



## ФАКТОРНЫЙ АНАЛИЗ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ УСПЕШНОСТИ И РИСКОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ В СОВРЕМЕННОЙ РОССИИ ЗА 20 ЛЕТ

А.Ф. Глебов

*Межгосударственная нефтяная компания “Союзнефтегаз”,  
125009, Москва, Дегтярный пер., 9, Россия, e-mail: GlebovAF@sng.msk.ru*

Разработана методика количественной оценки рисков и факторного анализа геолого-технологической успешности нефтегазовой сейсморазведки. С использованием этой методики были обработаны результаты сейсморазведочных и буровых работ 1992–2011 гг. по 579 нефтегазопроисловым проектам распределенного фонда недр трех регионов Российской Федерации. Показано, что несмотря на фактически достигнутое двукратное завышение имеющейся ресурсной базы, ожидаемый прирост запасов УВ по России до 2021 г. (при условии реализации всех подготовленных к поисково-разведочному бурению проектов) может составить 109 % относительно достигнутого прироста запасов УВ за 1992–2011 гг.

*Результаты сейсморазведки и бурения; нефтегазопроисловые проекты; прирост запасов; вероятность успеха; геологические, технологические, экономические риски*

### FACTOR ANALYSIS OF GEO-TECHNOLOGICAL SUCCESS AND RISKS FOR THE OIL AND GAS SEISMIC EXPLORATION PROJECTS IN RUSSIA FOR THE LAST 20 YEARS

A.F. Glebov

*International Group of Companies Soyuzneftegaz,  
Degtyarny per., 9, Moscow, 125009, Russia, e-mail: GlebovAF@sng.msk.ru*

Quantitative assessment method of geo-technological success and risks by factor analysis is proposed for the oil and gas seismic exploration. The seismic and drilling results on 579 oil and gas exploration projects for the distributed subsoil fund of three regions of the Russian Federation were processed with the approach. It is shown that, in spite of the virtually reached double overstating of the existing resources, the expected growth of hydrocarbon reserves in Russia until 2021 (in the assumption of realization of all prepared-to-drilling exploration projects) may amount 109 % to actually achieved reserves upside in 1992–2011.

*Seismic and drilling results; oil and gas exploration projects; the growth of reserves; probability of success (POS); geological, technological, economic risks*

### ВВЕДЕНИЕ

Рассматривая текущее состояние сейсморазведки в современной России за последние 20–25 лет, нельзя не обратить внимание на постепенное исчезновение из отраслевых совещаний и документов количественных оценок геолого-экономической эффективности применения сейсморазведки на поисковом и детализационном доразведочном этапах. Почему это происходит?

С одной стороны, в 90-е переходные годы российские сейсморазведчики Миннефтепрома были ориентированы на более тесное взаимодействие с нефтедобывающими организациями и оптимальное размещение разведочных и эксплуатационных скважин. Тогда это не могло не потребовать выработки четких рыночных критериев экономически эффективного применения сейсморазведки на разрабатываемых месторождениях. Однако с другой стороны, сейсморазведчики Мингеологии в тот период попали в еще более сложную ситуацию – перманентного сокращения затрат на поисковые работы на новых площадях и объектах.

В ответ на такие вызовы в 1995 г. в г. Томске при поддержке отраслевого руководства тех лет (В.З. Гарипова) решением руководства Восточной нефтяной компании (Л.И. Филимонова, В.П. Мангазеева, В.Е. Шаф-

тельского, И.Н. Кошовкина, Э.В. Кривошеева) в структуре научно-проектного комплекса “Томскнефть” возник, пожалуй, первый для российских нефтедобывающих предприятий чисто сейсмический интерпретационно-технологический центр – ИТК “Сейсморазведка”. Этот опыт оказался исключительно полезным и востребованным не только в Западной Сибири, но и в других российских нефтегазоносных провинциях.

Сейчас внутрикорпоративные сейсморазведочные подразделения камерального профиля, интерпретационные центры имеются практически во всех успешных нефтегазовых компаниях России: Газпроме, Роснефти, Лукойле и др. Однако в 90-е гг. успех от такой реорганизации не был ни очевидным, ни повсеместным. И только сейчас, 15–20 лет спустя после их организации, начинали проявляться негативные последствия от такого ответственного сценария “успешного” развития нефтегазопроисловых проектов, включающих сейсморазведку и поисково-разведочное бурение: исчезли ежегодные отраслевые отчеты, сравнивающие различные сейсмические и геолого-разведочные организации между собой по физическим объемам, технологическим достижениям, геологической успешности и экономической эффективности; практически прекра-

тилось инвестирование в развитие отечественных сейсмических и других конкурентно способных геолого-разведочных технологий; получаемые практические результаты сейсморазведочных и буровых работ перестали быть предметом открытого рассмотрения на специализированных межведомственных совещаниях с участием государственных организаций и частных компаний; не появилось и никаких иных общепризнанных прозрачных методов оценки успешности различных геолого-менеджерских команд, ведущих закрытые корпоративные нефтегазопроисследовательские проекты.

