

ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЛОКАЛЬНЫХ СТРУКТУР В ОТЛОЖЕНИЯХ ЮРСКОГО КОМПЛЕКСА НАДЫМ-ПУР-ТАЗОВСКОГО МЕЖДУРЕЧЬЯ

Дана оценка индивидуальной информативности некоторых критериев нефтегазоносности локальных поднятий по вероятностным кривым и линейно-дискриминантным функциям. Обоснован выбор оптимальной линейной модели, обеспечивающей максимально эффективное разделение объектов на нефтегазоносные и пустые с целью выполнения прогноза нефтегазоносности.

В пределах Надым-Пур-Тазовского междуречья по поверхности юрских отложений региональными сейсмическими работами выявлено и подготовлено 154 локальные структуры. На начало 1997 г. в юрском НГК была вскрыта 91 залежь УВ (37 нефтяных, 19 нефтегазоконденсатных, 21 газоконденсатная и 14 газовых) в пределах 37 локальных поднятий. Из 91 залежи 13 единиц приурочены к тюменской свите (пласты Ю₂ и Ю₃), остальные 78 единиц относятся к васюганской или сиговской свитам верхней юры (группа продуктивных пластов Ю₁). Установленные залежи являются как пластово-сводовыми, так и связанными с литологическими и тектоническими экранами.

Однако следует иметь в виду, что существенным ограничением для высокой оценки перспектив нефтегазоносности этих отложений является значительная глубина их залегания. Как показывают соответствующие исследования, катагенез органического вещества в основании мезозойского разреза в Пур-Тазовском междуречье достаточно высок и отвечает концу главных фаз нефти и газообразования. Это означает, что отложения нижнего палеозоя в Пур-Тазовском междуречье, вероятнее всего, могут быть перспективны только на конденсат и сухой газ. Степень перспективности будет определяться качеством и зрелостью нефтематеринских пород, качеством флюидоупоров и экранов.

Для оценки нефтегазоносности юрского нефтегазоперспективного комплекса были выбраны 52 эталонные локальные структуры, в пределах которых юрский НГК вскрыт глубокими скважинами. На части этих структур предыдущими поисково-разведочными работами открыты залежи УВ (нефтегазоносные структуры), на других структурах промышленные притоки не установлены (пустые структуры). Экзаменационные структуры – это около 50 структур, на которых поисково-разведочные работы выполнены, но в эталонную выборку эти структуры не включены. Прогнозные объекты это более 100 выявленных и подготовленных структур, на которых юрский НГК не вскрыт глубоким бурением и перспективу которых нужно оценить.

Неоднократно доказано, что в системе факторов, контролирующих нефтегазоносность, тектонические являются важнейшими [1, 4, 6]. Под тектони-

ческими условиями нефтегазоносности прежде всего имеют в виду совокупность признаков геологического строения, которые существенно влияют на характеристики нефтегазоносности (ее масштаб, диапазон распространения залежей нефти и газа в разрезе). Важнейшая роль тектонических условий в размещении и формировании залежей нефти и газа предопределяется тем, что они, помимо непосредственного влияния на нефтегазоносность через структуры и движения, их формирующие, в значительной мере контролируют направленность и ход геохимических, литологических и гидрогеологических процессов.

С учетом задачи прогноза и модели формирования юрских залежей для оценки нефтегазоносности локальных структур была принята исходная совокупность, состоящая более чем из 20 показателей, которые можно разделить на две основные группы:

1) показатели, характеризующие структурную ловушку: амплитуда A , площадь S , размер длинной оси структуры L_d , размер короткой оси структуры L_k , соотношение длинной и короткой оси L_d/L_k , интенсивность структуры $A/S^{1/2}$, соотношение амплитуды и длинной оси структуры A/L_d , соотношение амплитуды и короткой оси структуры A/L_k ;

2) показатели, характеризующие геотектоническую обстановку: структурный контроль первого рода $СК_1$, структурный контроль второго рода $СК_2$, соотношение локального и регионального углов наклона α_n/α_p , расстояние до разлома L_p , прирост амплитуды по кровле юрских отложений за раннемеловое время A_{K1} , прирост амплитуды по кровле юрских отложений за позднемеловое время A_{K2} , прирост амплитуды по кровле юрских отложений за кайнозойское время A_{K3} , амплитуда неотектонических движений A_N , толщина юрского нефтегазоносного комплекса T_K , толщина региональной юрской покрывки T_P .

Для каждого из критериев были построены вероятностные кривые (рис.1,2). Информативность исследуемых критериев определялась по статистикам Стьюдента t_p и Пирсона - k_p^2 (критерий считался информативным, если k_p^2 (расчет.) $> k_p^2$ (табл.), $t_p > t_{\alpha}$).

Основные статистические характеристики по информативным показателям приведены в табл. 1.

Оценим индивидуальную информативность признаков 1-й группы по вероятностным кривым (рис.1) и линейным дискриминантным функциям (ЛДФ) (см. табл. 1). Проанализируем индивидуальную информативность показателей.

