

ОПЫТ И РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕНЕНИЯ ВЕРОЯТНОСТНО-СТАТИСТИЧЕСКИХ КРИТЕРИЕВ ПРИ ОЦЕНКЕ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ АНТИКЛИНАЛЬНЫХ ОБЪЕКТОВ ПЕРМСКОЙ ОБЛАСТИ

С. В. Галкин

(Пермский гос. техн. ун-т)

Значительная часть месторождений Пермской области вступает или находится в поздней стадии разработки. Вследствие этого для стабилизации темпов добычи углеводородов (УВ) нефтегазодобывающими предприятиями ставится задача прироста запасов новых месторождений УВ. Несмотря на появление в последние годы ряда новых перспективных направлений (например, поиски залежей УВ в клиноформах), опыт поисковых работ и геолого-экономические расчеты показывают, что наиболее перспективным направлением в старых нефтегазодобывающих районах по-прежнему является поиск антиклинальных объектов методом сейсморазведки. Так, например, расчеты, приведенные Н. Куниным [1], показывают, что для метода общей глубинной точки (ОГТ) имеются принципиальные возможности готовить объекты с амплитудами 10...15 м.

Интенсивная разбуренность наиболее перспективных районов приводит к постепенному перемещению поисковых работ в зоны более сложных и менее перспективных геологических условий, увеличивается число разбуриваемых мелких поднятий, в результате чего многие объекты оказываются непродуктивными. Так, с конца 1980-х гг., в Пермской области снижается эффективность поиска новых нефтяных месторождений. Очевидно, что бурение пустых поисковых скважин значительно снижает экономические показатели деятельности нефтегазодобывающих предприятий. При этом потери от пропуска структур с малыми запасами нефти и газа, особенно в сложившихся к настоящему времени условиях нестабильных цен на нефтепродукты, часто могут быть значительно меньше, чем затраты на проверку ложных структур и поиски на них мелких месторождений УВ. Таким образом, успешность деятельности нефтегазодобывающих предприятий, особенно в перспективе их развития, во многом определяется стратегией и эффективностью поисковых и геолого-разведочных работ.

Следует заметить, что прогнозирование нефтегазоносности всегда производится в условиях неопределенности, вызванной, прежде всего, неполнотой све-

Построены вероятностно-статистические модели для прогноза подтверждаемости антиклинальных объектов и их нефтегазоносности.

Показана эффективность использования построенных вероятностно-статистических моделей прогноза.

Possible and statistical models for the prognosis of anticline objects confirmation and their oil and gas bearing capacities are made.

Application efficiency of possible and statistical models made for the prognosis is presented.

дений об исследуемом объекте. Вследствие того, что результат поиска заранее неизвестен, а данные содержат систематические и случайные погрешности, целесообразно учесть достоверность этих данных. Так как геологическую информацию получают при наблюдениях или экспе-

риментах, при оценке ее достоверности разумно использовать вероятностно-статистические подходы. Кроме того, при совместном использовании разнородной информации, получаемой разными методами, необходим единый комплексный подход, что также возможно только с помощью вероятностно-статистических оценок.

Таким образом, целью данных исследований являлась разработка комплексных критериев, обеспечивающих до проведения глубокого бурения на подготовленных сейсморазведкой объектах вероятностно-статистические оценки возможности их существования (подтверждаемость структур) с последующей оценкой перспектив их нефтегазоносности. При этом подразумевается, что в случае отнесения структур к классу неперспективных по подтверждаемости глубокое бурение на них признается неперспективным вне зависимости от последующей оценки их нефтегазоносности. Такое допущение для территории исследования обусловлено крайне низким числом встречающихся на практике продуктивных неподтвердившихся структур. Так, например, для северной части Пермской области из 319 разбуренных объектов лишь две структуры отнесены к продуктивным неподтвердившимся. Очевидно, что величиной порядка 0,5 % при дальнейших статистических расчетах можно пренебречь.

В соответствии с основной направленностью работы (оценка перспектив нефтегазоносности структур на стадии до бурения скважин) исходная совокупность прогнозных показателей сформулирована с учетом следующих требований:

- 1) все показатели можно получить до ввода структур в глубокое бурение;
- 2) показатели должны быть информативными и иметь количественное выражение.

