



УДК 553.98

ЛОКАЛЬНО-СТАТИСТИЧЕСКИЙ МЕТОД КОЛИЧЕСТВЕННОГО ПРОГНОЗА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ (на примере горизонта Ю₁ Западной Сибири)

А.М.Бурштейн, Л.С.Грекова (ФГБУ "Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука СО РАН")

Предложена методика количественной оценки ресурсов УВ-объектов ранга нефтегазоносного района, локализованных в структурных ловушках. Дана вероятностная количественная оценка перспектив нефтегазоносности горизонта Ю₁ на территории Томской области.

Ключевые слова: количественная оценка; локально-статистический метод; нефтегазоносность локальных поднятий; вероятностные методы оценки; верхнеюрский комплекс; юго-восток Западной Сибири.

Одной из основ планирования геолого-разведочных работ на УВ-сырье является количественная оценка перспектив нефтегазоносности. Ее роль постоянно возрастает в связи с ухудшением структуры остаточных ресурсов нефти и газа. Последнее, в частности, проявляется в увеличении в структуре остаточных ресурсов доли мелких и мельчайших скоплений УВ. В связи с усилением роли количественной оценки возрастают и требования к надежности и адекватности ее результатов. Одними из мер по увеличению надежности и адекватности результатов прогноза являются комплексирование применяемых методов (использование нескольких методов одновременно) и представление результатов в вероятностном виде. Соответствующие требования сформулированы в действующем «Методическом руководстве» [1].

Хотя теоретические основы количественной оценки разработаны достаточно глубоко (в том числе в значительной мере усилиями отечественных исследователей), практика их применения во многих случаях этому уровню не соответствует. Например, несмотря на сравнительно высокую изученность юго-восточных районов Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, их последняя официальная оценка (по состоянию на 01.01.2009 г.) выполнялась на основе метода экспертных геологических аналогий и не была вероятностной. Это является шагом назад, даже по сравнению с количественной оценкой перспектив нефтегазоносности по состоянию на 01.01.2002 г., при выполнении которой применялись методы, базирующиеся на формализованных количественных закономерностях, а результаты представлялись в вероятностном виде.

Это подчеркивает необходимость дальнейшего развития и совершенствования методов прогноза перспектив нефтегазоносности, основанных на известных количественных закономерностях, по крайней мере для районов высокой степени изученности. Среди этой группы методов особое положение занимают методы, базирующиеся на законе распределения нефтегазоносных объектов по крупности. Особое положение этой группы методов определяется, прежде всего, универсальностью указанного закона. В их число входит так называемый локально-статистический метод [1].

Предшественником локально-статистического метода следует считать метод прогноза на осредненную структуру, предложенный И.М.Губкиным [2]. Подобные подходы позднее развивались в работах Н.Т.Линдтропа, Н.И.Буялова, М.А.Жданова и др.

Термин «локально-статистический метод» введен А.Э.Конторовичем, который совместно с В.И.Деминим и Г.И.Кириенко [3, 4] сформулировал современный, наиболее последовательный вариант этого метода оценки ресурсов нефти и газа, вошедший в «Методическое руководство» [1]. В предложенной ими постановке прогноз осуществляется с учетом того, что традиционные ресурсы нефти и газа всегда связаны с конкретным локальным объектом — ловушкой. Величину ресурсов оцениваемой территории можно рассматривать как сумму запасов разведанных скоплений и оценок ресурсов выявленных, подготовленных и прогнозируемых локальных объектов. В таком виде задача прогноза распадается на две части. Во-первых, выполняется прогноз продуктивности выявленных и подготовленных к глубокому бурению ловушек и величины ресурсов неф-

ти и газа, связанных с ними. Во-вторых, осуществляется прогноз количества невыявленных ловушек, их продуктивности и величины ресурсов УВ, связанных с ними.