Для юрского НК характерно увеличение вероятности продуктивности структуры (до 0,76) с увеличением ее амплитуды от минимальных значений до 160 м. При дальнейшем увеличении A вероятность наличия залежи не изменяется (см. рис. 1, а). Как видно из табл.1, амплитуды нефтяных структур превышают амплитуды пустых в 1,5-2 раза.

Из графика вероятности в зависимости от площади (рис.1,б) следует, что при изменении S от 50 до 300 км² $P(W_1/S)$ увеличивается от 0,3 до 0,75. Дальнейшее увеличение площади не оказывает влияния на вероятность наличия залежи. Следует отметить, что площади нефтяных структур значительно больше, чем пустых. По параметрам A и S лучше распознаются пустые структуры, чем

нефтяные, причем как по вероятностным кривым, так и по линейным моделям (см. табл.1).

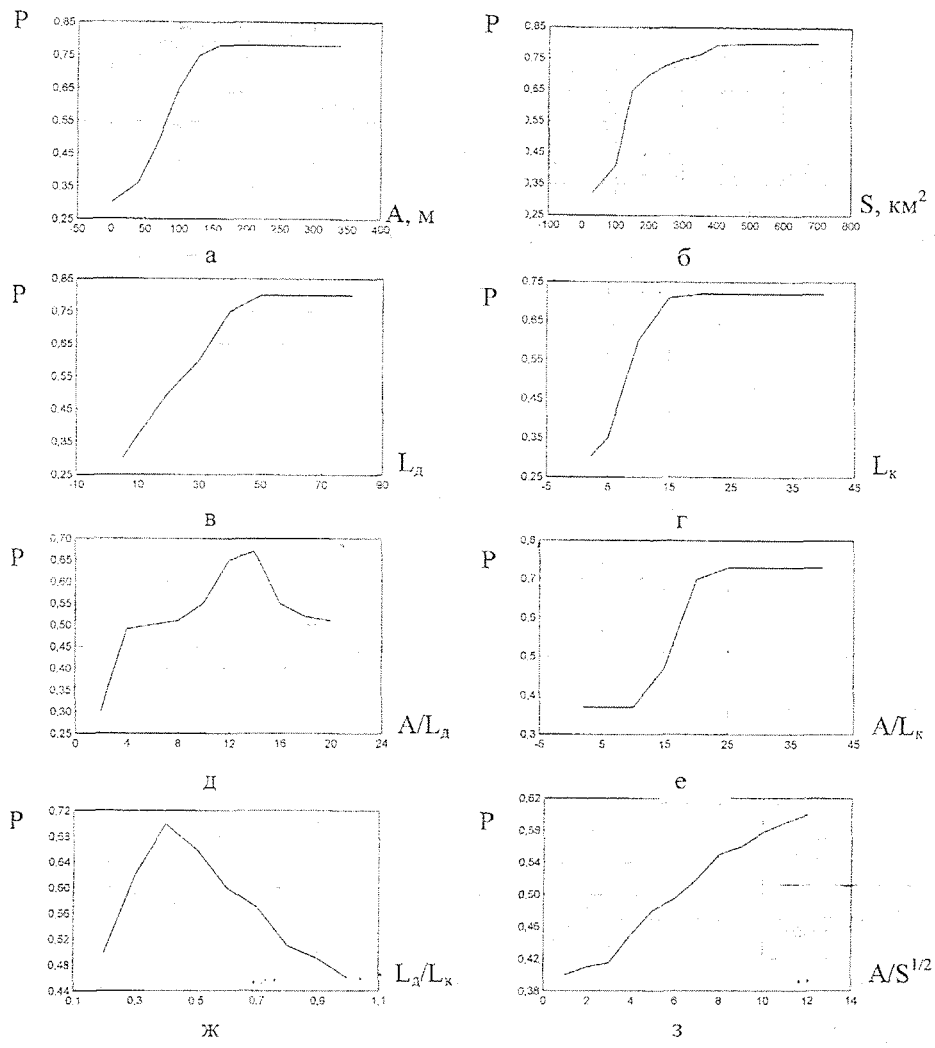


Рис.1. Вероятностные кривые нефтегазоносности в зависимости от показателей, характеризующих ловушку

Графики вероятности нефтегазоносности структур, построенные в зависимости от величины длинной и короткой оси структуры (см. рис. 1, в, г),

ем унаследованных положительных структурных форм. Распознавание нефтяных структур происходит лучше, чем пустых по обьём методикам (см. табл. 1).

