

ГЕОЛОГО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА РЕСУРСОВ ЛОКАЛЬНЫХ ОБЪЕКТОВ (аналого-статистический метод)

А. В. Кончиц, Н. П. Заикин, Е. Н. Кончиц

(Администрация Ненецкого автономного округа, БелНИГРИ, ОГУП "Ненецкий информационно-аналитический центр")

Для выбора оптимальной стратегии освоения нефтегазовых ресурсов с учетом их структуры, качества, условий освоения и экономической оценки с целью определения темпов, направлений, объемов подготовки, разведки, разработки запасов разработан новый аналого-статистический метод (АСМ). Метод основан на многофакторном анализе существенных объектов системных исследований: геологической структуры нефтяного пласта; скважины как связующего звена между объектом и поверхностной средой нефтегазодобычи; нефтегазовой инфраструктуры производства. Метод позволяет оценить: по первому объекту — плотность сетки разработки, удельный нефтенасыщенный объем пласта, предельно рентабельные величины емкости и проницаемости продуктивного пласта; по второму объекту — число эксплуатационных скважин в зависимости от величины и сложности строения объекта; по 3-му объекту — затраты на освоение объекта, включая создание инфраструктуры нефтегазодобычи. Приведены алгоритм расчетов, ранжирование перспективных объектов Ненецкого автономного округа по степени продуктивности и эффективности освоения.

Taking into account the oil-gas resources structure, quality and development conditions for the purpose with the definition of temp and amount of drilling, increment of oil reserves, exploration and oil-field development the new analogy-statistical method is created. On the basis of multi-factor analysis of substantial objects: oil-pool, well and oil-gas infrastructure, the well spacing density, specific oil pool saturated volume, limit payable oil pool capacity and permeability; number of the field wells depending on oil pool size and complexity; development costs including oil-gas infrastructure can be determined. Scheduling algorithm and ranking of the prospective structures on productivity and development effectiveness are set in.

Эффективность использования минерально-сырьевого комплекса в нефтегазоносном регионе определяется оптимальным выбором стратегии освоения нефтегазовых ресурсов. Обоснование такой стратегии с точки зрения темпов, направлений, объемов подготовки, разведки, разработки запасов нефти и газа составляет основу планирования освоения углеводородного сырья.

Базой планирования освоения ресурсов нефти являются объективный, всесторонний учет структуры, качества ресурсов, условий их освоения и, соответственно, геолого-экономическая оценка нефтегазовых ресурсов. Для проведения анализа, полного учета природной сущности нефтегазовых пластов, месторождений, структур, их разнообразий в условиях динамичной конъюнктуры освоения ресурсов нефти с использованием компьютерной обработки банка данных, базируясь на многолетнем опыте освоения ресурсов многих регионов СНГ [1—3], разработан новый, усовершенствованный аналого-статистический метод (АСМ), отличающийся от остальных методов комплексным, многофакторным учетом основных характеристик, составляющих оценку. Аргументированным его подтверждением является ход последующего изложения с поэтапным анализом главных существенных объектов исследования.

Существенными объектами системных исследований и анализа явились:

геологическая структура, нефтяной пласт как основной объект изучения;

скважина как связующее звено между нефтяным объектом и поверхностной средой нефтегазодобычи; инфраструктура освоения ресурсов нефти.

Для рассмотрения первого существенного объекта на основе исследований [1—3] впервые был введен очень важный для последующих расчетов безразмерный комплексный параметр нефтепродуктивности пласта (Б, ед.), интегрально учитывающий основные геолого-физические и физико-химические свойства пласта и ранжирующий его на 5 сортоклассов [3]:

сверхпродуктивный пласт,	$B = 0 \div 1,0;$
высокопродуктивный пласт,	$B = 1 \div 2,0;$
продуктивный пласт,	$B = 2 \div 3,0;$
низкопродуктивный пласт,	$B = 3 \div 4,0;$
предельно продуктивный пласт,	$B = 4 \div 5,0.$

Многофакторным анализом установлена четкая (коэффициент корреляции 0,92) зависимость коэффициента извлечения нефти (КИН^{АСМ}) от параметра нефтепродуктивности (Б):

$$\text{КИН}^{\text{АСМ}} = 0,705 - 0,141 \text{ Б}. \quad (1)$$

Тогда оптимальное нефтеизвлечение как первый количественный критерий промышленной кондиционности объекта при балансовых запасах (Q_6) составит (Q_n):

$$Q_n = Q_6 \cdot \text{КИН}^{\text{АСМ}}. \quad (2)$$

"Сила" пласта или его удельная нефтепродуктивность (Δq , т/сут/(МПа·м)), определяется выражением

$$\lg \Delta q = 2 - \text{Б}. \quad (3)$$

Эта первая количественная составляющая кондиционности нефтегазового объекта оказалась универсальной после идентификации самых разнообразных пластов по фильтрационно-емкостным свойствам (ФЕС) с помощью разработанного сортоклассифика-

тора (табл. 1). Ключом классификатора явился выведенный для всех типов пластов коэффициент приведенной емкости пласта ($K_{\text{пеп}}$), сводящий многообразие пластов в единую стройную систему.