### ФАКТОРНЫЙ АНАЛИЗ НЕФТЕГАЗОПОИСКОВОГО УСПЕХА

Отсутствие общепризнанной отраслевой системы количественной оценки нефтегазопроисследовательского успеха обычно объясняют наличием множества случайных геологических и технико-экономических факторов, которые не то чтобы учесть, а даже перечислить затруднительно. Однако не стоит забывать о статистической природе нефтяных открытий, понять которую можно лишь при определенном (достаточно большом) размере поискового портфеля. Размер которого, т. е. количество проектов, их временная продолжительность и принадлежность к регионально-устойчивой менеджерской команде, принимающей основные решения по проекту, безусловно, имеют значение для обеспечения представительности и надежности статистического процесса оценки успешности нефтегазопроисследовательского процесса.

В нестабильной рыночной экономике главным риском нефтегазовой отрасли считается волатильность цены на производимую продукцию в виде ресурсов, запасов добытой нефти и продуктов ее переработки. Поэтому и определений успеха от рыночной реализации того или иного вида продукции существует великое множество. В русской этимологии понятие “успех” является существительным от глагола “успеть”, т. е. означает – успеть выявить и принять любой риск на момент его возникновения, адекватно отреагировав на него всеми доступными методами и средствами. Поэтому при количественной оценке успеха очень важно иметь четкие критерии различия объективных и субъективных факторов обнаружения и минимизации рисков.

В отраслевом контексте под термином “успешность” следует понимать отношение основных показателей нефтегазопроисследовательских проектов, оцененных до и после их реализации. В качестве таких показателей можно использовать стоимостные показатели проекта, уровни добычи, объемы геологических и извлекаемых запасов УВ, толщины продуктивных горизонтов, а также любые другие комбинации подсчетных параметров, использованных при переводе ресурсов С3 в запасы категорий С1 + С2 и далее в запасы более высоких промышленных категорий А + В.

В экономическом анализе различных производственных процессов сейчас широкое распространение получили методы факторного анализа. Под ними обычно понимают упорядоченное раскрытие полного набора наиболее значимых переменных факторов, которые оказывают определяющее влияние на изменение количественно измеряемого результирующего показателя. Например, отношение фактически достигнутых к ожидаемым (плановым) показателям того или иного процесса. При всем своем большом разнообразии сущность методов факторного анализа достаточно единообразна и заключается в вычленении основных клю-

чевых показателей и количественной оценке их относительного влияния. С этой целью наиболее распространены детерминированные методы, для которых связь с результирующим показателем носит функциональный характер, т. е. может быть представлена в виде произведения или алгебраической суммы факторов. В основном, это мультипликативные, аддитивные и смешанные (комбинированные) модели факторного анализа.

В сейсморазведке, так же как и в других наукоемких отраслях промышленности, использование количественных методов факторного анализа имеет уже достаточно продолжительную историю [Нахамкин, 1977; Гольдин, 1979; Глоговский и др., 1983; Глебов, 1995, 2006, 2013, 2015; Глебов и др., 1999, 2001; Временное положение..., 2001; Нестеров и др., 2006; Амон и др., 2010; Rose, 2001]. Так, С.А. Нахамкин [1977] использовал факторный метод главных компонент для изучения фильтрационных эффектов сейсмо-интерференционных преобразований. С.В. Гольдин и Г.М. Митрофанов со своими последователями широко использовали методы факторного анализа при разработке спектрально-статистического метода динамической коррекции поверхностных неоднородностей [Гольдин, 1979]. В.М. Глоговский, А.Р. Хачатрян, Т.К. Трингауз [Глоговский и др., 1983] использовали их при решении математически некорректно поставленной задачи коррекции статических и кинематических поправок. А.Ф. Глебов [1995, 2006] использовал факторный метод для выделения математического дефекта системы уравнений при минимизации невязок на пересечениях произвольно расположенной системы 2D-профилей.

В 2013 г. для количественного определения технологического успеха отдельно от геологического впервые была использована двухфакторная модель:  $Pgt = Pg \cdot Pt$  [Глебов, 2013] и применительно к нефтегазопроисследовательским проектам было предложено выделять три условные вероятности геологического (Pg), технологического (Pt) и экономического (Pe) успеха, определяемые как:

Pg – отношение суммарного количества успешно разбуренных объектов к общему фонду разбуренных объектов нефтегазопроисследовательского портфеля;

Pt – отношение средних размеров объектов бурения (фактических и ожидаемых объемов добычи и прироста извлекаемых запасов УВ), оцененных до и после начала реализации нефтегазопроисследовательских проектов;

Pe – отношение фактических и ожидаемых значений удельных доходов на одну тонну сырой нефти, оцененных до и после начала реализации нефтегазопроисследовательских проектов.

Исходя из этих простых определений очевидно, что совокупные вероятности геолого-технологического (Pgt), технико-экономического (Pte) и геолого-экономического успеха (Pos) определяются как:

Pgt – отношение фактических и ожидаемых приростов извлекаемых запасов УВ (или уровней добычи) до и после начала реализации нефтегазопроисследовательских проектов;

Pte – отношение фактических и ожидаемых значений чистых дисконтированных доходов (ЧДД) в расчете на один объект бурения, оцененных до и после начала реализации нефтегазопроисследовательских проектов;

Pos – отношение фактических и ожидаемых значений ЧДД, оцененных до и после начала реализации нефтегазопроисследовательских проектов.