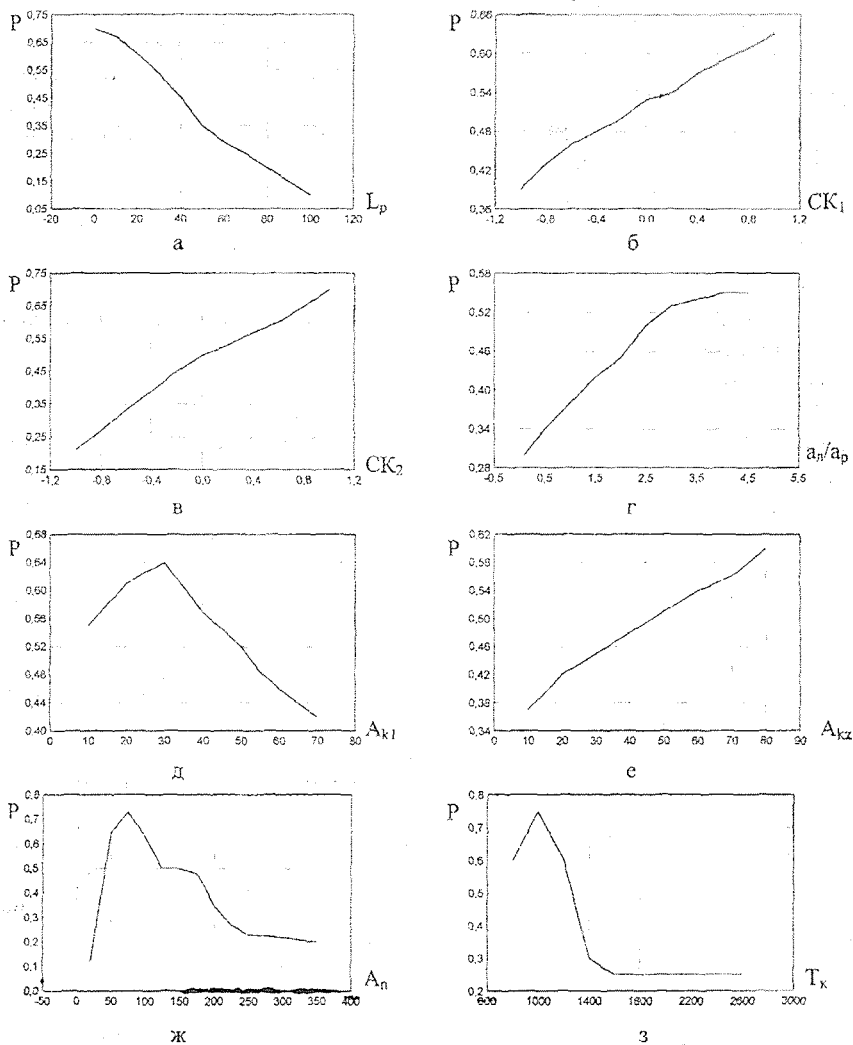


Рис. 2. Вероятностные кривые нефтегазоносности в зависимости от геотектонических показателей

Вероятностная кривая, приведенная на рис. 2, г, характеризует зависимость наличия залежи от соотношения локального и регионального углов. На рисунке видно, что с увеличением a_n/a_p вероятность нефтегазоносности закономерно возрастает, но размах значений P небольшой (0,3-0,55). По данному

параметру лучше распознаются пустые структуры. По мнению авторов, данный критерий влияет на интенсивность латеральной миграции УВ и на перераспределение их между ловушками.

Влияние палеоструктурных условий на вероятность наличия залежи показано на рис. 2, д, е, ж. При этом следует заметить, что зависимость P от темпа прироста амплитуд за ранне- и позднемиловое время характеризуется одновременно положительным и отрицательным характером кривых. В целом диапазон изменения P не широк – от 0,4 до 0,6, при этом размах A весьма значительный и составляет 10-90 м. Лучше по данным показателям распознаются пустые структуры (см. табл.1). Третий палеоструктурный показатель – прирост амплитуды за кайнозойскую эру имеет однозначную прямую связь с вероятностью наличия залежей (см. рис. 2, ж). При увеличении данного параметра до 70 м P возрастает от 0,36 до 0,6. Среднее значение A_{KZ} для нефтяных структур выше. Распознавание примерно одинаковое по обоим методам.

Показатель амплитуды неотектонических движений A_N имеет сходные величины для пустых и нефтегазоносных структур. Линейная модель в данном случае не работает (см. табл.1). Показатель малоинформативен по критериям t и k^2 . Вероятностная кривая приведена на рис. 2,з. При увеличении A_N до 75 м вероятность наличия залежи интенсивно возрастает, но дальнейший ее рост приводит к обратному эффекту.

Средние значения T_k у двух классов структур отличаются незначительно (см. табл.1). Несколько лучше распознаются пустые структуры. Связь между вероятностью наличия нефтяной залежи и толщиной юрского ПЖ отсутствует (см. рис. 2,и).

