

**В.И. ШПИЛЬМАН**

**КОЛИЧЕСТВЕННЫЙ  
ПРОГНОЗ  
НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ**

Издательский Дом  
«ИздатНаукаСервис»,  
2010

УДК 553.98.044

**Шпильман В.И.** Количественный прогноз нефтегазоносности. Екатеринбург, Издательский Дом «ИздатНаукаСервис», 2010. – с. 236.

Описано конструирование моделей нефтегазогенерации, перераспределения УВ. Показаны процедуры выделения геологических объектов и главнейшие закономерности, установленные на базе фактического материала с помощью генетических моделей. Новые методические разработки позволяют количественно описать тектонические процессы, условия залегания углеводородов. Показан способ расчета числа залежей на разных стадиях поисково-разведочных работ, динамики подготовки ресурсов.

Для геологов, изучающих процессы нефтегазонакопления, и специалистов, занимающихся прогнозом нефтегазоносности, планированием геологоразведочных работ.

Рецензент: д-р геол.-минер. наук *А.Э. Конторович*  
(СНИИГГиМС)

ISBN 5–98123–039–8

© Шпильман В.И.

## ПРЕДИСЛОВИЕ

Прогноз нефтегазоносности не только предопределяет развитие работ в отдаленной перспективе, но и существенным образом влияет на выполнение текущих геологоразведочных задач, на эффективность работ. Он как бы освещает дорогу для поисково-разведочных работ, и, чем интенсивнее проводятся последние, тем надежней должно быть «освещение». Однако в ряде районов страны для количественного прогноза все еще применяются такие приемы, как подсчет на «осредненную структуру», «экспертный метод» и др., при которых умозрительно можно изменять используемые коэффициенты (аналогии, успешности разведки и др.) и в несколько раз уменьшать или увеличивать запасы. Опасность заключается не только в низкой достоверности полученного результата, но и в том, что любая наперед заданная оценка ресурсов с «помощью» подобных приемов приобретает видимость научной обоснованности. Нередко такие расчеты приводят к тому, что искажаются и абсолютная оценка ресурсов в регионе, и относительная обеспеченность одного района по сравнению с другим, неправильно ориентируются основные направления поисково-разведочных работ. Такой подход к прогнозу находится в явном несоответствии как с уровнем тех требований, которые предъявляются к нему практикой, особенно в интенсивно осваиваемых провинциях, так и с уже достигнутым уровнем теоретических разработок, описывающих процессы генерации, аккумуляции УВ и закономерности размещения их залежей.

Количественный прогноз нефтегазоносности должен базироваться на исследованиях в различных областях геологии, затрагивать широкий круг вопросов, которые могут быть сведены к трем главным задачам, рассмотренным в настоящей работе.

Первая задача — теоретическая разработка геолого-математических моделей нефтегазонакопления, описывающих все этапы процесса формирования и разрушения залежей, проверка разработанных моделей и расчет на их основе формул для прогноза. Эти теоретические модели представляют собой аппарат количественного изучения геологических процессов. Чтобы искать количественные зависимости и закономерности, необходимо оперировать с количественными характеристиками однозначно выделенных объектов. Отсюда вторая задача — разработка строгой процедуры выделения объектов

анализа и создание методов количественного описания их основных свойств (истории тектонического развития, проводящих свойств разреза и т.п.). Третья задача — разработка методов прогноза концентрации ресурсов в залежах разного размера и расчет их выявляемости, т.е. расчет динамических характеристик ресурсов региона.

Фундаментом для решения поставленных задач служили основополагающие исследования многих советских и зарубежных ученых по методологии прогноза и теории процессов нефтегазонакопления.

Многие вопросы, нашедшие отражение в этой работе, обсуждались с А.А. Бакировым, Г.П. Богомяковым, А.М. Бриндзинским, Н.И. Буяловым, А.М. Волковым, Ю.А. Ворониным, В.С. Вышемирским, С.В. Гольдиным, Ф.Г. Гулари, Г.Х. Дикенштейном, Г.П. Евсеевым, Н.П. Запиваловым, В.И. Игревским, М.К. Калининко, Ю.Н. Карогодиным, Е.А. Козловским, А.Э. Конторовичем, Н.Х. Кулахметовым, С.П. Максимовым, В.П. Маркевичем, В.Д. Наливкиным, С.Г. Неручевым, И.И. Нестеровым, О.А. Ремеевым, Л.И. Ровниным, Н.Н. Ростовцевым, М.Я. Рудкевичем, Ф.К. Салмановым, В.В. Семеновичем, Г.П. Сверчковым, А.А. Трофимуком, А.В. Тяном, М.В. Фейгиным, И.А. Шпильманом, Ю.Г. Эрвье, которые сделали ценные замечания и предложения. Ряд вопросов разработан совместно с Н.Н. Ростовцевым, И.И. Нестеровым, Г.П. Мясниковой, Г.И. Плавником, А.Е. Еханиным, Л.Г. Судатом.

Всем этим товарищам автор выражает искреннюю признательность.

## Глава 1

# ЗАДАЧИ И ОБЩИЕ ПРИНЦИПЫ КОЛИЧЕСТВЕННОГО ПРОГНОЗА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

### 1.1. ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ

Цель количественного прогноза нефтегазоносности — обеспечить необходимой информацией работы по планированию энергетической политики страны, планированию геологоразведочных и добычных работ. Планирование и прогноз взаимообуславливают методы, глубину проработки информации, детальность решений. Если при составлении планов и принятии решений по управлению производством используют некоторые обобщенные показатели, например сумму запасов углеводородов в регионе, то многие разработки по условиям залегания нефти и газа в недрах оказываются излишними. Наоборот, если при планировании применяют совершенные методы моделирования экономических процессов, а прогноз указывает лишь общую оценку ресурсов, он сдерживает внедрение современных методов планирования в практику. Обычно, если на одном из направлений в методах прогноза или в методах планирования намечается прогресс, это стимулирует и развитие другого направления. Так, автором совместно с И.И.Нестеровым и др. [«Новые...», 1977; Шпильман В.И., Плавник Г.И., Завгородняя Л.Д., 1978 г.] было показано, что разработки методов прогноза размеров месторождений, характера их проявления позволяют осуществлять планирование геологоразведочных работ на основе динамического программирования, создавать оптимальные планы работ. Значит, для того чтобы разрабатывать методы прогноза, давать прогнозные оценки, необходимо представлять хотя бы в общих чертах, как эти оценки будут использоваться при планировании работ, каковы требования планирования к прогнозируемым характеристикам.

Специалисты по планированию геологоразведочных работ излагают свои позиции достаточно однозначно. С.А. Кимельман и др. (1978 г.) указывают на необходимость использования в качестве входного параметра системы планирования «линий развития», отражающих подготовку запасов.

В.В. Стасенков и др. (1976 г.), Ю.А. Борзунов (1978 г.), С.Я. Качанович, Н.Н. Грейнер, В.М. Белокопытов (1977 г.), М.Г. Аванесян,

Ю.Н. Швембергер (1978 г.), М.Хабберт, Д. Запп (1976 г.) и многие другие исследователи показали, что исходной информацией для планирования работ должны служить зависимости объема подготовки запасов от объема проведенных поисково-разведочных работ, их эффективности от процента перевода потенциальных ресурсов и т.п. Такого рода зависимости проанализировали Н.И. Буялов и др. (1979 г.), доказав целесообразность их использования при планировании работ.

Из сказанного ясно, что прогнозные характеристики должны отражать не только величину ресурсов в недрах, но и динамику их выявления в зависимости от объемов работ. Динамическая характеристика выявляемости ресурсов — это расчет, завершающий количественный региональный прогноз, и основная входная информация для составления планов. Такая динамическая характеристика должна вытекать из данных о ресурсах нефти и газа в недрах района, о размерах предполагаемых залежей, глубине их залегания, дебитности, основываясь на использовании имитационных моделей поисково-разведочного процесса, т.е. она полностью должна определяться геологией района и системой проводимых в нем поисково-разведочных работ.

Задача планирования заключается в том, чтобы при наличии таких характеристик по каждому району найти при заданных ограничениях и целях оптимальное распределение средств, оборудования, объемов поисково-разведочных работ по объектам и во времени.

Для получения итоговой характеристики при прогнозе требуется решить серию разнообразных задач. Часть задач тяготеет к теории нефтегазонакопления (создание генетических моделей, установление количественных зависимостей), другая часть базируется на анализе поисково-разведочного процесса, а их единство создает своеобразное связующее звено между теорией геологии нефти и газа и практикой работ, в качестве которого и выступает количественный прогноз нефтегазонасности.

Задачи планирования чрезвычайно разнообразны: от определения генеральных направлений развития энергетики, размещения городов и перерабатывающих предприятий до ввода в бурение конкретной локальной структуры, заложения поисковой скважины.

В этой ситуации нефтегеологический прогноз не может быть целиком сведен только к получению итоговой динамической характеристики выявления ресурсов. Важными, имеющими самостоятельное значение являются и «промежуточные» результаты: величина ресурсов в конкретном районе и нефтегазонасном комплексе, условия их залегания в недрах. Прогноз должен нарисовать объективную полную

картину размещения ресурсов в недрах и условия их обнаружения, подготовки, эксплуатации, согласуясь с уровнем изученности оцениваемых объектов. Выдаваемые материалы в виде прогнозных карт, графиков, количественных зависимостей, таблиц — это модели реальных природных объектов и процессов.

Модели подразделяются на две группы [Гранберг А.Г., 1978 г.]: структурные, описывающие строение объекта, и функциональные, отражающие поведение объекта при воздействиях на него и развитие его во времени. В.М. Гороховский (1977 г.) указывает два соответствующих направления прогноза: «прогноз числа» (прогноз группы А<sup>1</sup>), т.е. конкретной величины параметра в пределах конкретного объекта (например, запасов нефти в данном комплексе данного района), что отвечает представлениям о структурных моделях; прогноз пространственно-временного поля (прогноз группы Б), что соответствует функциональным моделям.