Их следует вычислять путем перемножения соответствующих вероятностей:

$$\begin{aligned} \text{Pos} &= \text{Pg} \cdot \text{Pt} \cdot \text{Pe} = \text{Pgt} \cdot \text{Pe} = \text{Pg} \cdot \text{Pte}, \text{ Pgt} = \text{Pg} \cdot \text{Pt}, \\ \text{Pte} &= \text{Pt} \cdot \text{Pe}. \end{aligned} \quad (1)$$

В зарубежных источниках, например у Питера Роуза [Rose, 2001], совокупную вероятность геолого-экономического успеха нефтегазопроискового проекта (Pos) определяют как произведение не трех, а двух вероятностей:

$$\text{Pos} = \text{Pg} \cdot \text{Pmefs}. \quad (2)$$

При этом Pmefs определяют как вероятность того события, что приращиваемые бурением объемы запасов и добычи УВ превысят минимально необходимый экономически рентабельный объем, который для различных нефтегазопроисковых проектов в разных регионах в расчете на одну новую скважину обычно варьирует в диапазоне 50–200 тыс. т условного топлива (т у.т.).

Исходя из сопоставления (1) и (2) видно, что П. Роуз [Rose, 2001] дал своим последователям не полное определение Pos через Pmefs и не достаточно надежный способ оценки технико-экономической успешности нефтегазопроискового проекта в целом. Поэтому как в общем случае

$$\text{Pte} = \text{Pt} \cdot \text{Pe} \neq \text{Pmefs}, \text{ Pmefs} > \text{Pte}. \quad (3)$$

Далее из методики П. Роуза следует, что если объемы запасов УВ, доказанных бурением новых скважин, существенно превышают 50–200 тыс. т у.т., то значение Pmefs близко к единице и, как правило, существенно превышает вероятность геологического успеха:  $\text{Pmefs} > \text{Pg}$ . По аналогии с этим также принято считать, что риски субъективного технико-экономического завышения запасов ниже природных геологических рисков, а  $\text{Pmefs} > \text{Pte} > \text{Pg}$ . Далее на основе статистического обобщения будет показано, что для ряда нефтегазопроисковых портфелей субъективные риски технико-экономического завышения запасов иногда оказываются систематически выше природных геологических рисков ( $\text{Rte} > \text{Rg}$ ), что в частности привело к существенным диспропорциям плановых и фактических достигаемых приростов запасов и добычи в 1992–2011 гг. ( $\text{Pg} > \text{Pte}$ ).

В данном контексте под термином “риск” понимается вероятность получения отрицательного результата по всем отдельным стадиям проекта:

$$\begin{aligned} \text{Rg} &= 1 - \text{Pg}, \text{ Rt} = 1 - \text{Pt}, \text{ Re} = 1 - \text{Pe}, \text{ Rgt} = 1 - \text{Pgt}, \\ \text{Rte} &= 1 - \text{Pte}, \text{ Rge} = 1 - \text{Pos}. \end{aligned} \quad (4)$$

Из выражений (1), (4), например, следует, что если на какой-либо стадии последовательной реализации проекта один из рисков (геологический, технологический или экономический) реализуется на 100 %, то это будет означать нулевой успех проекта вне зависимости от 100%-х успехов на любых других стадиях. Совокупный 100%-й успех нефтегазопроискового проекта возможен только при 100%-м успехе трех основных участников проекта: геолога, технолога и экономиста.

### Определение геологического успеха

Геологический успех (Pg) — это на сегодня, пожалуй, единственное понятие, для которого существует общепромышленное определение. С позиций количе-

ственной оценки величину Pg обычно определяют как накопленную вероятность по факту “вскрытия/невскрытия” запасов УВ. Таким образом, оценивая Pg, мы не оцениваем подтвержденность запасов или других технико-экономических показателей проекта. Геологический успех означает лишь то, что все необходимые компоненты для образования и сохранности углеводородной залежи установлены в геологическом разрезе, а их количественные и качественные характеристики достаточны для получения устойчивого притока УВ. Однако это не означает, что разработка такого месторождения будет технологически возможной и экономически целесообразной. Эта задача решается на последующих этапах технико-экономической оценки нефтегазопроискового проекта.

Обратная величина к вероятности геологического успеха —  $\text{Ng} = 1/\text{Pg}$ , количественно характеризует минимальный размер нефтегазопроискового портфеля, в котором по крайней мере один проект статистически будет оказываться успешным. Например, при вероятности 50 % минимальный размер нефтегазопроискового портфеля должен включать два проекта, при 10 % — десять проектов. В целом, безразмерная величина Pg может изменяться от 0 до 1 и характеризует уверенность эксперта в приросте извлекаемых запасов.

Количественно значение Pg вычисляется для каждой однопластовой залежи отдельно как произведение четырех генетических вероятностей, характеризующих наличие коллектора (P1), покрышки (P2), ловушки (P3) и заполнение ловушки УВ (P4):

$$\text{Pg} = \text{P1} \cdot \text{P2} \cdot \text{P3} \cdot \text{P4}. \quad (5)$$

С целью единообразного отраслевого документирования — паспортизации геологических рисков новых проектов, особо полезна единая отраслевая Excel-форма, в которой каждый эксперт в зависимости от имеющегося у него набора фактических данных сначала может определить степень уверенности и уровень доказательств, используемых для снижения неопределенностей и рисков (табл. 1).

