

УДК 553.98.042(470+571)

Григоренко Ю.Н.

ПРОГНОЗ КРУПНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УВ – ОСНОВА СТРАТЕГИИ ОСВОЕНИЯ РЕГИОНОВ

Дано краткое изложение состояния открытий крупных месторождений в Российской Федерации, а также некоторых признаков и приемов прогноза объектов этого ранга; отдельно рассматриваются геофизические признаки присутствия крупных месторождений в НГБ. Вводится понятие о базовом элементе прогноза таких месторождений, обозначено его два направления – геолого-статистическое и вероятностное. Оценены перспективы открытия крупных месторождений в нераспределенном фонде недр территории и акваторий России. В семи наиболее перспективных нефтегазоносных провинциях страны предполагается открыть свыше 50 месторождений с приростом запасов по нефти около 650 млн. т, по газу до 800 млрд. м³.

Ключевые слова: крупные месторождения, прогноз, базовый элемент прогноза, прирост запасов.

Прогноз и выявление наиболее значительных по запасам месторождений УВ особенно актуальны в наши дни в связи с открытием и использованием значительной части нефтегазовых ресурсов традиционных бассейнов, снижением эффективности геологоразведочных работ, в том числе размеров открываемых месторождений и необходимостью освоения нефтегазового потенциала акваторий России. Уместно напомнить, что на северных и дальневосточных шельфах, где сконцентрирована главная часть морских нефтегазовых ресурсов страны, рентабельна разработка только крупнейших месторождений.

На сегодняшний день в России открыто 196 крупнейших месторождений, среди которых 20 % составляют уникальные и 80 % крупные и гигантские месторождения. Несколько меньшей встречаемостью характеризуются нефтяные месторождения, что однозначно указывает на приоритетное значение дальнейших нефтепоисков (рис. 1, табл. 1).

Вместе с тем, научно-методическая база прогноза крупнейших месторождений, особенно в части количественных решений, а также методики определения местоположения таких месторождений и их состава, далека от совершенства.

Разработка научных основ прогноза крупнейших скоплений УВ составляет достаточно сложную проблему, которая включает изучение теоретических вопросов нефтяной геологии и развитие количественных способов прогнозирования.

Особое значение имеет выявление и синтез количественных признаков присутствия крупных месторождений.

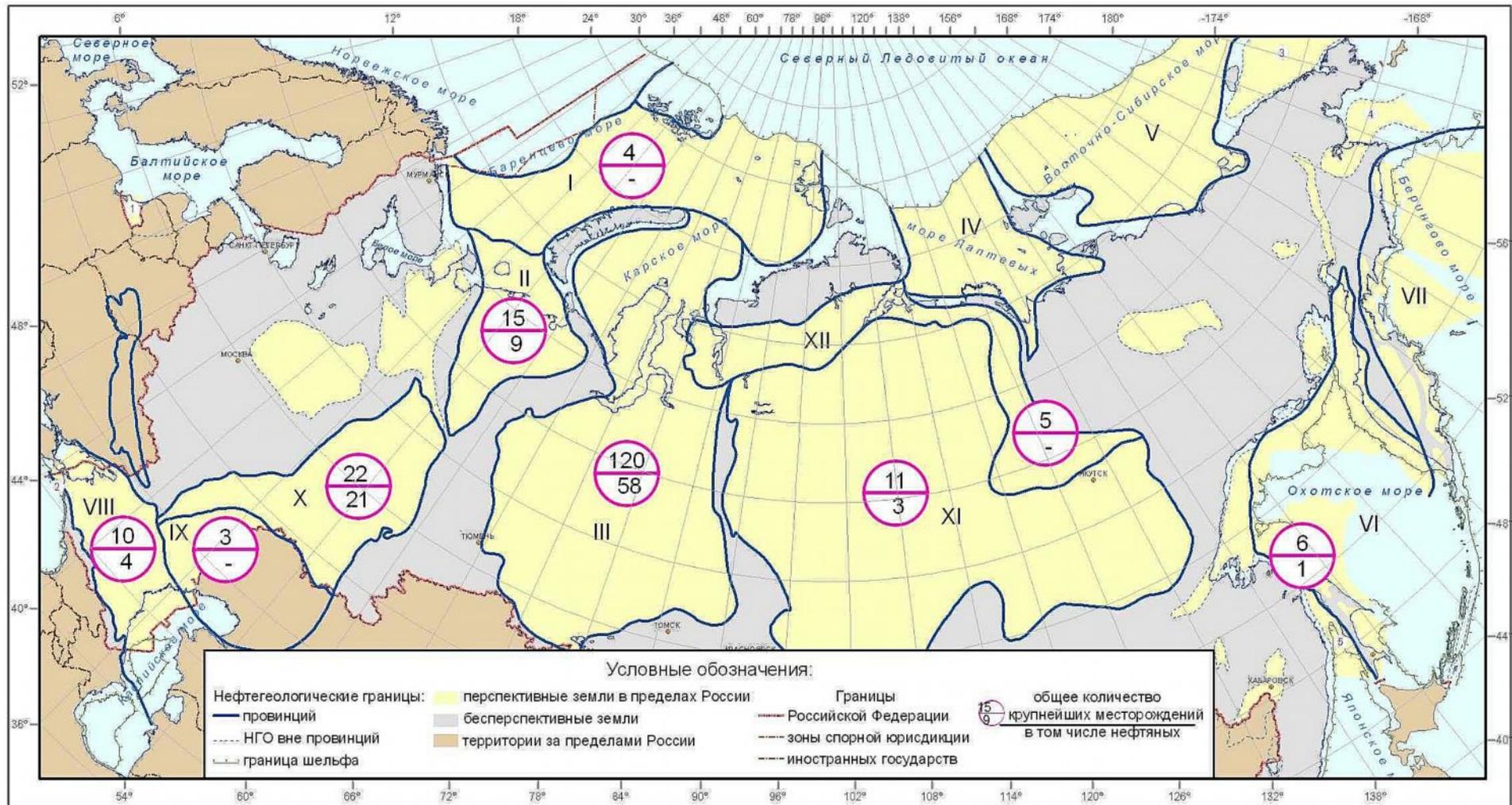


Рис. 1. Крупнейшие месторождения углеводородов в нефтегазоносных провинциях территории и акваторий России

Нефтегазоносные провинции: I- Баренцево-Карская, II- Тимано-Печорская, III- Западно-Сибирская, IV- Лаптевская, V- Восточно-Арктическая, VI- Охотская, VII- Притихоокеанская, VIII- Северо-Кавказско-Мангышлакская, IX- Прикаспийская

Нефтегазоносные области вне провинций (цифра в круге): 1- Балтийская, 2- Восточно-Черноморская, 3- Южно-Чукотская, 4- Анадырско-Наваринская, 5- Западно-Сахалинская.

