

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,  
ПермНИПИнефть*

## 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

появления объектов  $i$ -й разновидности  $X_j$ -го показателя, представляющего собой отношение количества объектов, попавших в определенную разновидность, к общему числу объектов. Расчет сделан отдельно по нефтегазоносным и пустым структурам.

Критерий считается информативным, если  $\chi^2_p > \chi^2_i$ ;  $t_p > t_i$ . Значения  $\chi^2_i$  и  $t_i$  определяются в зависимости от количества объектов обучения и уровня значимости ( $\alpha = 0,05$ ).

Выполнен детальный статистический анализ всех изучаемых показателей, характеризующих нефтегазоносные и пустые структуры. Статистические характеристики некоторых из них приведены в табл. 1. Сравнение двух выборок производилось по средним значениям, среднеквадратичным отклонениям, коэффициентам вариации. Кроме этого, оценка информативности определялась по трем независимым методам.

Первый метод заключался в том, что для каждого интервала варьирования по всем показателям вычислялась интервальная вероятность, а затем она сопоставлялась со средним интервальным значением показателей, далее по этим данным рассчитывался коэффициент линейной корреляции  $r$ . По полученным зависимостям вычислялись значения вероятности  $P$  для всей обучающей выборки, далее определялся процент правильного распознавания. Для нефтегазоносных структур правильное распознавание считается в том случае, когда  $P > 0,5$ , для пустых наоборот —  $P < 0,5$ .

Вторым методом явилось использование разработанной балльной оценки, по которому определялась информативность путем сравнения с общими средними значениями. И, наконец, третьим методом явилось использование линейного дискриминантного анализа по каждому изучаемому признаку (см. табл.1). Показатели проанализированы с точки зрения возможности их дальнейшего использования для решения прогнозных задач по трем используемым методам, а также произведен расчет коэффициентов  $\chi^2$  и  $t$  для каждого показателя.

Оценка нефтегазоносности структур за анализируемое время проводилась с использованием двух независимых методов: экспертного и вероятностно-статистического. Экспертный метод проводился по системе баллов, с помощью которых моделировались различные комбинации показателей для поиска оптимальных решений. Прогнозная оценка каждой локальной структуры производится по одинаковому количеству зонально-региональных и локальных показателей и выражается соответствующей суммой баллов (табл. 2).

По суммам баллов комплекса зонально-региональных и локальных показателей можно разделить оцениваемые объекты на три основные группы: высокоперспективные, перспективные и малоперспективные.

Разработка методических приемов оценки производилась по 60 эталонным структурам («обучающая выборка»). В результате анализа установлено:

- среди первой группы вероятность того, что оцениваемая структура окажется нефтегазоносной, превышает 75%;

- среди структур второй группы практически равновероятно, что оцениваемая структура может оказаться нефтегазоносной или пустой;

