

В. И. Галкин (Пермский государственный технический университет),  
М. Э. Мерсон (ПермНИПИнефть),  
С. В. Галкин (Пермский государственный технический университет)

## О ВОЗМОЖНОСТЯХ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ПОДСОЛЕВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЮГА ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ ВЕРОЯТНОСТНО-СТАТИСТИЧЕСКИМИ МЕТОДАМИ

На основе статистического анализа показана возможность разделения структур на нефтегазоносные и пустые.

Актуальность прогнозирования нефтегазоносности локальных структур юга Прикаспийской синеклизы определяется необходимостью выбора первоочередных объектов для проведения поисково-разведочных работ на нефть и газ. К настоящему времени на территории исследований глубокое бурение проводилось более чем на 20 структурах, при этом залежи углеводородов установлены на 16 из них. При проведении работ на данной территории даже небольшое снижение ошибок при прогнозе может дать заметный экономический эффект. Опыт показывает, что основная задача прогнозирования нефтегазоносности заключается в определении информативных критериев, которые в дальнейшем используются при прогнозе.

В качестве критериев для решения данной задачи использовались: глубина свода структур ( $H_C$ ) на уровне подсолевого ложа (опорный горизонт  $\Pi_1$ ), м; амплитуда структуры по поверхности подсолевого отражающего горизонта  $\Pi_1$  ( $A_1$ ), м; амплитуда структуры по поверхности подсолевого отражающего горизонта  $\Pi_2$  ( $A_2$ ), м; площадь свода подсолевых структур ( $S$ ),  $\text{км}^2$ ; интенсивность структуры ( $I$ ),  $\text{м}/\text{км}^2$ ; размер длинной оси структуры ( $l_D$ ), км; размер короткой оси структуры ( $l_K$ ), км; отношение  $l_D$  к  $l_K$ ; толщина верхнего ( $T_1$ ) подсолевого комплекса (между сейсмическими горизонтами  $\Pi_1$  и  $\Pi_2$ ), м; толщина общая ( $T_0$ ) подсолевого комплекса, м; пластовая температура ( $t$ ) на глубине 4,0 км ( $^\circ\text{C}$ ); кратчайшее расстояние ( $L_C$ ) от центра структуры до границы соли, км; угол ( $\alpha$ ) между длинной осью структуры и направлением выклинивания пласта, градус угловой.

Выполненный статистический анализ индивидуальной информативности показывает, что ни по одному из критериев невозможно разделить подсолевые локальные структуры на нефтегазоносные и «пустые». Поэтому проанализируем, как происходит разделение по обучающей выборке нефтегазоносных и пустых структур при использовании линейного

дискриминантного анализа (ЛДА) в зависимости от различного количества ( $m$ ) используемых признаков. Эффективность использования ЛДА для прогнозных нефтегазопоисковых задач детально рассмотрена в работах /1,2/. Для анализа используется такое сочетание признаков, при котором происходит максимальное разделение структур на нефтегазоносные и пустые при равном значении  $m$ . Рассмотрим наиболее оптимальные варианты при различных значениях  $m$  (таблица).

Из таблицы видно, что при использовании двух признаков ( $l_k$  и  $\alpha$ ) эффективность распознавания составила 83,33%, причем лучше распознавались нефтегазоносные, чем пустые структуры. При  $m=3$  распознавание – 87,50%, при этом одинаково распознаются нефтегазоносные и пустые структуры. В случае использования количества признаков в интервале от 4 до 6 распознавание несколько улучшается, затем в диапазоне 6-9 остается постоянным, и лучше определяются нефтегазоносные, чем пустые структуры. При  $m=10$  и  $m>100$  все эталонные структуры распознаются верно (см. табл.).

Значения критериев для выбора модели локально-зонального прогноза нефтегазоносности

Критерии	Количество критериев - $m$											
	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
$H_c$ , м			,0004	,0011	,0013	,0013	,0009	,0012	,0011	,0011	,0012	,0012
$A_1$ , м							,0040	,0042	,0045	,0036	,0035	,0035
$A_2$ , м							-,0035	-,0086	-,0092	-,0095	-,0099	-,0094
$S$ , км <sup>2</sup>												-,0019
$I_1$ , м/км <sup>2</sup>		,1219	,1006	,1267	,1385	,1836	,2277	,2248	,2361	,2716	,2671	-,2708
$l_k$ , км										,0845	,1027	-,1071
$l_k$ , км	-,2347	,3293	,2976	,3613	,3477	,5767	,7403	,7643	,7886	,7520	,7346	-,7409
$l_k/l_k$				,6594	,7180	,7957	,9547	,9950	,9997	,8049	,7662	-,7584
$T_1$ , м					-,0012	-,0018	-,0025	-,0031	-,0032	-,0035	-,0035	,0035
$T_0$ , м									-,0001	-,0001	-,0001	,0001
$t$ , °С												0,0117
$L_c$ , км								-,0089	-,0196	-,0170	-,0170	-,0196
$\alpha$ , градус угл.	-,0175	,0191	,0175	,0172	,0184	,0207	,0263	,0266	,0273	,0275	,0269	-,0270
Своб. член модели	3,12	-4,72	-5,62	-10,39	-10,90	-11,55	-12,03	-12,54	-11,38	-11,70	-11,84	10,79
Козф. канон. Кор	0,61	0,73	0,74	0,79	0,82	0,85	0,87	0,86	0,87	0,88	0,88	0,88
Критерий $\alpha$	9,92	15,91	16,19	19,72	21,07	23,60	25,06	24,56	24,47	24,22	23,52	22,80
Общий % прав.	83,33	87,50	87,50	91,66	95,83	95,83	95,83	95,83	100	100	100	100
а) нефтегаз. структуры	93,75	87,50	87,50	87,50	100	100	100	100	100	100	100	100
б) пустые структуры	62,50	87,50	87,50	100	87,50	87,50	87,50	87,50	100	100	100	100