Таблица 1

**Крупнейшие месторождения углеводородов
основных нефтегазоносных провинций России**

№ п/п	НГП	Общее число открытых крупнейших месторождений (К+Г+У)	Число месторождений по категориям крупности*			Число месторождений по фазовому составу**	
			К	Г	У	Н	Г
1.	Тимано-Печорская	15	8	6	1	9	6
2.	Баренцево-Карская	4	-	3	1	-	4
3.	Западно-Сибирская	120	36	55	29	58	62
4.	Хатангско- Виллюйская	5	1	4	-	-	5
5.	Лено-Тунгусская	11	2	8	1	3	8
6.	Охотская	6	1	3	2	1	5
7.	Волго-Уральская	22	10	7	5	21	1
8.	Северо-Кавказско- Мангышлакская (российский сектор)	10	5	5	-	4	6
9.	Прикаспийская (российский сектор)	3	1	-	2	-	3
Σ		196	64	91	41	96	100
			33 %	46 %	21 %		

В.Ф. Рабеном и Н.Н. Булатовым [Рабен, Булатов; 1987] была предпринята попытка определить присутствие и количество крупных месторождений исходя из величины НСР УВ нефтегазоносных бассейнов. Возможное количество крупнейших месторождений в соответствии с оценкой ресурсов нефти и газа НГБ приблизительно определяется также приемами нормативно-имитационного моделирования. Выяснилось, что соотношение величины НСР УВ и количества крупнейших месторождений в мировом сообществе хорошо изученных бассейнов имеет достаточно высокий коэффициент корреляции (рис. 2).

В.В. Потеряевой [Потеряева, 1974] установлена концентрация до 90 % и более запасов крупнейших скоплений нефти и газа НГБ только в одном из комплексов осадочного чехла и латеральное замещение такого комплекса другим по площади бассейна. В итоге глубины залегания крупнейших залежей УВ в разрезе НГБ составляют от 1000 до 2500 м, что может быть также использовано в качестве поискового признака размещения крупнейших месторождений.

* К – крупные, Г – гигантские, У – уникальные;

** Н – с преобладанием нефтяной составляющей; Г – с преобладанием газовой составляющей.

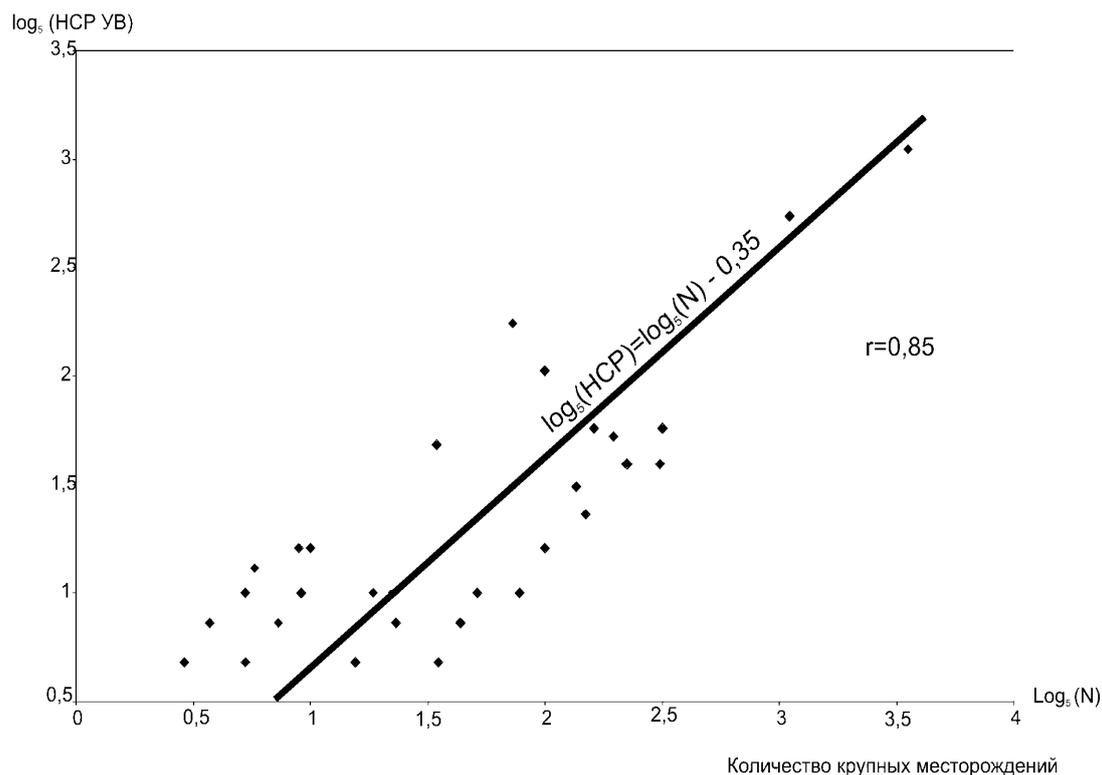


Рис. 2. График соотношения ресурсов и количества крупных месторождений (≥ 60 млн. т изв., 75 млрд. м³) в НГБ

С выводами В.В. Потеряевой коррессирует установленное В.С. Соболевым (ВНИГРИ, 2005) возрастание нефтенасыщения или, что то же, количества и величины крупных месторождений в осадочном чехле планеты, в пермско-мезозойском и кайнозойском интервалах разреза, которое особенно заметно на глубинах 1 – 2 км (табл. 2).

Все рассмотренные приёмы, указывая наличие крупного месторождения, не могут определить место его локализации в границах НГБ. Эта задача решается только с привлечением результатов предшествующего зонального прогноза. Как и следовало ожидать, ресурсы зон нефтегазонакопления и величина наибольшего в зоне месторождения тесно связаны между собой (рис. 3). Эта зависимость позволяет не только определить крупность наибольшего месторождения, но и обосновать зону его принадлежности. Тем самым территория или акватория вероятного расположения прогнозируемого месторождения резко сужается, поскольку площадь зон в десятки раз меньше площади НГБ.

Выбор среди локальных структур, составляющих зону, объекта, наиболее вероятно являющегося крупным месторождением, осуществляется по качественным критериям локального прогноза.

Таблица 2

Распределение начальных запасов нефти крупнейших нефтяных месторождений Мира по геологическим системам

Геол. система (индекс)	% от суммы общих нач. запасов	Нефтенасыщение в геологической системе (в % от суммарных ресурсов системы)							
		Коллектора		Тип залежи		Интервалы глубин, км			
		терр.	карб.	структ.	неструкт.	до 1	1-2	2-3	3-5
Неоген (N)	21,6	95	5	80	20	10	55	20	15
Палеоген (P)	13,3	94	6	85	15	15	25	40	20
Мел (K)	29	65	35	75	25	5	50	40	5
Юра (J)	18,1	30	70	40	60	15	50	30	5
Триас (T)	0,7	95	5	90	10	5	35	45	15
Пермь (P)	1,6	70	30	80	20	5	40	30	15
Карбон (C)	4,8	6	94	70	30	0	35	40	25
Девон (D)	5,2	30	70	65	35	10	30	40	10
Силур (S)	0,7	80	20	90	10	0	20	75	5
Ордовик (O)	0,6	80	20	90	10	0	10	75	15
Кембрий (C)	1,9	40	60	70	30	0	15	75	10
Венд-рифей (V-R)	2,0	30	70	40	60	0	15	70	10
Фундамент + + + + + + + + + +	0,5	Зоны трещиноват. коры выветрив.		50	50	0	50	50	0

Л.М. Бурштейн (СНИИГГиМС, 2005) предложил использовать зависимость размеров и числа крупнейших месторождений от величины и плотности начальных ресурсов УВ, а также от площади эталонных нефтегазоносных объектов. В пределах Западно-Сибирской НГП по нефти было выбрано 16 наиболее разведанных районов с общим числом месторождений равным 74; по газу – 9 районов с 37 месторождениями.