Таблица 1

Сортоклассификатор нефтегазовых пластов-коллекторов по фильтрационно-емкостным свойствам (ФЕС)

Тип коллектора, символ	Коэффициент приведенной емкости пласта ($K_{\text{пеп}}$), ед.	Сортокласс (числитель — емкость E , %; знаменатель — проницаемость K , 10^{-3} мкм ²)					
		V — высший сверхфильтроемкий	I — первый высокофильтроемкий	II — второй фильтроемкий	III — третий низкофильтроемкий	IV — низший предельно-фильтроемкий	
1. Каверно-карстовый, К — палеокарсты "выщелачивания" (породы фундамента Южного Вьетнама)	6,25?	Пласты малозученные с "туннельной" фильтрацией по хорошо сообщающейся системе каверн, карстов и макротрещин					
2. Гранулярно-поровый, П — девонские песчаники Волго-Урала	2,50	37,50...31,25 $10^4 \div 10^3$	31,25...25,00 $10^3 \div 10^2$	25,0...18,75 $10^2 \div 10^1$	18,75...12,50 $10^1 \div 10^0$	12,50...6,25 $10^0 \div 10^{-1}$	
3. Смешанно-поровый, СП — девонские известняки Белоруссии	1,00	15,00...12,50 $10^4 \div 10^3$	12,50...10,00 $10^3 \div 10^2$	10,00...7,50 $10^2 \div 10^1$	7,50...5,0 $10^1 \div 10^0$	5,00...2,50 $10^0 \div 10^{-1}$	
4. Смешанно-трещинный, СТ — юрские "баженины" Сибири	0,40	6,00...5,00 $10^4 \div 10^3$	5,00...4,00 $10^3 \div 10^2$	4,00...3,00 $10^2 \div 10^1$	3,00...2,00 $10^1 \div 10^0$	2,00...1,00 $10^0 \div 10^{-1}$	
5. Чисто-трещинный, Т — меловые известняки Восточного Предкавказья	0,16	2,40...2,00 $10^4 \div 10^3$	2,00...1,60 $10^3 \div 10^2$	1,60...1,20 $10^2 \div 10^1$	1,20...0,80 $10^1 \div 10^0$	0,80...0,40 $10^0 \div 10^{-1}$	
Сортокласс по емкости:		0	1	2	3	4	5
$СК_E = 6 - 0,4 E/K_{\text{пеп}}$, ед.		I	I	I	I	I	I
Сортокласс по ФЕС:		0	1	2	3	4	5
$СК_{\text{ФЕС}} = (СК_E + СК_{\text{E}} + СК_{\text{K}})/2$, ед.		I	I	I	I	I	I
Сортокласс по проницаемости:		0	1	2	3	4	5
$СК_K = 4 - \lg K$, ед.		I	I	I	I	I	I

Пример: 1) Ямботинская структура (D_3f_1) $K_{\text{пеп}} = 1,00$; $E = 12,00\%$, $K = 631 \cdot 10^{-3}$ км²; НАО России: $СК_E = 1,20$; $СК_K = 1,20$; $СК_{\text{ФЕС}} = 1,20$

I сортокласс СП

По определяющему признаку — эффективной емкости — все пласты ранжируются на 5 типов:

первый тип К — пласты с карстовой емкостью (пока мало изучены);

второй тип П — пласты с поровой емкостью — $K_{\text{пеп}} = 2,50$;

третий тип СП — пласты со смешанно-поровой емкостью — $K_{\text{пеп}} = 1,00$;

четвертый тип СТ — пласты со смешанно-трещинной емкостью — $K_{\text{пеп}} = 0,40$;

пятый тип Т — пласты с трещинной емкостью — $K_{\text{пеп}} = 0,16$.

Коэффициент приведенной емкости пласта (см. табл. 1) есть коэффициент емкостной кратности в любой из вертикальных колонок. Он аппроксимируется простым выражением:

$$K_{\text{пеп}} = 2,5^{(3D_{\text{п}} - 2)}, \quad (4)$$

где $D_{\text{п}}$ — доля поровой емкости, ед.

