

ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА

УДК 553.982.2

**НОВЫЕ МЕТОДЫ ОЦЕНКИ, ОСОБЕННОСТИ СТРУКТУРЫ И ПУТИ ОСВОЕНИЯ
ПРОГНОЗНЫХ РЕСУРСОВ НЕФТИ ЗРЕЛЫХ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ПРОВИНЦИЙ
(на примере Волго-Уральской провинции)**

А.Э. Конторович^{1,2,3}, В.Р. Лившиц^{1,3}

¹Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Новосибирск,
просп. Академика Коптюга, 3, Россия

²Федеральный исследовательский центр угля и углехимии СО РАН, 650000, Кемерово, Советский просп., 18, Россия

³Новосибирский государственный университет, 630090, Новосибирск, ул. Пирогова, 2, Россия

Описан новый метод количественной оценки прогнозных ресурсов нефти, альтернативный традиционному методу геологических аналогий и наиболее приемлемый на зрелых стадиях освоения нефтегазоносных провинций. Метод базируется на законе распределения залежей нефти в осадочных бассейнах по запасам. Ранее в практике количественной оценки перспектив нефтегазоносности метод не применялся. Новый подход позволяет оценивать ресурсы нефти, сосредоточенные в мелких и мельчайших месторождениях нефти, и ориентировать геолого-разведочные работы на поиски таких месторождений.

Рассмотрение ведется на примере Волго-Уральской провинции, для которой изложена история изучения и выявления залежей нефти и газа, даны оценки начальных и прогнозных ресурсов нефти, распределение по запасам неоткрытых месторождений нефти и вероятное количество залежей в них.

Показано, что при объеме поискового бурения 500–550 тыс. м в год провинция способна обеспечить более 3 млрд т нефти на мелких и мельчайших месторождениях до середины текущего столетия и более, с устойчивой годовой добычей на уровне 40–50 млн т.

Утверждается, что разработка мелких и мельчайших месторождений является прерогативой малого и среднего нефтяного бизнеса, что требует разработки соответствующей государственной программы.

Нефтегазовые провинции, методы оценки, ресурсы нефти, прогноз нефтегазоносности, усеченный закон Парето, выборка с пристрастием.

**NEW METHODS OF ASSESSMENT, STRUCTURE, AND DEVELOPMENT
OF OIL AND GAS RESOURCES OF MATURE PETROLEUM PROVINCES
(Volga–Ural province)**

A.E. Kontorovich and V.R. Livshits

This study describes a new method for quantification of hypothetical oil and gas resources, which is considered to be an alternative to conventional estimates by analogy to geologically similar plays and is most appropriate for maturely explored provinces. This method is based on the size–frequency distribution of oil accumulations in sedimentary basins and has never been applied to petroleum exploration. The new approach makes it possible to assess the oil resources concentrated in small and smallest oil fields, which may become the main targets for petroleum exploration.

This study reviews the discovery and exploration history of the Volga–Ural province and provides estimates of initial and hypothetical oil resources and the size distribution of undiscovered field and the number of their pools.

It was shown that given the volume of exploratory drilling of 500–550 thousand m per year, it is expected that more than three billion tons of oil would be produced from small and smallest fields of this province by the mid-21st century, with a stable annual production of 40–50 million tons.

It was shown that the development of small and smallest oil fields is performed by small and medium-sized oil companies, which can be delivered through a dedicated government program.

Petroleum provinces, assessment methods, oil resources, prediction of petroleum potential, truncated Pareto law, biased sample

ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ МЕТОДОВ КОЛИЧЕСТВЕННОГО ПРОГНОЗА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Как известно, основным методом оценки ресурсов нефти и газа осадочных бассейнов является метод геологических аналогий [Методы оценки..., 1979; Методические основы..., 1990; Методическое руководство..., 2000]. Мы не касаемся здесь и ниже историко-геологических, геолого-геохимических методов оценки генерационного потенциала и ресурсов углеводородов осадочных бассейнов (объемно-генетические методы, бассейновое моделирование и пр.).

Метод геологических аналогий используется обычно в виде двух модификаций — в форме метода экспертной геологической аналогии или в форме метода количественной геологической аналогии.

В обоих случаях для оценки необходимы эталоны (эталонные участки), с которыми сравниваются (оцениваются) неизученные (оцениваемые) участки недр. Осадочный чехол бассейна расчленяют на перспективные нефтегазоносные комплексы, разделенные региональными флюидоупорами. Эталонные и оцениваемые участки выделяются для каждого нефтегазоносного комплекса в осадочном бассейне.

Каждый комплекс оценивается отдельно, и затем оценки всех перспективных в конкретном бассейне комплексов суммируются. По выбору эталонов методы количественной геологической аналогии, в свою очередь, делятся на метод внутренних геологических аналогий и метод внешних геологических аналогий. В *методе внутренних геологических аналогий* в качестве эталонов (эталонных участков) выбираются участки недр, хорошо изученные геофизическими методами, в первую очередь, сейсморазведкой 2D, или сейсморазведкой 2D и 3D, и глубоким бурением, и на которых открыты все или почти все залежи нефти и газа. В *методе внешних геологических аналогий* в качестве эталонов (эталонных участков) выбираются хорошо изученные геофизическими методами и глубоким бурением участки недр в других осадочных комплексах нефтегазоносных бассейнов или даже в других осадочных бассейнах. Для слабоизученных осадочных бассейнов или их крупных частей иногда проводится сравнение осадочных бассейнов как единого целого [Конторович и др., 1979; Количественная оценка..., 1988].

Однако по мере развития методов количественной геологической аналогии только оценки суммарной массы углеводородов в залежах в конкретном регионе стало недостаточно. Возник вопрос, а есть ли в конкретном оцениваемом бассейне гигантские и крупные залежи нефти и газа и сколько их? Такие вопросы были поставлены еще в работах [Губкин, 1950 а,б; Геологическое строение..., 1958; Гурари и др., 1963], но ответы на них в тридцатые и даже в пятидесятые–шестидесятые годы XX века были чисто интуитивные, качественные.

В шестидесятые годы прошлого века впервые появились работы, в которых оценивалось распределение месторождений углеводородов по величине запасов. При этом предполагалось, что в каждом осадочном бассейне вероятностное распределение месторождений по запасам имеет характер логарифмически-нормального закона.

На серьезную научную основу эти исследования впервые поставил В.И. Шпильман [Шпильман, 1972, 1982; Нестеров, Шпильман, 1987]. Он же на статистических данных Волго-Уральской нефтегазоносной провинции впервые показал, что распределение месторождений по запасам является амодальным и описывается степенным законом с показателем степени, равным 2 («закон обратных квадратов»).

Несколькими годами позже эту же проблему начали изучать А.Э. Конторович и В.И. Демин [Конторович, Демин, 1977, 1979].

В результате многолетних исследований в области количественного прогноза нефтегазоносности ими была выполнена статистическая обработка данных о запасах открытых месторождений по большому числу хорошо изученных НГБ мира, что позволило получить более общее выражение этого закона, названное ими усеченным распределением Парето [Конторович, Демин, 1977, 1979]

$$\varphi(\theta) = \frac{(\lambda - 1)\theta_m^\lambda}{\theta_0 \left[\lambda - 1 + \left(\frac{\theta_m}{\theta_0} \right)^\lambda \right] - \lambda\theta_m} \left(\frac{1}{\theta^\lambda} - \frac{1}{\theta_m^\lambda} \right),$$

$$\theta_0 \leq x < \theta_m, \quad \lambda > 1,$$

где θ_0 , θ_m — левая и правая границы распределения, λ — параметр распределения.

Дальнейшие исследования Н.А. Крылова, А.Г. Алексина и Ю.Н. Батурина [Крылов и др., 1986], а также Ю.А. Арсирия, Б.П. Кабышева, Д.И. Чупрынина [Арсирий и др., 1986] подтвердили справедливость выводов В.И. Шпильмана, А.Э. Конторовича, В.И. Демина.

Следует особо выделить весьма интересные работы Л.М. Бурштейна. Этот исследователь [Бурштейн, 2004] построил математическую модель формирования распределения скоплений углеводородов по крупности в природных системах. В модели величина скопления определяется скоростями акку-

муляции и диссипации нефти при формировании и разрушении залежей. Исследование модели показало, что полученные теоретически распределения для крупных и крупнейших скоплений с высокой точностью аппроксимируются усеченным распределением Парето с показателем степени, близким к 2. Относительная доля мелких скоплений в исследуемой системе будет тем ниже, чем больше в ней скоплений с относительно высокими скоростями аккумуляции. При преобладании объектов с высокой скоростью аккумуляции распределение может перестать быть амодальным. Последующими работами этот исследователь подтвердил возможность значимых отклонений от усеченного распределения Парето в относительно молодых и интенсивно прогибающихся бассейнах, в которых велика доля объектов с высокими скоростями аккумуляции [Бурштейн, 2006].

Отметив необходимость учета результатов Л.М. Бурштейна, заметим, что для таких бассейнов, как Волго-Уральский и даже более молодой Западно-Сибирский, применить особые случаи, вытекающие из модели Л.М. Бурштейна, нельзя. Для Волго-Уральского бассейна это подтверждается на настоящей стадии изученности реальными выборками, по крайней мере, для месторождений с запасами 1 млн т и более.

Разработанный А.Э. Конторовичем и В.И. Деминим [Конторович, Демин, 1979] аналитический подход к нахождению распределения количества и суммарных ресурсов по классам крупности дает усредненное решение, которое целесообразно использовать в случае слабоизученных бассейнов.

В то же время конкретная реализация распределения месторождений по массе запасов в бассейне может существенно отклоняться от этого расчетного значения. В связи с этим для хорошо изученных бассейнов целесообразно использовать метод имитационного моделирования (метод Монте-Карло). Технология моделирования распределений месторождений по запасам на основе метода Монте-Карло, предложенная А. Э. Конторовичем и В. Р. Лившицем, подробно описана в [Конторович, Лившиц, 1988а; Kontorovich et al., 2001]. Имитационный подход позволяет получать практически неограниченное количество реализаций распределения залежей углеводородов в бассейне по массе с фиксированными значениями параметров усеченного распределения Парето и выбрать среди них одно, которое дает наиболее точное описание реализации генеральной совокупности залежей для конкретного бассейна.

