

8. Закрывают редуктор 5, открывают вентиль 7 и закрывают вентиль 16.

После данной операции образец остается в кернодержателе полностью водонасыщенным.

6. Определение коэффициента динамической пористости ($k_{п.д}$) образца

Коэффициент динамической пористости характеризует то поровое пространство, по которому происходит фильтрация флюида (в нашем случае газа). Для того чтобы в процессе фильтрации газа не происходило высушивание образца, газ предварительно увлажняется в барботере 14.

1. Закрывают вентили 35, 33, 32, 30, 17, 16, 15, 12.

2. Открывают вентиль 13 и редуктором 9 устанавливают желаемое давление по образцовому манометру 10 в барботере 14.

3. Открывают вентили 33 и 17. Увлажненный воздух поступает в образец и выдавливает из свободного порового пространства воду.

4. По капилляру 34 измеряют изменение расхода жидкости во времени. Прекращение выделения воды указывает на то, что процесс освобождения свободного порового пространства от жидкости закончен и идет фильтрация газа.

В таком состоянии образца появляется возможность продолжить фильтрацию увлажненного газа и определить его расход.

7. Определение коэффициента эффективной проницаемости образца по газу при остаточном водонасыщении — $k_{пр.эф.г}(k_{в.о})$

1. Открывают вентили 36 и 35, закрывают вентиль 33.

2. Вентилем 39 устанавливают расход жидкости из газомера 38 в приемную емкость 40 таким, чтобы в левой и правой частях индикатора 37 вода находилась на одном уровне, что указывает на давление газа на выходе из образца, равное атмосферному. Измеряют расход газа не менее трех раз при разных давлениях продавливания.

3. Закрывают вентиль 2 и открывают вентиль 12.

4. Закрывают редукторы 3 и 9, вентили 13, 15, 16, 17, 35, 33, 36, 39.

5. Извлекают образец 28 из кернодержателя в соответствии с позициями 1,2 раздела 3.

Образец взвешивают, измеряют удельное электрическое сопротивление ($\rho_{эл}$) и диффузионно-адсорбционную активность ($A_{да}$).

В результате определений на установке УУИФЕС и сопутствующих измерений исследователь получает в свое распоряжение следующие характеристики образца: коэффициенты открытой пористости ($k_{п.о}$), максимальной гигроскопической влажности ($k_{пв94\%}$), абсолютной проницаемости ($k_{пр.абс}$), остаточного газонасыщения ($k_{г.о}$), эффективной проницаемости по воде — $k_{пр.эф.в}(k_{г.о})$ при $k_{г.о}$, водопроницаемости ($k_{пр.в}$), динамической пористости ($k_{п.д}$), эффективной проницаемости по газу при остаточном водонасыщении — $k_{пр.эф.г}(k_{в.о})$, остаточного водонасыщения — $k_{в.о} = 1 - k_{п.д} / k_{п.о}$; удельное электрическое сопротивление полностью ($\rho_{эл}$) и частично ($\rho_{эл}$) водонасыщенного образца; диффузионно-адсорбционную активность ($A_{да}$) полностью и частично водонасыщенного образца. Кроме того определяют, параметры пористости ($P_{п} = \rho_{вп} / \rho_{в}$), насыщения ($P_{н} = \rho_{нп} / \rho_{вп}$), произведение этих параметров ($P_{о} = P_{п} \cdot P_{н}$); коэффициент относительной проницаемости ($K = k_{пр.эф} / k_{пр.абс}$).

Такой подход расширяет возможности изучения ФЕС образцов.

УДК 551.351.2:553.981/982

ОБОСНОВАНИЕ СТРАТЕГИИ И ТАКТИКИ МОРСКИХ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА ГАЗ (на примере Карского моря)

Е.В. Захаров, П.Б. Никитин
(ОАО «ГАЗПРОМ»)

Определены роль и значение зон нефтегазоаккумуляции (ЗНГ) как объектов для стратегического планирования морских геолого-разведочных работ на газ и нефть.

Проведен анализ перспектив освоения ряда наиболее крупных ЗНГ Карского моря. Определены цели и задачи развития поисково-разведочных работ в этих ЗНГ.