Коэффициент приведенной емкости пласта имеет геолого-экономический смысл, так как позволяет вывести расчетные укрупненные геолого-экономические показатели:

плотность сетки разработки ($\Delta S_{\text{н}}$, га/скв.):

$$\Delta S_{\text{н}} = 25/K_{\text{пеп}}; \quad (5)$$

удельный нефтенасыщенный объем пласта (ΔV , м³/м³):

$$\Delta V = 0,0625K_{\text{пеп}}; \quad (6)$$

сортокласс пласта по эффективной емкости ($СК_E$, ед.):

$$СК_E = 6 - 0,4E/K_{\text{пеп}}; \quad (7)$$

связь эффективной емкости пласта с его проницаемостью ($K_{\text{прон}}$, мД):

$$\lg K_{\text{прон}} = 0,4E/K_{\text{пеп}} - 2; \quad (8)$$

предельно рентабельную емкость пласта ($E_{\text{пред}}$, %):

$$E_{\text{пред}} = K_{\text{пеп}} \cdot [2,5 + 0,25 \cdot (7 - \lg \mu_{\text{н}}) \cdot \lg \mu_{\text{н}}]; \quad (9)$$

где μ_n — вязкость пластовой нефти (мПа·с);
 предельно рентабельную проницаемость пласта
 ($K_{\text{прон. прел.}}$, мД):

$$\lg K_{\text{прон. прел.}} = 0,4 E_{\text{прел.}} / K_{\text{пеп}} - 2. \quad (10)$$

По выражениям (9) и (10) оперативно оценивается нижний предел натуральной кондиционности пласта по ФЕС.

Вторым существенным объектом исследования является число добывающих скважин (N_3), оптимально необходимых для нефтедобычи. Этот показатель перехода к укрупненным экономическим расчетам определяется, согласно работам [4—6], аналитически через удельное число скважин (ΔN_3) на 1 млн т балансовых запасов (Q_6) нефти и "силу" пласта, выраженную параметром Б:

$$\Delta N_3 = K_{\text{пеп}} - (1 - 0,2 \text{ Б}). \quad (11)$$

Соответственно, общее число добывающих скважин на объекте ($N_3^{\text{АСМ}}$) определяется выражением

$$N_3^{\text{АСМ}} = \Delta N_3 \cdot Q_6. \quad (12)$$

Для подготовки запасов нефти структуры число поисково-разведочных скважин ($N_{\text{пр}}$) оценивается по универсальной номограмме (рисунок) по зависимости

$$N_{\text{пр}} = 1,76 S_n^{0,37} \cdot K_{\text{сл.}}. \quad (13)$$

Коэффициент сложности строения структуры:

$K_{\text{сл.}} = 2,0$ — очень сложно построенные структуры (неструктурные ловушки);

$K_{\text{сл.}} = 1,5$ — сложно построенные структуры (комбинированные ловушки);

$K_{\text{сл.}} = 1,0$ — просто построенные структуры (структурные ловушки).

Коэффициент сложности строения структуры ($K_{\text{сл.}}$) со значением от 1 до 2 оценивается по формуле:

$S_{\text{тк}}$ — площадь трудно картируемая

$$K_{\text{сл.}} = 1 + S_{\text{тк}} \quad (14)$$

где S_n — общая площадь нефтегазоносности.

Рассчитанный фонд скважин ($N_{\text{пр}}$) входит в общий фонд добывающих скважин.

Выступая как детерминатор укрупненной оценки и как самый дорогостоящий элемент, добывающая скважина позволяет перейти к третьей экономической сущности объекта, т. е. к оценке затрат на создание инфраструктуры нефтегазодобычи через удельные показатели:

удельные капиталовложения на 1 скважину (ΔK , млн \$/скв.):

$$\Delta K = K_{\text{пзу}} \cdot 0,2 H^{1,5} + 0,5, \quad (15)$$

где H — глубина скважины, км,

$K_{\text{пзу}}$ — коэффициент природно-экономических условий, определяемый по зональным картам природно-экономических, геолого-технологических, горнотехнических условий освоения нефтяных ресурсов и ранжирующий регионы на пять категорий сложности:

I категория — базисная, осваиваемая, с хорошо развитой инфраструктурой;

II категория — осложненная, со сложными условиями освоения и создания инфраструктуры;

III категория — сложная, с неосвоенными труднодоступными территориями с суровым климатом и сложными условиями освоения ресурсов и создания инфраструктуры;

IV категория — очень сложная, шельфы незамерзающих морей, очень сложные условия освоения и создания инфраструктуры;

V категория — предельно сложная, глубокий шельф и шельф замерзающих морей, океанов с предельно сложными условиями освоения и создания инфраструктуры.

По этой классификации Ненецкий автономный округ (НАО) относится к I—III категориям с $K_{\text{пзу}}$ от 1,00 до 3,00. Для объектов поисков нефти в НАО он принят равным 1,50.