Таблица 1

### Три вида фактических данных, используемых для снижения геологической неопределенности

Виды доказательств	Фактические данные, используемые для снижения неопределенностей и рисков
Прямые доказательства	Достоверные данные и факты, однозначно установленные в результате нефтегазопромысловых и геолого-технических исследований (притоки УВ из целевых интервалов, анализы керн и флюидов, дела скважин и др. по исторически накопленному фонду сопредельных скважин, результаты изучения обнажений), для ловушки — наличие утвержденного паспорта
Промежуточные доказательства	Надежно интерпретируемые материалы нефтегазопромысловых и геолого-геофизических исследований (проявления УВ при бурении, на керне, шламе, притоки УВ из не точно установленных интервалов, данные ГИС, детальные и высоко кондиционные сейсмические съемки 2D и 3D, геолого-геофизические разрезы, схемы корреляции скважин и др.)
Косвенные доказательства	Неоднозначно интерпретируемые результаты наземных исследований и данные по удаленным скважинам (геофизические и геохимические исследования, бассейновые, палеотектонические и сиквенс-стратиграфические реконструкции, другие косвенные и дистанционные методы)

Таблица 2

## Единая цифровая шкала для оценки вероятности геологического успеха

Степень уверенности	Прямые доказательства	Промежуточные доказательства	Косвенные доказательства
Наверняка	1	—	—
Очень вероятно	0.95	0.9	—
Вероятно	0.89	0.8	0.71
Достаточно вероятно	0.75	0.7	0.62
Возможно	0.5	0.5	0.5
Маловероятно	0.25	0.33	0.4
Сомнительно	0.12	0.25	—

Затем для автоматического присвоения числовых значений вероятности обнаружения каждого целевого геологического фактора можно применить типовую шкалу, приведенную в табл. 2. Прямые доказательства отражают благоприятные (или неблагоприятные) геологические условия. С промежуточными и косвенными данными связан риск, обусловленный ограниченным объемом, недостаточной точностью и достоверностью материалов, наличием, как правило, нескольких вариантов их интерпретации.

Недостаток данных не позволяет утверждать, что вероятность успеха может быть очень высокой или очень низкой. Поэтому, при наличии только косвенных или промежуточных данных по определенному параметру, не используются максимальные и минимальные значения вероятности.

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ УСПЕШНОСТИ И ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ

Сегодня для количественной оценки геолого-технологической успешности и экономической эффективности сейсморазведки и поисково-разведочного бурения нет общепринятого отраслевого определения. Применительно к нефтегазовой сейсморазведке величину геолого-технологической успешности количественно можно определить как:  $P_{gt} = P_g \cdot P_t = (C1 + C2)_{\text{после бурения}} / C3_{\text{до бурения}}$ , т. е.  $P_{gt}$  — это отношение фактических поставленных после бурения на баланс запасов  $C1 + C2$  к перспективным ресурсам  $C3$ , оцененным до бурения по данным сейсморазведки.

Количественную оценку экономической эффективности применения сейсморазведки, следуя предложению томских геологоразведчиков конца 90-х гг. [Глебов и др., 1999], можно определить, исходя из следующих геолого-технологических показателей:

- прирост извлекаемых запасов категории  $C1$  и  $C2$  — соответственно  $Q1, Q2$  (тыс. т), и оптимизация сетки размещения дополнительного количества эксплуатационных и разведочных скважин —  $N1$  и  $N2$  (ед.);
- списание запасов категории  $C1$  —  $Q0$  (тыс. т), и сокращение затрат на бурение непродуктивных и экономически нерентабельных скважин —  $N0$  (ед.);
- изменение представлений о текущем состоянии запасов по категориям  $A + B + C1$  (тыс. т) и перепроектирование технологических операций в добывающих и нагнетательных скважинах с целью увеличения добычи —  $\Delta Q$ .

Таким образом, ожидаемый экономический эффект  $\Theta$  (долл.) от проведения сейсморазведочных работ с последующим построением трехмерной геолого-технологической модели [Глебов и др., 1999; Глебов, 2006] можно оценивать по следующей формуле:

$$\Theta = (K12 \cdot Q2 + K01 \cdot Q1 + \Delta Q - Q0)P + Z1 \cdot S1 \cdot N0 - (Z1 \cdot S1 + \Delta S)N1 - (Z2 \cdot S2 + \Delta S)N2 - ST - SD,$$

где  $K12$  и  $K01$  (%) — фактически достигнутые коэффициенты перевода запасов из категории  $C2$  в  $C1$  и из категории  $C1$  в экономически рентабельные категории;  $P$  (долл./т) — чистая прибыль от реализации одной тонны нефти;  $Z1$  и  $Z2$  (м) — средняя глубина проходки эксплуатационного и разведочного бурения;  $S1, S2$  (долл./метр проходки) — удельные средние затраты на бурение и освоение эксплуатационных и разведочных скважин;  $\Delta S$  (долл./скв.) — удельные затраты по обустройству месторождения в расчете на одну скважину;  $SD, ST$  (долл.) — фактические затраты на проведение сейсморазведочных работ 2D/3D и последующие технологические операции по интенсификации добычи;  $\Delta Q$  (т) — добыча, полученная за счет постсейсморазведочных технологических операций на скважинах.