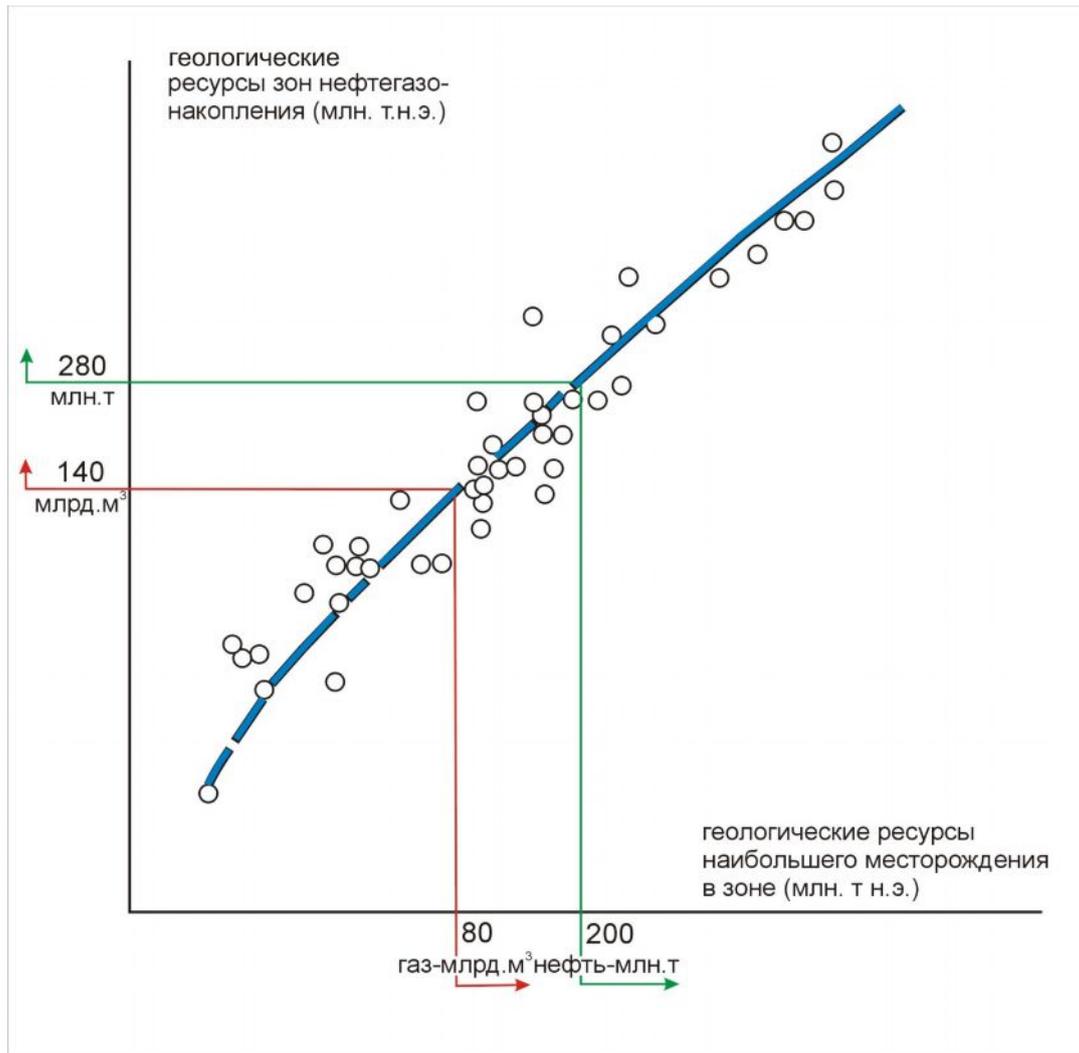
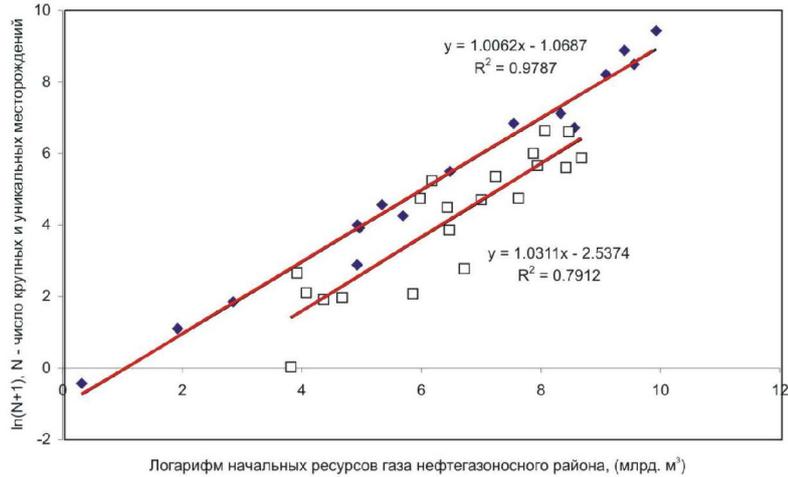


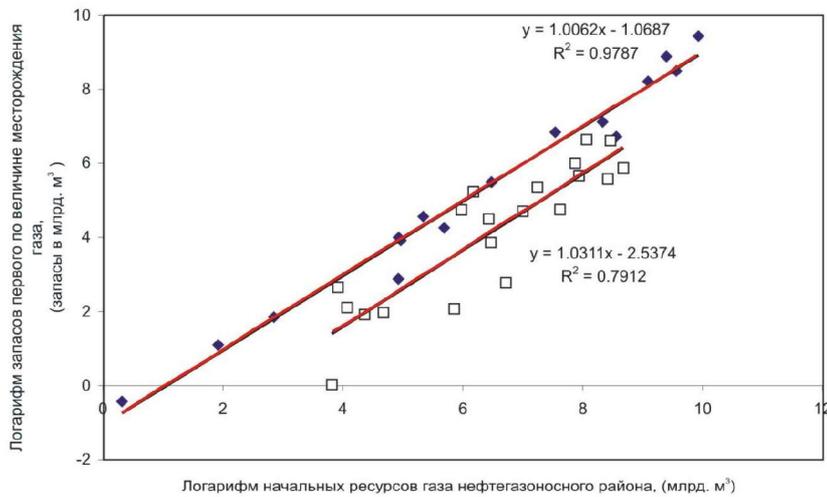
Рис. 3. Соотношение ресурсов УВ и величины наибольшего месторождения в доказанных зонах нефтегазоаккумуляции

Предваряющее районирование выполнялось на количественной основе с учетом латеральных изменений плотности ресурсов в границах каждой НГО. Выделенные районы группировались по разведанности начальных ресурсов газа больше или меньше 0,4 и начальных извлекаемых ресурсов нефтегазоносных районов менее или свыше 0,35. Полученные графики рекомендовались к использованию для общего и вероятностного локализованного (с точность до района) прогноза возможного числа, размеров и местоположения крупнейших месторождений в Западно-Сибирской НГП (рис. 4).