**Задачи прогноза группы А.** Назначение — оценить в указанном объеме пород с координатами  $x$ ,  $y$ ,  $z$  (это координаты центра или границ выделенного объема) для класса пород, обладающих определенным набором свойств  $\theta$  (например, в песчаниках, с заданным интервальным значением проницаемости, в заданных интервалах глубин и т.п.) массу  $\rho$  некоторого  $j$ -го компонента. В эту группу входят следующие задачи, формулируемые обычно в работах по прогнозу нефтегазоносности [Бакиров А.А., 1976 г.; Буялов Н.И., 1977 г.; Гурари Ф.Г., Конторович А.Э., 1967 г.; Дикенштейн Г.Е., 1977 г.; Конторович А.Э., 1970 г., 1972 г.; Максимов С.П., 1964 г.; Наливкин В.Д., 1975 г.; Нестеров И.И., 1969 г., Ростовцев Н.Н., 1964 г.; Салманов Ф.К., 1974 г.; Семенович В.В., 1977 г.]: прогноз количества углеводородов, отдельный прогноз, прогноз фазовых соотношений, прогноз качества углеводородного сырья, прогноз доли нефти. Все они различаются лишь назначением компонента  $j$ . При этом последняя задача (прогноз доли нефти или доли газа) решается более эффективно, когда отдельно осуществляется прогноз того и другого компонентов, а доля определяется простым арифметическим расчетом. Прогноз долей при том же объеме информации — операция значительно менее устойчивая, чем прогноз содержания [Шарапов И.Г., 1965 г.]. Для всех перечисленных задач данной группы применимы одни и те же принципиальные подходы; могут изменяться в зависимости от компонента  $j$  лишь исходная информация, генетические модели.

---

<sup>1</sup> Можно было бы использовать и принятый в моделировании термин «структурный», но в геологии этот термин употребляется в более конкретном, узком смысле.

Задачи прогноза группы А подразделяются на два класса (АІ и АІІ) в зависимости от способа задания  $\theta$ . Можно так выделить объекты и соответственно задать их координаты, что каждый из них будет входить в конкретный класс по  $\theta$ . Например, выделены коллекторы и покрышки, заданы их границы и производится оценка проницаемых толщ. При этом большей детализации, освещающей приуроченность запасов к различным литологическим разностям пород, не требуется. Как правило, в практике прогноза рассматривается именно этот класс задач, который мы обозначим АІ.

В последние годы в связи с возрастанием роли прогноза при планировании работ повышаются требования к детальности предсказаний. Если это сводится лишь к оценке более мелких участков провинции, то задача не выходит за рамки класса задач АІ. Однако часто требуется указать распределение ресурсов по таким свойствам, которые непосредственно не влияют на оценку массы углеводородов, например, разнести прогнозные запасы по ожидаемым дебитам скважин, по значениям коэффициентов нефтеотдачи, указать концентрацию углеводородов в залежах разных размеров и т.п. Эти задачи отнесем к классу задач АІІ.

Таким образом, если условия залегания углеводородов (УВ) в недрах ( $\theta$ ) описаны теми же параметрами, которые используются для прогноза масс УВ, или же выделены объекты с различными условиями залегания УВ, то мы имеем дело с задачами класса АІ, задачами оценки масс. Если же  $\theta$  заданы параметрами, непосредственно не учитываемыми при прогнозе масс УВ, то возникает дополнительная задача разнести оцененные массы по заданным группам. Такие задачи входят в класс АІІ и требуют специальных исследований распределения УВ по условиям залегания. Так, в Западной Сибири в отложениях юры и мела выделены самостоятельные нефтегазоносные комплексы, поэтому после оценки масс УВ в этих комплексах задачи разделения запасов на юрские и меловые не возникает (кроме соответствующего подведения итогов). Дебиты же скважин при оценке ресурсов не учитываются, поэтому требуется решение специальных задач для того, чтобы рассчитать, сколько запасов может быть извлечено с теми или другими дебитами.

Следует отметить, что все задачи группы А могут быть решены едиными методическими приемами, а разделение их на два класса — это отражение технологии самого счета, отражение выбора очередности решения различных подзадач в конкретных ситуациях при использовании конкретных методических приемов и при определенной обеспеченности исходной информацией.

Пусть, например, необходимо оценить прогнозные запасы района для низкодебитных и высокодебитных коллекторов. Можно раздельно сформировать обучающие выборки, на каждой из них найти зависимости, отражающие связь плотности запасов с геологическими характеристиками объектов, и по этим зависимостям осуществить прогноз (класс задач АI). Но может оказаться, что объем одной из обучающих выборок невелик, а привлечение материала по другим провинциям приводит к существенному смещению оценок. В этом случае удобно сначала оценить массу УВ для всех коллекторов (сделав это более надежно по сравнению с расчетами по двум выборкам), а затем решить уже менее точно не столь ответственную задачу – распределить оцененные запасы по дебитности (класс задач АII).

Оценка массы углеводородов должна базироваться на изучении количественных закономерностей размещения залежей нефти и газа, на количественном анализе процессов нефтегазонакопления. При этом количественные зависимости, используемые для прогноза, должны устанавливать связь между прогнозируемой величиной и комплексом таких геолого-геохимических параметров, которые на оцениваемой территории при возрастании ее изученности становятся с удовлетворительной точностью известны раньше, чем прогнозируемая величина. Обозначим эти параметры  $u_1, u_2, \dots, R_1, R_2$ . Пусть параметры  $u_1, u_2, \dots, u_k$  влияют на изменение плотности запасов (или на правило классификации участков по плотности запасов)  $j$ -го компонента, а параметры  $R_1, R_2, \dots, R_e$  служат ограничениями для применения указанной зависимости (например, наличие или отсутствие покрышки, осадочных пород и т.п.).

Тогда

$$\rho_{j,\theta} \pm \xi = \begin{cases} F(x, y, z, \theta, u_1, \dots, u_k) & \text{при } R_1 < R_1^*, R_2 < R_2^* \text{ и т. д.} \\ d & \text{при } R_1 > R_1^*, R_2 > R_2^* \text{ и т. д.} \end{cases}$$

где  $F$  – или соответствующее регрессионное уравнение, или классификационное правило.

Приведенное выражение можно рассматривать как общую постановку задач прогноза группы А. Эти задачи подразделяются на более частные подзадачи (собственно технологические блоки прогноза). В классе АI выделяются следующие подзадачи – блоки: 1) выделение объектов анализа и прогноза; 2) количественное описание геолого-геохимических свойств объектов; 3) конструирование моделей нефтегазонакопления; 4) расчет на основе моделей количественных закономерностей; 5) подсчет по выведенным зависимостям

величины ресурсов  $j$ -го компонента в недрах; в классе задач АII: 1) учет влияния системы наблюдений; 2) распределение ресурсов по залежам разного размера; 3) распределение ресурсов по добывным возможностям; 4) прогноз размеров газовых шапок и нефтяных оторочек и т.п.

Каждая задача прогноза, решаемая в реальных условиях, не сводится к какой-то формуле или к какому-то частному блоку. Это целая система различных технологических блоков, взаимоувязанных и взаимообуславливающих друг друга, включающих и процедуру выделения объектов, и методы формирования материала обучения (экспериментального материала), и методы расчета зависимостей и описания с помощью моделей изучаемых процессов, и ряд других блоков. В этом смысле будем говорить о конфигурации задач прогноза, имея в виду, из каких элементов состоит конкретная задача.

**Задачи прогноза группы Б.** Назначение — оценить поведение объекта в результате некоторых внешних воздействий, изменение свойств объекта во времени. К этой группе относятся задачи прогноза выявляемости ресурсов, прогноза эффективности работ, прогноза уровней добычи и подготовки запасов, прогноза динамики подготовки структур и т.п. Конечно, разделение задач на две группы не является жестким. Так при прогнозе масс УВ процесс нефтенакпления целесообразно рассматривать протекающим во времени, т.е. использовать на отдельных этапах прогноза функциональные модели. Однако результат прогноза — все та же структурная модель.

Среди задач группы Б есть такие, которые позволяют получить какую-то оценку района не в виде динамической характеристики, а в виде одного числа. Например, если в результате решения задачи группы Б получена функция, отображающая изменение во времени уровней добычи нефти в районе, то интегрирование этой функции дает величину потенциальных извлекаемых запасов района, т.е. тот ответ, который обычно должны давать задачи группы А. Но здесь сама задача сводится к отысканию функции, описывающей изменение добычи, т.е. к типичной задаче группы Б, а величину запасов мы находим, манипулируя с ответом.

Задачи группы Б обычно решаются после того, как решены задачи группы А. В задачах динамических прогнозов важнейшую роль начинают играть не только природные факторы, но и характеристика техносферы, свойства того мегаприбора, который обычно именуется комплексом геолого-геофизических работ. Именно воздействие этого мегаприбора на природные объекты исследуется в задачах группы

Б. Учет изученности объектов, характеристика систем наблюдений играют определенную роль и при решении задач группы А, особенно АII, но в задачах группы Б они уже выступают в качестве равноправных с природными свойствами объектов.

## **1.2. МАСШТАБНОСТЬ, ДЕТАЛЬНОСТЬ И ГЛУБИНА ПРОГНОЗА**

Каждая из задач групп А и Б может быть охарактеризована тремя перечисленными свойствами. Под масштабностью прогноза понимается размер изучаемых объектов, масштабность изучаемых на них процессов; под детальностью – дифференцированность оценок и условий нахождения УВ в недрах; под глубиной – полнота учета изменчивости прогнозируемого свойства.

Характеристики прогноза должны быть увязаны с уровнями планирования, с требованиями к детальности прогнозируемых свойств. Однако для обслуживания разных уровней планирования, для соподчиненных организаций могут подойти одни и те же методы прогноза. Например, для оценки тектонического элемента и нефтегазоносного района подходят одни и те же формулы прогноза. В то же время хорошо известно, что даже для одной и той же категории запасов требуются разные методические приемы в зависимости от того, оцениваются ли эти запасы в пределах залежи или на неразбуренной структуре. Здесь необходимо оговориться, что подсчет промышленных запасов также является одной из задач прогноза, а не измерением массы нефти и газа [Воронин Ю.А., 1977 г.]. Это самый крупномасштабный прогноз, в данной работе мы его касаться не будем. Остальные задачи прогноза обычно подразделяются по масштабности на 3-4 класса.