Общие капитальные затраты на освоение ресурсов (K_3 , млн \$)

$$K_3 = \Delta K \cdot N_3^{\text{АСМ}}. \quad (16)$$

В том числе затраты на поисково-разведочное бурение ($K_{\text{пр}}$, млн \$/скв.) (с включением удельных затрат на региональные работы):

$$K_{\text{пр}} = \Delta K \cdot N_{\text{пр}}. \quad (17)$$

На весь период освоения нефтегазовых ресурсов удельные эксплуатационные затраты на 1 скважину ($\Delta 3$, млн \$/скв.)

$$\Delta 3 = K_{\text{пзу}} \cdot (1 + 0,5 \text{ Б}). \quad (18)$$

Эксплуатационные затраты на освоение (\mathcal{E}_3 , млн \$) ресурсов будут всегда больше капзатрат (K_3):

$$\mathcal{E}_3 = \Delta 3 \cdot N_3^{\text{АСМ}}. \quad (19)$$

Тогда суммарные затраты на освоение каждого объекта ($3_{\text{осв}}$, млн \$/объект)

$$3_{\text{осв}} = K_3 + \mathcal{E}_3. \quad (20)$$

Прибыль от реализации продукции ($\text{Пр}^{\text{абс.}}$, млн \$) в абсолютном выражении составит (без дисконтирования) при извлекаемых запасах (Q_n):

$$\text{Пр}^{\text{абс.}} = (Q_n \cdot Ц - 3_{\text{осв}}). \quad (21)$$

Рентабельность освоения ($\text{Рен}^{\text{абс.}}$, %) (также не дисконтированная) как основная экономическая составляющая кондиционности объекта, определяется по формуле

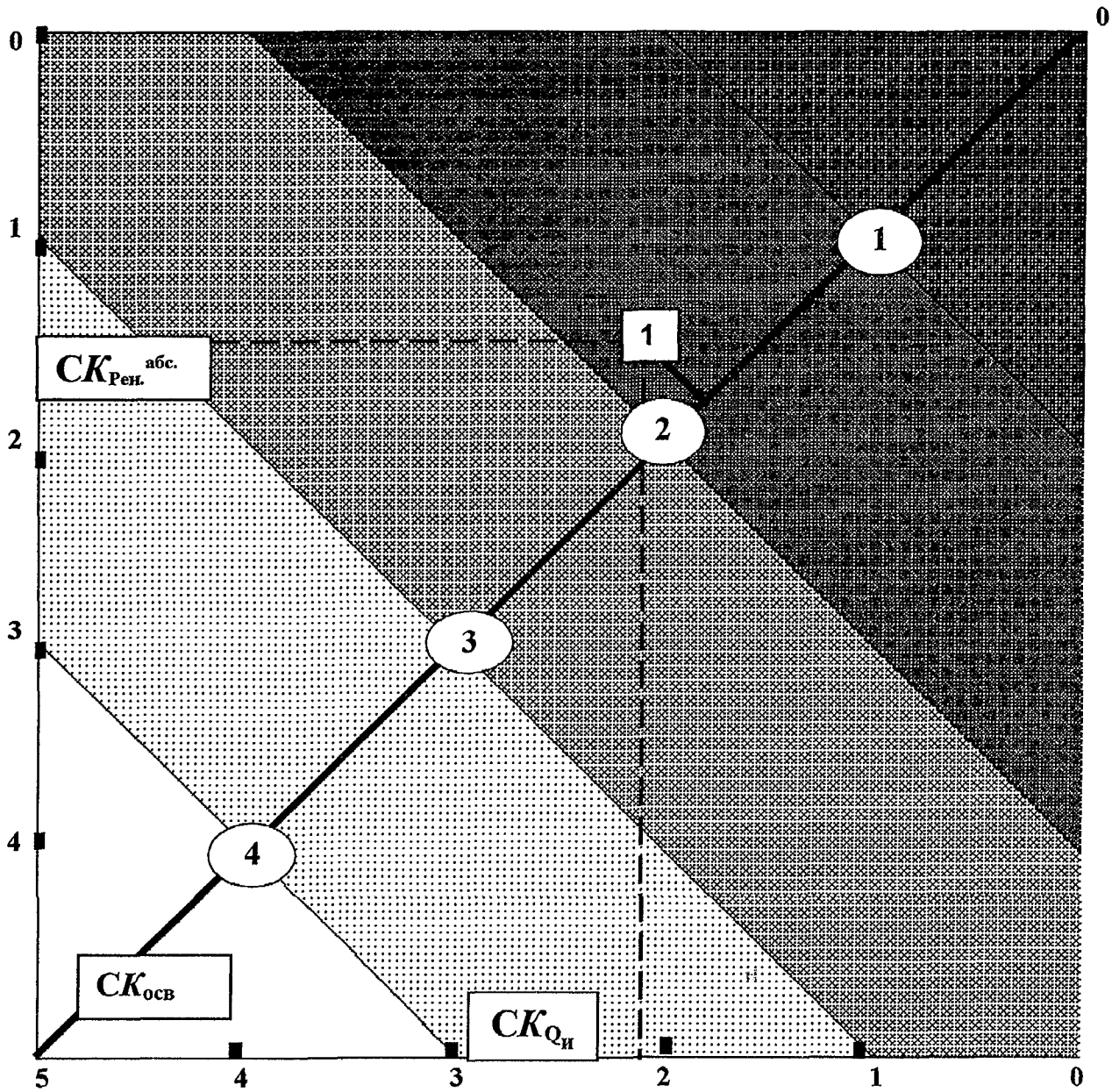
$$\text{Рен}^{\text{абс.}} = \frac{\text{Пр}^{\text{абс.}} \cdot 100}{3_{\text{осв}}}. \quad (22)$$