Алгоритм получения вероятностно-статистических оценок можно сформулировать следующим

образом. На первом этапе проведены обобщение и анализ влияния различных факторов последовательно на подтверждаемость и нефтегазоносность структур. В результате определены информативные показатели. Так как перспективы как подтверждаемости, так и нефтегазоносности структур определяются не одним показателем, а их комплексом, все вероятностно-статистические оценки делались с помощью методов многомерной статистики. При этом параллельно использовали два метода: линейный дискриминантный анализ (ЛДА) и метод условной комплексной вероятности (УКВ).

Постановка методической задачи и особенности применения ЛДА подробно рассмотрены в работе [2]. Результатом реализации ЛДА являлось получение линейной дискриминантной функции (ЛДФ), наилучшим образом разделяющей классы структур экзаменационной выборки (соответственно в зависимости от задачи на классы подтвердившихся /неподтвердившихся и нефтегазоносных / пустых). Полученные для каждого классифицируемого объекта значения дискриминантных чисел (Z_m) в дальнейшем переводили в вероятностные оценки ($P_{ЛДА}$).

В методе УКВ первоначально по фактическим данным уже разбуренных объектов строили вероятностные кривые перспектив подтверждаемости (нефтегазоносности) структур от различных показателей. Информативными для метода УКВ считали параметры, для которых прогнозные вероятностные кривые имеют однонаправленное распределение, или параметры, имеющие другой вид, который не противоречит физическому смыслу.

Многомерную вероятностную оценку определяли по формуле

$$P(W_1 / X_m) = \frac{\prod_{j=1}^m P_m}{\prod_{j=1}^m P_m + \prod_{j=1}^m (1 - P_m)},$$

где P_m — вероятность, определенная по вероятностным кривым по каждому используемому показателю. Подготовленная структура считалась перспективной в отношении подтверждаемости (нефтегазоносности) в случае, если определенная по вышеприведенной формуле величина $P(W_1 / X_m) > 0,5$. Совместный анализ вероятностных критериев $P_{ЛДА}$ и $P(W_1 / X_m)$ позволяет более обоснованно оценить перспективы прогнозных объектов до проведения на них глубокого бурения.

Вероятностно-статистическая оценка подтверждаемости структур

До настоящего времени основными критериями оценки качества подготовки структур в Пермской области при переводе структур из фонда выявленных в фонд подготовленных являлись показатели вероятности существования структуры (P_c) и попадания скважины в свод структуры (P_z). Недостаточная эффективность использования показателей P_c и P_z , как показано в работе [3], связана главным обра-

зом с недоучетом геологической информации. Таким образом, для более обоснованной оценки перспектив подтверждаемости структур необходимо установить факторы, наиболее влияющие на кондиционность их подготовки.

С этой целью автором изучено влияние различных факторов на эффективность подготовки структур отдельно по подтвердившимся и неподтвердившимся поднятиям. Анализ подвергали следующие характеристики: амплитуда структуры по данным сейсморазведки — A (м); расчетная погрешность сейсмических построений — ΔH (м); отношение амплитуды к погрешности — $A/\Delta H$; площадь структуры — S (км²); интенсивность структуры — A/S (м/км); осредненная прослеживаемость отражений от целевых сейсмических горизонтов — ПР (%); тип источника сейсмических колебаний — $T_{ист.}$; тип сейсмогеологической зоны — СГ; плотность углубленных скважин — ПЛУ_с (км²/1 скв.); плотность сейсмических профилей — ПЛ_{пр} (км/км²); число структурно-параметрических скважин — СК; изученность площади глубоким бурением (расстояние ближайшей глубокой скважины от проектируемой) — L_T (км); расстояние от центра структуры до ближайшего месторождения — L_m (км); мощность осадочного чехла — M_o (км); перспективные ресурсы категории C_3 — РЕС (млн т); расстояние от центра локального поднятия до осевой зоны Камско-Кинельской системы прогибов (ККСП) — L_6 (км); расстояние от центра локального поднятия до борта ККСП — L_o (км); региональный угол наклона терригенных нижнекаменноугольных отложений — α_p , критический угол наклона крыла структуры по нижнекаменноугольным отложениям — α_n ; региональные углы наклона терригенных верхнедевонских (α_3), среднекаменноугольных (α_1) и нижнепермских (α_n) отложений; расстояние от центра структуры до ближайшего разлома — L_p (км).