Так, Г.П. Мясникова (1976 г.) на основании анализа площадей распространения геологических тел показывает целесообразность выделения по масштабности четырех классов объектов и соответственно четырех классов задач прогноза (то же самое и в работе коллектива авторов [«Методы...», 1979]): I – локальный прогноз, предусматривающий оценку запасов в конкретной ловушке, ранжирование ловушек по возможной величине запасов; II – зональный – оценка зон нефтегазонакопления, района и его частей, частей крупных тектонических элементов; III – региональный – оценка в целом нефтегазоносных областей, больших районов, надпорядковых тектонических элементов; IV – глобальный (надрегиональный) – оценка осадочного бас-

сейна в целом, ранжирование бассейнов по перспективности.

По детальности выдаваемых прогнозом заключений выделим пять классов задач: I — заключение «да — нет», «перспективен — неперспективен», «убывает — возрастает»; II — количественный прогноз (величина или интервал запасов) для углеводородов в целом; III — то же, что и II, но с дифференцированной оценкой ресурсов нефти, газа и конденсата в различных по дебитности пластах, в различных по типам и размерам залежей; V — прогноз масс и условий залегания различных компонентов нефтей и газов.

Глубина прогноза отражает наши представления о закономерных и случайных составляющих изменчивости оцениваемого свойства объекта. При большей изученности, разведанности объекта, увеличении набора параметров многие случайные изменения свойств получают свои закономерные количественные выражения [Кноринг Л.Д., 1980]. Наиболее четко глубина прогноза проявляется при изучении процессов и объектов, которые могут быть описаны суперпозицией гармоник. При заданной плотности наблюдений можно выявить некоторые низкочастотные гармонические составляющие, а воздействие высокочастотных гармоник будет регистрироваться как случайные отклонения. При сгущении сети наблюдений выявляются более высокочастотные составляющие, часть случайных отклонений оказывается вполне закономерной. Ситуация аналогична, когда добавляется новый информативный параметр, когда повышается степень полинома, описывающего изучаемые свойства объекта, и т.п.

Глубина изучения объекта неразрывно связана с масштабностью самого объекта. Нельзя говорить о глубине изучения вообще — природа неисчерпаема. Если мы зафиксировали объект, масштабность процесса, тогда можем судить, насколько глубоко мы изучили его свойства, чтобы вести прогноз. Мы можем при определенной изученности детально описать изменение свойств объектов данной масштабности (например, изменение плотности запасов по нефтегазоносным областям) и почти ничего не знать о законах изменения этих свойств внутри самого объекта (например, о распределении запасов в локальных ловушках данной нефтегазоносной области). Для объекта данной масштабности глубина его изучения, совершенство описания изменчивости его свойств некоторой зависимостью могут оцениваться по остаточной дисперсии, по величине несмещенности [Ивахненко А.Г., 1975], по коэффициенту корреляции.

Для характеристики глубины изучения объекта  $\Omega$  удобно использовать разность между коэффициентами корреляции ( $R$ ) и минималь-

ным предельным его значением ( $R^*$ ), являющимся функцией числа исследованных параметров, числа наблюдений, доверительной вероятности. Если  $R > R^*$  с выбранной доверительной вероятностью, связь между параметрами обнаружена (Г. Крамер, 1975 г.). Для оценки  $\Omega$  воспользуемся следующим выражением:

$$\Omega = \sqrt{R(R - R^*)}.$$

При числе наблюдений, стремящемся к бесконечности,  $\Omega$  стремится к  $R$ . При  $R \rightarrow R^*$   $\Omega \rightarrow 0$ , т.е. в этом случае представление о взаимосвязи свойств объекта отсутствует, либо же в генеральной совокупности действительно отсутствует связь между выбранной совокупностью параметров и прогнозируемой характеристикой.

По глубине прогноза разделим задачи на четыре класса, рассчитывая во всех случаях  $R^*$  с доверительной вероятностью 90%:

I –  $\Omega < 0,3$  – «поверхностные» заключения;

II –  $0,3 < \Omega < 0,5$  – глубина соответствует выявлению общих тенденций в изменчивости прогнозируемой величины;

III –  $0,5 < \Omega < 0,7$  – надежные статистические решения;

IV –  $0,7 < \Omega < 1$  – наиболее полное описание изменчивости объекта, зависимости приближаются к функциональным.

При решении задач прогноза любой масштабности может быть достигнута максимальная глубина и детальность исследования. В общем случае при той же изученности это не будет накладывать никаких ограничений на возможность получения соизмеримых по детальности и глубине заключений для другой масштабности, для более мелких объектов.

Между основными характеристиками задач прогноза, методами прогнозирования, целями прогноза, информационной базой, объектами прогноза, процессами, которые изучаются на этих объектах, существует сложная взаимосвязь, показанная на рис. 1.



Рис.1. Взаимосвязь основных элементов нефтегазогеологического прогноза

Так, объекты прогноза и процессы, изучаемые на этих объектах, должны находиться во взаимно однозначном соответствии, обуславливая друг друга. Информационная база предопределяет ту дробность, с которой геологические тела можно разделить на объекты исследования, предельные масштабность и детальность прогноза. Цели прогноза обуславливают выбор методов исследования, масштабность, но в то же время существующие методы и имеющаяся по району информация, в свою очередь, могут корректировать выбор цели, отбрасывать цели, недостижимые в конкретной ситуации, и т.д.

Нефтегазоносность глобальных объектов (осадочных бассейнов в целом) описывается совсем иначе, иными параметрами, отражает процесс иного порядка, чем нефтегазоносность локальных объектов, требует иного информационного обеспечения, позволяет решать существенно отличные задачи. В конкретной ситуации, определяя конфигурацию конкретной задачи, необходимо: учесть взаимодействие перечисленных компонент прогноза; в соответствии с целью работы верно выбрать методы прогноза; определить, с какой группой задач (А или Б) предстоит иметь дело; выяснить, соответствует ли имеющаяся информационная база заданной детальности, масштабности объектов; определить характер и масштабность прогнозируемого процесса и увязать с ним выделение объектов в соответствии с приведенной схемой.

Предварительное определение конфигурации задачи так же важно, как и конкретные приемы расчета и конструирования моделей. Строгих положений, регламентирующих лучшую конфигурацию задачи в конкретных ситуациях, лучшую взаимосогласованность блоков, нет; некоторую помощь в этом могут оказать описанные в данной главе основные положения прогноза.

### **1.3. ОБЩИЕ ПРИНЦИПЫ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ НЕФТЕГЕОЛОГИЧЕСКОГО ПРОГНОЗА**

Прогноз должен базироваться на установленных природных количественных закономерностях. Таких количественных законов в нефтяной геологии пока очень немного. Поэтому при решении задач прогноза необходимо: а) установить закономерности, если не общие, то хотя бы действующие в данной провинции; б) найти корректный способ использования установленных закономерностей для прогноза.

За всю долгую историю развития наука выработала только два пути установления природных закономерностей: а) аксиомы, теоре-

мы и правила выполнения операций уже сформулированы; используя их в некоторой, еще не изученной последовательности, применяя их к иным объектам, получают новую теорему, новый закон; б) формируется набор предположений, рабочих гипотез о существовании исследуемого процесса; тщательно отбирается экспериментальный материал; на нем рабочие гипотезы проверяются, превращаются в установленные количественные закономерности.

Для геологии пока приемлем только второй путь.

Для задач группы А задать рабочую модель, рабочую гипотезу — значит задать вид функции  $F(x, y, z, \theta, u_1, u_2 \dots)$  или задать вид «опорных функций», по терминологии А.Г. Ивахненко, и на экспериментальном материале найти неизвестные коэффициенты этой функции, или наилучшую комбинацию «опорных функций».

Для задач группы Б и частично АП необходимо, кроме модели природного объекта, задать модель поисково-разведочного процесса и найти функцию, описывающую их взаимодействие. По способу расчета итоговых прогнозирующих зависимостей все разнообразие решаемых задач можно условно разделить на задачи аппроксимации наблюдаемых данных, нахождения регрессионных уравнений; классификации. Конечно, уравнение регрессии это и есть аппроксимация наблюдаемых значений, мы же их будем различать по следующим причинам.

Пусть в природе изменение плотности запасов ( $\rho$ ) контролируется тремя переменными  $H, D, T$  и зависимость имеет вид:

$$\rho = aHDT + b \pm \xi.$$

Задача нахождения регрессионного уравнения сводится к выявлению параметров  $H, D, T$ , определению вида этой функции (в примере — произведение параметров) и нахождению коэффициентов  $a$  и  $b$ .  $H, D$  и  $T$  — это параметры, закономерно изменяющиеся в пределах оцениваемого района, картируемые, иначе было бы невозможно использовать их для прогноза  $\rho$ . Значит, каждый из них может быть задан как некоторая функция координат, например с помощью полиномов  $n$ -й степени:

$$H = f_1(x, y); D = f_2(x, y); T = f_3(x, y).$$

Тогда и их произведение ( $\rho$ ) — это тоже полином от  $x, y$ . Следовательно, можно сразу искать функцию, описывающую изменение  $\rho$  от  $x, y$  с помощью сплайн-аппроксимации, полиномов, а зависимость  $\rho$  от  $H, D, T$  рассматривать как некоторый промежуточный результат.

Если в качестве независимых переменных выступают геолого-геохимические характеристики (в том числе и координаты объекта), то следует говорить о задачах регрессии; если только координаты  $x, y, z, t$  — о простой аппроксимации. Несмотря на то, что одна задача сводится к другой, на практике их различия существенны.

Пусть  $f_1, f_2$  и  $f_3$  — полиномы 2-й степени, тогда в соответствии с заданной моделью  $\rho(x, y)$  — полином 6-й степени. Для поиска неизвестных коэффициентов в заданной модели  $\rho(H, D, T)$  нужно не менее 6 точек наблюдения (если  $H, D$  и  $T$  имеют неизвестные показатели степени), а при простой аппроксимации полиномом 6-й степени — не менее 49 точек.

На ранних стадиях проведения работ в районе становятся известны  $H, D, T$ , на более поздних —  $\rho$ . Следовательно, имея зависимость  $\rho(H, D, T)$ , можно корректировать наши прогнозы на более ранних стадиях, чем имея в распоряжении  $\rho(x, y)$ . И наконец, регрессионные зависимости обладают по сравнению с простой аппроксимацией большей объяснительной силой. Простая аппроксимация чаще применяется в задачах группы Б (например, для описания работ во времени), при описании изменения единичных параметров в задачах группы А (например, палеоглубин во времени).