Предложена и реализована на примере Карского моря методика предварительной оценки экономической целесообразности подготовки запасов в ЗНГ акваторий.

The paper presents the analysis of results of wells workover on Cenomanian pools of the Bolshoi Urengoi gas field. The dependence of workover type on relationship between the current GWC position and lower perforation holes is shown. The estimation of a change in well workover type is given in outlook.

При планировании поисков и разведки углеводородных (УВ) месторождений на шельфе разных морей в современных условиях рассматриваются структура начальных суммарных ресурсов углеводородов (НСР УВ), пространственное распределение установленных и предполагаемых скоплений УВ, а также дается обоснование целесообразности и очередности выявления этих ресурсов в пределах перспективных зон нефте- и (или) газоаккумуляции (ЗНГ),

определяющих стратегию дальнейших поисковых и разведочных работ. Такая последовательность обоснования рациональных направлений и первоочередных объектов морских поисково-разведочных работ (ПРР) постоянно используется геологами направления "Шельф" ООО "ВНИИГАЗ" уже почти 25 лет и полностью оправдала себя [1].

Главное внимание при современных условиях недропользования уделяется выделению зон нефти и (или) газонакопления, оптимальных по геологическому строению и концентрации наиболее достоверных (активных) ресурсов (категорий C₃, D₁) и запасов УВ, а также технически доступных для выявления и экономически эффективного освоения новых месторождений.

ЗНГН характеризуются преимущественной приуроченностью залежей, объединенных общностью формирования, к одним и тем же продуктивным подразделениям разреза осадочных отложений, содержащих породы-коллекторы и разделяющие их флюидоупоры; закономерным пространственным изменением в них фазового состояния скоплений УВ, их физико-химических свойств и степени заполнения ими ловушек.

Многолетний опыт поисковых и разведочных работ на нефть и газ показал, что:

1) во всех нефтегазодобывающих районах мира наибольшая концентрация скоплений углеводородов характерна для различных положительных тектонических элементов;

2) в ЗНГН древних платформ и межгорных впадин преобладают скопления нефти, в ЗНГН молодых платформ и предгорных прогибов — скопления газа;

3) наиболее крупные по запасам месторождения нефти и газа приурочены к ЗНГН крупных и средних размеров (по площади).

Первоочередного внимания заслуживают ЗНГН, в которых выявлены месторождения (залежи) нефти и (или) газа и преимущественно пластовые ловушки сводового типа, а также те, которые расположены между ЗНГН с установленной промышленной нефте- и (или) газосодержающей регионально продуктивных комплексов и характеризуются наличием выявленных перспективных структур-ловушек.

Возможность поискового и разведочного бурения на шельфе всех морей зависит от ряда факторов — глубин моря в местах расположения структур, в которых прогнозируются залежи УВ, и глубины залегания перспективных отложений (т. е. от технической доступности перспективных объектов), наличия технических средств, технологий, производственных баз на сопредельном берегу и др.

Важными факторами, определяющими возможность поискового и разведочного бурения на шельфе наиболее перспективных арктических морей, являются также наличие льда, продолжительность ледового периода и суровость ледового режима.

Обычно выделяют три характеристики (табл. 1), которые в комплексе определяют общую суровость шельфа замерзающих морей:

а) площадь шельфа с ежегодным припаем и дрейфующим льдом;

б) среднюю продолжительность ледового покрова;

в) толщину льда с наибольшей повторяемостью.