В случае использования величины L_6 знак “—” присваивается структурам внутри ККСП, знак “+” — структурам за пределами ККСП. Для того чтобы информация о типах источников имела количественное выражение, показатель $T_{ист.}$ принимали равным 6 — в случае использования газодинамических установок, 7 — при возбуждении сейсмических волн в одиночных скважинах, 8 — при использовании виброисточников. При этом предполагали, что применение сейсмоисточников с наибольшим цифровым индексом может привести к получению более качественной и надежной информации. Сейсмогеологические зоны получили индексы с 1-го по 4-й согласно принятой в АО “Пермнефтегеофизика” схеме сейсмогеологического районирования территории Пермской области. При этом первая зона характеризуется наиболее благоприятными сейсмогеологическими условиями, четвертая — наименее благоприятными.

Для оценки степени информативности всех рассмотренных показателей для классов подтвердившихся и неподтвердившихся структур были изуче-

ны распределения их значений, подсчитаны основные статистические характеристики и оценена информативность по критериям t и χ^2 .

При реализации ЛДА в качестве обучающей (эталонной) выборки были использованы данные по подтвердившимся и неподтвердившимся структурам. При формировании обучающей выборки из нее исключали все высокоамплитудные структуры ($A > 45$ м). Как показано в работе [4], при их присутствии в обучающей выборке из-за существенных различий в параметрах между мало- и высокоамплитудными структурами во всех моделях подавляющее большинство малоамплитудных "реальных" структур классифицируются как неподтвердившиеся. Кроме этого, амплитуды выявленных и подготовленных к настоящему времени структур Пермской области всегда не превышают 45 м.

В результате с учетом данных, полученных по экзаменационным структурам, для практической реализации предлагается использовать следующую ЛДФ:

$$Z = -0,022433L_0 - 0,402071\alpha_p/\alpha_p - 0,822193\alpha_l + 0,24638A_{II} + 0,039565S - 1,947322A/\Delta H - 0,136193L_M + 0,054833СК - 0,931504СГ + 0,094192T_{ист.} + 0,059478ПР + 0,217115L_T - 3,205706.$$

При многомерных центрах подтвержденных и неподтвержденных глубоким бурением структур соответственно $Z_{подг.} = 1,53$, $Z_{неподг.} = -1,84$.

В дальнейшем по значениям Z для всех структур, в том числе и прогнозных, рассчитаны вероятностные характеристики подтверждения структур — $P_{ЛДА}$. В результате все эталонные и экзаменационные структуры по методу ЛДА отнесены к своим классам.

При оценке перспектив подтверждаемости методом УКВ в качестве информативных использовали показатели: $A, S, \alpha_l, \alpha_p, \alpha_l/\alpha_p, \alpha_3, \alpha_n, M_0, L_0, \Delta H, A/\Delta H, ПР, ПЛ_{пр}, СК, СГ$ и $T_{ист.}$. В результате из эталонной и экзаменационной выборок неверно классифицированы только две неподтвердившиеся структуры.

Статистические характеристики структур экзаменационной и эталонной выборок

Класс структуры	$P_{ЛДА}$	$P_{УКВ}$	P_c	P_z
Подтвержденные	$0,848 \pm 0,16$	$0,919 \pm 0,11$	$0,779 \pm 0,06$	$0,756 \pm 0,08$
Неподтвержденные	$0,126 \pm 0,09$	$0,219 \pm 0,22$	$0,680 \pm 0,09$	$0,706 \pm 0,08$
Все структуры	$0,520 \pm 0,39$	$0,601 \pm 0,39$	$0,734 \pm 0,09$	$0,734 \pm 0,08$

В табл. 1 сопоставлены средние значения и среднеквадратичные отклонения полученных вероятностных оценок $P_{ЛДА}$ и $P_{УКВ}$ с показателями P_c и P_z для различных классов структур. Из сравнения полученных оценок (табл. 2) очевидно, что вероятностные оценки значительно лучше контролируют подтверждаемость структур, чем показатели P_c и P_z .

Таким образом, построенные геолого-математические модели можно эффективно использовать при прогнозировании перспектив существования подготовленных сейсморазведкой объектов до проведения на них глубокого бурения.