В итоге, выходные ранжирующие критерии по величине ресурсов Q_n и по экономическому качеству ($\text{Рен}^{\text{абс.}}$) сортоклассифицируются, согласно рисунку, зависимостями:

$$CK_{Q_n} = 3 - \lg Q_n; \quad (23)$$

$$CK_{\text{Рен. абс.}} = 4 - \lg \text{Рен}^{\text{абс.}}; \quad (24)$$

$$CK_{\text{осв.}} = 0,5 (CK_{Q_n} + CK_{\text{Рен. абс.}}). \quad (25)$$



1) $SK_{Q_{и}} = 3 - \lg Q_{и}$; 2) $SK_{Рен. абс.} = (4 - \lg Рен. абс.)$; 3) $SK_{осв.} = 0,5 (SK_{Q_{и}} + SK_{Рен. абс.})$;

	— В, ВЫСШИЙ, $SK_{осв.} = 0, \dots$	} сортотклассы
	— I, ПЕРВЫЙ, $SK_{осв.} = 1, \dots$	
	— II, ВТОРОЙ, $SK_{осв.} = 2, \dots$	
	— III, ТРЕТИЙ, $SK_{осв.} = 3, \dots$	
	— N, НИЗШИЙ, $SK_{осв.} = 4, \dots$	

Пример: Ямботинская (D_{3f1}) — $SK_{осв.} = 1,83$, I сортоткласс — освоение высокоэффективно.

Номограмма для оценки сортоткласса освоения запасов нефти и газа ($SK_{осв.}$) по их количеству ($SK_{Q_{и}}$) и по экономическому качеству ($SK_{Рен. абс.}$)

Для всех трех последних выражений (23)–(25) характеристика сортотипа имеет унифицированный вид:

- В — высший с численным значением 0÷1,00;
- I — первый с численным значением 1÷2,00;
- II — второй с численным значением 2÷3,00;
- III — третий с численным значением 3÷4,00;
- Н — низший с численным значением 4÷5,00.

Кроме перечисленных выше основных натуральных-денежных критериев оценки, использованы дополнительные критерии:

T_{\max} , % — темп максимального годового отбора:

$$T_{\max} = 10 - 2B \quad (26)$$

$T_{\text{разр.}}$, лет — общий срок разработки объекта:

$$T_{\text{разр.}} = 15 - 17\sqrt{B}; \quad (27)$$

$C_{\text{осв.}}$ \$/т — средняя себестоимость освоения за период разработки ($T_{\text{разр.}}$):

$$C_{\text{осв.}} = 3_{\text{осв.}}/Q_{\text{н}}; \quad (28)$$

$\Delta Q_{\text{н}}$, млн т/ залежь — предельно-рентабельные запасы нефти минимизированной залежи с 1 скважиной:

$$\Delta Q_{\text{н}} = \frac{\Delta K + \rho Z}{\Pi}; \quad (29)$$

$T_{\text{окуп.}}$, лет — окупаемость затрат при T_{max} для явно рентабельных объектов,

$$T_{\text{окуп.}} = \frac{C_{\text{осв.}} \cdot 100}{(\Pi - C_{\text{осв.}}) \cdot T_{\text{max}}}. \quad (30)$$

На основе изложенного разработана специальная программа — алгоритм ЗАКОН (авторы Н.П. Заикин, А.В. Кончиц), включающая в себя подпрограмму ЭОН (экспресс-оценка нефтеизвлечения) и основную подпрограмму СТЭП (сводный технико-экономический прогноз освоения объекта). В табл. 2 приведен пример экспресс-оценки экономических показателей освоения ресурсов Ямботинской структуры (НАО России) в виде результирующих расчетов. По сводному сортотипификатору (см. рисунок) ресурсы нефти этой структуры относятся к первому сортотипу ($CK_{\text{осв.}} = 1,83$) и являются высокоэффективными.