Поиски и разведка месторождений нефти и газа, расположенных на шельфе, в связи со сложностью проведения и высокой стоимостью этих работ должны осуществляться по разреженной сети скважин (табл. 2) с предварительным выполнением высокоточной сейсморазведки и доразведкой месторождений в процессе разработки. Анализ распре-

Таблица 1

Коэффициент суровости морей России

Море	Коэффициент, учитывающий			Общий коэффициент суровости
	площадь шельфа с ежегодным ледовым покровом	среднюю продолжит. ледового покрова	толщину льда с наибольшей повторяемостью	
Балтийское	2,5	3,6	2,0	2,7
Баренцево	2,9	8,2	4,3	5,1
Карское	3,3	8,6	5,3	5,7
Лаптевых	3,3	8,5	6,6	6,1
Восточно-Сибирское	3,3	9,3	6,3	6,3
Чукотское	3,3	8,0	6,3	5,8
Берингово	3,3	5,9	3,3	4,2
Охотское	3,3	5,8	4,3	4,5
Японское	2,0	4,7	3,3	3,5
Азовское	3,3	2,5	1,0	2,2
Каспийское	1,0	2,5	2,0	1,8

Таблица 2

Число поисковых и разведочных скважин, рекомендуемых для оценки запасов морских месторождений УВ

Месторождения (по крупности)	Извлекаемые запасы УВ* (млн т условного топлива)	Площадь месторождения (залежи) (км ²)	Число скважин поисковых/разведочных для месторождений	
			простого строения	сложного строения
Крупнейшие	300...500 и более	≥100	2...3	3...5
		10...15	4...8	6...10
Очень крупные	100...500	≥100	2	4
		10...15	4...6	6...8
Крупные	30...100	25...100	1...2	3...4
		8...12	4...5	6...7
Средние	10...30	10...50	1	3
		5...10	2	3

* Месторождения с извлекаемыми запасами УВ до 10 млн т условного топлива, расположенные на шельфе, нерентабельны для освоения.

ления начальных суммарных ресурсов УВ на шельфе морей России показал, что основная их часть сосредоточена в разновозрастных отложениях, залегающих на глубинах до 5 км, и на участках с глубинами моря до 100 м т. е. в технически доступных условиях [2].

Однако в настоящее время поиск и разведка морских месторождений нефти и газа могут быть реализованы с СПБУ в межледовый период на глубинах моря до 60 м. Для глубин моря от 60 до 100 м необходимо создать отечественные или привлекать зарубежные технические средства для круглогодичных работ. В Баренцевом море для поисково-разведочного бурения на более глубоководных участках шельфа в межледовый период с 1992 г. применяли буровые суда "Валентин Шашин", "Виктор Муравленко", оснащенные системой динамического позиционирования.

В южной части Карского моря выделяются четыре высокоперспективные ЗНГН: Русановско-Ленинградская, Скуратовская, Матусевича-Вилькицкого и Обручевская, приуроченные к одноименным зонам поднятий (рис. 1). В первой из них выявлены крупнейшие газоконденсатные месторождения Русановское и Ленинградское, а также 12 перспективных локальных структур — пластовых сводовых ловушек. Во второй — 6 локальных структур, в том числе такие крупные, как Нярмейская, Скуратовская и Рождественская, в третьей — 8 локальных структур и в четвертой — 7 локальных структур. Все эти ЗНГН расположены в пределах Южно-Карской впадины (в так называемой Южно-Карской газонефтеносной области).

Очевидно, что относительно более изученная Русановско-Ленинградская ЗНГН представляет интерес как для дальнейших ПРР, так и для комплексного проектирования разработки выявленных месторождений и перспективных локальных ловушек — сателлитов.

В остальных ЗНГН при современном состоянии их изученности можно планировать лишь соответствующие стадии ПРР.

На следующем этапе обоснования приоритетных ЗНГН необходимо учитывать различие в их качественной перспективности.

Так, Русановско-Ленинградская и Скуратовская ЗНГН оценены по I категории перспективности, Матусевича-Вилькицкого и Обручевская — по II категории.

Иными словами, приоритетными ЗНГН для планирования различных работ являются Русановско-Ленинградская и Скуратовская.

Обе ЗНГН характеризуются тем же возрастным диапазоном перспективности терригенных мезозойских отложений, что и ЗНГН на сопредельной суше. Помимо сеноманских, альбских и аптских отложений, продуктивность которых установлена на газоконденсатных месторождениях Русановском и Ленинградском, здесь перспективны также неокомские, ачимовские, васюганские и средне-нижнеюрские отложения.