Вероятностно-статистическая оценка нефтегазоносности структур

Как было показано выше, в случае высоких перспектив подтверждаемости структур следующим этапом является вероятностная оценка перспектив их нефтегазоносности. В составе эталонной выборки анализировали характеристики 194 нефтегазоносных и 124 пустых структур. Для изучения влияния различных показателей на нефтегазоносность дополнительно были привлечены параметры: суммарная амплитуда движений в неоген-четвертичное время — A_{N-Q} (м); мощности карбонатной башкирской — M_{C_2} (м), терригенной нижнекаменноугольной — M_{C_1} (м) и девонско-турнейской карбонатной — $M_{D_3-C_1}$ толщ (м); глубины залегания кровли башкирских — H_{C_2b} (м), терригенных нижнекаменноугольных $H_{C_{III}}$ (м) и верхнедевонских H_{D_3} (м) отложений; степень структурного контроля — ССК (код); расчлененность рельефа на участке объекта — R_p (м); пористость — $K_{пор.}$ (%) и проницаемость — $K_{пр}$ ($мкм^2 \cdot 10^{-3}$) пород. Кроме того, использовали ряд показателей, ранее уже примененных при оценке подтверждаемости структур. Для оценки степени информативности показателей для классов нефтегазоносных и пустых структур были изучены распределения их значений и рассчитаны основные статистические характеристики.

Таблица 1

Коды для показателя ССК (1—3) принимали с учетом степени структурного контроля. Одинарный контроль осуществляется только локальной структурой, находящейся на моноклинали или во впадине. Двойной контроль обеспечивается локальной и региональной структурами, когда поднятие находится в пределах свода или крупного выступа. Тройной

Таблица 2

Распределение нефтегазоносных и пустых структур по местоположению анализируемого локального поднятия относительно ККСП

Диапазон показателя		Гребень борта код 1	Склон борта ККСП код 4	Окраинные зоны шельфа код 3	Приосевые зоны ККСП код 4	Внутренние зоны шельфа код 5
Число структур	Нефтегазоносные	127	31	22	7	7
	Пустые	41	15	29	22	17
Частоты в группах	Нефтегазоносные	0,655	0,159	0,114	0,036	0,036
	Пустые	0,330	0,121	0,234	0,177	0,138

Распределение нефтегазоносных и пустых структур в пределах интервалов вероятностей при использовании вероятностно-статистических методов

Оценка	Интервалы вероятностей									
	0...0,1		0,1...0,2		0,2...0,3		0,3...0,4		0,4...0,5	
	+	-	+	-	+	-	+	-	+	-
<i>P</i> _{ЛДА}	0	64	0	16	1	10	5	16	4	6
	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	0	0,52	0	0,13	0,05	0,08	0,02	0,13	0,02	0,05
<i>P</i> _{УКВ}	0	65	0	24	0	11	2	11	7	9
	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	0	0,52	0	0,19	0	0,09	0,01	0,09	0,04	0,02
	0,5...0,6		0,6...0,7		0,7...0,8		0,8...0,9		0,9...1,0	
	+	-	+	-	+	-	+	-	+	-
<i>P</i> _{ЛДА}	11	8	11	1	20	2	29	1	113	0
	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	0,06	0,06	0,06	0,01	0,10	0,02	0,15	0,08	0,58	0
<i>P</i> _{УКВ}	6	4	9	0	33	0	27	0	110	0
	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	0,03	0,03	0,05	0	0,17	0	0,14	0	0,57	0

Примечание. В числителе — количество структур, в знаменателе — частоты в заданном интервале вероятностей; знак “+” — нефтегазоносная структура, знак “-” — пустая структура.

контроль создают локальная, зональная и региональная положительные структуры. При одинарном контроле структуры легко могут быть расформированы, в результате изменения углов регионального наклона (на моноклиналах, склонах прогибов и впадин). При двойном контроле возрастает степень их устойчивости, а при тройном она становится еще выше. При одинарном контроле значительно меньше возможностей для аккумуляции УВ, чем при двойном (на своде, выступе), а тем более при тройном (свод, вал). Анализ соотношения нефтегазоносных и пустых структур на территории Пермского Прикамья показал следующее: среди структур с одинарным контролем лишь четвертая часть (24 %) является промышленно нефтегазоносной, среди структур с двойным контролем — чуть более половины (53 %), а в группе с тройным контролем — 82 % структур продуктивны.