Алгоритмы классификации и поиска регрессионных уравнений применяются при решении одних и тех же классов задач прогноза в зависимости от конкретной конфигурации задачи. Обычно отмечается преимущество задач классификации в выдаче интервальной оценки прогнозируемой величины. Однако интервальную оценку (доверительный интервал) получаем и при решении регрессионных уравнений. В ряде случаев для расчета коэффициентов регрессии требуется на некоторых интервалах иметь более точные сведения о параметрах, чем мы обычно располагаем. Так, изучая связь с различными параметрами величины  $\ln \rho$ , мы можем достаточно точно указать для высокоперспективных участков, каково значение  $\rho$ : 100, 150 или 200 тыс. т/км<sup>2</sup>. А для малоперспективных участков различить плотности в 1, 1,5 и 2 тыс. т/км<sup>2</sup> часто практически невозможно, однако для зависимости, включающей  $\ln \rho$ , эти колебания равноценны, одинаково влияют на расчет регрессионных коэффициентов. В этом случае задачи классификации предпочтительнее. Обычно задачи классификации, особенно по эвристическим алгоритмам, имеют меньшую объяснительную силу, что затрудняет экстраполяцию удельных запасов в малоизученную область значений геолого-геохимических параметров. Удачным оказывается сочетание различных расчетных схем: картирование

единичных параметров с помощью сплайн-аппроксимации или полиномами, классификация объектов (например, разделение участков на перспективные и бесперспективные) и расчет регрессионных зависимостей для отдельных классов объектов (например, изменение плотности запасов для перспективных участков).

Подчеркнем, что методы расчета для задачи конкретной конфигурации должны быть увязаны с остальными блоками прогноза (см. рис. 1). Цель предопределяет методы и расчеты, последние накладывают определенные требования на исходную информацию; процесс, описываемый моделями, предопределяет выделение объектов в разрезе и плане и т.п.

Решение задачи прогноза некоторой обобщенной конфигурации можно представить в виде последовательности операций.

1. Конструируется набор моделей, описывающих процесс нефтегазонакопления и увязывающих изменение прогнозируемой величины с изменением комплекса геолого-геохимических термодинамических характеристик процесса. Модели должны описывать весь процесс в целом, поскольку сравнивать их придется с современным распределением залежей. Каждая модель — рабочая гипотеза, подлежащая проверке.

2. Разыскивается способ выражения параметров моделей через параметры реально измеряемые и картируемые в процессе поисково-разведочных работ.

3. Строго выделяются объекты в разрезе и в плане. Это очень важная операция, предопределяющая чистоту «экспериментального материала», достоверность расчета моделей.

4. Устанавливается степень искажения поисково-разведочными работами наблюдаемой характеристики на изученных участках по сравнению с ее природными значениями. Вносятся коррективы за искажение параметра геологоразведочным процессом, чтобы по возможности изучать природный процесс, исключив систематическое смещение, обусловленное технологией работ, исключив параметры, которые становятся известными лишь после того, как изучена прогнозируемая величина.

5. На совокупности изученных объектов рассчитываются неизвестные коэффициенты моделей, исключаются малоэффективные модели и в результате находятся количественные зависимости, классификационные правила, описывающие размещение запасов УВ в регионе.

6. Для прогноза выбирается или одна из наиболее надежных количественных зависимостей, или совокупность (при многовариант-

ном прогнозе) зависимостей, отвечающих некоторому критерию. В эти формулы подставляются значения исходных параметров оцениваемого объекта и находится прогнозируемая величина.

7. Рассчитывается, какое значение примет прогнозируемая величина при проведении определенных поисково-разведочных работ, т.е. выполняется операция, обратная той, что предусмотрена в п.4. Сначала снимается влияние поисково-разведочного процесса для изучения природных закономерностей, а в заключение учитывается, как эти природные закономерности реализуются в результате проведения конкретных работ.

Главные трудности возникают при переходе от общей схемы к конкретным расчетам закономерностей. Решение перечисленных вопросов базируется на глубоких теоретических исследованиях в области генезиса УВ и методологии прогноза, выполненных А.А. Бакировым, А.И. Богомоловым, И.О. Бродом, Н.И. Буяловым, Н.Б. Васильевым, В.С. Вышемирским, И.М. Губкиным, Г.Е. Дикенштейном, Н.А. Еременко, В.И. Ермаковым, М.К. Калинко, А.Э. Конторовичем, С.П. Максимовым, В.Д. Наливкиным, С.Г. Неручевым, И.И. Нестеровым, Н.Н. Ростовцевым, А.А. Трофимуком, В.А. Успенским и многими другими исследователями. На основе этих разработок сформулируем некоторые общие положения и принципы, облегчающие переход к решению конкретных задач нефтегеологического процесса.

### **1.3.1. Основные положения генетического характера**

1. Положение о региональности процесса нефтегазонакопления, согласно которому залежи и месторождения располагаются в пространстве не случайным образом, а большими или меньшими группами и образуют зоны нефтегазонакопления.

Это положение наиболее полно освещено А.А. Бакировым: «Процессы нефтеобразования и нефтенакпления в течение геологической истории имели региональный характер и развивались при наличии благоприятных условий в пределах обширнейших геологических провинций» [«Теоретические...», 1976, с.41]. В нефтяной геологии оно утвердилось еще с работ И.М. Губкина (1937 г.), который придавал всеобщности процесса нефтеобразования большое значение.

Положение о региональности размещения залежей подтверждается огромным фактическим материалом по миру в целом и по отдельным нефтегазоносным провинциям [«Теоретические...», 1976; Успенская Н.Ю., 1968 г.; Высоцкий И.В., 1973 г.; Максимов С.П.,

1964 г.; Калинин М.К., 1977 г.; Брод И.О., 1964 г.; Наливкин В.Д., 1975 г.; Еременко Н.М., 1968 г.; Ростовцев Н.Н., 1961 г.; Нестеров И.И., 1969 г.; Салманов Ф.К., 1974 г.; Кремс И.К., 1971 г. и др.]

Несмотря на всю простоту и очевидность данного положения, важность его для прогноза трудно переоценить. Это значит, что дискретную величину — запасы единичных залежей — можно при оценке запасов района и области заменить более гладкой, непрерывной функцией, т.е. вести прогноз по плотности запасов; рассматривать плотность запасов района, области не как чисто формальную величину, а как характеристику, отражающую наиболее общие черты геолого-геохимической истории развития нефтегазоносного комплекса в районе.

Таким образом, чисто технический, казалось бы, прием — переход от отдельных залежей к удельным плотностям запасов, широко внедренный в практику прогноза исследованиями Н.И. Буялова и М.А.Жданова и других специалистов, по нашему мнению, отражает фундаментальный принцип нефтяной геологии.

Это положение диктует основное направление исследований в области прогноза. Кроме обоснования возможности изучать распределение запасов углеводородов в земной коре методом удельных (на площадь или объем) запасов, оно имеет еще одно важное следствие: плотность запасов в регионе и характер концентрации углеводородов в ловушках должны быть взаимосвязаны.

2. Положение о формировании залежей углеводородов, утверждающее, что процесс образования залежей — это переход углеводородов из рассеянного состояния в концентрированное.

Большое внимание этому вопросу уделено в трудах многих советских геологов-теоретиков. Наиболее полно он разработан Н.Б. Вассоевичем (1967 г.). Введенное Н.Б. Вассоевичем понятие «микронефти» позволяет подойти к формированию различных статистических гипотез, что очень важно при количественном прогнозе. Механизм, приводящий к формированию залежей, до сих пор толкуется исследователями по-разному. Тем важнее в этой ситуации использование этого принципа для прогноза. Действительно, мы можем построить некоторую статистическую модель, элементы которой — микронефть — ведут себя в соответствии с данным принципом (независимо от того, какой в действительности механизм миграции существует, какие в действительности силы действуют) и изучать, как меняются параметры такой модели (процесса) в зависимости от внешних условий. Такой подход, как известно, является основой статистической термо-

динамики и позволяет получить весьма важные выводы. Интересный результат на этом пути получен В.Г. Кругликовым и др (1973 г.), В.С. Вышемирским (1971 г.).

Принцип формирования, по-видимому, универсален по отношению к генезису нефтеобразования. М.Ф. Мирчинк на Международном нефтяном конгрессе в 1971 г. справедливо заметил, что для неорганической гипотезы вопросы первичной миграции, концентрации УВ из рассеянного состояния столь же актуальны, как и для органической, только, согласно последней, это происходит в пористой и проницаемой среде, а по неорганической гипотезе — в среде практически непроницаемой.

Экспериментальным подтверждением этого принципа является генетическое родство нефтей и рассеянных битумоидов [Неручев С.Г., 1969 г.; Конторович А.Э., 1971 г.; Вассоевич Н.Б., 1967 г. и др.]. Косвенным подтверждением этого принципа может служить и закономерность распределения залежей по величине запасов [Шпильман В.И., 1970].

Хорошо согласуется это положение и с основным геохимическим законом, выведенным В.И.Вернадским, согласно которому основная масса элемента находится в земной коре в рассеянном состоянии. Согласно этому положению, образование промышленных скоплений может начаться только после того, как будет достигнута некоторая критическая концентрация мигрантоспособных углеводородов. Отсюда же следует, что мелких скоплений УВ должно быть значительно больше, чем крупных, и, в частности, распределение залежей по запасам должно описываться убывающей функцией.

Представляется возможным в части генетических посылок ограничиться этими двумя положениями. Не потому, что в области генезиса нефти накоплено мало однозначно решенных вопросов, а потому, что здесь сформулированы положения, в дальнейшем не подвергающиеся анализу, служащие отправными точками количественного анализа. Многие другие важные положения, такие, как наличие определенного интервала температур, в котором происходит интенсивный процесс нефтеобразования, границы этих интервалов, влияние ловушек на размещение залежей, связь типов ОВ с генерацией нефти и газа и др., являются предметом моделирования, предметом расчета количественных зависимостей, которые и призваны отразить комплексное влияние геолого-геохимических параметров на размещение залежей и зон нефтегазонакопления.