Отличительной особенностью строения этих месторождений и соседних перспективных локальных структур — пластовых сводовых ловушек является конседиментационный характер их развития, что позволяет предполагать возможность выявления в них не только газовых и газоконденсатных залежей в сеноман-аптских отложениях, но и нефтяных залежей в нижележащих породах.

Преимущественное распространение нефтяных и нефтегазо-конденсатных залежей на шельфе Карского моря, как и на сопредельной суше, ожидается в основном в нижне-среднеюрском, васюганском (верхнеюрском), ачимовском и неокомском комплексах. Однако в отличие от суши скопления нефти на шельфе, особенно в северной части Южно-Карской синеклизы, возможно, будут иметь более широкое развитие в вышележащих аптских и альб-сеноманских отложениях. Возраст региональных глинистых покрывок — позднеюрско-валанжинский и раннеальбский — турон-кампанский.

Нефти предполагаются в основном средней плотности, малосернистые, малосмолистые, с невысоким содержанием парафинов.

Глубины залегания подошвы перспективных неокомских отложений в Русановско-Ленинградской ЗНГН изменяются от 3275 до 3700 м.

Скуратовская ЗНГН обладает определенным сходством геологического строения и перспектив газонефтеносности мезозойских отложений с Русановско-Ленинградской ЗНГН. Основное отличие состоит в больших глубинах залегания разновозрастных перспективных отложений. Глубины залегания подошвы перспективных неокомских отложений изменяются в Скуратовской ЗНГН от 3800 до 4000 м.

Приуроченность преимущественно нефтяных и нефтегазоконденсатных скоплений наиболее вероятна к ЗНГН конседиментационного развития, начиная с палеозоя и верхней юры вплоть до нижнего или верхнего мела. К таким ЗНГН относятся Матусевича-Вилькицкого и Обручевская.

В целом для южной части Карского моря можно ожидать, что с увеличением глубины залегания регионально перспективных отложений от 1,4 до 4 км газовые залежи будут сменяться нефтяными и ниже газоконденсатными.

Основное внимание уделялось количественной оценке начальных суммарных ресурсов (НСР) углеводородов, в том числе нефти, газа и конденсата по каждой ЗНГН и по перспективным локальным структурам в их пределах.

Анализ результатов этой оценки показал, что в рассматриваемых четырех наиболее перспективных ЗНГН сосредоточено около 70 % НСР УВ от общей их величины в недрах шельфа южной части Карского моря, в том числе более половины НСР свободного газа и более 30 % НСР нефти и конденсата.

Весьма важно, что не только по относительно более изученной Русановско-Ленинградской ЗНГН, но и по менее изученным ЗНГН результаты суммар-

