Геофизические исследования скважин. М. Недра, 2008, 551 с.