### 1.3.2. Положения методологического характера

Геологические явления, процессы – это сложные системы, обладающие свойством эмергентности, т.е. они не сводятся к сумме составляющих их частей, но представляют собой некое целое, обладающее качествами, ни одному из составляющих его не присущими. При заданном уровне масштабности процесса мы по мере его изучения можем бесконечно приближаться к установлению истинных природных взаимосвязей для данного уровня и ничего не знать о свойствах процесса на более низком уровне. Проникновение в глубь природных процессов бесконечно, но бесконечны и наши возможности приближения к абсолютной истине для процессов и объектов заданной масштабности.

Сегодняшние наши знания геологии региона создаются мощными системами наблюдений. А сами эти системы являются гибкими, корректируемыми [Гороховский В.М., 1977 г.], что лишает возможности получить состоятельные статистические оценки (т.е. такие оценки, которые стремились бы к истинным при увеличении плотности наблюдений). Нередко предполагая, что изучаем природные закономерности, мы фактически изучаем свойство геологической системы наблюдений, настолько последняя подавляет эти закономерности. Так, доля мелких структур, мелких залежей в районе отражает прежде всего густоту профилей и плотность скважин, а не природное распределение объектов.

3. Положение о соответствии процедуры выделения объекта изучаемым на этом объекте процессам. Выбор объекта для количественного анализа предопределяется тем процессом, который мы собираемся на этом объекте изучать, а процедура выделения (ограничения) объекта зависит от наших знаний о различных сторонах данного процесса. Примерно так это положение было сформулировано Г.П. Мясниковой (1974 г.) и уточнено позднее при участии автора [Мясникова Г.П., Шпильман В.И., 1975 г.].

Естественно, например, что для изучения палеогеографии важнейшее требование к литологическим объектам – синхронность границ. Для прогноза нефтегазоносности смещение границ объекта во времени не принципиально, но важное значение приобретает наличие покровов, нефтепроизводящего потенциала, коллекторов. Выделить объект, который бы одновременно содержал породы с одинаковыми производящими способностями, с одинаковыми коллекторскими свойствами и был надежно изолирован от выше- и нижележащих пород, невозможно. При выделении объекта упор должен

быть сделан на те его свойства, которые труднее всего учесть в количественной модели. Например, мы можем достаточно полно описать любые перетоки углеводородов в изучаемой системе, но принципы расчета производящих свойств не разработаны. В этом случае объект целесообразно выделить таким образом, чтобы он был однороден по геохимическим свойствам. Тогда в моделях генерирующие свойства будут отражены постоянными коэффициентами, которые удобно рассчитывать именно на таких объектах. В нефтяной геологии сегодня ситуация, обратная описанной выше. Проведены глубокие исследования (Н.Б. Вассоевич, В.В. Вебер, С.Г. Неручев, А.Э. Конторович, Г.Ф. Григорьева, И.И. Нестеров и др.), позволяющие количественно оценивать нефтепроизводящий материал.

А.Э. Конторович предложил достаточно полную и хорошо обоснованную схему такого расчета [Конторович А.Э., 1976]. Теория же массопереноса углеводородов в пористой среде разработана весьма слабо. Поэтому «нефтегазоносный комплекс должен выделяться таким образом, чтобы поступление в него углеводородов извне и отток их в другие толщи были бы минимальны, по сравнению с количеством углеводородов, образующихся в самом комплексе» [Мясникова Г.П., 1974 г.], т.е. объект должен быть заключен между надежными непроницаемым экранами.

Таким образом, объект должен обладать стабильными свойствами по отношению к тому процессу, который мы хуже всего можем описать количественно.

Аналогичные соображения следует иметь в виду и при ограничении объекта прогноза в плане. И.И. Нестеров и В.И. Шпильман (1973 г.) при подсчете прогнозных запасов рекомендуют ограничивать нефтегазоносный район естественными границами, препятствующими перемещению углеводородов (днища впадин, литологические барьеры и т.п.).

4. Принцип искажения геологических параметров сетью наблюдений. Два рода потенциальных ресурсов.

Размеры выявленных структур, месторождений, нарушений и ряд других важнейших геологических характеристик региона зависят от действительного распределения этих величин в природе, и от технических условий их наблюдения (в общем случае от разведочной сети). Выявленные объекты ни в коем случае нельзя рассматривать как случайную выборку из их природной совокупности. Н. Дж. Роуландс и Д. Сэмпи указывают, что месторождения являются функцией чувствительности наблюдений. Проводимые разведочные работы — это

своеобразный фильтр, который делает выборку не случайной. Конкретная методика разведочных работ приводит к пропуску самых мелких месторождений, к неполному выявлению месторождений несколько большего размера и т.п. Наличие разведочного фильтра требует особой осторожности при использовании логарифмическим масштабом для изучения распределения параметров. Левая ветвь плотности вероятностей характеризует в этом случае чаще всего фильтр, а не фактическую встречаемость объектов данного размера в природе.

В принципе речь идет только о том, чтобы при статистическом анализе четко формулировать главный элемент этого анализа — понятие о генеральной совокупности. Если изучается определенное число выявленных месторождений района, то говорить об идеальном законе распределения не имеет смысла. Эти месторождения распределены так, как они распределены: 10 — одного размера, 15 — другого и т.д. Вероятностный смысл задача принимает только в том случае, если рассматривать данные месторождения элементами какой-то большой совокупности и по их параметрам оценивать всю исходную совокупность. Для любой нефтегазоносной провинции легко убедиться, как мало общего в распределении месторождений, открытых до какого-то периода и после этого периода: срабатывает изменяющийся размер фильтра и еще одна важнейшая характеристика данной выборки — она является безвозвратной.

Этот принцип позволяет несколько по-иному подойти и к самому понятию о потенциальных и прогнозных ресурсах. При прогнозе мы вынуждены опираться на уже выявленные залежи как на главный элемент всей схемы. Использование в генетическом методе подсчета прогнозных запасов коэффициента аккумуляции с очевидностью свидетельствует, что и этот метод использует в качестве главной отправной точки открытие залежи. Отсюда количественная оценка запасов четко привязана к проведенной на эталонах сети наблюдений. Потенциальные запасы (в общепринятом понимании) — это те первоначальные запасы, которые будут учтены в данном районе (области, провинции) при условии, что весь он будет разведан в такой же степени, как разведаны эталоны. Эта оценка в ряде случаев оказывается полезной и практически приемлемой. Но если необходимо «заглянуть» в отдаленное будущее, когда сеть существенно «сгустится», когда изменятся наши представления о том, что же целесообразно относить к залежи, а что к непромышленным нефтегазопроявлениям, то здесь уже необходимы существенные коррективы. Очевидно, природа не подстраивалась под наши технические возможности,

и граница «залежь — незалежь» — граница условная, не отражающая процесс нефтенакопления.

Мы можем говорить о запасах региона во всех залежах крупнее  $g_0$  (это потенциальные ресурсы I рода) и о запасах, которые могут быть выявлены, если поисково-разведочный процесс будет ориентирован на выявление залежей с запасами  $g_0$  и больше — потенциальные ресурсы II рода. Потенциальные ресурсы I и II рода, незначительно различаясь по общей величине, существенно различаются по распределению месторождений разного размера. В запасах II рода обязательно будет пропущена часть имеющихся в природе залежей с  $g > g_0$  и выявлена часть залежей, имеющих  $g < g_0$ , что существенно скажется на эффективности работ.

5. О соотношении теоретических положений «точных» наук и собственно геологических наблюдений.

Мы изучаем объекты громадных размеров по сравнению с обычными предметами. Сравним: масса молекулы  $\sim 10^{-21} - 10^{-22}$  г, массы многих обиходных предметов, лабораторных образцов керна  $10 - 10^2$  г, масса осадочного выполнения Западно-Сибирской провинции  $10^{22}$  г. Масса образца керна так же отличается от единственной молекулы в нем, как этот образец от массы осадочного чехла региона. Соответственно образом могут различаться и процессы. Поэтому применение уравнений математической физики для описания геологических процессов требует осторожности, требует согласования полученных теоретических суждений с наблюдаемыми геологическими фактами. Нередко указывается, например, что капиллярные эффекты не позволяют нефти мигрировать в ловушки. Но залежи существуют и образовались из рассеянного состояния. Или совсем недавно утверждалось, что под верхнемеловыми газовыми залежами Западной Сибири, согласно термодинамическим расчетам, не должно быть залежей нефтяных, а они открыты. Во всех подобных случаях можно утверждать лишь одно: строгими уравнениями физики описана неадекватная им геологическая система, неадекватный геологический процесс.

Возможности формул точных наук геолог нередко переоценивает. Ю.Б. Румер, М.Ш. Рывкин отмечают: «В противоположность термодинамике статистический метод позволяет в принципе найти уравнение состояния любой термодинамической системы (хотя из-за трудностей, главным образом математического характера, эта задача для ряда реальных систем: жидкости, реальные газы и т.д. — до сих пор не разрешена)» [Румер Ю.Б., Рывкин М.Ш., 1972 г., с 127]. А вот

мнения специалистов, рассматривающих взаимоотношение термодинамики и биологии. «Таким образом, о принципах термодинамики можно сказать то же, что и о принципах механики: они конструктивны в сравнительно узкой области и теряют эффективность вдали от нее» [Романовский Ю.М., Степанова Н.В., Чернавский Д.С., 1975 г., с 313] и дальше: «Это значит, что ни принципы механики, ни принципы термодинамики не являются на самом деле достаточно общими, существует промежуточная область явлений, описание которых требует особого подхода... Точнее, ни законы механики, ни принципы термодинамики нигде не нарушаются, но в промежуточной области теряют свою конструктивность, т.е. способность описывать явления и предсказывать их. Например, становятся неконструктивными и даже бессмысленными попытки описать систему из многих частиц на языке их траекторий» (с. 322). Конечно, полезно использовать для объяснения геологических процессов физические, химические законы, но не абсолютизировать их.