Таблица 2

Геолого-экономическая оценка ресурсов нефти категории C_3 Ямботинской (D_3f_1) структуры НАО России

Показатель	Источник-Расчет	Значения
Глубина залегания пласта (H), м	Факт	3,60
Эффективная толщина пласта (h), м	"	15,20
Площадь нефтеносности ($S_{\text{н}}$), км ²	"	14,00
Цена 1 т нефти (Π), \$/т	Прогноз	100,00
Коэффициент приведенной емкости пласта ($K_{\text{неп}}$), ед.	Факт	1,00
Коэффициент природно-экономических условий ($K_{\text{пэу}}$), ед.	"	1,50
Начальная нефтенасыщенность ($K_{\text{н}}^{\text{н}}$), ед.	"	0,92
Эффективная емкость пласта (E), %	"	12,00
Нефтепроницаемость ($K_{\text{прон.}}$), мД	"	631,00
Пластовое давление ($P_{\text{пл.}}^{\text{пл}}$), МПа	"	1,05
Объемный коэффициент нефти (b), ед.	"	1,16
Газовый фактор (Γ), м ³ /т	"	72,10
Вязкость пластовой нефти ($\mu_{\text{н}}$), мПа·с	"	1,70
Плотность дегазированной нефти (ρ), т/м ³	"	0,858
Парафинсодержание (Π), %	"	13,36
Асфальтосмолосодержание (A), %	"	9,00
Фактор насыщения нефти П+А ($\Phi_{\text{П+А}}$), °С	"	+10,00
Энтропия неоднородности (\mathcal{E}), ед.	"	1,50
Температура пласта ($T_{\text{пл.}}$), °С	"	80,00
Коэффициент сложности строения ($K_{\text{сл.}}$), ед.	"	1,00
Балансовые запасы нефти ($Q_{\text{б}}$), млн т	$Q_{\text{б}} = S_{\text{н}} \cdot h \cdot E \cdot K_{\text{н}}^{\text{н}} \cdot \rho \cdot 1/b \cdot 0,01$	17,377
Производное от E (B_E), ед.	$B_E = 6 - 0,4E/K_{\text{неп}}$	1,20
Производное от $K_{\text{прон.}}$ ($B_{K_{\text{прон.}}}$), ед.	$B_{K_{\text{прон.}}} = (4 - \lg K_{\text{прон.}})^2$	1,44
Производное от $P_{\text{пл.}}^{\text{пл}}$ ($B_{P_{\text{пл.}}^{\text{пл}}}$), ед.	$B_{P_{\text{пл.}}^{\text{пл}}} = 7 - 4 P_{\text{пл.}}^{\text{пл}}$	2,80
Производное от b (B_b), ед.	$B_b = 10 - 5b$	4,20
Производное от Γ (B_{Γ}), ед.	$B_{\Gamma} = 4 - \lg \Gamma$	2,14
Производное от $\mu_{\text{н}}$ ($B_{\mu_{\text{н}}}$), ед.	$B_{\mu_{\text{н}}} = (1 + \lg \mu_{\text{н}})^2$	1,51