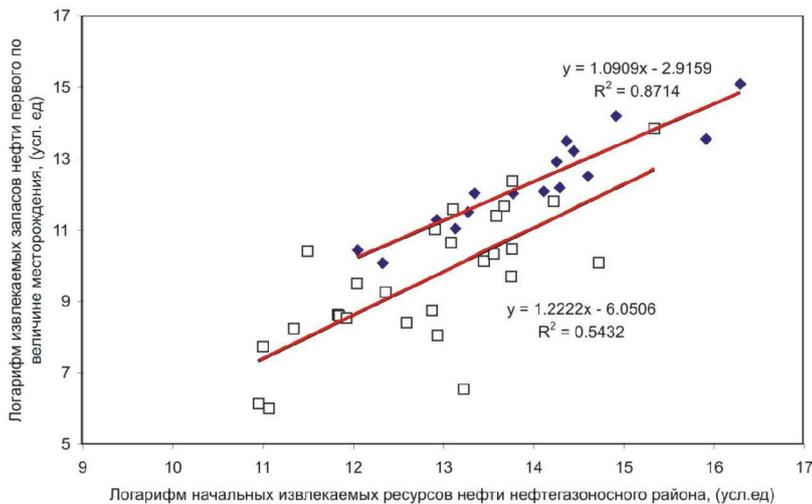
Определить зоны углеводородонакопления, содержащие крупные скопления нефти и газа, можно и прямыми способами.



Логарифм начальных ресурсов газа нефтегазоносного района, (млрд. м³)
 А. Зависимость числа крупных и уникальных месторождений от начальных ресурсов газа нефтегазоносного района



Логарифм начальных ресурсов газа нефтегазоносного района, (млрд. м³)
 Б. Зависимость размеров крупнейшего месторождения газа от начальных ресурсов газа нефтегазоносных районов разной степени разведанности



Логарифм начальных извлекаемых ресурсов нефти нефтегазоносного района, (усл. ед.)
 В. Зависимость размеров крупнейшего месторождения нефти от начальных извлекаемых ресурсов для нефтегазоносных районов разной степени

Рис. 4. Зависимость числа и размеров крупных и уникальных месторождений от начальных ресурсов УВ для нефтегазоносных районов разной степени разведанности (по Л.М. Бурштейну, 2006)

Так М.Е. Стасюк [Стасюк, 1989] установлено, что все высокопродуктивные объекты месторождения Большой Салым приурочены к зонам, в которых разница между горным и пластовым давлением меньше или равна 19,5 МПа. При этом вероятность высокой продуктивности скважин, вскрывших пласт в зоне, где $P_g - P_{пл} \leq 19,5$ МПа равна 0,8. Иначе говоря, параметр $P_g - P_{пл}$ дает возможность прогнозирования зон повышенной продуктивности, являясь одним из количественных прогнозных критериев крупнейших месторождений в баженовской свите Западной Сибири.

Прямое прогнозирование месторождений в настоящее время разработано в сейсмическом и гравимагнитном методах.

При этом большие объемы УВ, содержащиеся в крупнейших месторождениях, обеспечивают достаточно яркое проявление прямых признаков отражения этих объектов в аномалиях геофизических полей.

В *сейсморазведке* основными признаками выражения месторождений в волновом поле являются увеличение амплитуд отражений в кровле залежей и иногда над ними («яркие пятна»), наличие горизонтальных отражающих границ, приуроченных к нефте- и газоводяным контактам («плоские пятна»), уменьшение скоростей продольных волн в продуктивной части разреза и часто в перекрывающей толще.

На месторождении Экофиск ярко выражен эффект понижения скорости волн. На временном разрезе он проявляется усложнением записи в виде «обрушения свода» структуры по динамически выраженному отражающему горизонту, соответствующему кровле нефтенасыщенных отложений пясчого мела датского возраста. Акустический каротаж показал наличие низкоскоростных условий в интервале залежи и над ней, причем самая низкая скорость (1509 м/с) свойственна интервалу глубин 1768 – 2192 м в толще перекрывающих залежь палеогеновых сланцев. Эта уникальная скоростная аномалия месторождения Экофиск связана с просачиванием газа в условиях АВПД в пределы покрышки (рис. 5).

Падение интервальных скоростей сейсмических волн в залежах и часто над ними установлено практически на всех месторождениях УВ, где проводились соответствующие исследования. На крупнейших месторождениях низкоскоростной эффект углеводородных скоплений хорошо выражен и в кривых средних скоростей. Так, гигантское Чайвинское месторождение сахалинского шельфа (рис. 6) характеризуется резким уменьшением над ним значений средней скорости. Показанная на рисунке изолиния $V = 2$ км/с опускается до $t_0 = 2,0$ сек., тогда как за пределами месторождения она находится на временах 1,2 – 1,3 сек. Оно

имеет, как и месторождение Экофиск, характерный «провал свода» и небольшие «яркие пятна» выше верхней залежи. Аномалия еще до начала бурения явилась для сахалинских геофизиков основой прогнозирования в Чайвинской структуре крупного скопления УВ.