Выполненный статистический анализ индивидуальной информативности показывает, что ни по одному из критериев невозможно разделить локальные структуры на нефтегазоносные и пустые. Поэтому проанализируем, как происходит разделение по обучающей выборке при использовании линейного дискриминантного анализа (ЛДА) в зависимости от различного количества (m) используемых признаков. Для анализа используется такое сочетание признаков, при котором происходит максимальное разделение структур. Расчеты по разным вариантам приведены в табл.2. При использовании двух показателей (α_n/α_p , L_d) эффективность распознавания составила 69,92%, причем лучше распознавались пустые структуры. При m равном 3, распознавание – 71,85%. В случае использования 4-13 признаков распознавание несколько увеличивается. Анализ статистических характеристик полученных ЛДФ показывает, что наиболее целесообразно для прогнозных решений использовать следующую ЛДФ:

$$Z = -0,0327 A - 0,1318 A/S^{1/2} + 0,0506 L_d + 0,1639 L_k - 0,0725 A/L_d + \\ + 0,0939 A/L_k + 0,0116 A/L_p + 0,247CK_1 + 0,2864 CK_2 - 0,0029 T_k - 0,0030 T_{k1} + \\ + 0,6213 \alpha_n / \alpha_p - 0,0021 A_n + 0,0165 A_x - 0,0071 A_N + 2,2553.$$

При $Z > 0$ структуры перспективные, при $Z < 0$ малоперспективные. Центр распределения нефтегазоносных структур 1,03198, пустых –1,03198.

Некоторые статистические характеристики структур

Показатели	Сред. значение, среднеквадр. откл. и коэф. вариации - в числителе, мин. и макс., расчетн. значения критерия t - в знаменателе		Зависимость вероятности нефтегазоносности структур (P) от характеристик	Распознавание по лин. модели - 1-я цифра, по вероят. кривым - 2-я и по ЛДФ - 3-я		Линейная дискриминантная Функция
	Нефтегаз. структуры $n=26$	Пустые структуры $n=26$		Нефтегаз. структуры $n=26$	Пустые структуры $n=26$	
Структурн. контроль первого рода $СК_1$	$0,65 \pm 0,68; 95;$ (-1) - (+1)	$0,38 \pm 0,94; 247$ (-1) - (+1)	$P=0,49 + 0,075 СК_1$ $t_p > t_t$	84; 80,7; 80,7	26,9; 34,6; 30,7	$R=0,6074+1,1701 СК_1$
Структурн. контроль второго рода $СК_2$	$0,61 \pm 0,80; 131$ (-1) - (+1)	$0,26 \pm 0,87; 334$ (-1) - (+1)	$P=0,49 + 0,145 СК_2$ $t_p > t_t$	76,9; 88,5; 76,9	46,1; 34,6; 46,1	$R=-0,5486+1,2403 СК_2$
Соотнош. локальн. α_i и регион. α_p углов наклона	$2,28 \pm 0,86; 38$ 1,2 - 4	$0,98 \pm 0,22; 11$ 1 - 4	$P=0,30 + 0,0645 \alpha_i/\alpha_p$ $t_p > t_t$	15,4; 19,23; 46,1	92,3; 88,4; 69,2	$R=-2,5402-2,5402\alpha_i/\alpha_p$
Расстояние до регион. разломов $L_p, км$	$26 \pm 25; 96$ 0 - 95	$46 \pm 31; 67$ 2 - 100	$P=0,73-0,063 L_p$ $t_p > t_t$	73,1; 84,4; 84,6	57,7; 57,7; 50	$R=-0,5136+0,01L_p$
Амплитуда $A, м$	$128 \pm 79; 62$ 35 - 300	$82 \pm 63; 76$ 15 - 300	$P=0,30 + 0,0019 A$ $t_p > t_t$	50; 53,8; 50	80,7; 76,9; 80,7	$R=-1,4528 + 0,0138 A$
Площадь $S, км^2$	$422 \pm 444; 105$ 25 - 1500	$162 \pm 146; 90$ 16 - 550	$P=0,22 + 0,0005 S$ $t_p > t_t$	30; 34,6; 50	100; 92,3; 80,8	$R=-0,8823 + 0,003 S$
Размер длинной оси структ. $L_x, км$	$32 \pm 22; 68$ 6 - 96	$19 \pm 9; 47$ 6 - 40	$P=0,35 + 0,0066 l_x$ $t_p > t_t$	57,7; 42,3; 46,1	69,2; 92,3; 76,9	$R=-1,4775 + 0,0575 l_x$
Размер короткой оси структуры $l_y, км$	$14 \pm 9; 64$ 4 - 48	$10 \pm 5; 50$ 4 - 25	$P=0,27 + 0,0099 l_y$ $t_p > t_t$	7,7; 15,3; 46,1	96,1; 96,1; 65,4	$R=-1,6216 + 0,1297 l_y$
Прирост амплитуды за меловое время A_m	$56 \pm 24; 42$ 4 - 100	$74 \pm 20; 27$ 25 - 100	$P=0,81 - 0,0054 A_m$ $t_p > t_t$	50; 53,8; 61,5	80,7; 69,2; 61,5	$R=-2,8821 + 0,044 A_m$
Прирост амплитуды за кайноз. время $A_{кз}$	$44 \pm 24; 54$ 0 - 96	$26 \pm 20; 76$ 0 - 75	$P=0,31 + 0,0051 A_{кз}$ $t_p > t_t$	65,3; 65,3; 61,5	65,3; 73,1; 61,5	$R=-1,5195 + 0,044 A_{кз}$
Амплитуда неостект. движений A_n	$108 \pm 31; 28$ 65 - 185	$117 \pm 52; 44$ 15 - 250	$P=0,406 - 0,0005 A_n$ $t_p > t_t$	-; 53,8; 53,8	-; 69,2; 57,7	$R=-2,6261 + 0,0232 A_n$
Толщина юрского н-газ. комплекса T_x	$850 \pm 230; 27$ 475 - 1300	$822 \pm 338; 41$ 450 - 1600	$P=0,72 - 0,0003 T_x$ $t_p > t_t$	34,6; 34,64; 50	57,6; 88; 42	$R=-3,0092 - 0,0036T_x$
Толщина рег. глин. покрывки $T_n, м$	$42 \pm 24; 57$ 10 - 96	$36 \pm 25; 71$ 10 - 90	$P=0,28 + 0,0041 T_n$ $t_p > t_t$	30,7; 50,0; 46,1	76,9; 50,0; 65,4	$R=-1,5710 + 0,0392 T_n$