Закон распределения скоплений нефти и газа по массе был найден путем обработки поисково-разведочных данных, причем В. И. Шпильман [1972] был, по-видимому, первым, кто обратил внимание на нерепрезентативность по запасам выборки открытых месторождений для генеральной совокупности месторождений. Причиной этого является тот факт, что геолого-разведочный процесс есть «выборка с пристрастием» (термин А.Э. Конторовича), когда вся стратегия поисково-разведочного процесса направлена на выявление, в первую очередь, крупных и крупнейших месторождений, и вероятность выявления месторождения тем выше, чем больше его запасы [Конторович и др., 1985, 1987]. Этот механизм «пристрастного» перевода элементов генеральной совокупности в выборочную В. И. Шпильманом был назван геолого-разведочным фильтром.

В силу «пристрастного» характера выбора, можно предполагать, что даже при относительно небольшой степени разведанности НГБ все месторождения с запасами $\theta \geq \theta^*$ (где θ^* — некоторая, наперед заданная, достаточно большая величина) уже открыты. Это означает, что для $\theta \geq \theta^*$ на этой стадии изученности выборочное распределение и распределение в генеральной совокупности тождественны. Однако при $\theta < \theta^*$ распределение в генеральной совокупности и выборочное распределение принципиально отличаются друг от друга. А.Э. Конторовичем, В.И. Деминим и И.А. Страховым [Конторович и др., 1987] была установлена эмпирическая зависимость величины θ^* от коэффициента разведанности начальных ресурсов бассейна, названная ими логарифмически-линейным фильтром. В качестве предельного эти авторы рассмотрели «идеальный геолого-разведочный фильтр», когда месторождения открываются последовательно — от самого крупного к самому мелкому. Реальные геолого-разведочные фильтры, по крайней мере при уровне разведанности менее 0.6—0.7, лучше логарифмически-линейного, но, естественно, хуже идеального.

Для описания процесса выявления месторождений А. Э. Конторовичем и В. Р. Лившицем [Конторович, Лившиц, 1988б,в; Kontorovich et al., 2001] был предложен алгоритм имитационного стохастического моделирования, при котором имитируется процесс случайного выбора месторождений из генеральной совокупности и перевода их в выборочную совокупность.

При этом вероятность выбора месторождения зависит от величины его запасов и функция, выражающая эту зависимость, содержит параметр, изменение которого позволяет менять качество геолого-разведочного фильтра от простого случайного выбора (месторождения попадают в выборочную совокупность независимо от величины их запасов) до идеального фильтра (на каждом шаге «открывается» самое крупное из еще «невывявленных» месторождений). Примеры таких функций приведены в [Конторович, Лившиц, 1988б,в; Kontorovich et al., 2001]. Там же описана схема метода Монте-Карло, позволяющая получать множество реализаций выборочной совокупности.

Осадочно-миграционная теория нефтегенеза была дополнена представлениями, что процесс формирования скоплений нефти и газа в осадочном бассейне является случайным, стохастическим, а

усеченное распределение Парето скоплений углеводородов по запасам (массе) является одним из фундаментальных свойств процесса нафтидогенеза и описывает распределение скоплений углеводородов по массе в любом нефтегазоносном бассейне [Количественная оценка..., 1988]. При заданных значениях параметров этого распределения может быть реализовано бесконечно большое количество конкретных распределений месторождений и залежей в бассейне по запасам, в то время как в природе в конкретном бассейне реализуется только одно из вероятного множества таких распределений.

Развитый теоретический подход привел к необходимости коренным образом пересмотреть следующий принципиально важный элемент количественной оценки перспектив нефтегазоносности. Даже если принять, что выбранная схема сравнения эталонных и оцениваемых участков в методе аналогий хорошая, то возникает вопрос, насколько точно оценены запасы всех месторождений на эталонах? И если с учетом действия закона геолого-разведочного фильтра допустить, что все крупные залежи на эталонном участке выявлены, то каковы минимальные размеры залежей по запасам учтены на эталонах и, соответственно, начиная с какой величины запасов учтены ресурсы при количественной оценке перспектив нефтегазоносности. Эта задача ранее даже не возникала. При количественных оценках перспектив нефтегазоносности в СССР и Российской Федерации она была поставлена А. Э. Конторовичем и В. И. Шпильманом еще в 80-е годы прошлого века, но удовлетворительного решения не получила. В отдельных оценках условно принималось, что ресурсы учтены, начиная с залежей с запасами 1 млн т и более. Также условно договаривались увеличить оценку плотности ресурсов (запасов) на эталонах на 5—10 % и тем самым учесть запасы невыявленных мелких залежей углеводородов. Все эти условные оценки не позволяли ориентировать геолого-разведочные работы на поиски мелких месторождений и совершенствовать методологию лицензирования участков недр. На ранних этапах освоения нефтегазоносных бассейнов отсутствием решения этой задачи можно было пренебречь.

Между тем развитие А.Э. Конторовичем, В.И. Шпильманом, В.И. Деминым и В.Р. Лившицем теория и математический аппарат создают возможности коренным образом пересмотреть и уточнить методы оценки прогнозных и, как следствие, начальных ресурсов нефти и газа нефтегазоносных бассейнов на зрелых стадиях их освоения. Ниже, на примере Волго-Уральского бассейна мы проиллюстрируем предлагаемый методический подход.

ВОЛГО-УРАЛЬСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ: ИСТОРИЯ ИЗУЧЕНИЯ И ВЫЯВЛЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

Волго-Уральская нефтегазоносная провинция, расположенная в восточной части Восточно-Европейской платформы занимает площадь более 700 км², включает такие крупные тектонические элементы, как Волго-Уральская антеклиза (почти 90 % территории провинции), Предуральский краевой прогиб (около 10 % территории провинции) и прилегающие части складчатого Урала. Провинция располагается на территории 11 субъектов Российской Федерации: трех республик (Башкортостан, Татарстан, Удмуртия) и восьми областей (Волгоградская, Оренбургская, Пермская, Самарская, Саратовская, Кировская, Пензенская Ульяновская) [Трофимук, 1939, 1950, 1951, 1959, 1991; Шатский, 1945; Губкин, 1950б; Наливкин и др., 1956; Косыгин, 1958; Максимов и др., 1970; Халимов, 1994; Гавура, 1995]. При этом в трех последних областях открыто только по несколько небольших по запасам месторождений.

На потенциальную нефтегазоносность территории вдоль Урала, от Северного Ледовитого океана до Прикаспийской низменности, указывали известные с XVII—XVIII веков многочисленные поверхностные нефтепроявления, что дало основание академиком А.Д. Архангельскому [1929] и И.М. Губкину [1938, 1950а,б] выделить Волго-Уральскую и Тимано-Печорскую нефтегазоносные провинции. История этих открытий описана неоднократно [Губкин, 1938, 1950б; Трофимук, 1939, 1950, 1951, 1959, 1991; Максимов и др., 1970; Халимов, 1994, 2001; Конторович, 2002; Конторович и др., 2016; Конторович, 2017; и др.].

Первый приток нефти был получен случайно, в 1929 г. в Чусовских городках при поисках калийных солей. В том же году И.М. Губкин для обоснования поисков нефти в Башкирской АССР направил в республику три группы геологов. Одну из них возглавил геолог А.А. Блохин. В 1930 г. на основании выполненных геологических изысканий он рекомендовал бурение на Ишимбаевской площади четырех скважин. В одной из них (№ 702) вблизи дер. Ишимбаево 6 мая 1932 г. с глубины 680 м был получен мощный фонтан нефти. Месторождение получило название Ишимбаевское. На этом месторождении был организован первый в Волго-Уральской провинции нефтепромысел. Инфраструктура промысла развивалась быстро: в 1934 г. для доставки нефти с Ишимбаевского месторождения на нефтеперерабатывающий завод в г. Уфа была построена ширококолейная железная дорога Ишимбай—Уфа протяженностью 171 км, в 1936—1937 гг. построили и ввели одноименный нефтепровод диаметром 12 дюймов с одной перекачивающей насосной станцией.

В предвоенное время, в 1936 г., были открыты первые месторождения нефти в Самарской и Пермской областях.

Важными вехами в освоении башкирской нефти стало открытие в 1943 г., в годы Великой Отечественной войны, небольшого по запасам, но высокодебитного Кинзебулатовского месторождения и год спустя, в 1944 г., — девонской залежи Туймазинского месторождения на границе Башкирии и Татарстана. В те годы это было шестое по запасам месторождение нефти в мире. В дни открытия девонской залежи нефти Туймазинского месторождения Россия стала великой нефтяной державой.

В военные и особенно в послевоенные годы геолого-разведочные работы развернулись по всей территории Волго-Уральской провинции. В 1943 г. было открыто первое месторождение нефти в Татарстане. Далее последовало открытие гигантов, в 1946 г. — Бавлинского и в 1948 г. — крупнейшего в провинции Ромашкинского месторождения. В 1949 г. было открыто первое месторождение нефти в Ульяновской области, в 1953 г. — в Саратовской, Пензенской областях, в 1953 г. — в Республике Удмуртия, в 1959 г. — в Кировской области.

Начальные суммарные запасы нефти по состоянию на 01.01.2014 г. распределены в Волго-Уральской провинции неравномерно (в %): в Татарстане — 35.4, Башкортостане — 16.5, Самарской области — 14.9, Оренбургской — 12.1, Пермской — 10.5, Республике Удмуртия — 6.0. В Нижнем Поволжье (Саратовская, Волгоградская области) сосредоточено 3,07 начальных суммарных запасов нефти, в остальных районах (Кировская, Ульяновская, Свердловская области) — всего 0.9 %.

В провинции нефтеносны отложения девона, карбона и перми, в их составе выделены следующие нефтегазоносные комплексы: эйфельско-нижнефранский (D_2-D_1 , 41%), верхнедевонско-турнейский (D_3-C_1 , 11%), визейский (C_1 , 27%), визейско-башкирский (C_1-C_2 , 12%), московский (C_2 , 7%), пермский (P, 2%). В скобках указаны запасы нефти в них.