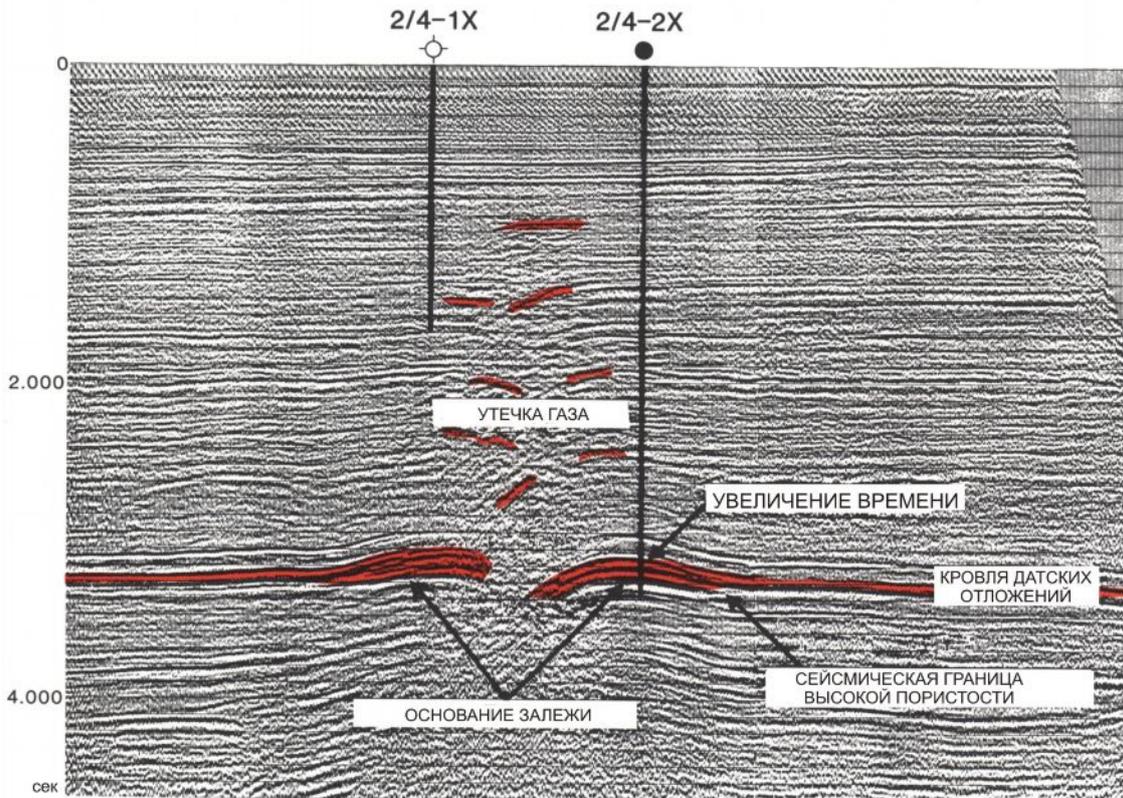


Рис. 5. Месторождение Экофиск. Временной сейсмический разрез

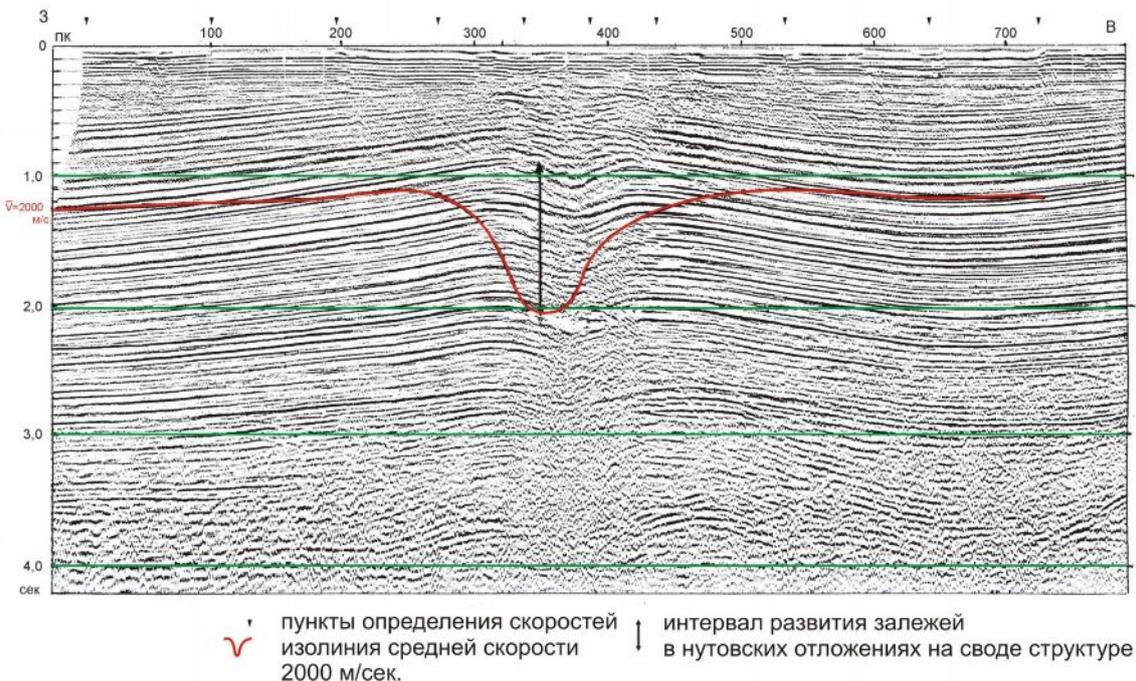


Рис. 6. Месторождение Чайво. Временной сейсмический разрез (ПР Н106, материалы «Дальморнефтегеофизики»)

На рис. 7 показано соотношение месторождений УВ сахалинского шельфа с аномалиями.

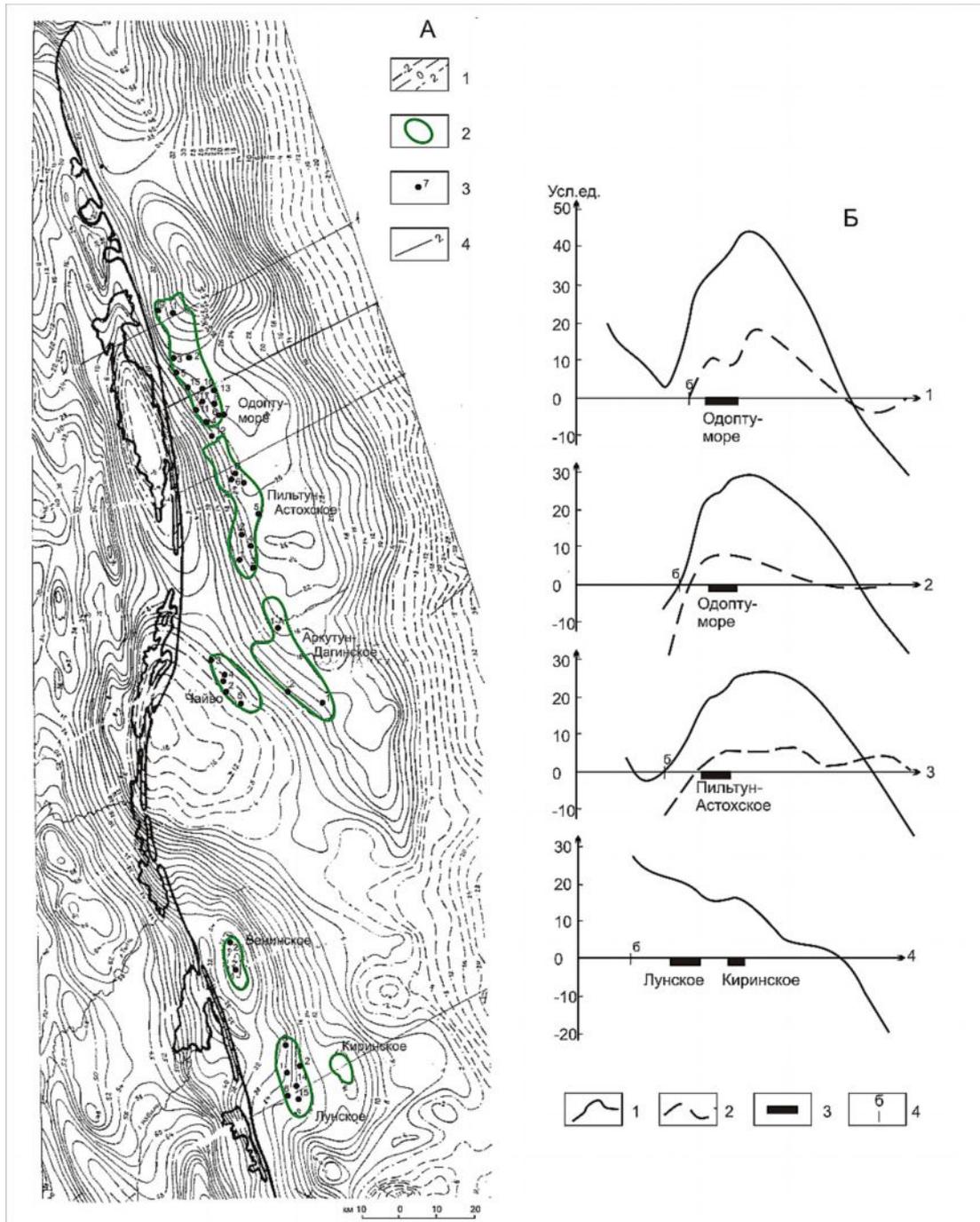


Рис. 7. Северо-Восточный шельф Сахалина. Гравитационные аномалии в области существования крупных месторождений УВ (по А.А. Терещенкову и др., 1991)

Условные обозначения:

А. Карта аномалий силы тяжести (редукция геологическая).