показывают, что $P(W_1/L_d, L_k)$ возрастает пропорционально увеличению данных параметров до 50 и 15 км соответственно. Дальнейшее увеличение размеров структуры не приводит к увеличению вероятности ее нефтегазоносности. Из табл.1 следует, что величины коротких осей в нефтяных и пустых структурах достаточно близки, а величины длинных осей у нефтяных в 1,5 раза больше. По обоим показателям лучше распознаются пустые структуры, чем нефтяные. Также было установлено, что при площади структур более 550 км^2 , $L_d > 40 \text{ км}$ и $L_k > 25 \text{ км}$ они всегда нефтегазоносные.

Вероятностные кривые по соотношениям A/L_d и A/L_k (рис. 1, д, е) показывают, что при увеличении этих параметров до 13 и 25 м/км соответственно происходит возрастание вероятности наличия залежей углеводородов.

При рассмотрении критерия L_d/L_k (рис. 1, ж) можно отметить лишь небольшой интервал его изменения от 0,2 до 0,4, когда вероятность существования залежи увеличивается.

Зависимость вероятности существования залежи от интенсивности структуры приведена на рис.1, з. Величина $P(W_1)$ увеличивается пропорционально возрастанию критерия $A/S^{1/2}$ до $12 \text{ м/км}^{1/2}$. Влияние региональных геотектонических показателей на нефтегазоносность локальных объектов и их информативность оценено с помощью построения вероятностных кривых (рис.2) и анализа линейных моделей (см. табл. 1).

Влияние разломов на особенности распределения скоплений УВ оценивалось авторами во многих публикациях [2,5,6]. Связь между $P(W_1)$ и L_p (см. рис.2,а) отрицательная и характеризуется широким диапазоном изменения вероятности, т.е. влияние этого фактора на возможность заполнения ловушки весьма значительно. Максимальное влияние на нефтегазоносность можно оценить в 70%. Используя полученную модель, можно выявить следующее – при $P=0,5$ расстояние от разлома до центра локальной структуры равно 36 км, а при $P=0,1$ $L_p = 100 \text{ км}$. Именно эту величину можно принять за максимальную, когда прослеживается влияние разломов на нефтегазоносность структур. Из табл. 1 видно, что значение данного показателя для нефтегазоносных структур всегда меньше, чем для пустых. Распознаются по этому показателю лучше нефтегазоносные структуры и по линейной модели и по вероятностным кривым. Данный показатель вообще можно считать универсальным, т.к. полученные авторами аналогичные зависимости для других регионов характеризуются сходными типами связей и формами вероятностных кривых [6].

Показатели структурного контроля первого и второго рода – $СК_1$, $СК_2$ – описывают местоположение структуры относительно более крупных тектонических единиц. Вероятностные кривые по данным показателям имеют очень сходный вид (см. рис.2, б, в), связь можно охарактеризовать как положительную, значимую. Интервал изменения вероятности наличия залежей в зависимости от варьирования данных показателей небольшой. Для нефтегазоносных структур средние значения обоих показателей в 2 раза превышают те же значения для пустых, что еще раз доказывает связь нефтегазообразования с развити-

ем унаследованных положительных структурных форм. Распознавание нефтяных структур происходит лучше, чем пустых по обеим методикам (см. табл. 1).