За последние 20 лет составляющие элементы локально-статистического прогноза получили существенное развитие. Результаты совершенствования методов прогноза продуктивности локальных объектов представлены в работах [5-8] и др. Теоретические основы методики и примеры практического прогноза распределения скоплений УВ и вмещающих их локальных объектов по крупности рассматривались в работах [9-14] и др. С учетом этого предложенная в работах [3, 4] методика может быть существенно уточнена.

Целями настоящего исследования являлись уточнение, с учетом новейших достижений, методики количественного прогноза на основе локально-статистического подхода в формулировке А.Э.Конторовича, В.И.Демина, Г.И.Кириенко и демонстрация ее применения на примере верхнеюрского комплекса юго-востока Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (территория Томской области). Уточнения касаются в первую очередь методов оценки параметров распределения локальных структурных объектов по крупности, методов прогноза их продуктивности и оценки средних размеров, связанных с ними скоплений УВ.

МЕТОДИКА РАБОТЫ

Локально-статистический подход применим для прогноза ресурсов УВ, связанных с совокупностями ловушек различной природы, и в геологических объектах разного ранга. Однако авторы статьи ограничатся рассмотрением локальных структурных объектов. Выполненная оценка дифференцировалась по площади с точностью до отдельного нефтегазоносного района.

Всю совокупность выявленных (в том числе подготовленных к глубокому бурению) и невыявленных локальных структур разобьем на n классов крупности. В качестве меры крупности структуры удобно выбрать ее площадь. Начальные суммарные геологические ресурсы УВ объекта оценки (Q), связанные со структурными ловушками, в этом случае можно представить в виде суммы

$$Q_{НСП} = \sum_{i=1}^n (\Theta_i + Q_i^{\text{выявл}} + Q_i^{\text{невыявл}}), \quad (1)$$

где Θ_i – суммарные начальные запасы разведанных месторождений, связанных со структурами i -го класса крупности; $Q_i^{\text{выявл}}$ – ресурсы выявленных и подготовленных неопределенных локальных структур; $Q_i^{\text{невыявл}}$ – ресурсы невыявленных локальных структур; n – число классов крупности.

Соответственно "прогнозные локализованные" геологические ресурсы (Q_n) равны

$$Q_n = \sum_{i=1}^n (Q_i^{\text{выявл}} + Q_i^{\text{невыявл}}). \quad (2)$$

Для оценки прогнозных ресурсов по формуле (2) можно использовать следующую формализованную схему:

1. Выполняется оценка количества и характеристик невыявленных структур.

2. На основе анализа данных по открытым залежам устанавливается зависимость средних запасов месторождения от характеристик структуры или определяют подсчетные параметры объемного метода.

3. Для всех выявленных структур и совокупности спрогнозированных оцениваются ресурсы.

4. На основе прогноза успешности поискового бурения, оцениваемой по зависимостям, установленным на основе анализа данных по совокупности открытых залежей и опосредованных структур (или по средним значениям в случае отсутствия явных зависимостей), определяется доля продуктивных структур.

5. Строится вероятностная оценка ресурсов невыявленных и выявленных неопределенных структур с учетом того, что не все продуктивные структуры содержат промышленные скопления УВ.

Для оценки числа и размеров невыявленных структур можно использовать подход, изначально разработанный для прогноза размеров скоплений УВ в их природных совокупностях ([14] и др.). Позднее была показана его применимость для описания природных совокупностей локальных структурных объектов, в том числе и на территории исследований [3, 4, 10].

Для прогноза полной (в работах А.Э.Конторовича с соавторами употребляется термин «генеральной») совокупности локальных структур в нефтегазоносных районах и их частях и их числа в фиксированных интервалах крупности используем функцию плотности усеченного распределения Парето $\varphi(S)$

$$\varphi(S, \lambda) = (1 - \lambda)(S^{-\lambda} S_{\max}^{\lambda} - 1) \times (\lambda S_{\max} + S_0(1 - \lambda - (S_{\max} S_0^{-1})^{\lambda}))^{-1}. \quad (3)$$