1 - изоаномалы, в усл. ед.; 2 - месторождения УВ на шельфе; 3 - поисковые и разведочные скважины, 4 - гравиметрические профили через некоторые месторождения.

Б. Аномалии силы тяжести по профилям.

1 - кривая Δg ; 2 - кривая первой вертикальной производной $\Delta g'$; 3 - положение месторождения, 4 - положение береговой линии

На карте всю северо-восточную часть шельфа занимает обширный гравитационный максимум. Юго-западнее наблюдается гравитационный минимум, который соответствует приосевой части Северо-Сахалинского прогиба с мощностью осадочных отложений до 10 км.

Все месторождения УВ, за исключением Венинского и Киринского, находятся в градиентных зонах – на «склонах» аномалий, хотя они приурочены к высокоамплитудным (более 1 км) антиклинальным ловушкам. Влияние крупнейших месторождений выражается уменьшением горизонтального градиента и уплощением кривых Δg (карта и графики см. на рис. 7).

В связи с оценкой фазового состава УВ в прогнозируемых крупнейших месторождениях необходимо обратить внимание на следующее:

Сталкиваясь с дифференциацией в пространственном распределении нефти и газа, исследователи пришли к выводу об индивидуальности поисковых признаков крупнейших месторождений жидких и газообразных УВ (В.Ф. Никонов, 1975; С.П. Максимов, И.П. Лаврушко, 1984; В.П. Якуцени, 1984; В.М. Завьялов, Л.М. Кучма, 2002; Ф.К. Салманов и др. 2003). Прежде всего, отмечено, что число и запасы газовых, нефтяных и газонефтяных залежей отдельно пропорциональны объемам (ресурсам) этих углеводородных систем в НГБ. Крупным нефтяным месторождениям свойственно разнообразие ловушек по величине и чаще сонахождение нескольких скоплений. Газовые гиганты – это одиночные, заполненные газом ловушки крупных структур I - II порядков с большой площадью куполов, мегавалов, приподнятых частей сводов. Различной может быть и минимальная мощность покрышки – значительная для газа и обычно существенно меньшая – до 30 – 50 м для нефтяных месторождений. Крупнейшие нефтяные месторождения встречаются за редким исключением в чисто нефтеносных зонах; газовых гигантов в исключительно газоносных зонах нет и они располагаются в смешанных по составу нефтегазоносных зональных скоплениях. Наконец крупнейшие газовые месторождения более избирательны в своем присутствии в различных геотектонических областях. Они встречены, главным образом, на платформах, а также в пределах крупных положительных структур шельфовых мегавпадин.

В отличие от сопутствующих задач прогноза для оценки привлекаются либо геолого-статистические материалы, либо методы прогноза фазового состава пластовых флюидов, требующие значительного количества конкретных детальных данных и поэтому трудно применимые в большинстве оцениваемых районов.

С учётом изложенных данных достаточно общая схема прогноза крупнейших месторождений нефти и газа может быть представлена в следующем виде (рис. 8).

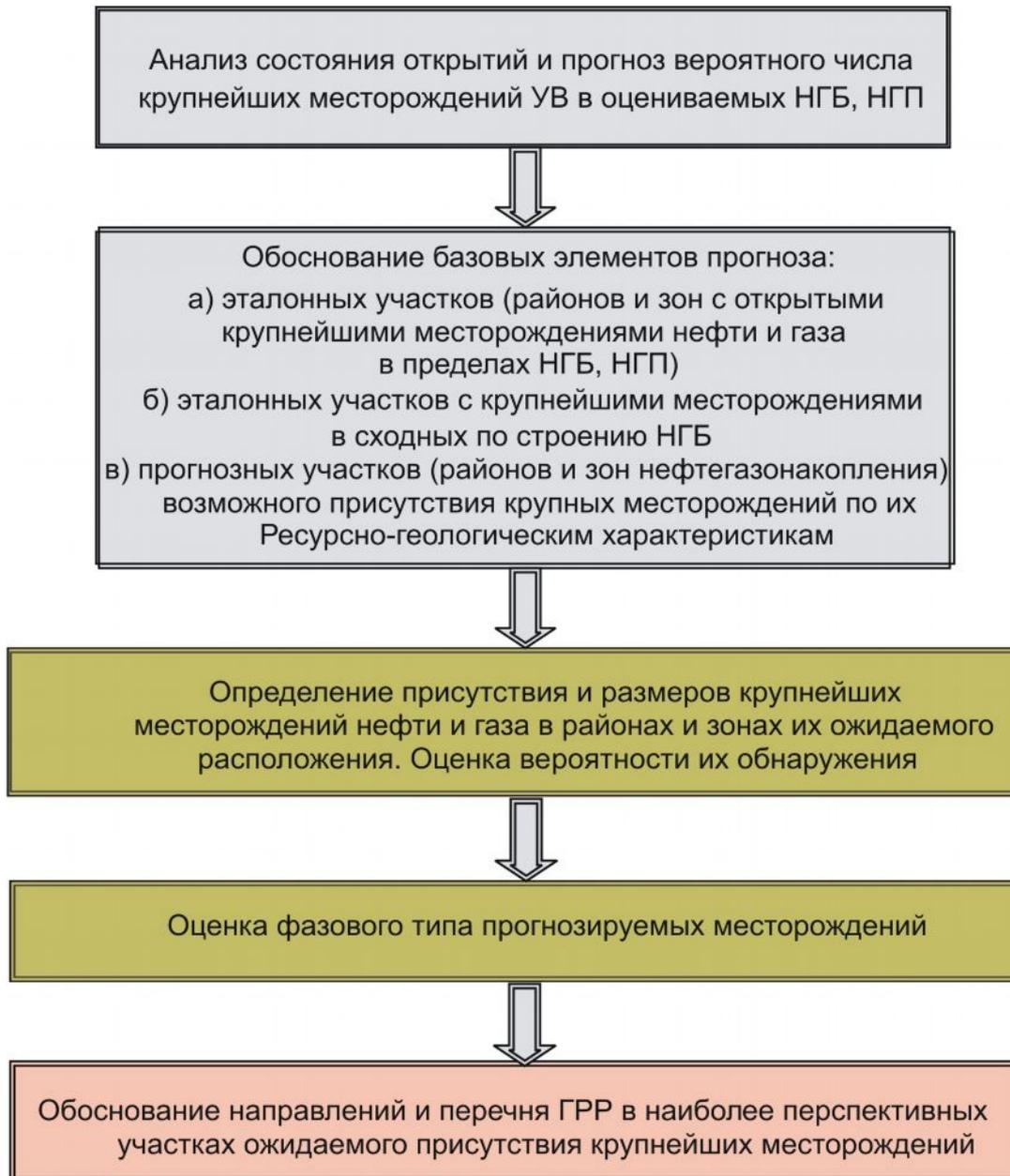


Рис. 8. Схема прогноза крупнейших месторождений УВ* в нефтегазоносных провинциях и бассейнах территории и акваторий

* Группы крупнейших месторождений по величине извлекаемых запасов (приложение 3 к приказу МПР России № 126 от 07.02.2001 г. с добавлениями);

- крупные - от 60 до 100 млн. т нефти или от 75 до 100 млрд. м³ газа;
- гигантские - от 100 до 300 млн. т нефти или от 100 до 500 млрд. м³ газа;
- уникальные - более 300 млн. т нефти или 500 млрд. м³ т газа.