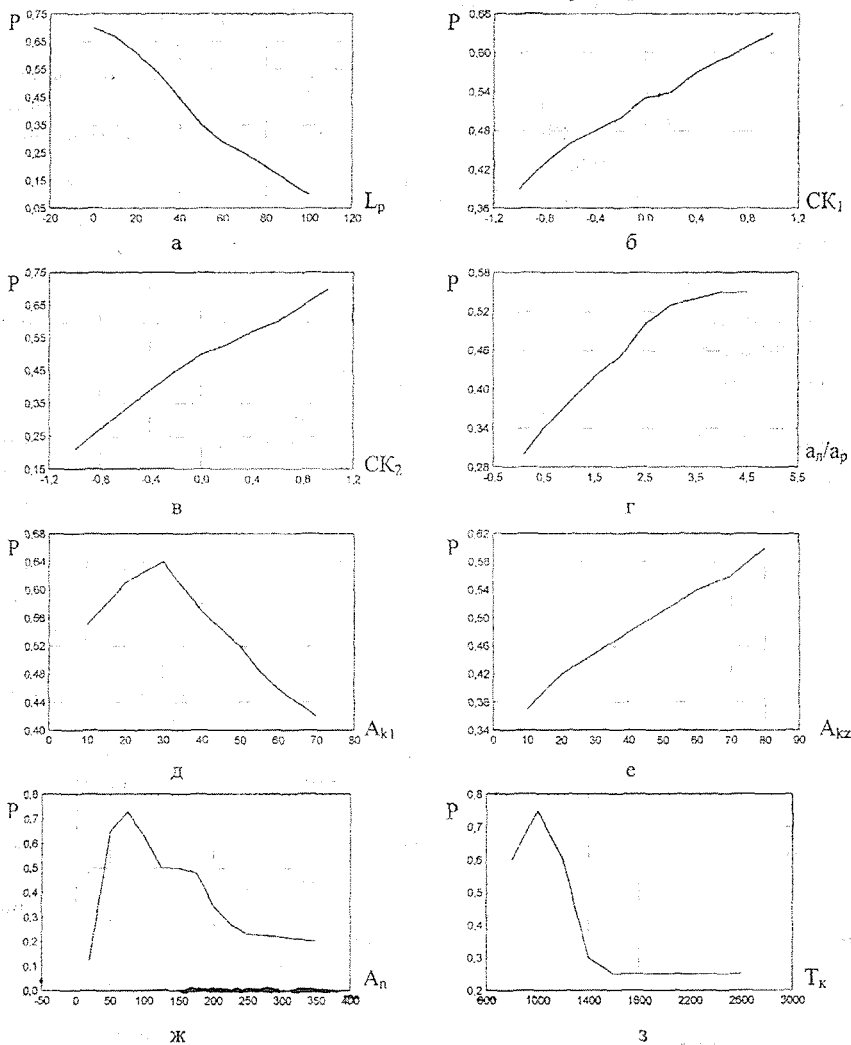


Рис. 2. Вероятностные кривые нефтегазоносности в зависимости от геотектонических показателей

Вероятностная кривая, приведенная на рис. 2, г, характеризует зависимость наличия залежи от соотношения локального и регионального углов. На рисунке видно, что с увеличением a_n/a_p вероятность нефтегазоносности закономерно возрастает, но размах значений P небольшой (0,3-0,55). По данному

параметру лучше распознаются пустые структуры. По мнению авторов, данный критерий влияет на интенсивность латеральной миграции УВ и на перераспределение их между ловушками.

Влияние палеоструктурных условий на вероятность наличия залежи показано на рис. 2, д, е, ж. При этом следует заметить, что зависимость P от темпа прироста амплитуд за ранне- и позднемиоценовое время характеризуется одновременно положительным и отрицательным характером кривых. В целом диапазон изменения P не широк – от 0,4 до 0,6, при этом размах A весьма значительный и составляет 10-90 м. Лучше по данным показателям распознаются пустые структуры (см. табл.1). Третий палеоструктурный показатель – прирост амплитуды за кайнозойскую эру имеет однозначную прямую связь с вероятностью наличия залежей (см. рис. 2, ж). При увеличении данного параметра до 70 м P возрастает от 0,36 до 0,6. Среднее значение A_{KZ} для нефтяных структур выше. Распознавание примерно одинаковое по обоим методам.

Показатель амплитуды неотектонических движений A_N имеет сходные величины для пустых и нефтегазоносных структур. Линейная модель в данном случае не работает (см. табл.1). Показатель малоинформативен по критериям t и k^2 . Вероятностная кривая приведена на рис. 2,з. При увеличении A_N до 75 м вероятность наличия залежи интенсивно возрастает, но дальнейший ее рост приводит к обратному эффекту.

Средние значения T_k у двух классов структур отличаются незначительно (см. табл.1). Несколько лучше распознаются пустые структуры. Связь между вероятностью наличия нефтяной залежи и толщиной юрского НГК отсутствует (см. рис. 2,и).