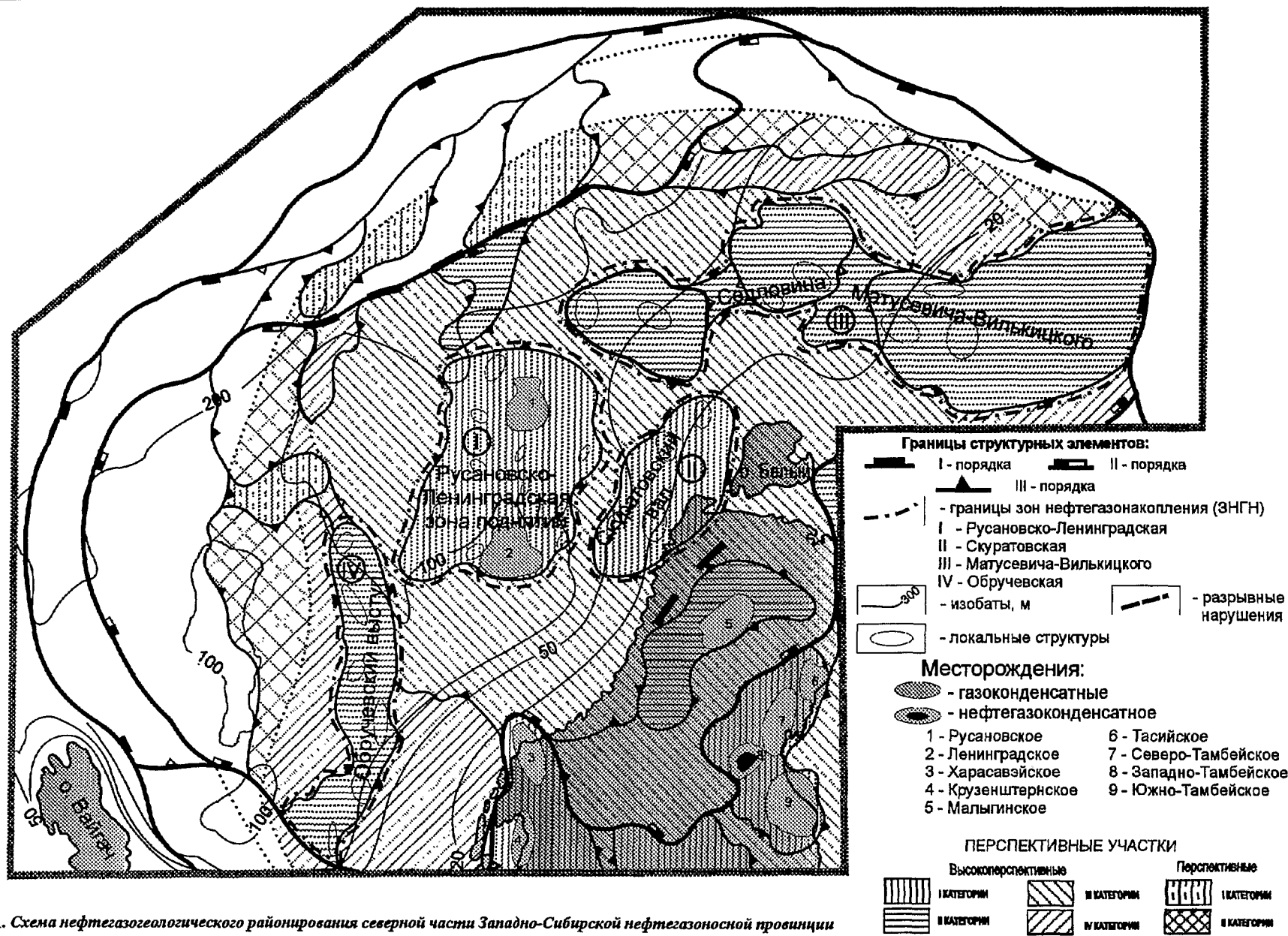


Рис. 1. Схема нефтегазогеологического районирования северной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции

ной локализованной оценки НСР УВ составили значительную долю от общих НСР УВ по каждой ЗНГН. Это свидетельствует о достаточно надежной количественной оценке перспектив нефтегазоносности их недр.

В Русановско-Ленинградской ЗНГН, помимо крупнейших по запасам газа Русановского и Ленинградского месторождений, оценены восемь перспективных локальных структур, причем все они оказались с существенно меньшей концентрацией ресурсов УВ, чем упомянутые месторождения.

В Скуратовской ЗНГН оценены четыре структуры. Высокой концентрацией ресурсов УВ обладают Нярмейская, Скуратовская и Южно-Рождественская структуры, Западно-Нярмейская характеризуется меньшей их концентрацией.

В ЗНГН Матусевича-Вилькицкого оценены пять перспективных структур, из них наибольшей концентрацией тех же ресурсов УВ характеризуются Матусевича, Кропоткина, Вилкицкого-1 и Анабарская.

В Обручевской ЗНГН оценены три перспективные структуры. Наибольшая концентрация тех же ресурсов УВ предполагается в Западно-Шараповской и Амдерминской структурах.

В перечисленных перспективных структурах с наибольшей концентрацией ресурсов УВ успешность разведки предполагается близкой к 1. Соотношение между ресурсами нефти + конденсата и свободного газа составляет 1 : 7,5.

При оценке планируемых к выявлению запасов газа, конденсата и нефти в полном объеме учитывались официально утвержденные категории $C_1 + C_2$ и только часть ресурсов категорий $C_3 + D_1^1$. Их определяли с помощью статистических коэффициентов перевода: 0,7 для сеноманских, 0,6 для альбских, 0,5

для аптских, 0,4 для неокомских, 0,3 для юрских отложений, т. е. условный средний коэффициент перевода составил 0,5.