Анализ статистических характеристик полученных линейных дискриминантных функций показывает, что наиболее целесообразно для прогнозных решений использовать следующую ЛДФ:

$$Z = 0,0011H_C + 0,0045A_1 - 0,0095A_2 + 0,2361И + 0,7886I_K + 0,9997 \\ I_D / I_K - 0,0032 T_1 - 0,0001T_0 - 0,0196L_K + 0,0273 \alpha - 11,3842.$$

В дальнейшем с использованием данной формулы были определены вероятности принадлежности к классу нефтегазоносных структур как для эталонной выборки, так и по прогнозным структурам. По этим данным построена зональная схема перспектив нефтегазоносности подсолевых отложений в виде изовероятностей принадлежности к нефтегазоносным подсолевым структурам.

С целью воссоздания схемы формирования залежей УВ был проведен корреляционный анализ связей между рассмотренными критериями. В качестве меры взаимосвязей использовался линейный коэффициент корреляции, который определялся в трех вариантах: первый вариант - без учета нефтегазоносности структур, т.е. для всех структур; второй - для нефтегазоносных структур, третий - для пустых. При этом анализировалась не только сила корреляционной связи, но и, самое главное, отличие связей для структур, содержащих скопления нефти и газа и без них.

Наиболее интересные связи получены при сопоставлении  $T_0$  и  $L_C$ . В первом случае толщина подсолевого комплекса в зависимости от расстояния до соли изменяется по следующей зависимости:

$$T_0 = 10,402 - 0,0855 L_C \text{ при } r = -0,62.$$

Для нефтегазоносных структур

$$T_0 = 10,342 - 0,0899 L_C \text{ при } r = -0,63.$$

Для пустых структур

$$T_0 = 10605 - 0,0645 L_C \text{ при } r = -0,90.$$

Анализ данных зависимостей показывает, что отклонение от общей прямой для нефтегазоносных структур больше, чем для пустых, при значительно большем угле наклона. Кроме этого, установлено, что интенсивность структур также увеличивается по мере повышений значений  $T_0$  и она в 1,5 раза больше у нефтегазоносных структур, чем у пустых.

Анализ показал, что при интенсивности структур менее  $20 \text{ м/км}^2$  вероятность, что структура будет нефтегазоносной, составляет 0,30, при изменении интенсивности от 20 до  $50 \text{ м/км}^2$  события равновероятны, и при  $I > 50 \text{ м/км}^2$  вероятность составляет 0,75.

Таким образом, выполненный анализ показывает, что региональный наклон подошвы солей совместно с интенсивностью структур и размером короткой оси (степень замкнутости структуры) во многом определяют возможности заполнения имеющихся ловушек углеводородами.

## Библиографический список

1. Галкин В.И., Маршаев О.А., Мерсон М.Э. Комплексное влияние факторов, контролирующих нефтегазоносность локальных структур // Экспресс-информ. Сер. «Нефтегаз. геология и геофизика». М., 1990. Вып.5. С.16-21.
2. Галкин В.И., Жуков Ю.А., Шипкин М.А. Применение вероятностных моделей для локального прогноза нефтегазоносности. Екатеринбург, 1992.

Получено 21.01.99

УДК 550.834

**А.Н. Морошкин, Р.Ф. Лукьянов (ОАО «Пермнефтегеофизика»)**

### **ПРИМЕНЕНИЕ НЕПРОДОЛЬНОГО ВЕРТИКАЛЬНОГО СЕЙСМИЧЕСКОГО ПРОФИЛИРОВАНИЯ ПРИ ОЦЕНКЕ ПОДТВЕРЖДАЕМОСТИ ЛОКАЛЬНЫХ ПОДНЯТИЙ**

Рекомендуется применение метода НВСП в качестве стандартного для изучения околоскважинного пространства на расстоянии около 1 км вокруг поисково-разведочных скважин. Стоимость работ составляет 5-6% от общей стоимости строительства скважины. Проведение полевых работ длится не более четырех суток. Работы НВСП могут проводиться в районах с высокой культурно-промышленной освоенностью.

В последние годы для изучения геологического строения околоскважинного пространства стало применяться непродольное вертикальное сейсмическое профилирование (НВСП).

В Пермской области такие исследования проведены в различных сейсмогеологических условиях с обработкой выносных пунктов возбуждения как взрывами, так и вибраторами. Пункты возбуждения располагались на удалениях до 2-2,5 км по различным азимутам, в основном на расстояниях, сопоставимых с глубиной скважины. В результате изучалось строение нефтеперспективных отложений в радиусе порядка одного километра вокруг глубоких скважин.

Исследования методом НВСП можно рекомендовать в качестве обязательных при бурении поисковых и разведочных скважин на локальных объектах. В большинстве случаев на структурах, не подтвердившихся глубоким бурением, когда абсолютные отметки опорных горизонтов, вскрытых скважиной, оказывались глубже, примерно на величину амплитуды