Некоторые статистические характеристики нефтегазовых и газовых структур

Показатели	Среднее значение, средневариационное отклонение, коэф. вариации, % (в числителе), размах (в знаменателе)		Зависимость вероятности нефтегазовости структур ( $P$ ) от показателя, коэф. корреляции ( $r$ ) - верхняя строка; среднее значение $P$ и интервал варьирования - нижняя строка	Линейные дискриминантные функции	Процент правильного распознавания, 1-я - шифра по линейной модели, 2-я - по балльной системе, 3-я - по ЛДФ
	Нефтегазовые структуры	Газовые структуры			
Местоположение относительно ККСП, код-ККСП	1,36 ± 0,71; 52,2	2,63 ± 1,42; 53,9	$P=0,73 - 0,11 \text{ ККСП}$ , $r=0,83$ $t_p > t_0$	$Z_1 = 1,072 \text{ ККСП} - 1,425$ $Z_2 = 2,065 \text{ ККСП} - 3,413$	71,66; 71,66; 71,66
	1-3	1-5	0,40; 0,25 - 0,69		
Суммарная амплитуда движений АО, м	162 ± 29,4; 18,1	186 ± 47,6; 25,6	$P=0,94 - 0,0027 \Delta A$ , $r=0,76$ $t_p > t_0$	$Z_1 = 103 \Delta A - 9,081$ $Z_2 = 0,119 \Delta A - 41,804$	61,66; 61,66; 60,00
	120 - 240	75 - 320	0,44; 0,25 - 0,71		
Мощность терригенной толщи девона МД, м	37,1 ± 19,3; 52,0	35,2 ± 20,2; 57,4	$P=0,39 + 0,002 \text{ МД}$ , $r=0,34$ $t_p < t_0$	$Z_1 = 0,095 \text{ МД} - 2,461$ $Z_2 = 0,095 \text{ МД} - 2,281$	53,33; 48,33; 46,66
	10 - 80	10 - 80	0,47; 0,25 - 0,66		
Мощность терригенной толщи нижнего карбона МС, м	66,5 ± 15,6; 23,4	84,6 ± 34,5; 40,7	$P=0,58 - 0,002 \text{ МС}$ , $r=0,34$ $t_p < t_0$	$Z_1 = 0,092 \text{ МС} - 3,764$ $Z_2 = 0,117 \text{ МС} - 5,671$	53,33; 65,00; 71,66
	20 - 100	20 - 150	0,46; 0,25 - 0,58		
Региональный угол наклона к впадинам диакрического карбона $\alpha C$ , град.	0,56 ± 0,47; 839	0,48 ± 0,56; 116,6	$P=0,46 + 0,109 \alpha C$ , $r=0,46$ , $t_p < t_0$	$Z_1 = 2,079 \alpha C - 1,281$ $Z_2 = 1,784 \alpha C - 1,126$	58,33; 56,66; 58,33
	0,06 - 1,6	0,06 - 2,18	0,57; 0,40 - 0,80		
Пористость POR, %	14,4 ± 2,5; 17,36	11,1 ± 4,5; 40,5	$P=0,03 + 0,038 \text{ POR}$ , $r=0,78$ $t_p < t_0$	$Z_1 = 1,076 \text{ POR} - 8,429$ $Z_2 = 0,830 \text{ POR} - 5,300$	56,66; 56,66; 66,66
	6 - 18	0 - 18	0,42; 0,25 - 0,75		
Проницаемость $M_d - KPR$	392 ± 238; 60,7	2,38 ± 237; 99,5	$P=0,30 + 0,0005 \text{ KPR}$ , $r=0,61$ $t_p < t_0$	$Z_1 = 0,007 \text{ KPR} - 2,053$ $Z_2 = 0,004 \text{ KPR} - 1,194$	56,66; 56,66; 58,33
	50 - 700	0 - 700	0,48; 0,26 - 0,62		
Амплитуда А, м	36,2 ± 32,1; 88,6	11,2 ± 7,8; 69,6	$P=0,41 + 0,0046 A$ , $r=0,81$ $t_p < t_0$	$Z_1 = 0,066 A - 1,893$ $Z_2 = 0,021 A - 0,808$	73,33; 73,33; 71,66
	10 - 140	3 - 40	0,64; 0,41 - 0,75		
Степень структурного контроля СК, код Морфологический тип структуры МТС, код	2,1 ± 0,6; 28,6	1,6 ± 0,6; 37,5	$P=0,02 + 0,264 \text{ СК}$ , $r=0,82$ $t_p > t_0$	$Z_1 = 5,621 \text{ СК} - 6,593$ $Z_2 = 4,972 \text{ СК} - 4,263$	63,33; 63,33; 65,00
	1-3	1-3	0,50; 0,23 - 0,77		
	12,6 ± 7,8; 61,9	13,1 ± 4,1; 31,3	$P=2,48 - 0,155 \text{ МТС}$ , $r=0,79$ $t_p > t_0$	$Z_1 = 16,491 \text{ МТС} - 104,859$ $Z_2 = 17,141 \text{ МТС} - 113,267$	63,33; 63,33; 63,33
	12 - 14	12 - 14	0,47; 0,33 - 0,64		