Рекомендации и опыт построения трехмерных сейсмогеологических моделей с целью оптимального размещения разведочных и эксплуатационных скважин изложены в [Глебов и др., 2001; Нестеров и др., 2006; Амон и др., 2010] и монографии [Глебов, 2006] на примере Крапивинско-Двуреченской, Полуденно-Мохтиковской, Аригольско-Кошильской и других нефтегазовых площадей Западной Сибири.

На сегодняшний день общепризнано, что сейсморазведка и бурение играют ключевую роль в обеспечении геолого-технологической успешности и финансово-экономической привлекательности нефтяных проектов, нацеленных на прирост запасов, добычи и доходов. Однако также очевидно, что за последние 20–25 лет никаких крупных нефтегазопроисловых открытий и технологических прорывов не произошло, а ценовые кризисы и неадекватно низкие расценки на нефтесервисные работы стали повседневной реальностью на долгие годы. Означает ли это скорое исчерпание ресурсной базы нефтедобычи? Или нужно изменить традиционную нефтепоисковую парадигму и сделать ставку на неизученные глубоководно-морские проекты или нетрадиционные сухопутные ресурсы, такие как сланцевые углеводороды, глубинная нефть и неструктурные залежи во втором гидродинамическом ярусе? В любом случае успех в решении этих вопросов будет зависеть не от их обсуждения на отраслевых совещаниях и журналах, а от результатов повседневной работы технических специалистов и управленцев, оценивающих эффективность разрешения стоящих геологических задач.

Возникает вопрос, а есть ли у нас сегодня объективные прозрачные критерии, по которым мы бы могли сопоставить между собой различные геолого-менеджерские команды, которые реально руководят рискованными нефтегазопроисловыми проектами в частных нефтяных компаниях и в отраслевом государственном секторе? Ответ — нет. Поэтому и крупных успехов — нет. Вернее будет сказать, что сравнивать мы их не хотим и не можем: чужие успехи стараемся не замечать,

а собственные неудачи постараемся скрыть или объяснить объективными причинами. При отсутствии ежегодного анализа успешности нефтегазописковых проектов инновационная геолого-технологическая составляющая дальше вообще не сможет развиваться. Например, в Россию любая геолого-технологическая инновация может прийти только из-за рубежа, как общепризнанная экономически эффективная технология. В противном случае при заключении сервисного контракта от инициатора потребуют переуступки интеллектуальных прав. Экономические последствия от такой схемы финансирования новых поисковых проектов обычно таковы, что даже единичные геолого-технологические успехи не подлежат отраслевому тиражированию.

#### **СТАТИСТИЧЕСКИЙ ФАКТОРНЫЙ АНАЛИЗ ДОСТИГНУТОЙ И ПРОГНОЗНОЙ УСПЕШНОСТИ НЕФТЕГАЗОПОИСКОВЫХ ПРОЕКТОВ ПО ТРЕМ ОСНОВНЫМ ДОБЫВАЮЩИМ РЕГИОНАМ РФ: ЗАПАДНОЙ СИБИРИ, ЕВРОПЕЙСКОЙ ЧАСТИ И КАСПИЙСКОМУ РЕГИОНУ**

Излагаемые далее количественные оценки по собранному фактическим материалам следует воспринимать как независимое экспертное мнение, сформированное лично автором по результатам его производственной деятельности в нефтяной компании Лукойл (2003–2011 гг.), геофизическом предприятии Сибнефтегеофизика (1983–2003 гг.) и институте ТомскНИПИнефть Восточной нефтяной компании (1995–1999 гг.). По ряду поисковых проектов и внедрению инновационных технологий автор также взаимодействовал с геологическими службами ИГиРГИ, Томскнефть, Юкос, Славнефть, ТНК, Лукойл-Западная Сибирь, Лукойл-Пермь, Лукойл-Коми, Калининградморнефть, Волгограднефтегаз, Нижневожскнефть, Ритэк, Аладдин, Астрахань-нефть, сервисными компаниями CGG, Schlumberger, Paradigm, Tracs и др. Всем руководителям и работникам этих компаний, поддержавшим стремление автора провести количественный факторный анализ геолого-технологической успешности сейсморазведочных работ, хотелось бы выразить благодарность за содействие в осуществлении данных исследований. Особо автор признателен Ю.К. Шафранику, А.А. Новикову, В.П. Мангазееву, В.И. Биджакову, В.Н. Нестерову, Е.Б. Грунису, С.Л. Баркову, С.В. Гольдину, А.С. Алексею, В.В. Гусеву, Ю.Н. Федорову, Л.П. Мехеду, Б. Дингеману, А. Канингэму, С.В. Делии, Н.А. Лядовой и М.В. Мордвинцеву за оказанную поддержку и помощь в сборе и анализе результативных геолого-разведочных материалов.