По состоянию на 01.01. 2014 г. в Волго-Уральской провинции было открыто 8711 залежей нефти, из них извлекаемые запасы более 100 млн т имело 10 залежей, запасы от 30 до 100 млн т — 27, запасы

Таблица 1. Начальные геологические и извлекаемые запасы нефти Волго-Уральской нефтегазоносной провинции по состоянию на 01.01.2014 г., млн т

Параметр		Класс залежей по извлекаемым запасам								Всего
		>100	100-30	30-10	10-3	3-1	1-0.3	0.3-0.1	0.1-0.03	
Запасы	геологические	6735.8	3036	3884.1	5065.7	4629.8	3231.7	1373	537.3	28493.4
	извлекаемые	3435.3	1487.6	1786.7	2026.3	1713.0	1098.8	453.1	155.8	12156.6
Количество залежей		10	27	110	398	1011	1993	2527	2635	8711

Таблица 2. Распределение начальных геологических запасов нефти на 01.01.2014 г. по месторождениям и залежам различной крупности в Волго-Уральской НГП, млн т

Класс залежей по извлекаемым запасам	Параметр	Класс месторождений по извлекаемым запасам									Всего
		> 300	100-300	30-100	10-30	3-10	1-3	0.3-1	0.1-0.3	0.03-0.1	
Количество месторождений		4	8	50	131	292	303	324	237	155	1504
Количество залежей		103	314	1036	1888	2541	1428	880	366	155	8711
Суммарные запасы		7832.9	2692.1	5901.8	5506.9	4346.4	1484.4	565.3	133.4	30.3	28493.4
более 300	Количество	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1
	Запасы	3973.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3973.2
100-300	Количество	6	3	0	0	0	0	0	0	0	9
	Запасы	2163.1	599.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2762.6
30-100	Количество	9	8	10	0	0	0	0	0	0	27
	Запасы	999.0	1000.7	1036.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3036.0
10-30	Количество	11	12	49	38	0	0	0	0	0	110
	Запасы	394.5	461.9	1890.6	1137.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3884.1
3-10	Количество	14	23	116	148	97	0	0	0	0	398
	Запасы	175.3	271.6	1553.4	1999.4	1066.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5065.7
1-3	Количество	20	41	175	272	358	145	0	0	0	1011
	Запасы	86.2	191.1	842.7	1239.9	1716.4	553.7	0.0	0.0	0.0	4629.8
0.3-1	Количество	18	67	247	448	627	359	227	0	0	1993
	Запасы	32.1	108.1	404.6	753.8	1027.8	583.0	322.3	0.0	0.0	3231.7
0.1-0.3	Количество	12	75	239	509	719	466	321	186	0	2527
	Запасы	7.2	41.9	133.5	281.2	385.2	252.5	175.4	96.0	0.0	1373.0
0.03-0.1	Количество	12	85	200	473	740	458	332	180	155	2635
	Запасы	2.2	17.4	40.7	95.4	151.1	95.2	67.6	37.4	30.3	537.3

от 10 до 30 млн т — 110, запасы от 3 до 10 млн т — 398. Преобладают залежи с запасами менее 3 млн т (табл. 1). Больше всего среди открытых залежей нефти (2635) имеют извлекаемые запасы нефти от 30 до 100 тыс. т.

В таблицах 2 и 3 показано распределение начальных геологических запасов нефти по месторождениям и залежам различной крупности.

Организация геолого-разведочных работ в Волго-Уральской провинции была такова, что с самого начала при выявлении месторождений действовал геолого-разведочный фильтр (табл. 4 и 5). В табл. 4 показано, что все месторождения с извлекаемыми запасами более 100 млн т были выявлены до 1970 г. Пик их открытий имел место в 1951—1960 гг. Месторождения с извлекаемыми запасами от 30 до 100 млн т были открыты к 1990 г., а максимальное их число было открыто в 1951—1960 гг. Из табл. 4 видно, что с уменьшением средних запасов месторождений пик их открытия приходится на все более поздний временной этап освоения Волго-Уральской провинции. В табл. 5 показана последовательность выявления запасов в месторождениях различной крупности. Нужно только иметь в виду, что запасы

Таблица 3. Распределение начальных извлекаемых запасов нефти по состоянию на 01.01.2014 г. по месторождениям и залежам различной крупности в Волго-Уральской НГП, млн т

Класс залежей по извлекаемым запасам	Параметр	Класс месторождений по извлекаемым запасам									Всего
		>300	100-300	30-100	10-30	3-10	1-3	0.3-1	0.1-0.3	0.03-0.1	
Количество месторождений		4	8	50	131	292	303	324	237	155	1504
Количество залежей		103	314	1036	1888	2541	1428	880	366	155	8711
Суммарные запасы		3916.5	1243.5	2504.0	2158.4	1581.8	514.0	187.1	42.5	8.8	12156.6
более 300	Количество	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1
	Запасы	2026.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2026.3
100-300	Количество	6	3	0	0	0	0	0	0	0	9
	Запасы	1103.2	305.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1408.9
30-100	Количество	9	8	10	0	0	0	0	0	0	27
	Запасы	489.5	490.3	507.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1487.6
10-30	Количество	11	12	49	38	0	0	0	0	0	110
	Запасы	181.5	212.5	869.7	523.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1786.7
3-10	Количество	14	23	116	148	97	0	0	0	0	398
	Запасы	70.1	108.6	621.4	799.8	426.4	0.0	0.0	0.0	0.0	2026.3
1-3	Количество	20	41	175	272	358	145	0	0	0	1011
	Запасы	31.9	70.7	311.8	458.8	635.1	204.9	0.0	0.0	0.0	1713.0
0.3-1	Количество	18	67	247	448	627	359	227	0	0	1993
	Запасы	10.9	36.7	137.6	256.3	349.4	198.2	109.6	0.0	0.0	1098.8
0.1-0.3	Количество	12	75	239	509	719	466	321	186	0	2527
	Запасы	2.4	13.8	44.1	92.8	127.1	83.3	57.9	31.7	0.0	453.1
0.03-0.1	Количество	12	85	200	473	740	458	332	180	155	2635
	Запасы	0.6	5.0	11.8	27.7	43.8	27.6	19.6	10.9	8.8	155.8

Таблица 4. Последовательность выявления количества месторождений по классам крупности в Волго-Уральской НГП в 1929—2013 гг., шт.

Год	Класс крупности месторождений, млн. т							
	>100	30-100	10-30	3-10	1-3	0.3-1	0.1-0.3	0.03-0.1
1929—1940	1	0	1	7	0	2	0	0
1941—1950	3	7	9	6	4	4	5	2
1951—1960	5	26	31	36	20	24	6	5
1961—1970	3	10	41	100	64	36	16	6
1971—1980	0	5	29	60	61	60	34	14
1981—1990	0	2	7	42	70	54	47	15
1991—2000	0	0	5	20	29	54	46	39
2001—2010	0	0	4	18	43	61	60	63
2011—2013	0	0	4	2	9	24	20	9

Примечание. Полужирным шрифтом выделено наибольшее количество открываемых месторождений в данном классе.

Таблица 5.

**Суммарные запасы месторождений по классам крупности, выявленные
в Волго-Уральской НГП в 1929—2013 гг., млн т**

Год	Класс крупности месторождений							
	>100	30-100	10-30	3-10	1-3	0.3-1	0.1-0.3	0.03-0.1
1929-1940	356.2	0.0	14.0	47.6	0.0	1.2	0.0	0.0
1941-1950	2962.7	336.8	160.7	36.0	8.8	2.6	1.1	0.1
1951-1960	1396.8	1310.8	525.2	224.9	35.6	14.5	1.1	0.3
1961-1970	445.5	544.0	677.7	572.8	109.7	21.4	3.1	0.3
1971-1980	0.0	227.5	469.2	301.3	107.9	37.4	6.5	1.1
1981-1990	0.0	87.9	111.7	219.1	120.0	32.3	8.9	1.1
1991-2000	0.0	0.0	85.4	88.2	47.2	29.2	8.4	2.5
2001-2010	0.0	0.0	60.3	84.3	73.4	35.3	11.4	4.2
2011-2013	0.0	0.0	60.7	8.1	11.6	14.2	3.8	0.6

Примечание. Полужирным шрифтом выделены запасы выявленных месторождений в периоды открытия наибольшего для данного класса количества месторождений.

гигантских и крупных месторождений, разведка которых и соответственно прирост запасов длятся несколько лет (иногда до 7—10 лет), в принятой для табл. 5 форме свертывания информации привязаны к году открытия месторождения. Наиболее интенсивно запасы нефти в провинции выявлялись в 1941—1970 гг., точнее, после открытия девонской залежи Гуймазинского месторождения, т. е. в 1944—1970 гг., когда были открыты самые крупные месторождения. Из таблиц 4 и 5 также видно, что в Волго-Уральской провинции все месторождения с запасами более 30 млн т были выявлены уже в 1990 г. К настоящему времени выявлены практически все месторождения с извлекаемыми с запасами более 3 млн т и открываемые месторождения имеют извлекаемые запасы от 1 млн т до 30 тыс. т. Описанное действие геолого-разведочного фильтра иллюстрирует рисунок.

Естественно возникают вопросы, задачи, которые требуют решения. Сколько осталось в Волго-Уральской провинции невыявленных месторождений нефти? Каковы ресурсы нефти в них? Применявшиеся в течение всей второй половины XX в. методы количественной оценки перспектив нефтегазоносности не позволяют решить эти задачи. Их решение может быть получено в рамках теоретического подхода, разработанного А. Э. Конторовичем, В. И. Шпильманом, В. И. Деминым, В. Р. Лившицем и др. (см. выше).