Как отмечает В.М. Гороховский: «Основой применения методов математической физики в приложениях является здравый смысл» [Гороховский В.М., 1977, с. 38]. Заметим также, что нефтяная геология — это самостоятельная наука, со своей «экспериментальной» базой, важнейшим элементом которой являются фактически открытые залежи нефти и газа и их свойства. Этот фактический материал должен иметь преобладающий вес над любыми теоретическими заимствованиями, и только те из них хороши, которые не противоречат всей совокупности геологических наблюдений.

6. Положение о месте генетических моделей при прогнозе нефтегазоносности.

Прогноз нефтегазоносности сегодня невозможен без формулирования в явном и неявном виде генетических моделей. Проверка такой модели возможна только на окончательном этапе при сопоставлении модели с фактическими залежами нефти и газа. Фактически открытые залежи нефти и газа, их размеры, их пространственное размещение — вот тот решающий эксперимент, который позволяет забраковать модели, но, с другой стороны, залежи нефти и газа — это как раз тот массовый и наиболее достоверный «экспериментальный материал», который позволяет рассчитывать неизвестные коэффициенты модели.

Может ли случиться, что хорошо работающая формула прогноза содержит блоки, неверно отражающие существо генетических процессов?

Для ответа на этот весьма важный вопрос полезно использовать представление о «черном ящике». Можно придумать много различных механизмов, недоступных непосредственному наблюдению, которые бы связали, например, вращение рукоятки с перемещением стрелки по шкале.

Некоторые предположения о механизме, содержащемся в «черном ящике», смогли бы существенно помочь при выводе требуемой формулы. Однако впоследствии может оказаться, что механизм совсем иной, чем мы предполагали. Эффективность сделанных «генетических» предположений заключалась в том, что многие, различные по существу природные процессы описываются одинаковыми математическими зависимостями.

На этом примере можно увидеть одно из принципиальных отличий прогноза нефтегазонасности от теории нефтегазонакопления. Задача прогноза более ограничена, чем теории, - увязать изменение наблюдаемых параметров с изменением прогнозируемой величины. Важным звеном такой увязки являются генетические модели. Верная генетическая гипотеза существенно облегчает прогноз, повышает его достоверность, но верный прогноз не может рассматриваться в качестве решающего аргумента в пользу предположений о процессах в «черном ящике».

Еще раз подчеркнем, что при нефтегеологическом прогнозе ведущую роль должны играть реальные геологические наблюдения, реальное размещение залежей, а различные предпосылки о сущности происходящих процессов лишь облегчают нахождение пути от наблюдаемых параметров к прогнозируемой характеристике, к установлению закономерностей размещения залежей.

#### 7. Положение о наислабейшем звене.

Оно было разработано В.С. Лазаревым, В.Д. Наливкиным и др. (1975 г.). Установлено, что запасы нефтегазонасности провинции определяются величиной одного наиболее «слабого» признака. Например, если запасы зависят от мощности комплекса, температуры и фациальных условий и в каком-то районе зафиксирована минимальная, по сравнению с другими, мощность, то запасы этого района будут находиться в соответствии с функцией запасов от мощности при минимальном значении последней. Величины других параметров безразличны.

С точки зрения количественного прогноза этот принцип позволяет получить довольно приближенные оценки, поскольку не учитываются некоторая «взаимозаменяемость» факторов при процессах

нефтеобразования. Но в ряде случаев данное положение приобретает решающее значение и заставляет даже переформулировать задачу прогноза. Это относится, например, к оценке единичных локальных ловушек. Наличие или отсутствие ловушки играет как раз такую роль наислабейшего звена.

Для прогноза нефтегазоносности можно указать следующие направления наиболее эффективного использования данного принципа: решение классификационных задач, например разделение земель на перспективные и бесперспективные; упрощение разработанных моделей — оставление в них для окончательного счета только наиболее слабых параметров; проверка обоснованности схем прогноза.

#### 8. Принцип неопределенности.

Подсчет запасов любых категорий сводится не только к прогнозу массы углеводородов, но и к прогнозу координат нахождения этой массы (координаты центра масс или контура). Утверждается, что при данной изученности нельзя сколь угодно точно прогнозировать и массу, и координаты нахождения этой массы. В практических задачах увеличения точности прогноза одного из параметров добиваются за счет уменьшения точности прогноза другого. Это объясняет и общеизвестный парадокс: точность подсчета перспективных запасов на единичной структуре оказывается ниже, чем точность подсчета прогнозных запасов в районе. На самом деле это относится только к массам УВ. Координаты перспективных запасов оцениваются намного точнее — с точностью до структуры. Масса же прогнозных запасов может быть сконцентрирована в любой точке (или точках) района. Предсказуемость координат реальных скоплений углеводородов при прогнозных подсчетах очень неопределенна, но за счет этого массу прогнозных запасов удается оценить точнее, чем массу перспективных (проигрывая в точности оценки координат).

Перечисленные положения позволяют понять, почему в той или иной сложной ситуации прогноза предпочтительнее поступать так, а не иначе, понять место исследований по прогнозу нефтегазоносности в ряду других исследований, наметить пути решения основных задач прогноза.

#### 1.4. НАИБОЛЕЕ ЧАСТО ПРИМЕНЯЮЩИЕСЯ МЕТОДЫ ПРОГНОЗА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

В ряде работ, вышедших за последние годы, даны достаточно полные описания наиболее распространенных методов прогноза как у нас в стране [Конторович А.Э., 1976; «Методы...», 1979], так и за рубежом [«Методы...», 1978; Уайт Д.А., Гехман Г.М., 1979 г.].

Цель настоящего краткого обзора — рассмотреть существующие методы прогноза нефтегазоносности с позиций сформулированных выше положений относительно предложенной общей схемы прогноза.

**Метод плотностей запасов на единицу площади или объема** применяется при глобальном, региональном и зональном прогнозах [Буялов Н.И., 1967 г.]. Это задача группы А. В классическом варианте аналогичность оцениваемого и изученного участков задается интуитивно ( $K_{ан}$ ). При оценке данного участка материалом обучения (экспериментальной базой) служит одна точка — эталон. Модель не сформулирована, вернее, у каждого эксперта — своя.

$$\rho_n = K_{ан} \rho_э,$$

где  $\rho_n$ ,  $\rho_э$  — удельные запасы на оцениваемом и эталонном участках;  $K_{ан}$  — коэффициент аналогии.

Поскольку для крупных территорий, по данным М.С. Моделевского [«Методы...», 1979], нефть занимает 0,012 — 0,018%, а газ 0,018 — 0,04% порового пространства пород бассейна, т.е. колебания концентраций не очень велики, опытный эксперт может получить заключение, близкое к истинному, осуществляя глобальный, а иногда и региональный прогнозы. При зональном прогнозе, когда величины концентраций изменяются на два порядка, погрешности в оценке  $K_{ан}$  и выборе эталона непредсказуемы. В классическом варианте метод в последние годы используется не часто [Gess G., Vois C., 1977 г.]. Обычно применяются некоторые методические приемы для расчета  $K_{ан}$ . Если материалом обучения продолжает оставаться один эталон и в его пределах некоторые параметры, признанные существенными для нефтегазоносности, имеют значения  $h_э$ ,  $m_э$  ..., а на прогнозируемом участке  $h_n$ ,  $m_n$  ..., то  $K_1 = h_э/h_n$ ,  $K_2 = m_э/m_n$  [Жданов М.А., Гординский Е.В., 1968; Gess G., Vois C., 1977 г.].

$$K_{ан} = K_1 K_2 \dots K_n = \frac{h_э m_э \dots x_э}{h_n m_n \dots x_n}$$

Здесь модель проступает достаточно очевидно: удельные запасы прямо пропорциональны произведению выбранных параметров. Модель на экспериментальном материале не проверяется. Из ряда работ известно, что связь параметров более сложная. Ситуация, когда в качестве эталона для оценки района служит весь объем «разбуренных» пород в пределах района, описан У.У. Мэллори [«Методы...», 1978]. Предлагается использовать следующее соотношение:

$$\frac{V_{\text{разб}}}{УВ_{\text{изв}}} = \frac{V_{\text{пот}}}{УВ_{\text{неизв}}} f,$$

где  $V_{\text{разб}}$  — объем пород, разбуренных продуктивными скважинами плюс объем пород, вскрытый скважинами, оказавшимися непродуктивными (одной непродуктивной скважине соответствует объем пород, занятый средней залежью);  $V_{\text{пот}}$  — объем неразбуренных пород;  $УВ_{\text{изв}}$  и  $УВ_{\text{неизв}}$  — известный и прогнозируемый объемы  $УВ$ ;  $f$  — коэффициент перспективности.

Модель не сформулирована,  $f$  задается интуитивно. По самой схеме расчета видно, что предполагается прямая пропорциональная зависимость между объемом пород и запасами. Такая же зависимость предполагается, когда рассчитываются удельные запасы на единицу объема коллектора [Уайт Д.А., Гехман Г.М., 1979 г.; Захаров Е.В., 1972 г.]. Однако проверка этого положения, выполненная М.С. Напольским, такой вывод не подтвердила. Связь величины запасов в бассейне с объемом пород, с объемом порового пространства пород нелинейная, поэтому указанные методы отягощены систематической погрешностью в связи с неадекватностью модели изучаемому процессу.

В связи с оценкой ресурсов нефти через объем пород осадочного бассейна Х.Д. Хедберг [«Методы...», 1978] отмечает, что «использование ... величин объемов пород, в сочетании лишь с величинами средних удельных запасов углеводородов, приходящихся на единицу объема, в качестве основы для оценки ресурсов нефти и газа региона является распространенным заблуждением тех, кто проводит оценку».

М.С. Моделевский (1972 г.) предлагает **объемно-статистический метод прогноза**, учитывающий непропорциональное изменение  $Q_{УВ}$  от  $V_p$ ,

$$Q_{УВ} = 10^3 V_p \varphi \rho,$$

где  $V_p$  — объем природных резервуаров;  $\varphi$  — коэффициент концентрации, который в общем случае изменяется при изменении  $V_p$ ;  $\rho$  — плот-

ность запасов нефти, которая оценивается по аналогии со сходными бассейнами, при этом среднее значение в пределах высокоперспективных земель умножается на 2–3, перспективных — на 1–1,5, мало-перспективных — на 0,7–0,3.