Показатель	Источник-Расчет	Значения
Производное от ρ (B_ρ), ед.	$B_\rho = 20 \rho - 15$	2,16
Производное от Π (B_Π), ед.	$B_\Pi = 0,2 \Pi$	2,67
Производное от A (B_A), ед.	$B_A = 0,1 A$	0,90
Производное от $\Phi_{П+А}$ ($B_{\Phi_{П+А}}$), ед.	$B_{\Phi_{П+А}} = (2 - 0,04 \Phi_{П+А})^2$	2,56
Производное от Ξ (B_Ξ), ед.	$B_\Xi = \Xi^2$	2,25
Производное от $T_{пл.}$ ($B_{T_{пл.}}$), ед.	$B_{T_{пл.}} = 5 - 0,04 T_{пл.}$	1,80
Параметр нефтепродуктивности (B), ед.	$B = (B_E + B_{K_{прон.}} + \dots + B_{T_{пл.}}) / 12$	2,14
Коэффициент извлечения нефти (КИН _{АСМ}), ед.	$КИН_{АСМ} = 0,705 - 0,141 B$	0,403
Извлекаемые запасы нефти (Q_n), млн т	$Q_n = Q_6 \cdot КИН_{АСМ}$	7,003
Фонд добывающих скважин, всего ($N_3^{АСМ}$), ед.	$N_3^{АСМ} = K_{неп} \cdot Q_6 / (1 - 0,2 B)$ или модель	30
В том числе поисково-разведочных ($N_{пр}$), ед.	$N_{пр} = 1,76 \cdot S_n^{0,37} \cdot K_{сл.}$	5
Капиталозатраты, всего (K_3), млн \$	$K_3 = (0,2 \cdot H^{1,5} \cdot K_{пзу} + 0,5) \cdot N_3^{АСМ}$	76,475
В том числе на поисково-развед. бурение ($K_{пр}$), млн \$	$K_{пр} = (0,2H^{1,5} \cdot K_{пзу} + 0,5) \cdot N_{пр}$	12,746
Эксплуатационные затраты (Ξ_3), млн \$	$\Xi_3 = [(1+0,5B) \cdot K_{пзу}] \cdot N_3^{АСМ}$	93,150
Затраты на освоение ($З_{осв.}$), млн \$	$З_{осв.} = K_3 + \Xi_3$	169,625
Товарная цена нефти ($\Pi_{тов.}$), млн \$	$\Pi_{тов.} = \Pi \cdot Q_n$	700,300
Прибыль абсолютная ($\Pi^{абс.}$), млн \$	$\Pi^{абс.} = \Pi_{тов.} - З_{осв.}$	530,675
Рентабельность абсолютная ($Рен^{абс.}$), %	$Рен^{абс.} = (\Pi^{абс.} \cdot 100) / З_{осв.}$	312,85
Себестоимость освоения ($С_{осв.}$), \$/т	$С_{осв.} = З_{осв.} / Q_n$	24,22
Запасы газа (растворенного) (Q_r), млн м ³	$Q_r = Q_n \cdot \Gamma$	504,916
Сортокласс залежи по $Рен^{абс.}$ ($СКРен^{абс.}$), ед.	$СКРен^{абс.} = 4 - \lg Рен^{абс.}$	1,50
Сортокласс залежи по Q_n ($СКQ_n$), ед.	$СКQ_n = 3 - \lg Q_n$	2,15
Сортокласс освоения ($СК_{осв.}$), ед.	$СК_{осв.} = (СКРен^{абс.} + СКQ_n) / 2$	1,83

Заключение. Нефтегазовые ресурсы, высокоэффективные, I сортокласса.

Согласно данной методике, рассмотрены и проанализированы 96 перспективных структур нераспределенного фонда, содержащих 109 объектов освоения, расположенных на территории Ненецкого автономного округа. Геолого-экономическая оценка проведена по 45 подготовленным и 64 выявленным объектам освоения. Из 45 подготовленных объектов освоения 16 находятся в каменноугольно-пермтриасовых отложениях, 3 — в ордовикско-силурийских, 26 — в девонских отложениях. Высокоэффективными для освоения являются 7 объектов, низкоэффективными — 4 объекта, эффективными — 34 объекта. По качественной характеристике коллекторов объекты оцениваются следующим образом: высокопродуктивен 1 объект, 33 продуктивных объекта и 11 низкопродуктивных.

Из 64 выявленных объектов освоения 25 находятся в каменноугольно-пермтриасовых отложениях, 9 — в ордовикско-силурийских, а 30 — в девонских отложениях. Высокоэффективными для освоения являются 4 объекта, низкоэффективными — 13 объекта, остальные 47 являются эффективными. По качественной характеристике коллекторов объекты оцениваются следующим образом: высокопродуктивны 2 объекта, 55 продуктивных объектов и 7 низкопродуктивных.

Эти результаты создают основу для составления кадастра и ранжирования объектов по многим важным технико-экономическим показателям (по этапам освоения, глубине объектов, метражу разбуривания, затратам, прибыли и др.).

Этот метод может эффективно использоваться специализированными службами производственных объединений, нефтегазовыми концернами, фирмами, отраслевыми институтами, вырабатывающими и осуществляющими тактико-стратегический мониторинг освоения ресурсов углеводородного сырья.

ЛИТЕРАТУРА

1. Методика геолого-экономической оценки и классификация запасов и ресурсов нефти. — М.: ИГиРГИ, ВНИИ-нефть, ВНИИОЭНГ, 1986. — С. 75—80.
2. Заикин Н.П., Куркина З.А., Филиппова З.П. Нормативы технико-экономических показателей разработки нефтяных месторождений Белоруссии / Нефть. хоз-во. — 1988. — № 12. — С. 9—12.
3. Заикин Н.П., Харчиков П.К., Кончиц Е.Н. Оценка перспективности нефтяных пластов по комплексу геолого-промисловых данных // Пути развития и перспективы бурения геолого-разведочных скважин Белоруссии. — Минск: БелНИГРИ, 1986. — С. 125—130.
4. Кончиц А.В., Заикин Н.П. Классификация запасов и ресурсов нефти Припятского прогиба по условиям освоения.