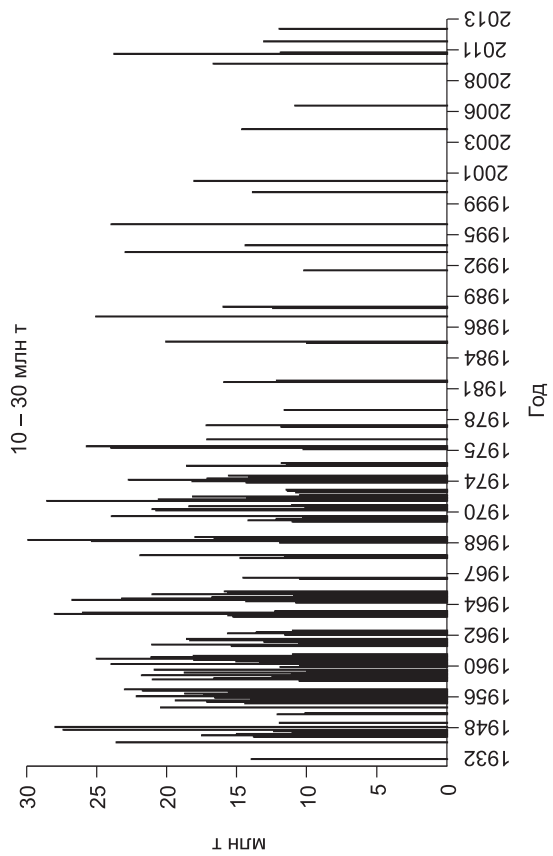
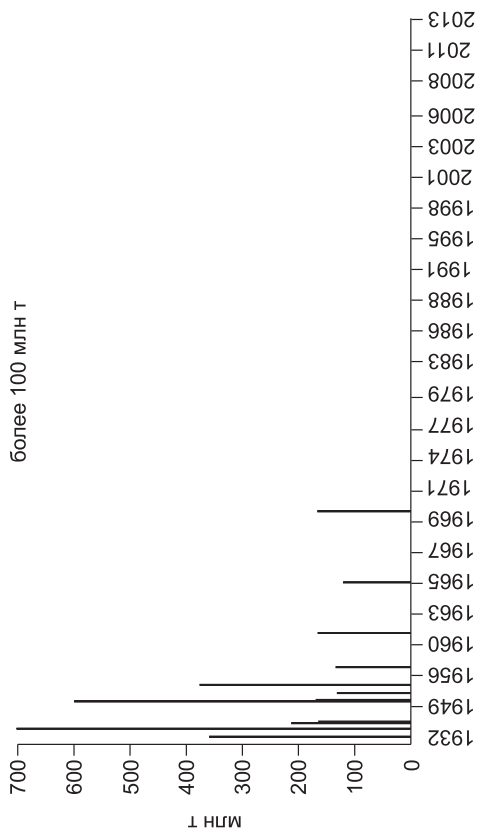
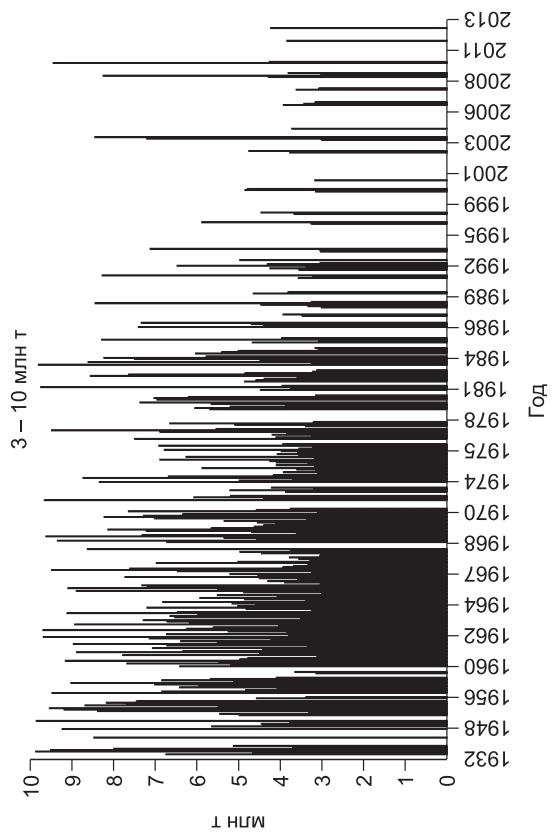
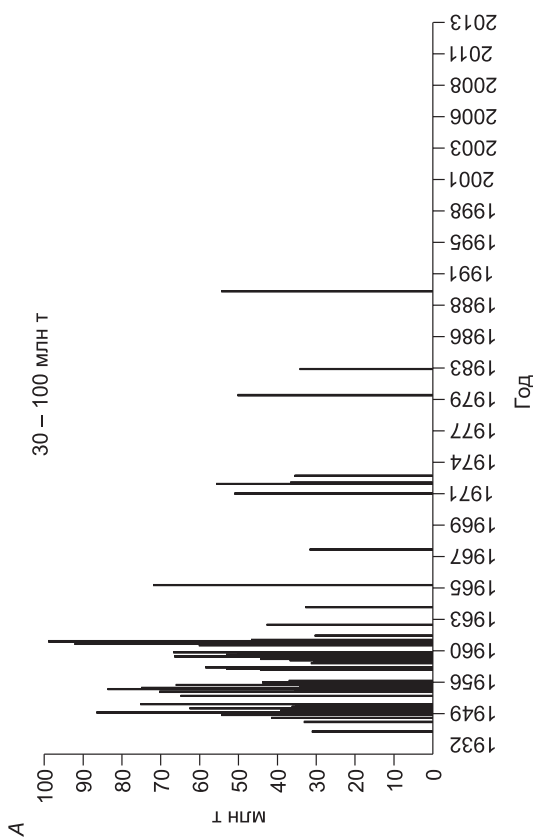
ОЦЕНКА НАЧАЛЬНЫХ И ПРОГНОЗНЫХ РЕСУРСОВ НЕФТИ В ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ ПРОВИНЦИИ

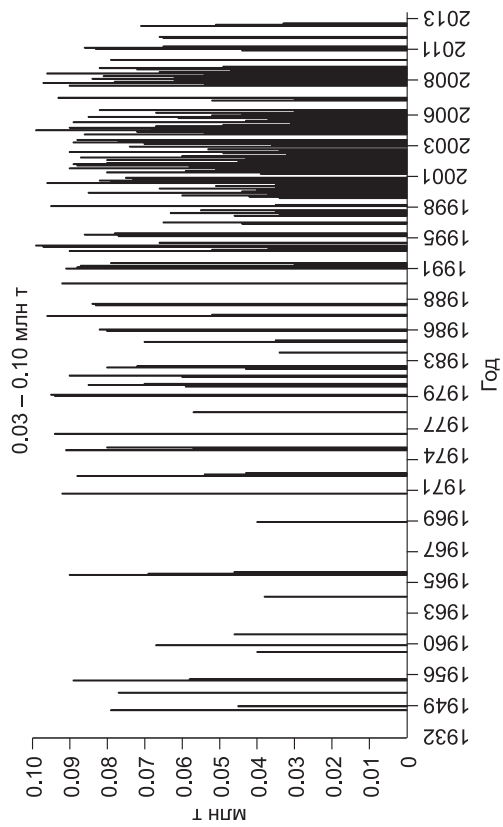
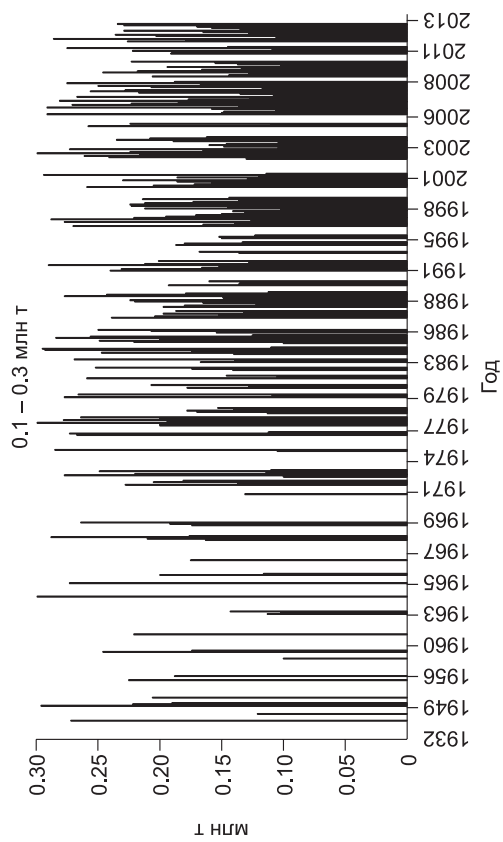
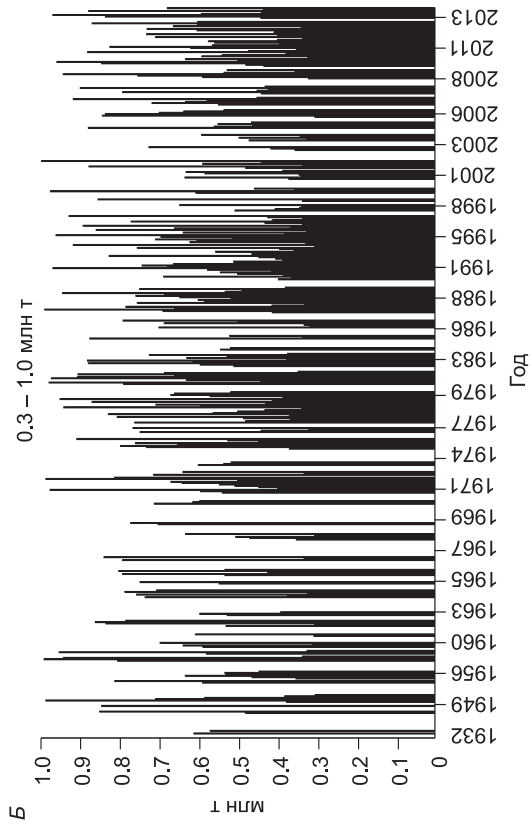
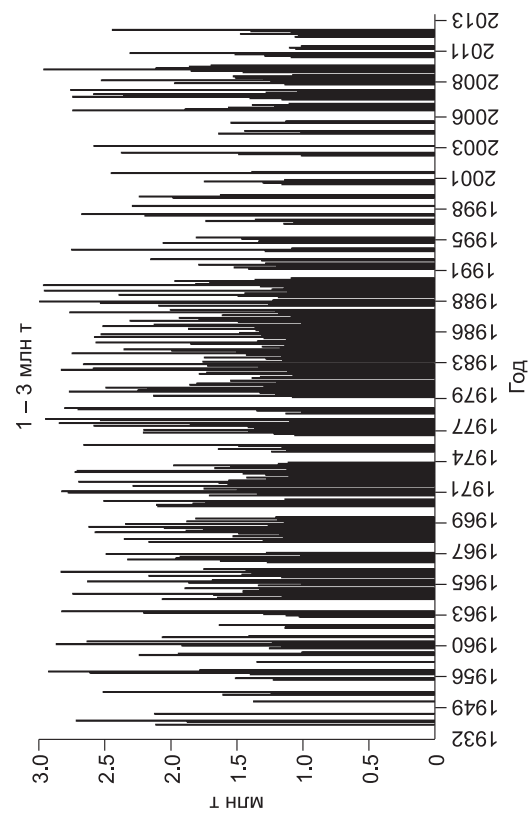
Располагая информацией о всех выявленных в Волго-Уральской провинции залежах нефти и газа, количестве и начальных геологических запасах залежей с извлекаемыми запасами более 3 млн т и их дифференциации по классам крупности, авторы по методике А. Э. Конторовича и В. И. Демина [Конторович, Демин, 1977, 1979] нашли параметры усеченного распределения Парето, описывающего эту выборку и экстраполировали его в область залежей с мельчайшими запасами вплоть до извлекаемых запасов 30 тыс. т. Граница минимальных залежей была выбрана с учетом запасов залежей нефти, которые реально ставит в настоящее время на баланс Государственная комиссия по запасам Российской Федерации (ГКЗ России).