В зависимости от выбора эталона и мнения эксперта относительно принадлежности участка к той или иной группе перспективных земель  $Q_{ув}$  изменяется в 4–5 раз. Ряд близких методов корректировки объемной плотности описывают Д.А. Уайт и Г.М. Гехман (1970 г.).

**Метод прогноза по удельным запасам на осредненную структуру, на продуктивную площадь.** Различные варианты этого метода применяются как у нас в стране, так и за рубежом. Пусть  $S^{\bar{}}$  — площадь оцениваемого района;  $S$  — плотность структур (площадь, приходящаяся на одну структуру);  $n$  — число структур;  $m$  — число месторождений;  $\bar{g}$  — средние запасы месторождения;  $k$  — коэффициент успешности разведки. Тогда  $n = S^{\bar{}}/S$ ;  $k = m/n$ ,  $Q = m\bar{g}$ ,

$$Q = \frac{S^{\bar{}}}{S} k \bar{g} .$$

Если  $v$  — доля продуктивной площади района;  $\rho^*$  — удельные запасы в пределах этой площади, тогда

$$Q = S^{\bar{}} v \rho^* .$$

Задача прогноза — оценить  $S$ ,  $k$  и  $\bar{g}$  или  $v$  и  $\rho^*$ . Применение этого метода в реальных условиях базируется часто не на одном эталоне, а на анализе совокупности эталонов. По совокупности эталонов картируется величина  $S$  [Гутман И.С., 1967 г.]. По совокупности эталонов можно рассчитать  $\bar{g}$  и  $k$ . Модель грубо можно свести к прямой пропорциональной зависимости между суммарной емкостью ловушек и потенциальными запасами. Величина  $\bar{g}$  существенно зависит от геологической системы наблюдений; со временем она резко снижается вследствие открытия большого числа мелких месторождений. В связи с тем, что параметры  $k$  и  $\bar{g}$  зависят от геологии района и системы проводимых работ, они более трудно прогнозируются, чем искомая величина потенциальных ресурсов I рода. Вероятно, более корректна обратная задача — прогноз  $k$  и  $\bar{g}$  при заданных  $Q$  и параметрах геологоразведочного процесса.

А.Э. Конторович и В.И. Шпильман [«Методы...», 1979] предложили определять коэффициент аналогии в классическом методе плотностей запасов, используя результаты метода количественных геологических аналогий. Пусть на совокупности эталонов установлена связь

параметров  $x_1, x_2, \dots, x_n$  с плотностью запасов  $\rho = f(x_1, x_2, \dots, x_n)$ , тогда по этой зависимости рассчитаем  $\rho$  для эталонного  $\rho_э = f(x_{э1}, x_{э2}, \dots, x_{эn})$  и оцениваемого  $\rho_{оц} = f(x_{оц1}, x_{оц2}, \dots, x_{оцn})$  участков, тогда

$$K_{ан} = \frac{\rho_{оц}}{\rho_э} = \frac{f(x_{э1}, \dots, x_{эn})}{f(x_{оц1}, \dots, x_{оцn})}$$

Если фактическая плотность запасов на эталоне —  $\rho_{э,ф}$ , то расчетная плотность запасов оцениваемого участка  $\rho_{оц,расч} = K_{ан} \rho_{э,ф}$ .

Здесь при расчете  $K_{ан}$  используются модели, их привязка к совокупности эталонов, строгие расчеты. Область геологической интуиции — назначить для конкретного оцениваемого участка конкретный эталон. Чем теснее связь  $\rho$  с  $x_1, x_2, \dots, x_n$ , тем меньше влияет выбор эталона на  $\rho_{оц,расч}$ . Если же связь слабая, то интуиция геолога может внести существенные коррективы.

**Методы количественных геологических аналогий.** В этих методах реализуется обычно изложенный выше общий подход к решению задач прогноза. Используется количественная зависимость, определенная по совокупности эталонов. Метод применяется при локальном, зональном, региональном и глобальном прогнозах. Это задачи прогноза группы А (АI и АII). Известны две основные модификации метода: расчет зависимостей с помощью регрессионных уравнений [Шпильман В.И., 1979, Нестеров И.И., Шпильман В.И., 1972, Корниенко В.Н., 1976 г. и др.] и решение задач классификации объектов [Холин А.К., 1970 г., Волков А.М., 1968 г., Конторович А.Э., 1972 г., Белонин М.Д., Кноринг Л.Д., 1971 г., Буа К., 1975 г.].

Модели задаются или в виде перечисления наиболее информативных параметров, или на основе построения развернутых генетических моделей [«Методы...», 1979]. Описанию этих методов посвящена настоящая работа. Основное преимущество данной группы методов прогноза состоит в том, что предварительно устанавливаются количественные геологические закономерности в изменении концентрации ресурсов нефти и газа; всегда известна экспериментальная база, на которой эти зависимости выведены. Поэтому допустима проверка любых альтернативных гипотез и проверка влияния любых коррективов в материале обучения. Этими методами в течение последних десяти — пятнадцати лет оцениваются потенциальные ресурсы Западной и Восточной Сибири, производится оценка локальных структур в Тюменской и Томской областях. Количественные аналогии, базирующиеся на распознавании образов, внедряются американскими геологами (К.Буа, 1975 г., Л. Уикс, 1975 г.).

**Объемно-генетический метод.** Наиболее развернутый вариант этого метода дал А.Э. Конторович (1976 г.), который для оценки доли эмигрировавших битумоидов применил известную формулу С.Г. Неручева (1962 г.) и получил в результате такую модель:

$$q_{эм}(L, S) = \frac{2\alpha b S \rho}{\gamma - \gamma_{эм}} \ln \left( 1 + \frac{L}{2\beta} \right),$$

где  $q_{эм}(L, S)$  – удельная масса эмигрировавших УВ;  $S$  – площадь;  $\rho$  – плотность глин;  $\gamma_{эм}$  – содержание гетероэлементов в эмигрировавших битумоидах;  $L$  – мощность;  $b$  – содержание битумоида;  $\alpha$ ,  $\beta$  и  $\gamma$  – коэффициенты зависимости, описывающей изменение содержания гетероэлементов по мощности глинистого пласта.

По этой формуле можно рассчитывать и картировать удельные запасы эмигрировавших УВ и путем умножения на коэффициент аккумуляции находить величину удельных потенциальных ресурсов. В этом подходе в качестве экспериментальной базы для адаптации модели вначале выступает множество лабораторных определений содержания гетероэлементов, что позволяет найти коэффициенты  $\alpha$ ,  $\beta$ ,  $\gamma$ , затем сравнением  $q_{эм}$  и  $q_{пот}$  на эталонах находится коэффициент пропорциональности между этими величинами, именуемый коэффициентом аккумуляции ( $K_{ак}$ ).

Недостаток метода – привязка модели к фактическим изменениям плотности запасов производится с помощью всего одного неизвестного коэффициента ( $K_{ак}$ ); модель имеет, таким образом, мало степеней свободы. Преимущество – максимальная прозрачность формулы, ее объяснительная сила, адаптация на микро- и макроуровнях.

В зависимости от выбора объектов изменяется и набор параметров, используемых для построения количественных зависимостей. Для **глобального прогноза** предложена формула [Нестеров И.И., Потеряева В.В., 1971], увязывающая запасы провинции с объемной скоростью осадконакопления. Материалом для расчета послужили 22 нефтегазоносные провинции. Для **локального прогноза** автором совместно с Г.И. Плавником и др. (1975 г.) разработана миграционно-генетическая методика, учитывающая параметры ловушки и ее нефтесборной площади.

Одна из первых методик оценки локальных структур (методика изоконтактов) Западной Сибири, разработанная Н.Н. Ростовцевым (1964 г.), содержит все основные блоки рациональной схемы прогноза, сформулирована модель процесса (газ выделяется из воды при определенном снижении пластового давления), найден параметр, от-

ражающий этот процесс (положение плоскости контакта газ – вода), модель привязана к фактически открытым залежам, построена карта изоконтактов, по которой и осуществлялся прогноз. Недостаток заключается в том, что модель основана всего на одном параметре – гипсометрии ловушки.

В последующие годы размерность задач локального прогноза (И.И. Нестеров и др., 1976 г., Ф.К. Салманов, 1976 г.) возросла до одновременного использования трех – четырех параметров, а позднее – до 10 – 15.

**Историко-генетические методы.** Развитие работ в области конструирования моделей нефтегазонакопления позволяет рассматривать процесс формирования залежей во времени. Такая задача впервые была описана А.Э. Конторовичем (1978 г.). Сегодня историко-генетический метод привлекается преимущественно для демонстраций сложной многоэтапной истории формирования залежей. Необходимо найти способ адаптации сложной динамической модели к наблюдаемому в регионе распределению залежей нефти и газа, чтобы получить надежный инструмент прогноза.

**Методы кривых освоения** (по терминологии М.С. Моделевского) или историко-статистические методы наиболее широко применяются американскими исследователями. Это типичные задачи группы Б. Используется простая аппроксимация приростов запасов от затрат (А. Запп, 1962 г.), изменения добычи во времени или в зависимости от прироста запасов (М. Хабберт, 1966 г., Н.И. Буялов и др., 1978 г., М.С. Моделевский, 1979 г.). В этих задачах обычно имеем дело с простой аппроксимацией, например, уровней добычи по времени. Понятно, что интегрирование этой функции от  $t = 0$  до  $t \rightarrow \infty$  дает оценку потенциальных ресурсов района. Близкий подход применяется, когда потенциальные ресурсы оцениваются на основе распределения залежей по величине запасов [Кауфман Г.М., Балкер И., Круит Д., 1978 г.; «Методы...», 1979]. Такое использование задач группы Б для оценки величины потенциальных ресурсов эффективно, когда установлены некоторые характерные точки или параметры указанных функций. Например, если в области уже установлен размер самого крупного месторождения, прогноз суммарных ресурсов по зависимости, описывающей распределение залежей по размерам, будет достаточно точным. В малоизученных районах кривые освоения ресурсов прогнозируются с меньшей достоверностью, чем величины самих ресурсов. Поэтому И.И. Нестеров, В.И. Шпильман и др. (1977 г.) рекомендуют рассчитывать эти кривые после оценки потенциальных

ресурсов, используя имитационные модели поисково-разведочного процесса.