Для каждого нефтегазоносного районов или его части на территории исследований были определены параметры функции плотности вероятности (3) распределения локальных структур по площади и оценены число структур в полной совокупности и невыявленных структур (табл. 1, 2). Левая граница распределения – минимальная площадь – принималась равной 5 км². Параметры функции $\varphi(S)$ – λ и S_{\max} , при которых выражение (3) наиболее точно описывает совокупность выявленных структур, подбирались с использованием мето-

Таблица 1

Параметры функции плотности вероятности распределения λ и $\varphi(S)$ локальных структур по площади для нефтегазоносных районов

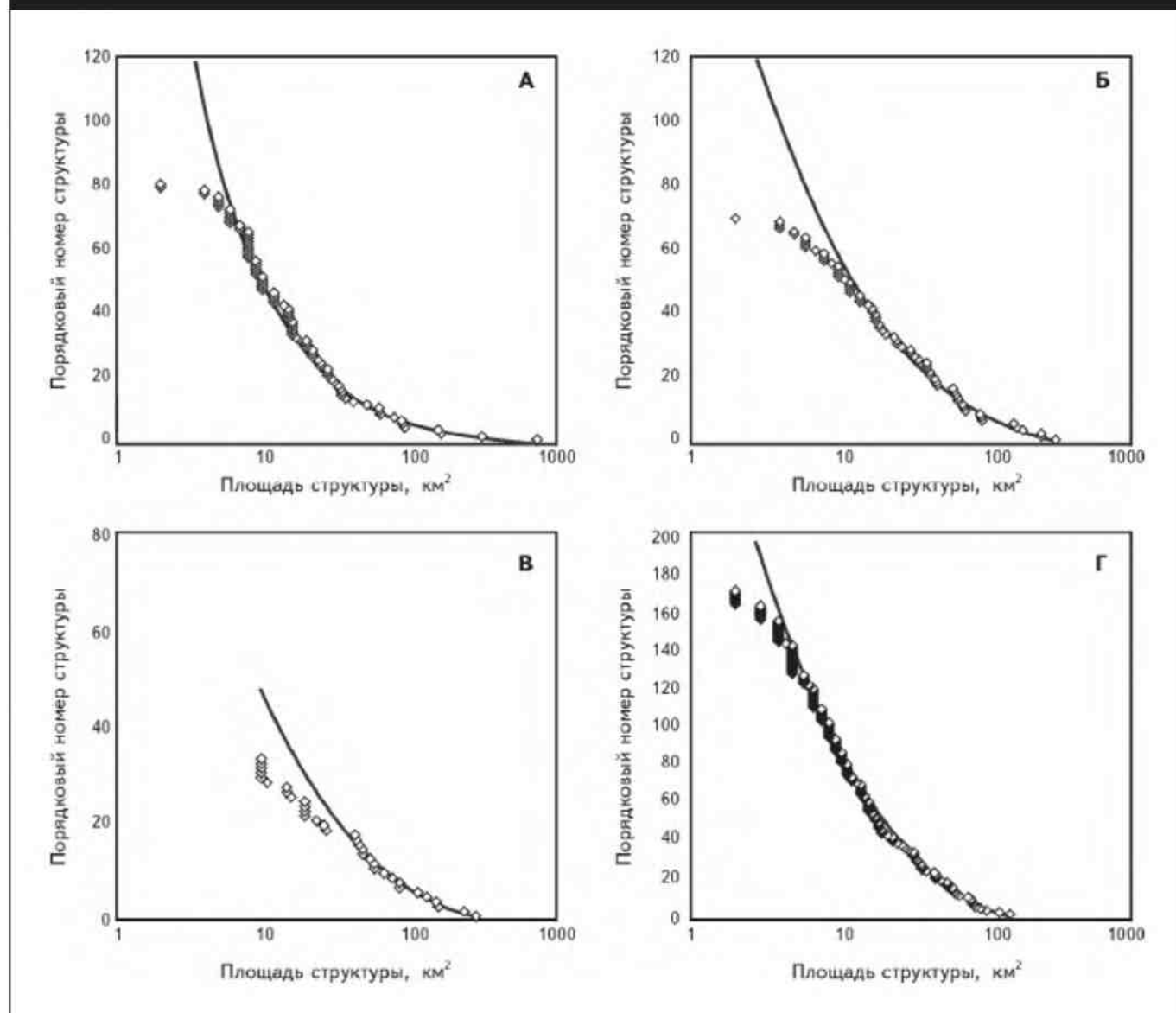
| Нефтегазоносный район | Площадь нефтегазоносного района в пределах Томской области, км ² | Параметры | | | Число выявленных структур, учитываемых при оценке параметров распределения |
|------------------------|---|-----------|------------------------------|----------|--|
| | | λ | S_{\max} , км ² | $\ln(M)$ | |
| Вартовский | 5260 | 1,3 | 150,0 | 3,8 | 15 |
| Александровский | 14921 | 1,4 | 399,2 | 4,5 | 40 |
| Каймысовский | 11647 | 1,8 | 1275,5 | 4,5 | 60 |
| Нюрольско-Колтогорский | 27046 | 1,4 | 187,6 | 5,0 | 30 |
| Средневасюганский | 9331 | 1,4 | 243,6 | 4,3 | 30 |
| Межовский | 7252 | 1,5 | 245,7 | 4,4 | 18 |
| Пудинский | 21345 | 1,7 | 658,4 | 4,9 | 40 |
| Усть-Тымский | 37360 | 1,6 | 220,6 | 5,1 | 30 |
| Парабельский | 30259 | 1,6 | 306,7 | 5,0 | 40 |
| Пыль-Караминский | 18404 | 1,5 | 500,0 | 4,3 | 27 |