Выполненный статистический анализ индивидуальной информативности показывает, что ни по одному из критериев невозможно разделить локальные структуры на нефтегазоносные и пустые. Поэтому проанализируем, как происходит разделение по обучающей выборке при использовании линейного дискриминантного анализа (ЛДА) в зависимости от различного количества (m) используемых признаков. Для анализа используется такое сочетание признаков, при котором происходит максимальное разделение структур. Расчеты по разным вариантам приведены в табл.2. При использовании двух показателей (α_n/α_p , L_d) эффективность распознавания составила 69,92%, причем лучше распознавались пустые структуры. При m равном 3, распознавание – 71,85%. В случае использования 4-13 признаков распознавание несколько увеличивается. Анализ статистических характеристик полученных ЛДФ показывает, что наиболее целесообразно для прогнозных решений использовать следующую ЛДФ:

$$Z = -0,0327 A - 0,1318 A/S^{1/2} + 0,0506 L_d + 0,1639 L_k - 0,0725 A/L_d + \\ + 0,0939 A/L_k + 0,0116 A/L_p + 0,247CK_1 + 0,2864 CK_2 - 0,0029 T_k - 0,0030 T_{k1} + \\ + 0,6213 \alpha_n / \alpha_p - 0,0021 A_n + 0,0165 A_k - 0,0071 A_N + 2,2553.$$

При $Z > 0$ структуры перспективные, при $Z < 0$ малоперспективные. Центр распределения нефтегазоносных структур 1,03198, пустых -1,03198.

Таблица 2

Обоснование использования ИДФ по юрскому комплексу в целом по обобщенной обучающей выборке

Исходным, критерии	Количество критериев																	
	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
A					0,0123	0,0127	-0,012	-0,015	-0,0253	-0,031	-0,0314	-0,0319	-0,0329	-0,0335	-0,0327	-0,0323	-0,0323	0,0325
S																0,0002	-0,0003	-0,0002
A/S ²													0,0621	0,1318	0,1231	0,1336	-0,1337	-0,1334
L ₁	-0,054	-0,053	-0,036	-0,073	-0,074	0,0701	0,0772	0,0621	0,0577	0,0564	0,0541	0,0544	0,0600	0,0506	0,0507	0,0479	-0,0481	-0,0479
L ₂								0,1215	0,1523	0,1536	0,1615	0,1639	0,1542	0,1639	0,1623	0,1568	-0,1580	-0,1582
A/L ₁														-0,0725	-0,0706	-0,0758	0,0736	0,0739
A/L ₂								0,0363	0,0948	0,1061	0,1126	0,1093	0,0909	0,0939	0,0966	0,0953	-0,0952	-0,0912
L ₁ /L ₂															-0,0035	-0,0036	0,0036	0,0036
A/L ₁ L ₂									0,0221	0,0109	0,0109	0,0118	0,0119	0,0116	0,0108	0,0104	-0,0104	-0,1046
CK ₁										0,1876	0,2511	0,2489	0,2470	0,2368	0,2314	-0,2330	-0,2329	-0,2329
CK ₂			-0,465	-0,454	-0,455	0,3035	0,3016	0,4322	0,3941	0,3617	0,2978	0,2902	0,2993	0,2864	0,2855	0,2914	-0,2911	-0,2914
T ₁					0,0903	-0,003	-0,003	-0,004	-0,0031	-0,003	-0,0029	-0,0028	-0,0028	-0,0029	0,0023	0,0023	0,0023	0,0023
T ₂					0,0029	0,0030	0,0030	0,0031	0,0028	0,0030	0,0030	0,0029	0,0030	0,0030	0,0034	0,0024	0,0024	0,0023
α ₁ /α ₂	-0,855	-0,873	-0,651	-0,956	-0,915	0,8402	0,7349	0,6342	0,6295	0,6386	0,6353	0,6276	0,5884	0,6513	0,6162	0,6130	-0,6126	-0,6126
A ₁												-0,0023	-0,0022	-0,0021	-0,0021	-0,0021	0,0021	0,0021
A ₂												0,0160	-0,0166	-0,0165	-0,0165	-0,0163	0,0167	0,0167
A ₃										-0,0165	-0,0154	0,0160	-0,0166	-0,0165	-0,0163	0,0007	0,0007	0,0007
A ₄										1,7518	1,7122	1,8071	2,0662	2,0254	1,4943	1,5454	-1,5662	-1,5943
Своб. член	2,3869	1,6016	1,0426	1,4376	0,9442	2,9432	2,8709	2,5832	1,7518	1,7122	1,8071	2,0662	2,0254	2,2553	1,4943	1,5454	-1,5662	-1,5943
Коэф. катной корр.	0,49	0,51	0,54	0,36	0,57	0,58	0,59	0,61	0,63	0,64	0,64	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65
χ ²	36,29	40,66	46,43	50,31	50,64	54,49	55,77	59,79	63,81	67,09	67,93	68,76	68,69	68,87	68,70	68,48	68,21	67,93
Проц. правилин. классиф-ции	69,62	71,85	74,07	74,81	79,25	77,77	80,00	82,22	80,74	80,00	82,96	82,96	81,48	82,96	82,96	82,96	82,96	82,96
Нейтр. стр.	47,36	50,87	64,91	68,42	70,15	71,92	68,42	75,43	77,19	75,43	75,43	78,94	78,94	75,43	77,19	77,19	77,19	77,19
Пустые стр.	85,89	87,17	80,76	78,20	78,20	84,61	84,61	83,33	85,89	84,61	83,33	85,89	85,89	85,89	87,18	87,18	87,18	87,18

Правильность классификации эталонных нефтегазоносных структур 75%, пустых – 86%.