Местоположение структур относительно ККСП оценивали, помимо ранее использованных показателей *L*₀ и *L*_б, также по новому балльному показателю *L*_{ККСП}. Анализ частот в пределах нефтегазоносных и пустых структур (табл. 2) показывает, что залежи углеводородов с высокой степенью вероятности будут и в дальнейшем подтверждаться на гребнях и склонах бортов, реже на окраинных зонах шельфа.

При оценке перспектив нефтегазоносности методом УКВ использовали совокупность показателей: *A*, *S*, *L*₀, *L*_б, *M*₀, *M*_{с1}, *H*_{с1}, *H*_{Д3}, ССК, *L*_р, *A/S*, *K*_{пор} и *K*_{пр}. При использовании метода ЛДА наилучшие результаты классификации получены для следующей ЛДФ:

$$P_{ЛДА} = -0,142 L_{ККСП} - 0,002 A_{N-Q} - 0,294 \alpha_p + 0,008 A_{II} + 0,135 ССК + 0,002 R_p.$$

Результаты классификации структур, по которым строили вероятностные модели, приведены в сводной табл. 3. Полученные значения *P*_{ЛДА} и *P*_{УКВ} сгруппированы по нефтегазоносным и пустым структурам. Из табл. 3 видно, что при вероятностных оценках в интервалах от 0 до 0,3 встречаются только пустые структуры. При значениях *P* от 0,3 до 0,4 наблюдается существенное преобладание пустых структур над нефтегазоносными. В интервале значений *P* от 0,4 до 0,5 также отмечено превалирование пустых структур над нефтегазоносными. Начиная с интервала 0,5...0,6 количество нефтяных структур уже преобладает над пустыми. При *P* > 0,7 присутствуют практически только нефтегазоносные структуры, а при значениях вероятностных оценок *P* > 0,9 все структуры являются продуктивными.

Таким образом, на моделях обучения показано, что использование вероятностных критериев при оценке подтверждаемости и нефтегазоносности структур статистически обосновано и может быть эффективно использовано на практике. Начиная с 1997 г. до

проведения на структурах глубокого бурения по вероятностно-статистической методике оценены перспективы подтверждаемости и нефтегазоносности более 60 структур. К настоящему времени на структурах, для которых был выполнен прогноз, разбурен 41 объект. Сопоставление прогнозных оценок с результатами глубокого бурения приведено в табл. 4.

При вероятностной оценке подтверждаемости структур прогноз подтвердился по 38 объектам из 41 (92,7 %). При этом в результате бурения не подтвердились 6 объектов, из которых 4 вероятностными критериями классифицировались верно. Неверно дана оценка Новобахтинской и Щербаковской неподтвердившихся структур, которые находятся в наименее перспективной 4-й сейсмогеологической зоне. Как неподтвердившаяся неверно классифицирована Восточно-Аспинская структура, на которой получена нефть. Для этой структуры, которая при оценке подтверждаемости по методу УКВ попадает в класс неопределенности (*P*_{УКВ}=0,51), существенно не совпадают глубины целевых отражающих горизонтов, полученные по данным сейсморазведки и бурения. Для Новобахтинской структуры, которая при оценке перспектив нефтегазоносности классифицируется как пустая, ошибки прогнозируемых по данным сейсморазведки глубин меньше прогнозируемых амплитуд, вследствие чего формально ее можно считать непродуктивной неподтвердившейся.

При вероятностной оценке нефтегазоносности структур прогноз подтвердился по 26 объектам из 32 (81,3 %), в двух случаях при прогнозных оценках объекты попали в класс неопределенности. Всего на

Результаты классификации прогнозных разбуренных структур по построенным геолого-математическим моделям