Таблица 2

Число невыявленных и подготовленных неопоскованных локальных структур с дифференциацией по классам площадей

| Нефтегазоносный район | Состояние структуры | Площадь структуры, км ² | | | | | | | |
|------------------------|---------------------|------------------------------------|-------|-------|-------|-------|--------|---------|------|
| | | 5-10 | 10-15 | 15-30 | 30-50 | 50-70 | 70-120 | 120-350 | >350 |
| Вартовский | Не выявлено | 5 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | Не опосковано | 7 | 4 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Александровский | Не выявлено | 14 | 1 | 4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | Не опосковано | 12 | 9 | 11 | 5 | 0 | 1 | 0 | 0 |
| Каймысовский | Не выявлено | 10 | 4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | Не опосковано | 20 | 7 | 6 | 3 | 1 | 0 | 0 | 0 |
| Нюрольско-Колтогорский | Не выявлено | 1 | 0 | 0 | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | Не опосковано | 48 | 18 | 19 | 8 | 2 | 2 | 0 | 0 |
| Средневасюганский | Не выявлено | 24 | 7 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | Не опосковано | 1 | 5 | 5 | 3 | 3 | 0 | 0 | 0 |
| Межовский | Не выявлено | 11 | 6 | 9 | 5 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | Не опосковано | 4 | 1 | 3 | 0 | 1 | 2 | 1 | 0 |
| Пудинский | Не выявлено | 40 | 13 | 8 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | Не опосковано | 12 | 6 | 9 | 3 | 7 | 3 | 1 | 0 |
| Усть-Тымский | Не выявлено | 59 | 20 | 20 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | Не опосковано | 5 | 6 | 11 | 9 | 3 | 3 | 1 | 0 |
| Парабельский | Не выявлено | 51 | 20 | 14 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | Не опосковано | 4 | 4 | 10 | 12 | 7 | 5 | 3 | 0 |
| Пыль-Караминский | Не выявлено | 18 | 0 | 3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | Не опосковано | 0 | 8 | 8 | 5 | 4 | 4 | 4 | 0 |
| Итого | Не выявлено | 233 | 72 | 59 | 7 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | Не опосковано | 113 | 68 | 83 | 49 | 28 | 20 | 10 | 0 |

Рис. 1. ЭМПИРИЧЕСКОЕ И РАСЧЕТНОЕ НЕНОРМИРОВАННЫЕ ИНТЕГРАЛЬНЫЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ПЛОЩАДЕЙ ЛОКАЛЬНЫХ СТРУКТУР ПО РАЗМЕРАМ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ РАЙОНОВ