По материалам обучающей выборки из 26 нефтегазоносных структур по двум методам правильно классифицировано 22 структуры, что составляет 84%. При использовании $P(W_1/x_m)$ не в свой класс попала всего одна структура, при этом по значениям Z она была охарактеризована верно. При применении ЛДА по эталонной выборке неверно было охарактеризовано три структуры, при этом значение $P(W_1/x_m)$ в одном случае незначительно превышает 0,5, т.е. близко к граничному, в остальных двух более 0,7. По нефтегазоносным структурам существует связь между величинами $P(W_1/x_m)$ и Z ($r=0,46$). Аналогичная связь для нефтегазоносных структур наблюдается и для территории северо-востока Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

При рассмотрении 26 пустых эталонных структур по двум методам правильно классифицировано 23 структуры (88%). При использовании $P(W_1/x_m)$ в свой класс не попали 2 структуры, при достаточно больших значениях условной вероятности (0,76; 0,93). При этом одна из них имеет значение Z значительно меньше 0, а для другой $Z = 0,93$. Связи между $P(W)$ и Z по непродуктивным структурам не наблюдается. Аналогичное отсутствие связи было отмечено и по территории северо-востока Волго-Урала [3].

Правильность классификации экзаменационных нефтегазоносных структур составила 79%, пустых – 82%. Таким образом, построенные геолого-математические модели обеспечивают достаточно высокую степень разделения на классы.

В том случае, если объект прогноза по обоим методам оценивается как нефтегазоносный, то структура относится к группе высокоперспективных. Если возникает неоднозначная ситуация (один метод относит структуру к нефтегазоносным, а другой – к пустым), то в этом случае структура включается в группу перспективных. В случае попадания объекта по обоим методам в класс пустых структура считается малоперспективной.

Список литературы

1. Аширов К.Б. О формировании нефтегазовых залежей в Урало-Поволжье // Происхождение залежей нефти и газа и формирование их месторождений. М.: Недра, 1972. С.588-590.

2. Гаврилов В.П. Влияние разломов на формирование зон нефтегазонакопления. М.: Недра, 1975.

3. Галкин В.И., Жуков Ю.А. Зонально-локальный прогноз нефтегазоносности юго-востока Пермской области // Геологическое строение и методика нефтепоисковых работ в Пермском Прикамье. Пермь, 1989. С. 6-14. Деп. в ВИНТИ 4.12.87.

4. Галкин В.И., Маршаев О.А., Мерсон М.Э. Комплексное влияние факторов, контролирующих нефтегазоносность локальных структур // Экспрессинформ. Сер. Нефтегаз. геология и геофизика. М., 1990. Вып.5. С. 16-21.

5. Галкин В.И., Левинзон И.Л., Маршаев О.А. О роли разломов в нефтегазоносности юрского нефтегазоносного комплекса Надым-Пурской НГО// Геология месторождений полезных ископаемых: Межвузовский сборник научных трудов/ Перм. гос. техн.ун-т. 1997. С. 49-52.

6. Галкин В.И., Лядова Н.А., Галкин С.В. Прогноз нефтегазоносности нижне- и среднекаменноугольных отложений на локальных структурах северо-восточной части Волго-Урала. Пермь, 1996.

Получено 13.01.2000

УДК 550.834

В.И.Галкин, О.А.Шурубор, А.В.Растегаев, С.В.Галкин
*Пермский государственный технический университет,
ПермНИИИнефть*

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ЛОКАЛЬНОГО ПРОГНОЗА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НА ТЕРРИТОРИИ ПЕРМСКОЙ ОБЛАСТИ

Установлены критерии, контролирующие нефтегазоносность локальных структур. Разработаны геолого-математические модели прогноза. Прогноз выполнен по 60 структурам, эффективность его составила более 90%.

В 1990 году В.И.Галкиным была выполнена оценка эффективности локального прогноза на территории северо-востока Волго-Уральской НГП по результатам разбуривания более чем 80 структур. По этим данным «коэффициент удачи» составляет свыше 80%. В настоящей статье рассматриваются результаты локального прогноза за последующие годы.

Одной из основных задач в общей системе локального прогноза является выбор комплекса геологических показателей. К показателям локального прогноза предъявляются следующие требования:

- все диагностические показатели должны вписываться в обоснованную модель формирования залежей нефти и газа;
- показатели должны быть информативными;
- показатели должны иметь количественное выражение;
- вся исходная база должна быть получена до ввода структур в глубокое бурение.

Для решения задач локального прогноза используются четыре группы показателей (тектонические, геохимические, гидрогеологические и литологические), которые влияют на процессы, обуславливающие размещение залежей нефти и газа как по площади, так и в разрезе осадочного чехла.

В качестве обучающей выборки использовались 60 объектов, на которых в разные годы было проведено глубокое поисковое бурение и получены определенные результаты в отношении нефтегазоносности, из которых 30 являются нефтегазоносными и 30 - "пустыми". По каждому показателю и нефтегазоносные и пустые объекты разделены на группы, согласно разновидностям конкретного показателя. Далее произведен расчет частоты