Если ограничить усеченное распределение Парето слева (минимальное значение массы учитываемых скоплений) величиной $\theta_0 = 0.03$ млн т, то при этом величина начальных извлекаемых ресурсов нефти составит $Q = 26.5$ млрд т, а значение параметра λ усеченного распределения Парето — 2.07.

Затем при найденных параметрах усеченного распределения Парето было выполнено имитационное моделирование и получено более 100 выборок распределения залежей по запасам в Волго-Уральской провинции. Из множества реализаций экспертно была выбрана одна из них, которая наиболее точно соответствовала полученной при геолого-разведочном процессе выборке и распределению по запасам наиболее крупных месторождений [Конторович, Лившиц, 1988а; Kontorovich et al., 2001]. Для крупнейших месторождений была выбрана реализация, близкая к ним индивидуально.

Полученная в результате оценка начальных геологических и извлекаемых ресурсов нефти в Волго-Уральской провинции, количества залежей и их распределения по классам крупности приведена в табл. 6. Коэффициент извлечения нефти в каждом классе крупности был принят средним по подсчетам ГКЗ России для каждого из классов (табл. 7). В табл. 8 с учетом данных о начальных разведанных запасах (см. табл. 1) приведены данные о прогнозных (включая ресурсы категории D_0) ресурсах нефти и их распределению по залежам разных размеров. Видно, что, если принять в качестве минимальных извлекаемых запасов рентабельных для разработки залежей в Волго-Уральской НГП 30 тыс. т, то в про-





Последовательность выявления различных групп месторождений по запасам в Волго-Уральской НГП с 1931 по 2013 г.

A — класс месторождений (млн т): более 100, 30—100, 10—30, 3—10; *B* — классы месторождений (млн т): 0.3—1.0, 0.1—0.3, 0.003—0.10.

Таблица 6.

**Оценка начальных геологических и извлекаемых ресурсов нефти
при минимальных ресурсах оцениваемых залежей 0.03 млн т,
Волго-Уральской нефтегазоносной провинции по состоянию на 01.01.2014 г., млн т**

Параметр		Класс залежей по извлекаемым запасам								Всего
		>100	100-30	30-10	10-3	3-1	1-0.3	0.3-0.1	0.1-0.03	
Ресурсы	геологические	6735.8	3036.0	3884.1	5065.7	6953.9	11370.5	13914.4	23297.9	74258.3
	извлекаемые	3435.3	1487.6	1786.7	2026.3	2572.9	3866.0	4591.7	6756.4	26522.9
Количество залежей		10	27	110	398	1579	7671	28594	134830	173219

Таблица 7.

Коэффициент извлечения нефти по классам крупности

Классы залежей по извлекаемым запасам, млн т	>100	100-30	30-10	10-3	3-1	1-0.3	0.3-0.1	0.1-0.03
Коэффициент извлечения	0.51	0.49	0.46	0.40	0.37	0.34	0.33	0.29

Таблица 8.

**Оценка прогнозных геологических и извлекаемых ресурсов нефти
Волго-Уральской нефтегазоносной провинции по состоянию на 01.01.2014 г., млн т**

Параметр		Класс залежей по извлекаемым запасам				Всего
		3-1	1-0.3	0.3-0.1	0.1-0.03	
Ресурсы	геологические	2324.1	8138.8	12541.4	22760.6	45764.8
	извлекаемые	859.9	2767.2	4138.7	6600.6	14366.3
Количество залежей		568	5678	26067	132195	164508

Таблица 9. Сравнение оценок начальных суммарных ресурсов углеводородов в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции в зависимости от минимальных ресурсов, учитываемых при оценке залежей, млн т

Параметр		Оценка НСР		
Минимальные запасы залежей, учитываемых при оценке		>0.3	>0.1	>0.03
Ресурсы	геологические	44918.7	58117.0	74258.3
	извлекаемые	17630.6	21841.9	26522.9

Таблица 10. Распределение начальных геологических и извлекаемых ресурсов нефти Волго-Уральской нефтегазоносной провинции по категориям запасов и ресурсов, млн т

Параметр		Накопленная добыча	Запасы		Ресурсы	
			A+B+C ₁	C ₂	D ₁	НСР
I. Учтены залежи с запасами более 0.03 млн т, без ресурсов доманикового комплекса						
Ресурсы	геологические	17313.0*	18090.8	2462.2	36392.3	74258.3
	извлекаемые	7964.0	3476.2	747.9	14334.8	26522.9
II. Учтены залежи с запасами более 0.1 млн т, без ресурсов доманикового комплекса						
Ресурсы	геологические	17313.0*	18090.8	2462.2	20251.0	58117.0
	извлекаемые	7964.0	3476.2	747.9	9653.8	21841.9
III. Учтены залежи с запасами более 0.3 млн т, без ресурсов доманикового комплекса						
Ресурсы	геологические	17313.0*	18090.8	2462.2	7052.7	44918.7
	извлекаемые	7964.0	3476.2	747.9	5442.5	17630.6

* Сумма накопленной добычи и оставшихся в недрах неизвлеченных ресурсов на разрабатываемых месторождениях.

винции не выявлено еще 164508 залежей нефти, в том числе с запасами 1—3 млн т — 568, с запасами 0.3—1.0 млн т — 5678, 0.1—0.3 млн т — 26067 и с запасами 0.03—0.10 млн т — 132195 залежей. При такой оценке извлекаемые прогнозные ресурсы нефти в провинции составляют 14 млрд 366 млн т.

В зависимости от цен на нефть на мировых и внутреннем российском рынках минимальные размеры рентабельных для разработки залежей могут меняться. Соответственно, будут меняться и оценки начальных и прогнозных ресурсов нефти. В табл. 9 приведены оценки начальных геологических и извлекаемых ресурсов нефти в Волго-Уральской провинции при разных минимальных запасах залежей, учитываемых при оценке.

Таблица 11.

**Среднее количество залежей, приходящихся на одно месторождение
в прогнозируемых классах крупности**

Параметр	Класс месторождений по извлекаемым запасам, млн т							
	>100	30-100	10-30	3-10	1-3	0.3-1	0.1-0.3	0.03-0.1
Кол-во месторождений	12	50	131	292	303	324	237	155
Кол-во залежей	417	1036	1888	2541	1428	880	366	155
Среднее количество залежей	35	21	14	9	5	3	2	1
Минимум-максимум	6-157	1-109	1-93	1-54	1-27	1-24	1-17	1-9

Таблица 12. **Распределение начальных геологических ресурсов нефти по состоянию на 01.01.2014 г.
по месторождениям и залежам различной крупности в Волго-Уральской НГП***, млн т

Класс залежей по извлекаемым запасам	Параметр	Класс месторождений по извлекаемым запасам									Всего
		>300	100-300	30-100	10-30	3-10	1-3	0.3-1	0.1-0.3	0.03-0.1	
Количество месторождений		4	8	50	131	292	1417	7287	21307	93585	124081
Количество залежей		103	314	1036	1888	2541	6870	24380	42502	93585	173219
Суммарные запасы		7832.9	2692.1	5901.8	5506.9	4346.4	6245.5	12393.2	13198.2	16141.3	74258.3
более 300	Количество	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1
	Запасы	3973.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3973.2
100-300	Количество	6	3	0	0	0	0	0	0	0	9
	Запасы	2163.1	599.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2762.6
30-100	Количество	9	8	10	0	0	0	0	0	0	27
	Запасы	999.0	1000.7	1036.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3036.0
10-30	Количество	11	12	49	38	0	0	0	0	0	110
	Запасы	394.5	461.9	1890.6	1137.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3884.1
3-10	Количество	14	23	116	148	97	0	0	0	0	398
	Запасы	175.3	271.6	1553.4	1999.4	1066.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5065.7
1-3	Количество	20	41	175	272	358	713	0	0	0	1579
	Запасы	86.2	191.1	842.7	1239.9	1716.4	2877.7	0.0	0.0	0.0	6953.9
0.3-1	Количество	18	67	247	448	627	982	5282	0	0	7671
	Запасы	32.1	108.1	404.6	753.8	1027.8	1978.9	7065.2	0.0	0.0	11370.5
0.1-0.3	Количество	12	75	239	509	719	1348	4436	21256	0	28594
	Запасы	7.2	41.9	133.5	281.2	385.2	706.5	2762.8	9596.0	0.0	13914.4
0.03-0.1	Количество	12	85	200	473	740	3827	14662	21246	93585	134830
	Запасы	2.2	17.4	40.7	95.4	151.1	682.4	2565.2	3602.2	16141.3	23297.9

* Здесь и в табл. 13: по месторождениям и залежам с запасами более 3 млн т — факт, по месторождениям и залежам с запасами менее 3 млн т — факт + прогноз.

В табл. 10 приведена структура начальных суммарных геологических и извлекаемых ресурсов нефти в Волго-Уральской провинции с распределением на накопленную добычу, запасы категорий $A+B+C_1$, C_2 и прогнозные ресурсы категории D_1 при минимальных запасах залежей, учитываемых при оценке 0.03 млн т, 0.1 млн т и 0.3 млн т.

Минимальными объектами оценки были залежи нефти (см. табл. 10). Между тем в Волго-Уральской провинции преобладают многопластовые залежи нефти. Статистические данные о количестве залежей в месторождениях провинции приведены в табл. 11. Видно, что статистически больше всего залежей в крупных месторождениях. Больше всего залежей (157) в Сорочинско-Никольском месторождении. В Ромашкинском месторождении выявлено 28 залежей, Арланском — 32, Ново-Елховском — 34, Гуймазинском — 24, Мухановском — 64, Бавлинском — 44, Оренбургском — 12 и т.д.

Для составления программ лицензирования недр, проектирования геолого-разведочных работ и экономической оценки рентабельности освоения лицензионных участков важно также располагать информацией о распределении по запасам неоткрытых месторождений нефти (прогнозные ресурсы) и вероятном количестве залежей в них.