Итак, факторный анализ геолого-технологической успешности нефтегазописковых проектов сделан на основе единообразно собранных фактических данных, сведенных в табл. 3. Всего были собраны и использованы результаты 392 нефтегазописковых проектов, реализованных на распределенном фонде недр трех регионов РФ в 1992–2011 гг. (см. табл. 3). Суммарная оценка ресурсов по категории С3 по этим проектам до бурения составляла 2126.5 млн т у.т. и после бурения согласно государственному балансу РФ за 2011 г. – 705 млн т у.т. по категории С1 + С2. Кроме того, на том же лицензионном распределенном фонде трех регионов РФ было проанализировано 187 новых (под-

готовленных к бурению) нефтегазописковых проектов с ресурсной оценкой по категории С3 – 2335 млн т у.т. (см. табл. 3). По каждому новому нефтегазописковому проекту проводился пофакторный анализ геологических, технологических и экономических рисков. Данную методику количественной оценки рисков автор предлагает для дальнейшего более широкого отраслевого применения.

В данной статистической выборке, кроме ограниченного размера в 579 поисковых проектов, вторым важным ограничением является то, что такие регионы РФ, как Восточная Сибирь, Дальний Восток, Арктические шельфы, и газописковые проекты в ЯНАО Западной Сибири в данный статистический анализ не включались. Поэтому приводимые ниже выводы и прогнозы этих регионов РФ не касаются.

Также подчеркнем, что данный ретроспективный анализ успешности нефтегазописковых проектов по трем регионам РФ (см. табл. 3) проводился с целью раздельной количественной оценки геологических и технологических рисков. Технологические осложнения в бурении, некорректные данные геолого-промысловых испытаний и другие технико-экономические риски при этом учитывались только как документально подтвержденные и исторически обоснованные данные, представленные каждым отдельным недропользователем.

Очевидно, что все выше перечисленное накладывает определенные ограничения на достоверность количественных оценок геологической и технологической успешности нефтегазописковых проектов. Поэтому все приводимые ниже данные и выводы не могут претендовать на полное статистическое описание современной ситуации с воспроизводством запасов УВ в трех основных добывающих регионах РФ за последние 20 лет. Вместе с тем, по мнению автора, они достаточно объективно отражают основные тенденции в достигнутых и прогнозных показателях успешности нефтегазовой сейсморазведки за истекшие 20 лет и на ближайшую пятилетнюю перспективу.

Итак, согласно сводным статистическим данным табл. 3 геологическая успешность ( $P_g$ ) нефтегазописковых проектов, оцениваемая как отношение суммарного количества успешно опискованных структур к общему количеству новых разбуренных объектов, в среднем по трем добывающим регионам РФ в 1992–2011 гг. составляла около 65 % с незначительным разбросом: Западная Сибирь – 69 %, европейская часть – 63 % и Каспийский регион – 55 %.

При этом средние размеры поисковых объектов, прошедшие технологическую оценку ресурсов до и после бурения, уменьшились почти вдвое с 5.4 до 2.8 млн т у.т. Таким образом, собственно технологическая успешность ( $P_t$ ), оцениваемая как отношение средних размеров поисковых объектов до и после бурения, в среднем по трем регионам РФ в 1992–2011 гг. составляла около 51 % с существенным разбросом: Западная Сибирь – 27 %, Европейская часть – 98 % и Каспийский регион – 51 %.

Совокупная геолого-технологическая успешность, определяемая как отношение извлекаемых запасов УВ до и после поисково-разведочного бурения или как перемножение вероятностей геологического и технологического успеха нефтегазопискового проекта ( $P_{gt}$ ), в среднем составляла около 33 % с существенным раз-

Основные показатели геолого-технологической успешности нефтегазопроисследовательских проектов

№	Нефтегазодобывающие регионы (НГР)	Распределение оплоискованных структур за 1992–2011 гг. по регионам: N0/Σструкт. РФ-2011, %	Доля успешно оплоискованных структур за 1992–2011 гг. по регионам: Nu/Σструкт. РФ-2011, %	Распределение оплоискованных ресурсов за 1992–2011 гг. по регионам: C0/Σг у.т. РФ-2011, %	Доля успешно оплоискованных ресурсов за 1992–2011 гг. по регионам: C0y/Σг у.т. РФ-2011, %	Средние размеры нефтепоисковых объектов до бурения: Q0 = C0/N0, млн т у.т.	Средние размеры тех же нефтепоисковых объектов после бурения: Q0y = C0y/Ny, млн т у.т.
1	Западно-Сибирский регион РФ, включая ХМАО и другие НГР	33.93	23.47	23.78	4.41	3.80	1.02
1.1	Шаимский НГР	11.22	6.89	2.10	0.80	1.01	0.63
1.2	Сургутский НГР	9.69	7.14	3.28	1.11	1.83	0.84
1.3	Нижевартовский НГР (запад)	3.83	2.81	0.48	0.51	0.69	0.99
1.4	Нижевартовский НГР (центр)	4.85	4.08	4.49	0.77	5.03	1.03
	Всего по нефтегазопроисследовательским проектам в ХМАО	29.59	20.92	6.31	3.20	1.16	0.83
1.5	Нефтепоисковые проекты в ЯНАО	2.04	0.51	14.19	0.08	37.73	8.78
1.6	Прочие Западно-Сибирские НГР	2.30	2.04	3.27	1.13	7.73	2.99
2	Европейский регион РФ (без Каспия и Предкавказья)	63.27	39.54	22.01	13.53	1.89	1.86
2.1	Прибалтийская НГП	11.22	6.63	0.42	0.34	0.20	0.28
2.2	Тимано-Печорская НГП	6.12	4.34	13.29	8.12	11.77	10.15
2.3	Волго-Уральская НГП (север)	28.57	17.86	2.78	1.74	0.53	0.53
2.4	Волго-Уральская НГП (центр)	3.57	2.04	0.26	0.17	0.39	0.44
2.5	Волго-Уральская НГП (юг)	13.78	8.67	5.26	3.17	2.07	1.98
3	Каспийский регион РФ	2.81	1.53	54.22	15.22	104.81	53.94
3.1	Средне-Каспийская НГО	1.53	1.28	12.54	10.58	44.46	45.01
3.2	Прочие Каспийские НГО	1.28	0.26	41.68	4.63	177.24	98.55
	Итого по России	100.00	64.54	100.00	33.15	5.42	2.79

бросом: Западная Сибирь – 19 %, европейская часть – 61 % и Каспийский регион – 28 %.