Объектом прогноза являются крупнейшие (крупные, гигантские и уникальные месторождения УВ), определенные следующими величинами извлекаемых запасов: крупные – от 60 до 100 млн. т нефти или от 75 до 100 млрд. м³ газа, гиганты – от 100 до 300 млн. т

нефти или от 100 до 500 млрд. м³ газа, уникальные - более 300 млн. т нефти или 500 млрд. м³ газа.

Возможные два направления прогноза: геолого-статистическое и вероятностное.

Основу **первого направления** составляют данные по углеводородным ресурсам НГБ и НГП и результаты их детального (на районы и зоны) нефтегеологического районирования. По графику соотношения НСР УВ и предельно возможного числа крупнейших месторождений в НГБ или способом нормативно-имитационного моделирования определяется наибольшее количество ожидаемых к открытию месторождений. Уменьшением этой величины за счет ранее выявленных месторождений определяется перспективное количество будущих открытий.

Чрезвычайно важным является зависящее от уровня изученности НГБ обоснование базовых элементов прогноза или то же определение эталонных и прогнозных участков. При предварительно выполненном зональном прогнозе нефтегазоносности определение прогнозных участков доступно на количественной основе - по графику соотношения ресурсов зоны и ее наибольшего месторождения.

В случае отсутствия выделенных зон нефтегазонакопления базовым элементом становится предшествующий член иерархического ряда нефтегазогеологических элементов – район. Районы оконтуриваются по ресурсно-геологическим данным и выбор среди них участков дальнейшего прогноза осуществляется по аналогии с эталонными районами в составе оцениваемого НГБ. При этом обязательной является ресурсная, в том числе плотностная оценка района и, в соответствии с полученными данными, определение величины среднего а потом, экспертно, и возможность открытия крупнейшего месторождения.

Прогноз присутствия, количества и расположения крупнейших месторождений в границах базового элемента-района или зоны представляет собой наиболее сложную задачу. Применительно к базовому элементу в ранге района она решается на основе эталонно-статистических данных, для более дробных (зональных) участков – через определение наибольшего месторождения в зонах нефтегазонакопления.

После выявления присутствия и местоположения крупного месторождения осуществляется прогноз его фазового состава.

Осуществление вероятностного прогноза связано с «принципом неопределенности», сформулированным для прогнозных задач геологии нефти и газа В.И. Шпильманом. Он

заключается в том, что чем выше степень локализации прогноза, тем ниже его относительная точность.

Для объектов, попавших в эталонные выборки, а так же для районов и зон, в которых ранее были выявлены месторождения, определяется зависимость запасов нескольких первых по крупности (количество месторождений устанавливается в зависимости от региона) месторождений и числа крупных и уникальных месторождений от величины, плотности ресурсов и площади базового объекта.

Строятся регрессионные графики и определяются уравнения регрессии отдельно для запасов нефти и газа крупнейших месторождений и для их числа в границах базового элемента – районов или зон.

Используя полученные регрессионные уравнения и стандартные статистические выражения регрессионного анализа для построения интервальных показателей, оценивается вероятность, с которой n -ное месторождение в данном районе или зоне превзойдет границу класса крупных или уникальных месторождений или учитываются размеры n -ного месторождения при фиксированной доверительной вероятности.

Недостатком вышеизложенной вероятностной методики служит то, что прогнозируемое месторождение не может быть локализовано внутри объекта исследования – базового элемента.

Синтез результатов прогноза, выполненного в семи наиболее перспективных нефтегазоносных провинциях России, показывает значительные возможности открытия крупнейших месторождений нефти и газа.

Общее число прогнозируемых крупных, гигантских и уникальных месторождений составляет 82; шестьдесят три процента от этого числа или 53 объекта предполагаются к открытию в нераспределенном фонде недр.

Сорок два месторождения, в том числе 28 принадлежащих нераспределенному фонду недр, прогнозируются на акваториях. Прогноз фазового типа ожидаемых скоплений показал, что среди предполагаемых месторождений объекты с преобладанием нефтяной или, напротив, газовой составляющей, вероятно, будут встречены примерно в равном количестве.

Среди прогнозируемых месторождений преобладают крупные; чуть больше четверти общего числа составляют гигантские месторождения и только пятью объектами представлены уникальные, причем только газовые скопления.

Наибольшее число крупнейших месторождений, как и следовало ожидать, исходя из величины и разведанности ресурсов региона, прогнозируется в Западно-Сибирской провинции (рис. 9). Здесь же в акватории Южно-Карской НГО ожидается присутствие трех из пяти уникальных газовых месторождений. Значительное количество крупнейших месторождений – прогнозируется в Охотской провинции – на шельфах о-ва Сахалин и Западной Камчатки.

Остальные пять нефтегазоносных провинций характеризуются близким, хотя и меньшим, количеством ожидаемых к открытию крупнейших месторождений. До 7 объектов этого класса прогнозируется в Тимано-Печорской, Лено-Тунгусской и Баренцево-Карской нефтегазоносных провинциях. Несколько крупных месторождения можно открыть в российском секторе Каспийского моря.

В целом прогнозируемые крупнейшие месторождения составляют значительный поисковый резерв для прироста запасов нефти и газа.

Обращаясь к сугубо практическим вопросам оценки возможных приростов нефти и газа по результатам открытия прогнозируемых крупнейших месторождений необходимо иметь в виду следующее. Только при нефтегазопоисках в районах и зонах нераспределённого фонда недр (53 из 82 прогнозируемых месторождений), исходя из их минимальной крупности прироста запасов (ABC_1) могут составить 650 млн. т по нефти и 800 млрд. м³ по газу (извлекаемые). При размерах ожидаемых месторождений в 100 млн. т (млрд. м³) извлекаемых запасов могут составить свыше 1 млрд. т по нефти и 1 трлн. м³ по газу.