Оценка нефтегазонасыщенности прогнозных локальных структур

№ п/п	Наименование Структур	Нефтегазонасыщенность	Вероятность отнесения к нефтян. структур.	Заключение о нефтегазонасыщенности структур	№ п/п	Наименование структур	Нефтегазонасыщенность	Вероятность отнесения к нефтян. структур.	Заключение о нефтегазонасыщенности структур
1	Черняковская	+	0,98	Высокоперсп.	31	Южно-Мажевская	+	0,71	Перспект.
2	Южно-Батырбайская	+	0,98	-«-	32	Бутгановская	+	0,75	-«-
3	Саргульская	+	0,98	-«-	33	Северо-Маруинская	-	0,59	-«-
4	Келашниковская	-	0,98	-«-	34	Югокая	-	0,60	-«-
5	Западно-Гондыревская	-	0,47	Малоперсп.	35	Кочеринская	+	0,64	-«-
6	Пинуйская	+	0,98	Высокоперсп.	36	Митрохинская	+	0,61	-«-
7	Верховская	+	0,96	-«-	37	Курмакшская	+	0,61	Перспект.
8	Ашгагинская	+	0,97	-«-	38	Западно-Слудская	+	0,56	-«-
9	Навильская	-	0,59	Перспект.	39	Западно-Васильевская	+	0,54	-«-
10	Северо-Баклановская	+	0,71	-«-	40	Кукушкинская	+	0,42	Малоперсп.
11	Сафроновская	-	0,25	Неперспект.	41	Гуриновская	-	0,32	-«-
12	Северо-Елгинская	+	0,74	Перспект.	42	Казариновская	-	0,14	Неперспект.
13	Зотинская	-	0,39	Малоперсп.	43	Засеяинская	-	0,09	-«-
14	Трасельгинская	-	0,39	Малоперсп.	44	Усть-Менгинская	+	0,09	-«-
15	Северо-Курашминская	+	0,52	Перспект.	45	Сарайинская	+	0,036	-«-
16	Юновская	-	0,20	Неперспект.	46	Восточно-Терчакская	+	0,032	-«-
17	Масляевская	-	0,17	-«-	47	Северо-Тарховская	-	0,23	-«-
18	Батунская	-	0,16	-«-	48	Юрманская	+	0,87	Высокоперсп.
19	Гаугерская	+	0,36	Малоперсп.	49	Северо-Колдаская	-	0,36	Малоперсп.
20	Кандельцовская	+	0,03	Неперспект.	50	Западно-Ильичевская	+	0,47	-«-
21	Мартолинская	+	0,79	Высокоперсп.	51	Лепинская	-	0,38	-«-
22	Пухиревская	+	0,46	Малоперсп.	52	Южно-Ленинградская	+	0,52	Перспект.
23	Шатовская	+	0,68	Перспект.	53	Комьяновская	+	0,71	-«-
24	Черемшанская	+	0,34	Малоперсп.	54	Орломовская	+	0,21	Неперспект.
25	Целинская	+	0,31	-«-	55	Верх-Сабардинская	+	0,77	Высокоперсп.
26	Красильниковская	+	0,53	Перспект.	56	Вашатовская	+	0,06	Неперспект.
27	Марьянская	-	0,57	-«-	57	Южно-Долдинская	+	0,66	Перспект.
28	Лемпихинская	-	0,35	Малоперсп.	58	Заповольская	+	0,60	-«-
29	Тинюевская	-	6,37	-«-	59	Северо-Талинская	-	0,22	Неперспект.
30	Печинская	+	0,51	Перспект.	60	Высокомысская	+	0,93	Высокоперсп.

+ месторождение ; - пустая структура; + - по результатам бурения не получено однозначных результатов.

- среди третьей группы вероятность того, что оцениваемая структура окажется пустой, превышает 75%.