Отсюда следует первый статистический вывод: из каждых трех оплоискованных в современной России объектов два оказываются продуктивными, но при этом после бурения на баланс предприятия ставится в среднем только одна тонна запасов из каждых трех тонн подготовленных к бурению ресурсов.

Второй статистический вывод: на этапе технологической оценки извлекаемых ресурсов в современной России происходит в среднем двукратное завышение ресурсного потенциала. Другими словами, субъективные риски завышения технологической оценки запасов превышают природные геологические риски ( $R_{те} > R_{г}$ ): 49 % против 35 %.

Последний статистический вывод, казалось бы, переворачивает широкое бытующее мнение о высоком профессионализме Российской нефтегеологической службы. Однако, это не совсем так. Из табл. 3 видно, что в старых добывающих регионах РФ технологическая успешность нефтегазопроисследовательских проектов почти достигает, а иногда и превышает 100 %. И связано это с очевидной спецификой поискового фонда структур. Крупные объекты давно оплоискованы и за последние 20 лет поисковые работы проводились на мелких спутниковых структурах, размеры которых не завышались по причине статистической устойчивости их ранее выполненных оценок.

Другое дело – Западная Сибирь и Каспийский регион. Здесь по-прежнему продолжают искать гиган-

в России 1992–2011 гг. и расчет ожидаемого прироста запасов до 2021 г.

Геологическая успешность – отношение успешных структур к их общему количеству: $P_g = N_y/N_0, \%$	Технологическая успешность – отношение средних размеров объектов до и после бурения: $P_t = Q_{0y}/Q_0, \%$	Коэффициент перевода ресурсов в запасы по успешным структурам: $P_s = (C1 + C2)/C_{0y}, \%$	Геолого-технологическая успешность – подтвержденность нефтяных ресурсов $C_3$ при переводе в извлекаемые запасы $C1 + C2$ : $P_{gt} = C_{0y}/C_0$ , $P_{gt} = P_g P_t, \%$	Незавершенность поисково-разведочного этапа по регионам – отношение количества неопоско-ванных объектов к их общему количеству: $N_3/(N_0 + N_3), \%$	Недоработанность ресурсной базы по регионам – отношение неопоскованных ресурсов к суммарной ресурсной базе: $C_3/(C_0 + C_3), \%$	Средние размеры нефтеперспективных объектов неопоскованного фонда: $Q_3 = C_3/N_3$ млн т у.т.	Ожидаемая недопользователями вероятность успеха при переводе ресурсов $C_3$ в запасы $C1 + C2$ : $POS = (C1+C2)/C_3, \%$	Кратность превышения ожидаемого недопользователями прироста запасов ( $C1 + C2$ ) относительно фактически достигнутой успешности: $C_{3POS}/P_{gt}C_3, \%$	Оценка ожидаемого прироста запасов в РФ 2012–2021 гг. относительно фактически достигнутого прироста запасов УВ в 1992–2011 гг.: $C_{gt} = P_{gt}C_3/C_{0y}, \%$
8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
69.17	26.79	51.0	18.53	32.83	66.53	15.46	75	4.05	198.77
61.36	61.85	56.0	37.95	31.25	31.09	1.01	16	0.42	45.11
73.68	46.01	48.0	33.90	28.30	44.21	3.68	75	2.21	79.24
73.33	144.85	118.0	106.23	25.00	34.09	1.07	79	0.74	51.73
84.21	20.46	185.0	17.23	36.67	3.84	0.35	92	0.53	39.91
70.69	71.66	72.0	50.66	30.54	38.64	1.66	62	1.22	62.98
25.00	23.30	10.0	5.81	60.00	74.85	74.83	21	3.61	297.54
88.89	38.73	52.0	34.43	68.97	24.35	1.12	63	1.85	31.79
62.50	98.36	90.0	61.48	31.49	45.39	3.41	74	1.20	83.12
59.09	137.30	139.0	81.13	22.81	62.88	1.16	95	1.17	169.38
70.83	86.25	83.0	61.09	66.67	53.32	6.72	75	1.23	114.24
62.50	100.01	97.0	62.50	20.57	25.86	0.71	80	1.28	34.87
57.14	112.80	92.0	64.46	30.00	55.27	1.13	76	1.18	123.55
62.96	95.58	101.0	60.18	25.00	17.47	1.32	35	0.58	21.17
54.55	51.46	88.0	28.07	42.11	44.94	117.62	52	1.85	81.61
83.33	101.25	241.0	84.38	50.00	44.56	35.73	56	0.66	80.37
20.00	55.60	36.0	11.12	28.57	45.05	363.28	51	4,64	81.10
64.54	51.36	81	33.15	32.30	52.34	12.49	72	2.18	109.30

тов, а открывают – средние и малые месторождения. Отсюда понятна и текущая переоценка, и обнаруживаются резервы для адекватной оценки ресурсов и учета технологических рисков.