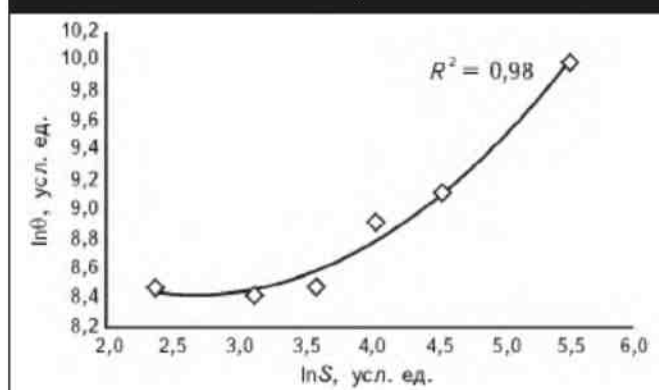
Нефтегазоносные районы: А – Каймысовский, Б – Александровский, В – Пыль-Караминский, Г – Нюрольско-Колтогорский

да максимального правдоподобия [12] в пределах каждого нефтегазоносного района. Результаты оценки параметров распределения зависят от границы интервала крупности, для которого принимается, что все структуры с площадью, превосходящей эту границу, гарантировано выявлены. Эта граница и соответствующее ей число выявленных структур выбирались таким образом, чтобы число прогнозируемых структур было минимальным. Для нефтегазоносных районов, в пределах которых совокупность выявленных структур недостаточна для статистического анализа, принимались параметры распределения, определенные по объединенной совокупности структур всей территории исследований.

Приведем примеры фактических и расчетных интегральных ненормированных распределений локальных структур для некоторых наиболее изученных нефтегазоносных районов (рис. 1).

Ресурсы каждой из выявленных структур, как уже отмечалось, могут быть оценены традиционным объемным методом. Формально эту процедуру можно провести и для совокупности невыявленных структур при условии, что их число и характеристики удалось спрогнозировать. Однако в этом случае представление полученной оценки прогнозных ресурсов в вероятностном виде вызывает определенные трудности. В первую очередь это связано с определенным произволом в выбо-

Рис. 2. ЗАВИСИМОСТЬ ЛОГАРИФМА СРЕДНИХ ЗАПАСОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ОТ ЛОГАРИФМА СРЕДНИХ ПЛОЩАДЕЙ КОНТРОЛИРУЮЩИХ СТРУКТУР



ре эталонных объектов и определением успешности поискового бурения, особенно в районах с невысокой степенью изученности.

В общем случае для залежей, приуроченных к локальным структурам, величина запасов контролируется размерами локальных поднятий. При таком подходе величину ресурсов, связанную с локальными поднятиями, можно оценить на основе связи между ресурсами отдельного локального поднятия и его размерами. Естественно форма и параметры такой зависимости не являются универсальными и должны определяться для каждого геологического объекта прогноза индивидуально.

Для совокупности открытых месторождений и связанных с ними локальных ловушек верхнеюрского комплекса территории Томской области установлена следующая эмпирическая зависимость средних запасов месторождения от средней площади структуры S (рис. 2)

$$\ln \hat{\theta} = 0,2(\ln S)^2 - 1,08 \ln S + 9,87. \quad (4)$$

Для построения вероятностной оценки ресурсов УВ, связанных со структурными ловушками, необходимо обосновать вид и параметры функции их распределения. При экспертном выборе функции плотности распределения вероятностей рекомендуется использовать треугольное распределение [1], так как его параметры имеют очевидный физический смысл, а аналитическая форма очень проста. Это распределение задается тремя значениями, отвечающими минимальному, наиболее вероятному (мода) и максимальному значениям оцениваемой характеристики. При этом предполагается, что вероятность достижения крайних значений настолько незначительна, что может быть принята нулевой.