В связи с этим в настоящей работе метод имитационного моделирования был использован также для прогноза распределения количества месторождений и их суммарных ресурсов по классам крупно-

Таблица 13. Распределение начальных извлекаемых ресурсов нефти по состоянию на 01.01.2014 г. по месторождениям и залежам различной крупности в Волго-Уральской НГП*, млн т

Класс залежей по извлекаемым запасам	Параметр	Класс месторождений по извлекаемым запасам									Всего
		>300	100-300	30-100	10-30	3-10	1-3	0.3-1	0.1-0.3	0.03-0.1	
Количество месторождений		4	8	50	131	292	1417	7287	21307	93585	124081
Количество залежей		103	314	1036	1888	2541	6870	24380	42502	93585	173219
Суммарные запасы		3916.5	1243.5	2504.0	2158.4	1581.8	2168.6	4057.8	4211.3	4681.0	26522.9
более 300	Количество	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1
	Запасы	2026.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2026.3
100-300	Количество	6	3	0	0	0	0	0	0	0	9
	Запасы	1103.2	305.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1408.9
30-100	Количество	9	8	10	0	0	0	0	0	0	27
	Запасы	489.5	490.3	507.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1487.6
10-30	Количество	11	12	49	38	0	0	0	0	0	110
	Запасы	181.5	212.5	869.7	523.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1786.7
3-10	Количество	14	23	116	148	97	0	0	0	0	398
	Запасы	70.1	108.6	621.4	799.8	426.4	0.0	0.0	0.0	0.0	2026.3
1-3	Количество	20	41	175	272	358	713	0	0	0	1579
	Запасы	31.9	70.7	311.8	458.8	635.1	1064.8	0.0	0.0	0.0	2572.9
0.3-1	Количество	18	67	247	448	627	982	5282	0	0	7671
	Запасы	10.9	36.7	137.6	256.3	349.4	672.8	2402.2	0.0	0.0	3866.0
0.1-0.3	Количество	12	75	239	509	719	1348	4436	21256	0	28594
	Запасы	2.4	13.8	44.1	92.8	127.1	233.1	911.7	3166.7	0.0	4591.7
0.03-0.1	Количество	12	85	200	473	740	3827	14662	21246	93585	134830
	Запасы	0.6	5.0	11.8	27.7	43.8	197.9	743.9	1044.6	4681.0	6756.4

Таблица 14. Сравнительная оценка извлекаемых запасов и ресурсов залежей нефти в Волго-Уральской провинции в генеральной совокупности (ГС), выборке (открытые залежи — ОЗ) и прогнозных ресурсах (невыявленные залежи — НЗ), млн т

Параметр	Класс залежей по извлекаемым запасам								Всего
	>100	100-30	30-10	10-3	3-1	1-0.3	0.3-0.1	0.1-0.03	
ГС	3435.3	1487.6	1786.7	2026.3	2572.9	3866.0	4591.7	6756.4	26522.9
ОЗ	3435.3	1487.6	1786.7	2026.3	1713.0	1098.8	453.1	155.8	12156.6
НЗ	0.0	0.0	0.0	0.0	859.9	2767.2	4138.7	6600.6	14366.4

Таблица 15. Сравнительная оценка извлекаемых запасов и ресурсов залежей нефти в Волго-Уральской провинции в генеральной совокупности (ГС), выборке (открытые залежи — ОЗ) и прогнозных ресурсах (невыявленные залежи — НЗ), в % к ГС

Параметр	Класс залежей по извлекаемым запасам, млн т								Всего
	>100	100-30	30-10	10-3	3-1	1-0.3	0.3-0.1	0.1-0.03	
ГС	100	100	100	100	100	100	100	100	100
ОЗ	100	100	100	100	66.6	28.4	9.9	2.3	45.8
НЗ	0	0	0	0	33.4	71.6	90.1	97.7	54.2

сти. Для первых четырех, самых крупных по запасам классов (с запасами месторождений более 3 млн т) в соответствии с результатами, изложенными выше, количество месторождений, их запасы, количество и запасы залежей в этом классе принимались в соответствии с результатами геолого-разведочных работ (см. табл. 11). Совокупность месторождений моделировалась из полученного ранее множества залежей. Прогнозные классы крупности месторождений заполнялись последовательно, начиная с самого крупного. Залежи определенного по запасам класса рассматривались как базовые залежи месторождения, с каждой из которых, случайным образом ассоциировались залежи из более мелких интервалов крупности. Количество таких залежей в среднем равнялось соответствующему среднему фактическому числу залежей, приходящихся на одно месторождение для данного интервала крупности (см. табл. 11).

Таблица 16. Сравнительная оценка количества залежей нефти в Волго-Уральской провинции в генеральной совокупности (ГС), выборке (открытые залежи — ОЗ) и прогнозных ресурсах (невыявленные залежи — НЗ), шт.

Параметр	Класс залежей по извлекаемым запасам, млн т								Всего
	>100	100-30	30-10	10-3	3-1	1-0.3	0.3-0.1	0.1-0.03	
ГС	10	27	110	398	1579	7671	28594	134830	173219
ОЗ	10	27	110	398	1011	1993	2527	2635	8711
НЗ	0	0	0	0	568	5678	26067	132195	164508

Таблица 17. Сравнительная оценка количества залежей нефти в Волго-Уральской провинции в генеральной совокупности (ГС), выборке (открытые залежи — ОЗ) и прогнозных ресурсах (невыявленные залежи — НЗ), в % к ГС

Параметр	Класс залежей по извлекаемым запасам, млн т								Всего
	>100	100-30	30-10	10-3	3-1	1-0.3	0.3-0.1	0.1-0.03	
ГС	100	100	100	100	100	100	100	100	100
ОЗ	100	100	100	100	64.0	26.0	8.8	2.0	5.0
НЗ	0	0	0	0	36.0	74.0	91.2	98.0	95.0

Таблица 18. Распределение прогнозных (D_0+D_1) геологических ресурсов нефти, по состоянию на 01.01.2014 г., по месторождениям и залежам различной крупности в Волго-Уральской НГП*, млн т

Класс залежей по извлекаемым запасам	Параметр	Класс месторождений по извлекаемым запасам				Всего
		1-3	0.3-1	0.1-0.3	0.03-0.1	
Количество месторождений		1114	6963	21070	93430	122577
Количество залежей		5442	23500	42136	93430	164508
Суммарные запасы		4761.1	11827.9	13064.8	16111.0	45764.8
1-3	Количество	568	0	0	0	568
	Запасы	2324.1	0.0	0.0	0.0	2324.1
0.3-1	Количество	623	5055	0	0	5678
	Запасы	1395.9	6742.9	0.0	0.0	8138.8
0.1-0.3	Количество	882	4115	21070	0	26067
	Запасы	453.9	2587.4	9500.1	0.0	12541.4
0.03-0.1	Количество	3369	14330	21066	93430	132195
	Запасы	587.2	2497.6	3564.8	16111.0	22760.6

* Здесь и в табл. 19: анализ распределения запасов открытых залежей и динамики их выявления позволяет заключить, что в настоящее время вероятность открытия скопления с запасами, превышающими 3 млн т, близка к нулю.

Таблица 19. Распределение прогнозных (D_0+D_1) извлекаемых ресурсов нефти, по состоянию на 01.01.2014 г., по месторождениям и залежам различной крупности в Волго-Уральской НГП, млн т

Класс залежей по извлекаемым запасам	Параметр	Класс месторождений по извлекаемым запасам				Всего
		1-3	0.3-1	0.1-0.3	0.03-0.1	
Количество месторождений		1114	6963	21070	93430	122577
Количество залежей		5442	23500	42136	93430	164508
Суммарные запасы		1654.6	3870.7	4168.8	4672.2	14366.3
1-3	Количество	568	0	0	0	568
	Запасы	859.9	0.0	0.0	0.0	859.9
0.3-1	Количество	623	5055	0	0	5678
	Запасы	474.6	2292.6	0.0	0.0	2767.2
0.1-0.3	Количество	882	4115	21070	0	26067
	Запасы	149.8	853.8	3135.0	0.0	4138.7
0.03-0.1	Количество	3369	14330	21066	93430	132195
	Запасы	170.3	724.3	1033.8	4672.2	6600.6

Генерация соответствующего целого случайного числа определяла количество залежей, связанных с выбранной базовой залежью. Затем выполнялась генерация случайных чисел, определяющих конкретные залежи, входящие в данное месторождение. Выбранные залежи из дальнейшего рассмотрения исключались. Аналогичным образом рассматривался следующий, более мелкий интервал. Если сумма запасов залежей, образующих месторождение, превышала границу интервала, то месторождение относили к более крупному классу. Таким образом, была сформирована прогнозная совокупность месторождений.

Соответствующие данные и прогноз приведены в таблицах 12 и 13.

В табл. 14 приведено с дифференциацией по классам залежей распределение начальных извлекаемых ресурсов нефти (в млн т): в генеральной совокупности залежей (ГС), накопленной добыче и разведанных запасов; в открытых залежах (ОЗ — выборке) и в прогнозных ресурсах; в невыявленных залежах (НЗ). В табл. 15 те же данные приведены в % от начальных ресурсов в каждом классе. Видно, что все ресурсы, которые были аккумулированы в залежах с извлекаемыми запасами более 3 млн т уже выявлены, в залежах с запасами 1—3 млн т выявлено 66.6% ресурсов, в залежах с извлекаемыми запасами 0.3—1.0 млн т выявлено 28.4% ресурсов. Процесс выявления залежей с запасами менее 0.3 млн т только начинается: в классе залежей с запасами 0.1—0.3 млн т выявлено 9.9 ресурсов, с запасами 0.1—0.03 млн т — всего 2.3 %. В таблицах 16 и 17 те же данные приведены для количества залежей разных классов.

Наконец, в таблицах 18 и 19 приведена информация о прогнозных ресурсах нефти в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции с дифференциацией по залежам и месторождениям различной крупности.

ПОИСКИ И ОСВОЕНИЕ МЕЛКИХ И МЕЛЬЧАЙШИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ — ВАЖНОЕ НАПРАВЛЕНИЕ УКРЕПЛЕНИЯ МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ И СТАБИЛИЗАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ В ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ ПРОВИНЦИИ

В средствах массовой информации, в некоторых псевдонаучных изданиях популяризируется мысль о том, что ориентация экономики на разработку месторождений полезных ископаемых, так называемая «сырьевая экономика» — это вчерашний день и что Россия должна как можно быстрее уйти с этого пути. Отсюда с неизбежностью следует вывод, что не следует инвестировать в сырьевые отрасли экономики, в частности, в нефтегазовую, в сырьевые отрасли науки и техники, что страна, если ее перевести на экономику очередного, пятого, шестого, $n + 1$ уклада будет устойчиво развиваться, и нефть, газ, уголь, металлы, в том числе редкие, ей будут не нужны. Эти утверждения ложные, они дезориентируют население страны, молодежь... Для примера укажем, что США добывают угля много больше, чем Россия, нефти и газа примерно столько же. Аналогичная ситуация имеет место и с остальными полезными ископаемыми. Но никто не называет экономику США сырьевой.