Номер структуры	Название структуры	Прогноз				Результаты по данным	
		подтверждаемости		нефтегазоносности		прогноза	бурения
		$P_{лда}$	$P_{ув}$	$P_{лда}$	$P_{ув}$		
1	Бородинская	0,99	0,96	0,54	0,47	Пустая / мест	Пустая
2	Восточно-Аспинская	0,51	0,37	0,81	0,92	Не подтвердилась	Месторождение
3	Восточно-Грибановская	0,09	0,16	0,16	0,15	"	Не подтвердилась
4	Восточно-Ожгинская	0,88	0,93	0,74	0,79	Месторождение	Месторождение
5	Грядовая	0,89	0,93	0,79	0,53	"	"
6	Ежиковская	0,79	0,99	0,85	0,87	"	"
7	Заводская	0,83	0,72	0,68	0,72	"	"
8	Зеленинская	0,79	0,82	0,66	0,65	"	Пустая
9	Замаяхинская	0,78	0,80	0,64	0,65	"	"
10	Зольная	0,99	0,99	0,71	0,72	"	"
11	Каменноозерская	0,82	0,82	0,97	0,96	"	Месторождение
12	Клеверская	0,73	0,88	0,62	0,72	"	"
13	Колтаевская	0,82	0,91	0,93	0,92	"	"
14	Кыштымская	0,58	0,99	0,50	0,91	"	"
15	Леконцевская	0,72	0,99	0,39	0,28	Пустая	Пустая
16	Ляминская	0,62	0,99	0,92	0,91	Месторождение	Месторождение
17	Ляховская	0,86	0,87	0,79	0,79	"	"
18	Межсугринская	0,98	0,96	0,93	0,96	"	"
19	Моховская	0,75	0,79	0,65	0,71	"	"
20	Новобахтинская	0,53	0,64	0,46	0,36	Пустая	Не подтвердилась
21	Новокамская	0,76	0,91	0,56	0,58	Месторождение	Пустая
22	Нижнеосетровская	0,80	0,88	0,84	0,85	"	Месторождение
23	Полянничная	0,16	0,18	0,11	0,12	Не подтвердилась	Не подтвердилась
24	Прошкинская	0,99	0,99	0,89	0,87	Месторождение	Месторождение
25	Сагринская	0,83	0,82	0,91	0,90	"	"
26	Северо-Горская	0,74	0,62	0,86	0,90	"	Пустая
27	Северо-Ярковская	0,55	0,38	0,32	0,30	Не подтвердилась	Не подтвердилась
28	Среднеаспинская	0,79	0,83	0,43	0,36	Пустая	Пустая
29	Станиславская	0,86	0,88	0,30	0,32	"	"
30	Талая	0,79	0,92	0,91	0,94	Месторождение	Месторождение
31	Толмазовская	0,91	0,98	0,95	0,97	"	"
32	Фалинская	0,05	0,04	0,17	0,03	Не подтвердилась	Не подтвердилась
33	Чикманская	0,79	0,88	0,68	0,71	Месторождение	Пустая
34	Чукавинская	0,80	0,66	0,19	0,01	Пустая	"
35	Шистеровская	0,98	0,98	0,71	0,73	Месторождение	Месторождение
36	Щербаковская	0,48	0,60	0,54	0,47	Пустая / мест	Не подтвердилась
37	Южно-Долдинская	0,82	0,90	0,52	0,58	Месторождение	Месторождение
38	Южно-Межевская	0,69	0,81	0,82	0,80	"	"
39	Южно-Чайкинская	0,90	0,74	0,97	0,79	"	"
40	Юрковская	0,48	0,68	0,80	0,82	"	"
41	Ямская	0,88	0,89	0,43	0,52	Пустая / мест	Пустая

41 объекте, опоискованном глубоким бурением, открыто 23 месторождения УВ ($K_{усп.}=56,1\%$). При этом в случае использования вероятностных методов результаты значительно лучше, так как из 28 объектов, оцененных как перспективные, 22 являются месторождениями ($K_{усп.}=78,6\%$).

Таким образом, в случае бурения только на рекомендуемых вероятностно-статистическими методами объектах было бы пропущено только Восточно-Аспинское месторождение, классифицируемое

как объект с низкими перспективами подтверждения структуры. Показательно, что вероятностные оценки перспектив нефтегазоносности Восточно-Аспинской структуры, напротив, весьма высоки. В то же время бурение с учетом вероятностных критериев позволило бы не бурить 12 лишних поисковых скважин на объектах с низкими перспективами. Использование вероятностно-статистических критериев, как показывают результаты бурения на прогнозных объектах, является высокоперспективным

направлением оптимизации поисковых работ. При этом сокращение объемов бурения на малоперспективных в отношении нефтегазоносности объектах позволяет более целенаправленно проводить поиски на наиболее перспективных структурах.

ЛИТЕРАТУРА

1. Кунин Н.Я. Подготовка структур к глубокому бурению для поисков залежей нефти и газа. — М.: Недра, 1981. — 276 с.

2. Девис Дж. Статистика и анализ геологических данных. — М.: Мир, 1977. — 572 с.