Таким образом, планируемый прирост запасов оценивался достаточно жестко.

Распределение оценок извлекаемых суммарных ресурсов газа по всем четырем ЗНГН, перспективным локальным структурам в их пределах, а также планируемых запасов газа приведено на рис. 2. Видно, что сумма извлекаемых ресурсов газа по рассматриваемым ЗНГН составляет 51,5 % от извлекаемых суммарных ресурсов газа на шельфе южной части Карского моря.

В пределах каждой ЗНГН суммарные локализованные ресурсы газа по оцененным наиболее крупным структурам составляют 80...94% от суммарных извлекаемых ресурсов газа по всей ЗНГН.

Наконец, суммарные планируемые запасы газа по перспективным структурам составляют 55...63 % от суммарных локализованных ресурсов газа по каждой ЗНГН.

Несмотря на то, что были выбраны наиболее перспективные из выявленных ЗНГН, соотношения между суммарными извлекаемыми ресурсами газа и в других ЗНГН того же региона ожидаются в близкой пропорции.

Сравнительный анализ четырех ЗНГН показывает предпочтительность выбора первых трех из них в качестве стратегических направлений работ по выявлению и освоению новых месторождений газа.

Рекомендуемая тактика поисково-разведочных работ в зонах нефтегазоаккумуляции:

в Русановско-Ленинградской — доразведка Русановского и Ленинградского месторождений и поис-