Для проверки работоспособности разработанной прогнозной оценки нефтегазонаосности взяты 33 структуры, из которых 18 – нефтегазонаосные и 15 – пустые, которые составили группу так называемых экзаменационных объектов. Ни один из них не входил в обучающую выборку.

В результате выполненных расчетов получены следующие результаты: в группе высокоперспективных - 10 объектов и все они нефтегазонаосные; в группе перспективных из десяти объектов шесть являются нефтегазонаосными и четыре пустыми. Группу малоперспективных составляют 13 объектов, среди которых одиннадцать являются пустыми и два – нефтегазонаосными. С целью контроля полученной системы оценки нефтегазонаосности был использован линейный дискриминантный анализ (ЛДА). В целом математическая модель разделения структур на нефтегазонаосные и пустые, основанная на линейном дискриминантном анализе, является мощным статистическим средством, отличается простой, хорошей интерпретируемостью. Она позволяет производить отбор информативных показателей, что дает возможность снизить размерность признакового пространства.

Исследования показали, что ни по одному из критериев с помощью ЛДА невозможно разделить локальные структуры на нефтегазонаосные и пустые. Поэтому было проанализировано, как происходит разделение по обучающей выборке нефтегазонаосных и пустых структур при использовании ЛДА в зависимости от различного количества ( $m$ ) используемых признаков. Для анализа использовалось такое сочетание признаков, при котором происходит максимальное разделение структур на нефтегазонаосные и пустые при равном значении  $m$ .

При использовании двух признаков (амплитуда  $A$  и степень структурного контроля ССК) эффективность распознавания составила 73,33%, причем лучше распознавались пустые, чем нефтегазонаосные структуры. При  $m=3$  распознавание 75%, лучше распознаются пустые структуры. В случае  $m=4$  распознавание несколько увеличилось (78,33%), и произошло изменение, стали лучше распознаваться нефтегазонаосные структуры, чем пустые. Распознавание структур значительно увеличилось при  $m=5$  (88,33%), при этом практически одинаково правильно были оценены как нефтегазонаосные, так и пустые структуры. В случае, когда  $m$  изменялось от 6 до 15, распознавание находилось в интервале от 86,66 до 93,33%. Начиная с  $m=16$  и выше распознавание стало практически одинаковым.

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

$$Z = -0,5859 \text{ ККСП} - 0,6518 \text{ GF} - 0,0160 \text{ МД}_3 - 0,0183 \text{ МС}_1 + 2,3040 \alpha \text{Д}_3 - \\ - 1,7802 \alpha \text{С}_1 + 0,9162 \text{ F} - 0,027 \text{ NH}_4 + 2,8173 \text{ СYL} + 18,4714 \text{ MET} + \\ + 0,4530 \text{ POR} - 0,0046 \text{ KPR} - 0,0515 \text{ МД}_3 + 0,0188 \text{ A} + 0,9776 \text{ СК} + \\ + 0,3345 \text{ CF} + 0,0269 \text{ RR} - 18,0065 \text{ при } R=0,82,$$

где  $GF$  – характер развития, код;

$\alpha_D$  – региональный угол наклона к впадинам терригенного девона, град.;

$F$  – геохимический фактор, код;

$NH_4$  – содержание ионов аммония в пластовых водах;

$СУЛ$  – коэффициент сульфатности пластовых вод;

$МЕТ$  – коэффициент метаморфизации пластовых вод;

$CF$  – структурный фактор, код;

$RR$  – расчлененность рельефа на участке объекта, м.

Остальные условные обозначения были приведены выше.

При использовании данной ЛДФ получены следующие средние значения вероятности отнесения к нефтегазоносным структурам: нефтегазоносные структуры – 0,90; пустые структуры – 0,18; среднее значение – 0,51. Распознавание экзаменационной выборки составило 87,50%.