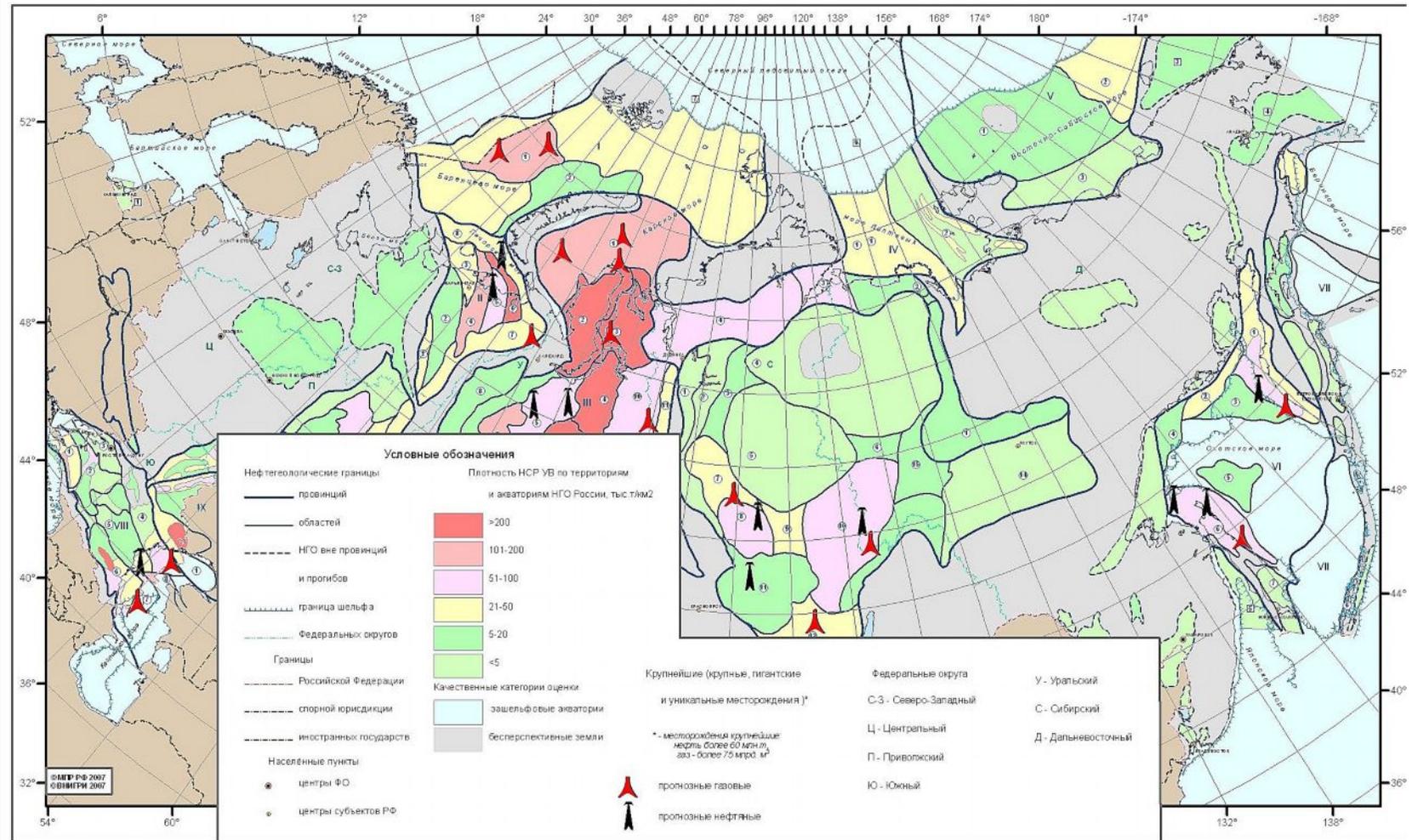


Рис.9. Прогнозируемые крупнейшие месторождения УВ на территории и акваториях России

Нефтегазовые провинции (римские цифры), в т.ч. НГО (цифры в круге): I - Баренцево-Карская, 1 - Штомановско-Луниноская, 2 - Адмиралтейско-Приновоземельская, II - Тимано-Печорская, 1 - Тиманская, 2 - Ижма-Печорская, 3 - Малоземельно-Колгуевская, 4 - Печоро-Колвинская, 5 - Хорейверская, 6 - Варандей-Адзвинская, 7 - Коротайиноско-Предуральская, 8 - Северо-Печорская, III - Западно-Сибирская, 1 - Южно-Карская, 2 - Ямальская, 3 - Гаданская, 4 - Надым-Пурская, 5 - Фроловская, 6 - Красноленская, 7-Приуральская, 8 - Восточно-Уральская, 9 - Среднеобская, 10 - Пур-Тазовская, 11 - Елоуй-Туруханская, IV - Липтевская, 1 - Западно-Липтевская, 2 - Восточно-Липтевская, V - Восточно-Арктическая, 1 - Ди-Лонга, 2 - Северо-Чукотская, 3 - Усть-Индигирская, VI - Охотская, 1 - Охотско-Западно-Камчатская, 2 - Северо-Охотская, 3 - Тинровская, 4 - Лисинская, 5 - Дрилонская, 6 - Северо-Сахалинская, 7 - Южно-Сахалинская, VII - Притихоокеанская, VIII - Северо-Кавказско-Минераловодская, 1 - Идоло-Кубанская, 2 - Западно-Предкавказская, 3 - Северо-Азовская, 4 - Иркажа-Калининская, 5 - Восточно-Предкавказская, 6 - Терско-Калининская, 7 - Центрально-Каспийская, 8 - Мангышакская, IX - Приволжская, 1 - Южно-Приволжская, X - Хатангско-Вилуйская, 1 - Лено-Вилуйская, 2 - Лено-Анабарская, 3 - Анабаро-Хатангская, 4 - Енисей-Хатангская, XI - Лено-Тунуская, 1 - Турулано-Нарильская, 2 - Западно-Тунуская, 3 - Анальская, 4 - Анабарская, 5 - Эвенийская, 6 - Сюндзверская, 7 - Бактинская, 8-Байитская, 9 - Катангская, 10 - Нельско-Бстубинская, 11 - Саяно-Енисейская, 12 - Анагар-Ленская, 13 - Предбайкальская, 14 - Северо-Алданская, 15 - Западно-Вилуйская.

Нефтегазовые области и некоторые прогибы вне провинций (цифра в квадрате): 1 - Балтийская, 2 - Восточно-Черноморская, 3 - Южно-Чукотская, 4 - Анадырско-Наваринская, 5 - Западно-Сахалинская, 6 - Северо-Липтевская, 7 - Предбаренцево-Карская.

Литература

Максимов С.П., Лаврушко И.П. Условия формирования крупных зон нефтегазонакопления // В кн.: 27-й МГК. Т.13. Месторождения нефти и газа. М., 1984. С. 14-21.

Никонов В.Ф. Некоторые важные критерии поисков нефтяных и газовых месторождений-гигантов // Геология нефти и газа, 1975. № 4. С. 10-14.

Потеряева В.В. Геологические особенности размещения крупных скоплений нефти и газа в нефтегазоносных бассейнах // Геология нефти и газа. 1971. № 8. С. 28-32.

Раабен В.Ф., Булатов Н.Н. Связь некоторых показателей нефтегазоносности и ресурсов УВ в бассейнах // Советская геология. 1987. № 8.

Стасюк М.Е. Принципы поиска высокопродуктивных нефтегазоносных зон в отложениях баженовской свиты // Локальный прогноз нефтегазоносности Западно-Сибирской геосинеклизы: Тр. ЗапСибНИГНИ. Тюмень, 1989. С. 155-159.

Якуцени В.П. Интенсивное газонакопление в недрах Л.: Наука, 1984. 124 с.