За максимальное значение принимаем оценку Q_1 , когда все непоискованные и прогнозируемые нефтегазоносные (продуктивные) структуры i -го класса крупности содержат промышленные скопления со средними геологическими ресурсами, равными $\hat{\theta}_i$.

Оценка Q_1 использует модель нефтегазоносности структурных ловушек верхнеюрского комплекса территории исследования, построенную на основе зависимости вероятности нефтегазоносности структуры от геологических параметров осадочного чехла

$$Q_1 = P \left(\sum_{i=1}^n (b_i + c_i) \hat{\theta}_i \right), \quad (5)$$

где $\hat{\theta}_i$ – средние запасы месторождений, приуроченные к структурам i -го класса крупности; b_i – число выявленных непоискованных локальных структур в i -м классе крупности; c_i – число невыявленных локальных структур в i -м классе крупности; P – расчетная вероятность нефтегазоносности (продуктивности) локальных структур в горизонте Ю₁ в зависимости от геологических параметров разреза в данном районе; n – число классов крупности.

Оценка величины P для всех структур данного нефтегазоносного района выполняется по методике, описанной в работе [10]. Методика допускает детализацию оценки для любой выявленной структуры. Однако в настоящей статье принималось единое среднее значение вероятности продуктивности для всей совокупности выявленных непоискованных и невыявленных локальных структур в пределах нефтегазоносного района.

За наиболее вероятное модальное значение принимаем Q_2 – оценку прогнозных ресурсов с учетом вероятности открытия промышленных залежей на нефтегазоносных структурах i -го класса в горизонте Ю₁:

$$Q_2 = P \left(\sum_{i=1}^n (b_i + c_i) \hat{\theta}_i k_i \right), \quad (6)$$

где k_i – эмпирическая частота открытия промышленной залежи на структуре данного класса, рассчитанная для выявленных опоскованных объектов как отношение числа открытых залежей в i -м классе крупности к структурам, опоскованным с положительным результатом.

Для гарантированного предотвращения завышения итоговых вероятностных оценок минимальная граница оценки принималась равной нулю (случай, когда все невыявленные и непоискованные структуры не содержат промышленных скоплений).

РЕЗУЛЬТАТЫ И ОБСУЖДЕНИЕ

В качестве граничных оценок величины ресурсов каждого нефтегазоносного района (в пределах Томской области) принимались α -квантили соответствующих распределений при уровнях α , равных 0,3 и 0,7. Оценка ресурсов для совокупности невыявленных и

Таблица 3

Прогнозные геологические ресурсы УВ верхнеюрского комплекса Томской области, связанные с локальными структурами, млн т усл. УВ

| Нефтегазоносный район | Подготовленные неопределенные структуры | | | Невыявленные локальные структуры | | | Всего | | | Официальная оценка с уточнениями по состоянию на 2012 г. |
|------------------------|---|--------------|-----------------------------------|----------------------------------|--------------|-----------------------------------|--------------|--------------|-----------------------------------|--|
| | 0,3-квантиль | 0,7-квантиль | 0,5-квантиль (медианное значение) | 0,3-квантиль | 0,7-квантиль | 0,5-квантиль (медианное значение) | 0,3-квантиль | 0,7-квантиль | 0,5-квантиль (медианное значение) | C ₃ + Д, млн т усл. УВ |
| Вартовский | 13,7 | 21,2 | 17,7 | 7,1 | 11,1 | 9,2 | 20,8 | 32,2 | 26,9 | 63,5 |
| Александровский | 32,0 | 48,9 | 41,3 | 14,1 | 21,9 | 18,2 | 46,0 | 70,8 | 59,4 | 113,0 |
| Каймысовский | 33,0 | 50,8 | 42,6 | 11,5 | 17,9 | 14,8 | 44,5 | 68,7 | 57,5 | 201,4 |
| Нюрольско-Колтогорский | 69,4 | 106,5 | 89,6 | 2,5 | 3,8 | 3,3 | 71,9 | 110,3 | 92,8 | 393,5 |
| Средневазюганский | 16,2 | 24,7 | 20,9 | 24,7 | 38,4 | 31,9 | 40,9 | 63,1 | 52,7 | 126,8 |
| Межевский | 11,4 | 17,4 | 14,7 | 19,0 | 29,1 | 24,6 | 30,4 | 46,5 | 39,3 | 16,4 |
| Пудинский | 43,4 | 66,2 | 56,0 | 45,2 | 70,2 | 58,3 | 88,6 | 136,4 | 114,3 | 56,1 |
| Усть-Тымский | 15,3 | 23,3 | 19,7 | 27,8 | 43,0 | 35,9 | 43,1 | 66,4 | 55,6 | 64,1 |
| Парабельский | 21,7 | 33,2 | 28,0 | 23,8 | 36,8 | 30,7 | 45,5 | 70,0 | 58,7 | 41,6 |
| Пыль-Караминский | 5,8 | 8,9 | 7,5 | 1,9 | 3,0 | 2,5 | 7,7 | 11,9 | 10,0 | 25,6 |
| Итого | 261,9 | 401,0 | 338,1 | 177,6 | 275,3 | 229,3 | 439,5 | 676,3 | 567,3 | 1101,8 |