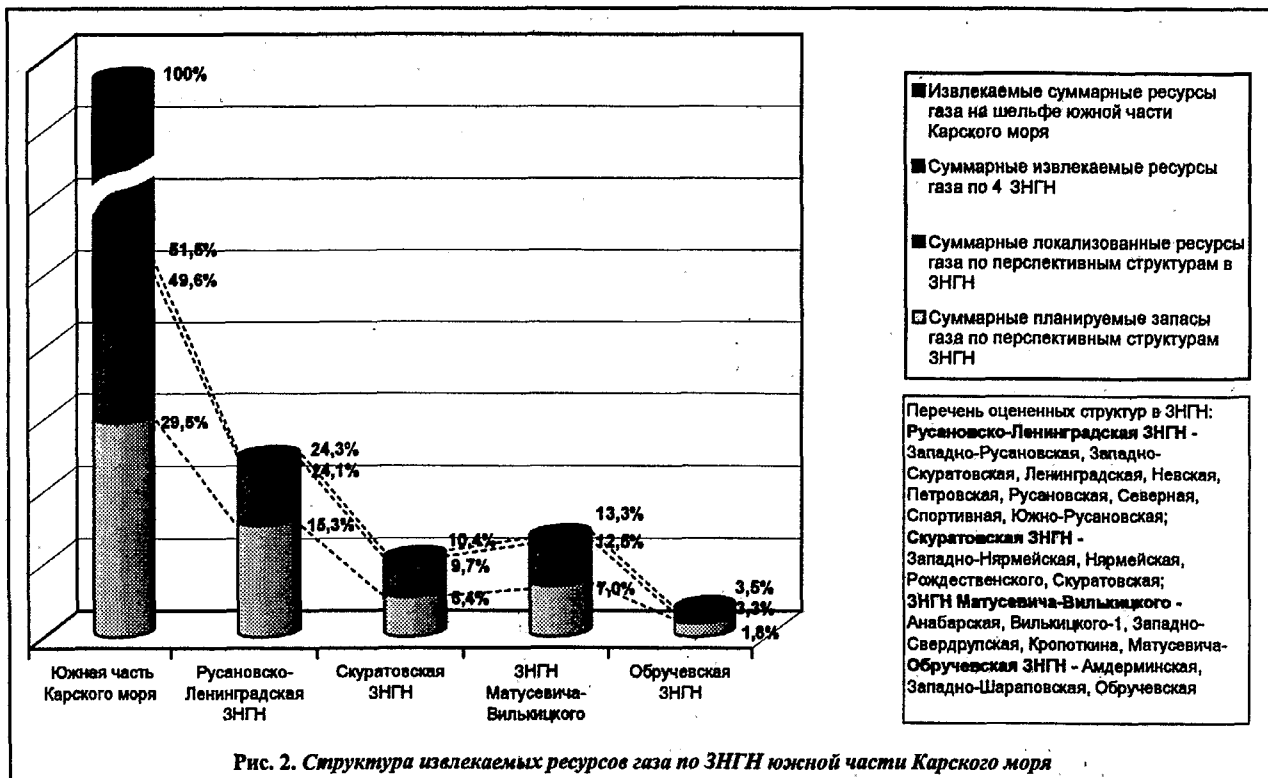


Рис. 2. Структура извлекаемых ресурсов газа по ЗНГН южной части Карского моря

ковые работы на Северной, Западно-Русановской и Невской перспективных структурах;

в ЗНГН Матусевича-Вилькицкого — поисковые работы на перспективных структурах Матусевича, Кропоткина и Анабарской;

в Скуратовской — поисковые работы на перспективных структурах Нярмейской, Скуратовской и Рождественской.

Вполне понятно также, что для освоения выявленных и прогнозируемых месторождений газа основной интерес представляет Русановско-Ленинградская ЗНГН.

Из изложенного очевидна большая роль количественных оценок перспектив нефтегазоносности по ЗНГН и их сравнительного анализа для определения приоритетных стратегических направлений дальнейших работ по выявлению и освоению новых углеводородных месторождений.

Для экономического обоснования целесообразности работ в относительно изученных ЗНГН с установленной промышленной нефтегазоносностью можно использовать стоимостную оценку запасов, базирующуюся на определении ряда общепринятых критериев экономической эффективности инвестиций в освоение запасов УВ.

Подобную оценку для ЗНГН с неустановленной нефтегазоносностью выполнить практически невозможно.

Поэтому необходимо разработать единую систему экономических критериев, применимых для ЗНГН с различной степенью геологической изученности. В качестве подобных критериев правомерно рассматривать удельные стоимостные показатели прироста запасов. Основное достоинство этих показателей состоит в том, что они коррелируются с таким важнейшим для любой экономической оценки месторождений фактором, как богатство недр. Кроме того, они учитывают и такие немаловажные факторы, как сложность геологического строения, гео-

графические и природно-климатические условия ЗНГН.

В дальнейшем для экономической оценки запасов ЗНГН возможна разработка специальной системы критериев, учитывающих информацию о геологическом строении и сходстве с более изученными ЗНГН в том же районе, региональную перспективность недр, вероятную концентрацию ресурсов и планируемых запасов УВ.

Анализ удельных стоимостных показателей прироста запасов газа рассматриваемых ЗНГН свидетельствует о том, что в экстремальных природно-климатических условиях Карского моря (см. табл. 1) весьма высоко оцениваются экономические предпосылки геолого-разведочных работ в Русановско-Ленинградской и Матусевича-Вилькицкого ЗНГН, стоимость подготовки 1000 м³ запасов газа в которых ожидается на уровне 0,1 и 0,12 долл соответственно. Объективными предпосылками для этого служит наличие в первой ЗНГН двух крупнейших (см. табл. 2) по запасам газа месторождений и прогноз во второй ЗНГН ряда очень крупных по ресурсам газа структур-ловушек. В Скуратовской ЗНГН удельная стоимость подготовки запасов ожидается на уровне 0,13 долл. В Обручевской ЗНГН стоимость прироста 1000 м³ запасов газа превышает 0,25 долл, что существенно ниже по сравнению с сопредельной сушей.

ЛИТЕРАТУРА

1. Захаров Е.В. Углеводородный потенциал зон нефтегазоаккумуляции — основа определения стратегии работ по выявлению и освоению месторождений нефти и газа // *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*.—2003.— № 1.— С. 6—11.
2. Никитин Б.А., Захаров Е.В., Комаров В.С. Основные проблемы освоения месторождений нефти и газа и пути их решения // *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*.— 2002.— № 1.— С. 4—9.