// *Поиски и освоение нефтяных ресурсов Республики Беларусь: Сб. науч. тр. — Гомель: БелНИПИнефть, 1999. — Вып. 3. — С. 88—97.*

5. Заикин Н.П., Кончиц А.В., Лобов А.И. Оптимизация освоения и сертификация нефтегазовых ресурсов Республики Беларусь // *Материалы науч.-практ. конф. "Стратегия развития нефтедобывающей промышленности в Рес-*

публике Беларусь на 2000—2015 г." — Гомель, 1999. — С. 330—341.

б. Заикин Н.П., Кончиц А.В. Укрупненный аналого-статистический метод геолого-экономической оценки прогнозных ресурсов нефти в Припятском прогибе // *Перспективы развития минерально-сырьевой базы Белоруссии.* — Минск: БелНИГРИ, 1990. — С. 56—57.

УДК 55

ПЕРСПЕКТИВЫ СИНТЕЗИРОВАННОГО ПОДХОДА К РЕШЕНИЮ АКТУАЛЬНЫХ ПРОБЛЕМ ГЕОЛОГИИ

А. Л. Назарова
(ИПНГ РАН)

Сейчас распространено мнение, согласно которому геологические вопросы полностью станут компетенцией геофизической и геохимической наук. Но ведь именно геологические методы исследования, особенно такие, как литолого-стратиграфические, литолого-фациальные, палеогеографические и другие, более соответствуют природе геологических явлений, чем геофизические и геохимические методы. Хотя несомненно, что роль последних в решении многих практических задач геологии велика.

Геологические объекты представляют собой результаты различных процессов, происходящих в течение длительного геологического времени, поэтому их свойства (состав, строение, сложение) определяются спецификой проявления этих процессов. Каждый процесс развивается по-своему. Любые изменения в развитии процессов проявляются на соответствующих объектах.

В тех случаях, когда рассматривается результат действия какого-то одного процесса, выделение самостоятельных тел не вызывает затруднений. Однако в природе протекают одновременно или последовательно различные процессы. В итоге возникают образования, в которых результаты разных процессов проявляются не в чистом виде, а тесно переплетены между собой. В такой ситуации для выявления истинной картины методы исследования должны соответствовать природе изучаемого объекта.

В качестве подтверждения этого высказывания ниже приведены некоторые результаты использования ряда методов, наиболее соответствующих природе геологических объектов [2].

Так, особое внимание при исследовании вещественного состава юрских и пермтриасовых отложений Большого Балхана и Туаркыра, юга Баренцево-

В статье приведены результаты исследований геологических объектов детальными методами, соответствующими природе изучаемых объектов. В то же время для получения более целостной картины рассматриваемого объекта подчеркивается важность сочетания различных методов исследования.

The article gives the results of researches of geological objects done by detailed methods, which are consistent with the nature of the studied objects. At the same time, in order to obtain a fuller picture of the studied object we should stress the importance of blending different research methods.

морского шельфа, севера Тимано-Печорской провинции и других районов было уделено изучению типоморфных особенностей обломочного кварца — одного из самых распространенных породообразующих минералов. Наряду с кварцем исследовались также и минералы тяжелой фракции по общепринятой методике с допол-

нительным изучением типоморфных особенностей некоторых из них, а именно циркона, гранатов и турмалина.

Разнообразие первичного кварца сохраняется и в его обломках, присутствующих в осадочных породах. Как бы не изменялась поверхность кварцевых зерен, имеющихся в них включения остаются неизменными. Методика, предложенная В.С. Князевым [1], позволяет разделять обломочный кварц на четкие, вполне определенные и достаточно дробные морфологические типы. В своих исследованиях мы выделяли девять типов кварца: с включениями жидкости и газа, трещиноватый, полупрозрачный, непрозрачный, без включений, с кристаллическими и игольчатыми включениями, регенерированный, опалесцирующий. Из фракции 0,25...0,1 мм под микроскопом или бинокуляром в тяжелой жидкости предварительно отбирается порядка 200...300 зерен кварца. Подсчитывается количественное содержание каждого типа. По процентному содержанию каждого типа строятся "звездчатые" диаграммы.

Анализ типоморфных особенностей кварца из среднеюрских отложений Большого Балхана и Туаркыра показал, что количество и соотношение выделяемых типов кварца не остается постоянным по площади и разрезу. Это дало основание выделить на указанной территории две самостоятельные ассоциации типов кварца и проследить их изменения по площади, а также расчленив разрезы и провести