подготовленных неопределенных локальных структур по нефтегазоносным районам в сравнении с официальной оценкой ресурсов УВ Томской области по состоянию на 01.01.2002 г., уточненной с учетом изменения добычи и запасов по состоянию на 01.01.2012 г., приведена в табл. 3. Согласно официальной оценке, суммарные прогнозные и перспективные геологические ресурсы УВ верхнеюрского комплекса Томской области оцениваются в 1 101,8 млн т усл. УВ. Отметим, что оценка относится к скоплениям в ловушках любых типов.

Согласно полученной в данной статье оценке, прогнозные геологические ресурсы усл. УВ в структурных ловушках верхнеюрских отложений Томской области с вероятностью 0,7 превосходят 439,5 млн т и с той же вероятностью не превосходят 676,3. Наиболее вероятная (модальная) оценка прогнозных и перспективных ресурсов составляет 644,4 млн т, а медианная оценка (0,5-квантиль) – 567,3 млн т.

Ресурсы подготовленных неопределенных структур с вероятностью 0,7 превосходят 261,9 млн т и с той же

вероятностью не превосходят 401 млн т. Наиболее вероятные прогнозные ресурсы УВ этой категории (модальное значение) составят 398,7 млн т, а медианная оценка (0,5-квантиль) – 338,1 млн т.

Ресурсы УВ-фонда невыявленных локальных структур оценены в диапазоне от 177,6 млн т (с вероятностью 0,7 будут более этого значения) до 275,3 млн т (с вероятностью 0,7 будут менее этого значения). Наиболее вероятные ресурсы УВ (модальное значение) – 245,7 млн т, а медианная оценка (0,5-квантиль) – 229,3 млн т.

Следует заметить, что в Вартовском, Александровском, Каймысовском, Нюрольско-Колтогорском, Средне-Вазюганском нефтегазоносных районах и для территории Томской области в целом официальные оценки прогнозных и перспективных ресурсов УВ верхнеюрского комплекса существенно превосходят верхнюю границу (0,7-квантиль) оценки, полученной в данной статье. Частично это может объясняться тем, что в официальной оценке учтены ресурсы неструктурных ловушек. Но, с точки зрения авторов статьи, полученные ре-

зультаты свидетельствуют о определенном завышении официальных оценок.

В заключение отметим, что предлагаемая комплексная методика локального прогноза может быть использована для создания основы геолого-экономической оценки до постановки поисково-разведочного бурения и детальной сейсморазведки в других нефтегазоносных районах и комплексах.