Третий статистический вывод: вне зависимости от технологического завышения ресурсов в отдельных регионах их доля в существующей структуре балансовых запасов высока. Согласно статистическим данным табл. 3 ряд крупных и средних открытий частично реализуются и в ближайшее время они ожидаются в Каспийском, в Тимано-Печорском регионах и по новым проектам в Западной Сибири. Средний размер таких открытий по России ожидается на уровне 12.5 млн т у.т., что даже с учетом достигнутого двукратного завышения ресурсов позволяет оценить ожи-

даемый прирост запасов УВ до 2021 г. (при условии реализации всех подготовленных к бурению нефтегазопоисковых проектов) на уровне 109 % к фактически достигнутому приросту запасов УВ в РФ в 1992–2011 гг. (см. колонки №№ 16–17 табл. 3).

Резюмируя все вышесказанное: в настоящей статье приведены количественные оценки и обосновывается необходимость дальнейшего проведения ежегодного анализа геолого-технологических рисков нефтегазовой сейсмозазведки как единой отраслевой методики, способной выявить наиболее успешные инновационные проекты и соответствующие им региональные геолого-менеджерские команды вне зависимости от их корпоративной принадлежности и размера нефтегазопоискового портфеля.

## Литература

**Амон А.Э., Алексеев В.П., Глебов А.Ф., Савенко В.А., Федоров Ю.Н.** Стратиграфия и палеография мезозойско-кайнозойского осадочного чехла Шаимского нефтегазодносного района (Западная Сибирь). Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2010. 257 с.

**Временное положение** об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ / Приказ Министерства природных ресурсов РФ от 07.02.2001 № 126, Приложение № 1. М., 2001. 14 с.

**Глебов А.Ф.** Площадное сглаживание сейсмических параметров, полученных по системе произвольно расположенных профилей // Геология и геофизика. 1995. № 10. С. 97–105.

**Глебов А.Ф., Кошовкин И.Н., Мангазеев В.П. и др.** Эффективность трехмерной сейсморазведки 3Д-МОГТ на этапе уточнения запасов и оптимизации эксплуатационного бурения // Нефтяное хозяйство. 1999. № 5. С. 22–26.

**Глебов А.Ф., Кошовкин И.Н., Кривошеев Э.В. и др.** Уточнение геологического строения Томских месторождений // Вестник Инжинирингового Центра ЮКОС. 2001. № 1. С. 27–32.

**Глебов А.Ф.** Геолого-математическое моделирование нефтяного резервуара. М.: Научный мир, 2006. 344 с.

**Глебов А.Ф.** Количественная оценка геолого-технологической успешности и рисков нефтегазопроисловых работ в России в 1992–2011 гг. и прогноз до 2021 г. // Нефтяное хозяйство. 2013. № 1. С. 9–13.

**Глебов А.Ф.** Влияние глобальных ценовых кризисов на уровни российской нефтедобычи в 2000–2014 гг. и с прогнозом до 2021 г. // Недропользование XXI век. 2015. № 2. С. 88–97.

**Глоговский В.М., Хачатрян А.Р., Трингауз Т.К.** К оценке дефекта системы уравнений коррекции статических поправок // Нефтегазовая геология и геофизика. 1983. № 11. С. 10–11.

**Гольдин С.В.** Интерпретация данных сейсмического метода отраженных волн. М.: Недра, 1979. 330 с.

**Нахамкин С.А.** Интерференционные преобразования сейсмических полей // Вопросы динамической теории распространения сейсмических волн. Вып. XVII. Л.: Наука, 1977. 170 с.

**Нестеров В.Н., Харахинов В.В., Семянов А.А., Шленкин С.И., Глебов А.Ф.** Геологическая доразведка нефтяных месторождений Нижневартовского Приобья. М.: Научный мир, 2006. 192 с.

**Rose P.R.** Risk Analysis and Management of Petroleum Exploration Ventures. Tulsa: AAPG, 2001. 164 p.

*Статья поступила в редакцию 5 октября 2016 г.,  
в окончательном варианте – 30 октября 2016 г.*

## КОРОТКО ОБ АВТОРЕ

**ГЛЕБОВ Алексей Федорович** – закончил геолого-геофизический факультет Новосибирского государственного университета в 1984 г., доктор геолого-минералогических наук. Работал в Сибнефтегеофизике (в 1983–1995 и 2000–2003 гг.), ТомскНИПИнефть Восточной нефтяной компании (1995–2000 гг.), центральном аппарате нефтяной компании Лукойл (2003–2012 гг.), с 2012 г. – директор по геологоразведке и разработке Межгосударственной нефтяной компании “Союзнефтегаз”. Автор более 100 научно-технических статей сейсмогеологической направленности, монографии по геолого-математическому моделированию и соавтор четырех монографий по результатам геолого-разведочных работ в Западной Сибири. В настоящее время занимается развитием новых нефтяных проектов на юге России, в ближнем и дальнем зарубежье.