3. Растегаев А. В., Морошкин А. Н. Оценка подтвержденности структур, подготовленных сейсморазведкой в Пермской области // Геология месторождений полезных ископаемых. — Пермь: Пермский гос. техн. ун-т, 1997. — С. 125—130.

4. Галкин С.В. О возможности прогнозирования подтвержденности структур, подготовленных сейсморазведкой к глубокому бурению // Изв. вузов. Нефть и газ. — 1998. — № 4. — С. 22—27.

УДК 551.351.2:553.981/982

ОСНОВНЫЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ПРЕДПОСЫЛКИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НЕДР АРКТИЧЕСКИХ МОРЕЙ РОССИИ

Е.В. Захаров
(ООО «ВНИИГаз»)

Результаты геолого-геофизического изучения шельфа арктических морей России свидетельствуют о том, что недра его внутренней части по геологическому строению сходны с сопредельной суши (внутренняя аналогия) или с шельфом других морей того же тектонотипа (внешняя аналогия).

Недра российского арктического шельфа характеризуются более широким стратиграфическим диапазоном нефтегазоносности, чем недра сопредельной суши (преимущественно за счет верхней, более молодой, части разреза осадочных отложений).

При современной геолого-геофизической изученности российского шельфа арктических морей возможно:

обоснованное выделение в разрезе регионально продуктивных и перспективных разновозрастных пород-коллекторов и перекрывающих их покрышек;

изучение крупных зон поднятий (сводов, валов, выступов, седловин), представляющих собой установленные или предполагаемые зоны газонефтенакопления, и перспективных локальных структур-ловушек в пределах части из них.

Все это позволяет оценить перспективы газонефтеносности недр шельфа этих морей России, в которых продуктивные комплексы сосредоточены главным образом в верхах среднего палеозоя, а также в верхнем палеозое, юре и мелу.

Многочисленные примеры свидетельствуют о том, что по мере удаления от берега промышленная газонефтеносность выявляется во все более молодых отложениях. Это имеет большое значение, ибо означает, что на шельфе в отличие от сопредельной суши возрастает стратиграфический диапазон нефтегазоносности за счет верхней части разреза.

В наиболее перспективных морях (Баренцевом, Карском, Печорском) открыты уникальные и круп-

Излагаются результаты оценки перспектив газонефтеносности недр шельфа всех арктических морей — Баренцева, Печорского, южной части Карского, моря Лаптевых, а также Восточно-Сибирского и Чукотского.

Дана характеристика крупных зон поднятий (сводов, валов, выступов, седловин), представляющих собой установленные или предполагаемые зоны газонефтенакопления, и перспективных локальных структур-ловушек в пределах части из них.

Определен стратиграфический диапазон продуктивности отложений и выделены разные по категориям перспектив нефтегазоносности участки шельфа в каждом из рассмотренных морей.

The article presents the results of this evaluation for the Barents Sea, Pechora Sea, the southern part of the Kara Sea, Laptev Sea, as well as the East-Siberian and Chuckotskoye Sea.

The large rising zones (vaults, arches, ledges, saddles), which represent revealed or assumed zones of oil and gas accumulation, and within the part of them — possibility of presence of local trap-structures have been characterized.

The stratigraphic diapason of the deposit productivity has been defined and the different offshore areas with various prospectivities have been separated within of each considered seas.

ные по запасам месторождения, такие, как газоконденсатные Штокмановское, Русановское, Ленинградское, газовые Ледовое и Лудловское, нефтяные Приразломное, Варандей-море, Медынь-море и Южно-Долгинское.

На карте перспектив нефтегазоносности шельфа Баренцева моря (рис. 1) четко выделяется центральная часть этой акватории. Здесь расположены Лудловская седловина (Н), свод Федынского (Р), Восточно-Федынский выступ (С), с которыми связаны основные перспективы газонефтеносности.

В пределах перечисленных элементов сейсморазведкой выявлен ряд перспективных локальных структур-ловушек (в том числе крупных по размерам) и открыты месторождения Лудловское, Ледовое, Штокмановское. Наиболее крупные перспективные структуры расположены в западных частях Лудловской седловины и Восточно-Федынского выступа. Свод Федынского находится в зоне совместных интересов России и Норвегии. Геолого-геофизические материалы и данные о газонефтеносности недр позволяют уверенно считать перечисленные