Литература

1. **Методическое руководство** по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России / Под ред. К.А.Клещева, А.Э.Конторовича. — М.: Изд-во ВНИГНИ, 2000.
2. **Губкин И. М.** Мировые запасы нефти / И.М.Губкин // Тр. XVII сессии Международн. геолог. конгресса. Т. 1. — М.: Изд-во ГОНТИ, 1939.
3. **Конторович А.Э.** Методика долгосрочного прогнозирования и перспективного планирования геофизических работ по подготовке объектов к глубокому бурению / А.Э.Конторович, В.И.Демин, Г.И.Кириенко // Геология нефти и газа. — 1987. — № 1.
4. **Конторович А.Э.** Локально-статистический метод оценки начальных геологических и прогнозных ресурсов нефти и газа / А.Э.Конторович, Г.И.Кириенко // Геология нефти и газа. — 1987. — № 3.
5. **Галкин В.И.** Прогнозирование нефтегазоносности локальных структур вероятностно-статистическими методами / В.И.Галкин, С.В.Галкин, И.Л.Левинзон, В.А.Пономарева // Известия вузов. Нефть и газ. — 1997. — № 1.
6. **Галкин В.И.** Применение вероятностных моделей для локального прогноза нефтегазоносности / В.И.Галкин. — Екатеринбург: Изд-во УрО РАН, 1992.
7. **Бурштейн Л.М.** Прогноз перспектив нефтегазоносности на основе анализа условных вероятностей (на примере верхнеюрского нефтегазоносного комплекса юго-востока Западной Сибири) / Л.М.Бурштейн, Л.С.Грекова, И.В.Жилина // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2006. — № 5-6.
8. **Грекова Л.С.** Метод прогноза количества и параметров невыявленных локальных структур на примере верхнеюрского комплекса Томской области // Материал международной научно-практической конференции «Актуальные проблемы нефтегазовой геологии». — СПб: Изд-во ВНИГРИ, 2007.
9. **Бурштейн Л.М.** Возможный механизм формирования распределения скоплений углеводородов по крупности / Л.М.Бурштейн // Геология и геофизика. — 2004. — № 7.
10. **Грекова Л.С.** Прогноз вероятности нефтегазоносности локальных структурных ловушек (на примере горизонта Ю₁ юго-востока Западной Сибири, Томская область) / Л.С.Грекова // Геология нефти и газа. — 2011. — № 5.
11. **Лившиц В.Р.** Оценка параметров распределения скоплений нефти и газа по крупности в слабоизученных нефтегазоносных бассейнах / В.Р.Лившиц // Геология и геофизика. — 2003. — Т. 44. — № 10.
12. **Лившиц В.Р.** Вероятностные характеристики количества месторождений углеводородов в слабоизученных нефте-

газоносных бассейнах / В.Р.Лившиц // Геология и геофизика. — 2004а. — Т. 45. — № 3.

13. **Лившиц В.Р.** Прогноз величины запасов невыявленных месторождений нефти и газа в слабоизученных нефтегазоносных бассейнах / В.Р.Лившиц // Геология и геофизика. — 2004б. — Т. 45. — № 8.

14. **Kontorovich A.E.** Size distribution and dynamics of oil and gas field discoveries in petroleum basins / A.E.Kontorovich, V.I.Dyomin, V.R.Livshits // AAPG Bulletin. — September 2001. — V. 85. — N 9.

© Л.М.Бурштейн, Л.С.Грекова, 2016

Лев Маркович Бурштейн,
ведущий научный сотрудник,
доктор геолого-минералогических наук,
levi@ipgg.sbras.ru;

Любовь Сергеевна Грекова,
научный сотрудник,
кандидат геолого-минералогических наук,
grekovals@ipgg.sbras.ru.

STATISTICAL METHOD FOR QUANTITATIVE OIL-GAS PROSPECTS PREDICTION (AT THE EXAMPLE OF J₁ HORIZON IN THE WESTERN SIBERIA)

Burshtein L.M., Grekova L.S. (FSBI "A.A.Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian branch of RAS")

The article suggests quantitative assessment method for hydrocarbon resources of objects located in structural traps of oil-gas regions. The quantitative probabilistic assessment is presented for oil-gas prospects of J₁ horizon within the Tomsk region territory.

Key words: quantitative assessment; local statistical method; oil-gas bearing capacity of local uplifts; probabilistic assessment methods; the Upper Jurassic complex; south-east of Western Siberia.