В случае совместного использования балльной оценки и ЛДА получена следующая формула:

$$R = -6,76386 Z + 0,02384 B - 0,62769 \text{ при } R=0,93.$$

При прогнозировании, выполненном с помощью данной формулы, принята следующая градация вероятности принадлежности к нефтегазоносным структурам:  $P < 0,25$  – неперспективные,  $P$  от 0,25 до 0,5 – малоперспективные,  $P$  от 0,5 до 0,75 – перспективные и при  $P > 0,75$  – высокоперспективные. Установлено, что по эталонным объектам только Быстровская структура ( $P = 0,32$ , малоперспективная) определена неверно в свой класс, остальные структуры расклассифицированы верно, т.е. правильность отнесения структур к своему классу составляет 98,33%.

В дальнейшем обучение выполнялось с помощью эталона по 92 структурам. В результате пошагового дискриминантного анализа была получена ЛДФ:

$$Z = -0,5472 \text{ ККСП} + 0,0366 A + 24,1891 \text{ МЕТ} + 0,3027 \text{ POR} - \\ - 0,0122 \text{ АД} - 0,0041 \text{ КРР} + 0,7962 \text{ СК} + 0,0166 \text{ RR} + \\ + 0,4927 \text{ CF} - 25,2206.$$

С учетом балльной оценки вероятность отнесения к нефтегазоносным структурам определялась с использованием следующей формулы:

$$R = 0,0258 B - 4,73254 P + 6,91281.$$

К настоящему времени представляется возможность увеличить используемый эталон до 141 структуры. В данном случае использовалась методика «все в обучении и все на экзамене». Контрольная выборка состояла лишь из одного, но каждый раз нового объекта (месторождения или «пустой» структуры). Все остальные 140 объектов составляли материал обучения. В результате этого вся выборка побывала в обучении и на экзамене.

Проведенные расчеты позволили проанализировать коэффициенты, полученные с помощью ЛДФ. По этим данным были построены гистограммы распределения. Они характеризовались симметричным видом. Проверка на

соответствие нормальному закону выполнена по критерию  $\chi^2$ , с  $p = 0,05$ . Установлено, что во всех полученных уравнениях коэффициенты и свободные члены не противоречат гипотезе о нормальном распределении.

Для дальнейших расчетов по эталонной и прогнозной выборкам принимали среднее значение коэффициентов и свободных членов: с помощью полученной линейной дискриминантной функции определена вероятность принадлежности к нефтегазоносным структурам с помощью следующей формулы:

$$P = 0,006093 A + 0,158554 CCK + 0,107315 POR - 0,0088 MC_1 + \\ + 0,000749 KPR + 0,282255 F + 0,064489 MO - 0,010592 MDз - \\ - 0,000119 V + 0,004656 RR - 0,000339 АД - 0,432772 \alpha C_1 + \\ + 0,695357 \alpha Дз - 0,001398 NH_4 - 0,009125 S - 0,008345 MET - \\ - 0,538145 \text{ при } R=0,93,$$

где MO – общая мощность пласта, м;

S – площадь структуры, км<sup>2</sup>.

Используя оценку, выполненную по балльной шкале (Б) и вероятность наличия залежи УВ (P), определенную по вышеприведенной ЛДФ, комплексная оценка нефтегазоносности проводилась по следующей зависимости:

$$R = 0,01112 Б - 5,16240 P + 0,91834.$$

Результаты расчетов показали, что из эталонных структур неверно расклассифицирована только Быстровская структура, из экзаменационных - Безымянная и Маркетовская структуры.

При исследовании рассмотрены несколько вариантов геолого-математических моделей в зависимости от используемых эталонных объектов, дан анализ их эффективности. Результаты оценки нефтегазоносности по наиболее представительному последнему варианту приведены в табл. 2, в нем учтены все имеющиеся особенности прогнозирования на настоящее время. В настоящее время на 60 структурах, где был выполнен локальный прогноз, проведено глубокое бурение. Прогноз не подтвердился по 5 структурам: Павильской, Пухиревской, Марьинской, Северо-Мазунинской и Юговской. Таким образом, последняя уточненная геолого-математическая модель характеризуется успешностью своей реализации на 94,32%.

Получено 22.01.2000