На самом деле энергетические ресурсы — это основа основ любой экономики, и развитые страны потребляют энергии, в частности, нефти, газа, угля на душу населения во много раз больше, чем страны развивающиеся... Плохо, если экономика только сырьевая, а остальные отрасли экономики, в которых добытое сырье перерабатывается и создаются новые, в том числе высокотехнологичные продукты, отсутствуют. Именно эти высокотехнологичные отрасли экономики были разрушены безграмотными, антинародными, антироссийскими реформами 90-х годов прошлого века. Именно тогда Россия села на так называемую «нефтяную иглу». К сожалению, восстановление высокотехнологичных отраслей происходит в современной России крайне медленно.

Все оценки показывают, что нефть и газ на долгие годы останутся главным энергетическим сырьем. Другое дело, что государственная экономическая машина России должна работать более энергоэффективно, увеличивая свой коэффициент полезного действия. Процессы эти должны идти параллельно. Поэтому стабилизация или даже рост добычи нефти в России — важнейшая государственная и экономическая задача.

Оценка извлекаемых прогнозных ресурсов нефти в Волго-Уральской провинции приведена в табл. 19. Из табл. 19 и закона геолого-разведочного фильтра следует, что главным объектом поисковых работ в ближайшие годы будут месторождения с запасами 1—3 млн т. Согласно прогнозу, таких невыявленных месторождений в провинции 1114. Они содержат 1654.5 млн т прогнозных ресурсов нефти. Понятно, и это показывает практика геолого-разведочных работ будут открываться и более мелкие месторождения из всех четырех мельчайших классов, но более всего месторождений с запасами 0.3—1.0 млн т. Примем, что за какое-то время будет открыто 2000 месторождений с запасами 0.3—1.0 млн т. Значит, при правильной организации недропользования, при государственном регулировании этого процесса, при активности нефтяного бизнеса представляется **вполне реальным** открыть в среднесрочной перспективе 3100 мелких и мельчайших месторождений нефти и подготовить на них запасы нефти в количестве до 3.0—3.5 млрд т.

Возникает вопрос, а сколько для этого нужно пробурить глубоких скважин? Примем, что для открытия месторождения нужно пробурить на поисковом объекте 1—2 скважины и тратить в среднем на

открытие 1.5 скважины. Примем также, что из подготовленных геофизикой для поискового бурения объектов месторождения будут открыты только в каждом третьем. Это вполне объективная и осторожная статистика для Волго-Уральской провинции. На каждом «непродуктивном» поисковом объекте недропользователь пробурит по 2 скважины, после чего оставит его. Это означает, что за оцениваемый период поисковое бурение будет проведено на 3115 поисковых объектах, которые окажутся месторождениями, и 6000 поисковых объектов, которые будут признаны бесперспективными. На всей совокупности поисковых объектов будет пробурено 4675 скважин на месторождениях и 12000 скважин на поисковых объектах, которые будут признаны бесперспективными, всего 16675 скважин.

Примем, что средняя глубина поисковой скважины в провинции будет 1600 м. Это означает, что для выявления месторождений понадобится 26.7 млн м поисковых скважин. При этом будет подготовлено по сумме категорий C_1+C_2 более 3 млрд т нефти. Эффективность поискового бурения составит не менее 112 т/м. Для современной стадии изученности провинции этот результат представляется удовлетворительным.

Значит, если бурить в провинции 500—550 тыс. м поисковых скважин в год, то для выявления примерно 3 млрд т нефти на мелких и мельчайших месторождениях понадобится 45—50 лет. Такая оценка представляется вполне реальной, поскольку необходимые для ее решения объемы поискового бурения близки к современным. Если допустить далее, что эти месторождения будут сразу же вводиться в разработку и к концу периода прогноза (к 2060—2065 гг.) их суммарные запасы будут выработаны на 70%, то это означает, что на этих объектах до середины XXI в. и даже несколько далее может быть устойчиво обеспечена добыча нефти на уровне 40—50 млн т в год.

Практика США показывает, что они бурят значительно больше скважин, чем в Российской Федерации. Если объем глубокого поискового бурения в Волго-Уральской провинции в ближайшие годы возрастет до 1 млн м в год, то, соответственно, устойчивая добыча нефти на мелких и мельчайших месторождениях может быть обеспечена на уровне 75—100 млн т в год. Определенные перспективы добычи нефти в провинции сохранятся и на более отдаленную перспективу.

О неизбежности ориентации поисковых работ на выявление мелких и мельчайших месторождений в регионе специалисты говорили давно [Максимов и др., 1972; Шпильман, 1972; Мкртчян, 1980; Лисовский и др., 1985; Халимов, 1994, 2001; Байрак, Кузнецов, 2004; и др.]. Обсуждались некоторые методические вопросы такой переориентации. В ведущих нефтедобывающих регионах провинции (Татарстан, Башкортостан, Самарская область и др.) добыча на мелких и мельчайших месторождениях уже ведется.

Заметим, что поиски, разведка и разработка мелких и мельчайших нефтяных месторождений в Волго-Уральской провинции — это лишь одно, но очень важное направление недропользования в ней. При оценке перспектив работы нефтяной промышленности в регионе нужно учитывать еще, по крайней мере, три важных направления:

- рациональное и эффективное завершение разработки крупных и средних по запасам месторождений, находящихся на завершающих стадиях разработки; извлекаемые запасы этих месторождений составляют около 4 млрд т.;
- освоение запасов тяжелых вязких нефтей и битумов;
- разработка технологий и освоение ресурсов нефти в высокоуглеродистых доманикитных породах.

Все это показывает, что Волго-Уральская провинция будет одним из ведущих поставщиков нефти на российские рынки и на экспорт, по крайней мере, до середины, возможно, до конца третьей четверти XXI в.

Вернемся, однако, к проблеме освоения ресурсов мелких и мельчайших месторождений нефти в Волго-Уральской провинции. Понятно, что выявление поисковых объектов, поисковое бурение и разработка нескольких тысяч мелких и мельчайших месторождений не может и не будет являться объектом интересов крупнейших нефтяных компаний. В поисках долгосрочных и эффективных объектов для разработки они уйдут в нефтегазоносные провинции, находящиеся на ранних стадиях освоения (Лено-Тунгусская), на шельфы арктических и дальневосточных морей, в страны с богатыми ресурсами нефти (Иран, Ирак, Саудовская Аравия, Венесуэла, страны Центральной Азии, Северной и Западной Африки и др.). Многие ведущие компании уже вступили на этот путь (ПАО «Роснефть», ПАО «Газпром», ПАО «Лукойл», ОАО «Сургутнефтегаз» и др.)

Поиски, разведка и разработка мелких и мельчайших месторождений нефти — важнейшая государственная задача для зрелых нефтегазоносных провинций, которую нужно решать силами малого и среднего нефтяного бизнеса. В настоящее время эта задача стоит предельно остро.

Прежде всего в зрелых нефтегазоносных регионах, в которых освоение запасов нефти мелких и мельчайших месторождений становится одной из приоритетных задач экономики, необходимы серьезные институциональные изменения структуры предприятий нефтегазового комплекса. В таких регионах должны получить широкое развитие и активно действовать независимые предприятия малого и среднего нефтяного бизнеса. Именно такой процесс с 1997 г. активно развивается в Республике Татарстан.

Для активизации малого нефтяного бизнеса необходимо разработать специально ориентированное на него законодательство, поскольку требования к обычному малому бизнесу (торговля, производство товаров народного потребления и пр.) для развития нефтяного бизнеса неприемлемо.

Для успешной деятельности малого и среднего нефтяного бизнеса необходимо совершенствование законодательной и нормативной базы недропользования. Решение этой задачи потребует внесения серьезных поправок в Закон РФ «О недрах» и связанные с ним нормативные акты, в частности, в положение об этапах и стадиях геолого-разведочных работ, порядок и сроки представления материалов для защиты в ГКЗ РФ, порядок организации опытно-промышленной эксплуатации и пр. Иными должны быть требования к участкам недр для недропользования и пр.

В России много говорят о партнерстве государства и бизнеса. В случае развития малого и среднего бизнеса эта задача стоит особенно остро. Перечислим некоторые направления такого партнерства. Прежде всего, это вопросы о налоговых льготах, о содействии в предоставлении земельных отводов, о снятии рисков недропользования малых компаний, о допуске малых компаний к заводам по подготовке нефти к транспорту, и к транспорту нефти по нефтепроводам и железным дорогам и пр.

Нужно отдавать себе отчет, что научные проработки в области методики и технологий поисков, разведки и разработки месторождений нефти, мониторинга их разработки на зрелых стадиях многие десятилетия были ориентированы на гигантские и крупные месторождения как объекты исследования. В решении этих задач у советской и российской науки были гигантские достижения. Автоматически перенести эти результаты на мелкие и мельчайшие месторождения нельзя. Такие исследования должны быть организованы и профинансированы за счет федерального бюджета. Нефтегазовый комплекс должен получить отвечающее требованиям XXI в. образовательное, научное и технологическое обеспечение и сопровождение.

Внимания и государственного контроля потребует и формирование, и деятельность сервисных компаний, которые будут обслуживать малый нефтяной бизнес (спектр услуг, стоимость работ, качество работ, экологические требования и пр.). При сложившейся практике цен сервисный бизнес будет тормозить развитие, «задушит» малый нефтяной бизнес и нанесет огромный урон экономике страны и государству.

При развитии малого и среднего нефтяного бизнеса, при бережном его выращивании государственное регулирование, государственная помощь (не вмешательство, а аккуратное регулирование и помощь) являются необходимым и обязательным условием успеха. В этом смысле необходимо как огня бояться рекомендаций некоторых научных и административных лидеров российской экономики, которые всеми методами пытаются увести государство от роли регулятора экономики.

Заметим, что развитие малого и среднего нефтяного бизнеса в Волго-Уральской провинции является важнейшей социальной и экономической задачей. Большая часть нефтеперерабатывающих заводов России находятся в европейской части страны, и добыча нефти в этих регионах существенно сократит транспортное плечо при перевозках нефти. В районах Урало-Поволжья проживает значительная часть населения страны, причем многие из проживающих работают в нефтяной и газовой промышленности. Развитие малого и среднего нефтяного бизнеса создаст для них новые, как правило, высокооплачиваемые рабочие места, что будет способствовать росту уровня и качества жизни населения.

Суммируя все сказанное выше, приходим к выводу: в Российской Федерации должна быть разработана государственная программа развития малого и среднего нефтяного бизнеса, включающая мощные геологический, научно-технический, образовательный, законодательно-нормативный, экономический и социальный блоки.

Работа выполнена в рамках плана НИР (государственное задание) Федерального государственного бюджетного учреждения науки Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН на 2017—2020 годы, программа IX.131.4: научные основы формирования сырьевой базы традиционных и нетрадиционных источников углеводородного сырья Сибири в XXI веке и гранта РНФ № 16-18-10182.

ЛИТЕРАТУРА

Арсирый Ю.А., Кабышев Б.П., Чупрынин Д.И., Шевченко А.Ф., Шевякова З.П. Прогноз размеров и числа неоткрытых залежей УВ и методика их поисков в ДДВ // Геология нефти и газа, 1986, № 10, с. 42—46.

Архангельский А.Д. Где и как искать новые нефтеносные области в СССР // Нефтяное хозяйство, 1929, № 6, с. 791—796.

Байрак И.К., Кузнецов С.В. Повышение эффективности геолого-разведочных работ в условиях сложнопостроенных и малоразмерных объектов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2004, № 4, с. 42—45.

Бурштейн Л.М. Возможный механизм формирования распределения скоплений углеводородов по крупности // Геология и геофизика, 2004, т. 45 (7), с. 815—825.

Бурштейн Л.М. Статистические оценки параметров распределения скоплений нефти по величине в слабоизученных седиментационных бассейнах // Геология и геофизика, 2006, т. 47 (9), с. 1013—1023.

Гавура В.Е. Геология и разработка нефтяных и газонефтяных месторождений. М., ВНИИОЭНГ, 1995, 496 с.

Геология и разработка крупнейших и уникальных нефтяных и нефтегазовых месторождений России: в 2 т. / Ред. В.Е. Гавура. М., ВНИИОЭНГ, 1996, т. 1, 280 с.

Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Западно-Сибирской низменности / Ред. Н.Н. Ростовцев. М., Госгеолтехиздат, 1958, 391 с.

Губкин И.М. Создать «Второе Баку» в центре СССР // Правда, 1938, 30 ноября.

Губкин И.М. Второе Баку // Избранные сочинения. В 2 т. М., Л., Изд-во АН СССР, 1950а, т. 1, с. 602—611.

Губкин И.М. Урало-Волжская, или Восточная, нефтеносная область // Избранные сочинения. В 2 т. М., Л., Изд-во АН СССР, 1950б, т. 1, с. 527—601.

Гурари Ф.Г., Казаринов В.П., Миронов Ю.К., Нестеров И.И., Осыко Т.И., Ровнин Л.И., Ростовцев Н.Н., Рудкевич М.Я., Симоненко Т.Н., Соколов В.Н., Трофимук А.А., Чочиа Н.Г., Эрвье Ю.Г. Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирской низменности — новой нефтяной базы СССР / Под ред. Н.Н. Ростовцева, А.А. Трофимука. Новосибирск, Наука, 1963, 201 с.

Количественная оценка перспектив нефтегазоносности слабоизученных регионов / Ред. А.Э. Конторович. М., Недра, 1988, 223 с.

Конторович А.Э. Стратегия развития нефтегазового комплекса России во второй половине XX—первой четверти XXI века в трудах А.А. Трофимука // Трофимук А.А. Избранные труды. В 4 т. Т 2: Стратегия и методика поисков и разведки месторождений нефти и газа. Новосибирск, Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2002, с. 228—242.

Конторович А.Э. Разработка И.М. Губкиным парадигмы развития нефтяной промышленности СССР в XX веке // Геология и геофизика, 2017, т. 58 (3—4), с. 351—365.

Конторович А.Э., Демин В.И. Метод оценки количества и распределения по запасам месторождений нефти и газа в крупных нефтегазоносных бассейнах // Геология нефти и газа, 1977, № 12, с. 18—26.

Конторович А.Э., Демин В.И. Прогноз количества и распределения по запасам месторождений нефти и газа // Геология и геофизика, 1979 (3), с. 26—46.

Конторович А.Э., Лившиц В.Р. Имитационная стохастическая модель распределения месторождений нефти и газа по запасам // Сов. геология, 1988а, № 9, с. 99—107.

Конторович А.Э., Лившиц В.Р. Математическая модель процесса поисков месторождений нефти и газа // Геология и геофизика, 1988б (3), с. 3—8.

Конторович А.Э., Лившиц В.Р. Имитационное моделирование процесса поисков месторождений нефти и газа // Геология и геофизика, 1988в (5), с. 3—17.

Конторович А.Э., Моделевский М.С., Трофимук А.А. Принципы классификации седиментационных бассейнов в связи с их нефтегазоносностью // Геология и геофизика, 1979 (2), с. 3—11.

Конторович А.Э., Демин В.И., Страхов И.А. Закономерности выявления различных по запасам месторождений нефти и газа в нефтегазоносных бассейнах // Геология и геофизика, 1985 (11), с. 3—15.

Конторович А.Э., Демин В.И., Страхов И.А. Закон геолого-разведочного фильтра при поисках месторождений углеводородов // Советская геология, 1987, № 6, с. 7—13.

Конторович А.Э., Демин В.И., Лившиц В.Р. Математическое моделирование и вычислительный эксперимент как метод прогноза структуры начальных геологических ресурсов нефти и газа // Оценка прогнозных ресурсов нефти в свете учения акад. И.М. Губкина. Новосибирск, 1989, с. 10—41.

Конторович А.Э., Эдер Л.В., Филимонова И.В., Мишенин М.В., Немов В.Ю. Нефтяная промышленность исторически главных центров Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, элементы их истории, ближайшие и отдаленные перспективы // Геология и геофизика, 2016, т. 57 (12), с. 2097—2114.

Крылов Н.А., Алексин А.Г., Батурич Ю.Н. Задачи и пути ускорения научно-технического прогресса при поисках нефти в районах с высокой разведанностью недр // Геология нефти и газа, 1986, № 7, с. 1—7.

Лисовский Н.Н., Афанасьев В.С., Лозин Е.В. Особенности поисково-разведочных работ в старых нефтедобывающих районах // Геология нефти и газа, 1985, № 9, с. 1—6.

Максимов С.П., Киров В.А., Клубов В.А., Нечитайло С.К., Петропавловский В.В., Абрикосов И.Х., Алексеев Г.И., Виссарионова А.Я., Габриэлян А.Г., Ключников Н.И., Лангуев П.И., Мельников А. М., Надежкин А.Д., Ханин И.Л., Шорников-Буры Б.Я., Шпильман И.Я., Якобсон Г.П.

Геология нефтяных и газовых месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. М., Недра, 1970, 807 с.

Максимов С.П., Киров В.А., Ларкин В.Н. О минимальной амплитуде структурных ловушек, способных аккумулировать промышленные скопления нефти и газа в платформенных условиях // Докл. АН СССР, 1972, т. 205, № 6, с. 1436—1438.

Методы оценки перспектив нефтегазоносности / М.Д. Белонин, Н.И. Буялов, Е.В. Захаров, А.Э. Конторович, М.С. Львов, С.П. Максимов, М.С. Моделевский, В.Д. Наливкин, И.И. Нестеров, Г.П. Сверчков, В.И. Шпильман. М., Недра, 1979, 332 с.

Методические основы прогнозирования нефтегазоносности / Н.И. Буялов, Л.М. Бурштейн, С.А. Винниковский, В.Н. Водолазский, В.И. Демин, Е.А. Дьячкова, Е.В. Захаров, А.Э. Конторович, О.С. Краснов, В.С. Лазарев, М.Г. Лейбсон, М.С. Моделевский, Р.Т. Мамахатова, В.И. Назаров, В.Д. Наливкин, О.Г. Немова, Б.В. Робинсон, Г.П. Сверчков. М., Недра, 1990, 248 с.

Методическое руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России. М., ВНИГНИ, 2000, 190 с.

Мкртчян О.М. Закономерности размещения структурных форм на востоке Русской плиты. М., Наука, 1980, 135 с.

Наливкин В.Д., Розанов Л.Н., Фотиади Э.Э., Егоров С.П., Енгуразов И.И., Ковалевский Ю.С., Козаченко А.А., Кондратьева М.Г., Кузнецов Г.А., Куликов Ф.С., Лобов В.А., Софроницкий П.А., Татаринев А.Г. Волго-Уральская нефтеносная область: Тектоника. М., Тр. ВНИГНИ, 1956, вып. 100, 312 с.

Нестеров И.И., Шпильман В.И. Теория нефтегазоаккумуляции. М., Недра, 1987, 232 с.

Тектоника нефтеносных областей: в 2 т. Т. 2. Региональная тектоника нефтеносных областей СССР / Ред. Ю.А. Косыгин. М., Гостоптехиздат, 1958, 613 с.

Трофимук А.А. Второе Баку // Большевик, 1939, № 19, с. 65—77.

Трофимук А.А. Нефтеносность палеозоя Башкирии. М., Л., Гостоптехиздат, 1950, 248 с.

Трофимук А.А. Нефтеносность недр Башкирии в свете учения И.М. Губкина // Памяти академика И.М. Губкина. М., Изд-во АН СССР, 1951, с. 134—144.

Трофимук А.А. Открытие Урало-Волжской нефтеносной области — научный подвиг И.М. Губкина // Геология нефти и газа, 1959, № 4, с. 7—15.

Трофимук А.А. О стратегии поисков нефти и газа в СССР. Новосибирск, 1991, 64 с. (Препр./ОИГТМ СО РАН; № 9).

Халимов Э.М. Волго-Уральская нефтегазоносная провинция остается надежной сырьевой базой нефтедобычи России // Геология нефти и газа, №6, 1994, с. 25—27.

Халимов Э.М. Геотехнологии разведки и разработки нефтяных месторождений. Избранные труды (1958—2000 гг.). М., ИГиРГИ, 2001, 656 с.

Шатский Н.С. Очерк тектоники Волго-Уральской нефтеносной области и смежной части западного склона Южного Урала // Бюл. МОИП. Отд. Геол., 1945, вып. 2(6).

Шпильман В.И. Методика прогнозирования размеров месторождений // Труды Института Зап-СибНИГНИ., 1972, вып. 53, с. 118—126.

Шпильман В.И. Количественный прогноз нефтегазоносности. М., Недра, 1982, 215 с.

Kontorovich A., Domain V., Livshite V. Size distribution and dynamics of oil and gas field discoveries in petroleum basins //AAPG Bulletin, 2001, v. 85, № 9, p. 1609—1622.

*Рекомендована к печати 2 ноября 2017 г.
В.А. Каширцевым*

*Поступила в редакцию
12 октября 2017 г.*