Излагая наиболее распространенные методы прогноза, мы не отделили локальный прогноз от регионального, поскольку методологически они близки и различаются в основном наборами используемых параметров. При **локальном прогнозе**, кроме региональных характеристик, оказались информативными и даже заняли ведущее место такие параметры, как газонасыщенность подземных вод (Н.Н. Ростовцев, 1964 г.; И.И. Нестеров и др., 1978 г.), величина нефтесборной площади (В.И. Шпильман, Г.И. Плавник, 1972 г.), история формирования структуры (А.Я. Эдельштейн, 1973 г.) и др.

Однако существует одно принципиальное различие между локальным и региональным прогнозами, недостаточно учитываемое существующими методами. При оценке до бурения единичной ловушки велика вероятность того, что отсутствует сам объект оценки. Прогноз выполняется для небольшого участка, оцениваются небольшие интервалы разреза, поэтому вероятности существования замкнутой формы, коллектора, надежной покрышки меньше единицы и обычно при качественной сейсморазведке составляют  $0,7-0,8$ . Чтобы существовала ловушка, эти три независимых события должны реализоваться одновременно, поэтому вероятность существования ловушки составит  $0,7^3-0,8^3$ , т.е. равна  $0,3-0,5$ . Таким образом, изменение масштабности изучаемого процесса, масштабности прогноза приводит к изменению существа задачи. Поэтому все большую роль для локального прогноза начинают играть методы «прямых поисков», рассмотрение которых выходит за рамки этой книги. Здесь лишь отметим, что очень перспективные разработки в сейсморазведке, электроразведке, гравиразведке, новые методы геохимических съемок, позволяющие выделять «аномалии типа залежь», это все же не «прямые» методы фиксации залежи в недрах, а лишь новые дополнительные, весьма информативные параметры прогноза. Включение этой информации в обобщенные модели нефтегазонакопления, перестройка самих задач с учетом новой информации должны служить основой развития современных приемов локального прогноза.

## ГЛАВА 2

### МОДЕЛИ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ

Рассмотрим две важнейшие для прогноза нефтегазоносности группы моделей — модели, описывающие процесс нефтегазогенерации и нефтегазонакопления, и модели, описывающие динамику тектонических процессов и структурообразование. Динамика тектонических процессов во многом предопределяет размещение зон нефтегазонакопления, а сам процесс формирования залежей необходимо рассматривать в историческом плане. Вообще конструирование моделей нефтегазонакопления невозможно без описания динамики среды, в которой этот процесс происходит. В этом плане основные разработки по нефтегазонакоплению сконцентрированы во второй части главы, а первая служит для них вспомогательной и посвящена количественному описанию тектонических процессов, количественной характеристике динамики среды.

#### 2.1. МОДЕЛИ ТЕКТОНИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ

Прежде всего для нас важен тот факт, что тектонический процесс закономерен во времени: предшествующие этапы развития во многом предопределяют последующие. Большинство исследователей полагают, что движения эти имеют волновой колебательный характер. Н.И. Николаев отмечает: «Движения земной коры проявлялись непрерывно в течение всего новейшего времени: они то усиливались, то ослабевали в соответствии с особенностями наложения движений различных периодов и их интерференцией» [Николаев Н.И., 1972, с. 79]. Ж. Обуэн, изучая распространение орогенеза из эвгеосинклинали в миогеосинклинали, говорит о бегущей волне орогенеза [Обуэн Ж., с. 176, 185]. Такая же бегущая волна, по-видимому, характерна для современных движений и отмечается по материалам повторных нивелировок. Г.А. Иванов наглядно показал, что характер движения реальных участков земной коры может быть описан суммированием двух — трех синусоид [Иванов Г.А., 1967 г.]. И.А. Одесский делает такой важный вывод: «Колебательные движения одного знака обычно охватывают значительные участки литосферы и приобретают форму трехмерных или вытянутых двухмерных волн. Поэтому ... могут быть классифицированы как волновые» [Одесский И.А., 1972 г., с. 7]. Достаточно однозначные

результаты получены и относительно длительности различных циклов и периодов. Так, Н.Ф. Балуховский (1966 г.) выделяет галактический год длительностью 150—180 млн. лет, циклопериод 30—45 млн. лет, макроцикл 8,3—12 млн. лет и еще шесть более мелких циклов.

Следует оговориться, что некоторые исследователи, изучая эпохи тектонической активизации, изменения климата и другие подобные явления, приходят к выводу, например, о длительности эпохи относительно тектонического покоя или относительной активизации. Для волнового процесса это соответствует длительности полупериода, поэтому иногда у разных авторов значения длительности геологических циклов различаются в 2 раза.

Рядом исследователей доказана практическая применимость для прогноза нефтегазоносности выводов, получаемых на основании анализа периодичности геологических процессов. Для Западной Сибири в этом направлении выполнены интересные исследования [Карогодин Ю.Н., 1974 г.; Гурари Ф.Г., 1958 г.; Одесский И.А., 1972 г.; Витязь В.Н., 1977 г. и др.].

Итак, имеются достаточно веские основания в качестве отправного момента при тектонических исследованиях принять, что движения имеют волновую природу, а структурные формы в значительной мере отражают волновую природу тектонического поля напряжений. Исходя из этого, рассмотрим способы количественной характеристики различных сторон тектонического процесса, способы прогноза структурных характеристик геологических поверхностей, закономерности пространственного размещения тектонических элементов в пределах Западно-Сибирского и Волго-Уральского регионов.

Необходимо сделать две важные оговорки, прежде чем перейти к конкретному анализу.

1. Во всех случаях мы рассматриваем перемещения во времени тектонических элементов, а не силы, приводящие к этим перемещениям и изменениям состояния. Вероятно, сила, вынуждающая тектонические волновые колебания, имеет планетарную природу. Именно изменение этой силы должно подчиняться строгим гармоническим законам. Периодичность перемещения может существенно отличаться от законов изменения вынуждающих колебания сил. Это обусловлено тем, что литосфера с термодинамической точки зрения является системой с памятью. В результате каждого воздействия изменяются ее физические свойства (литосфера «запоминает» предыдущее воздействие), поэтому в последующем приложении той же силы может не вызвать строго аналогичных перемещений.

2. Практически любая кривая может быть представлена суммой некоторых гармоник независимо от того, отражает эта кривая сумму некоторых периодических процессов или нет. В этом опасность формального подхода к обработке геологических данных. Поэтому прежде чем перейти к количественному анализу, мы рассмотрим фактический материал и на его основе качественно выясним, с какого рода процессами имеем дело.

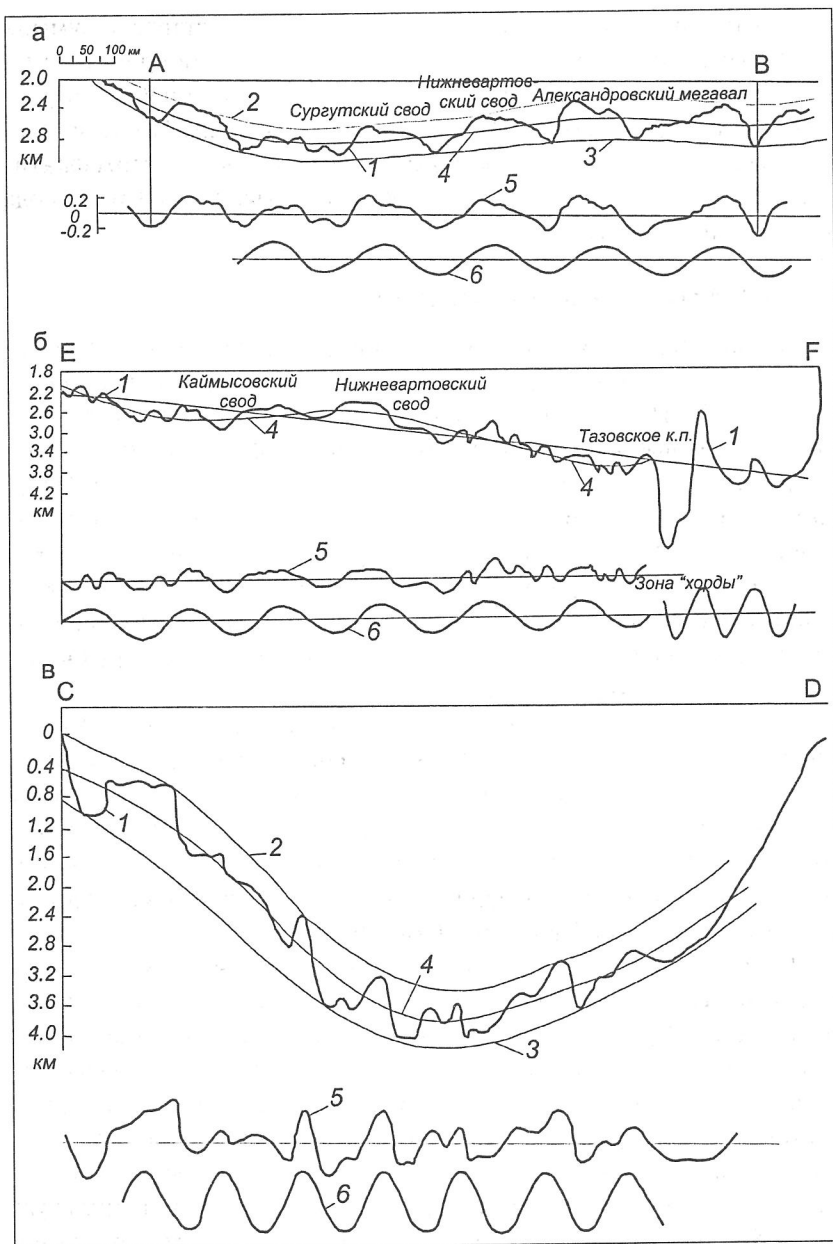
### 2.1.1. Анализ фактического материала

**Анализ профилей.** Рассмотрим поведение надежно картируемых границ на профилях, пересекающих рассматриваемые регионы (рис.2, 3). Последовательность обработки материала следующая. Между двумя выбранными точками рассчитываем положение геодезической прямой и строим профиль, снимая с карты отметки исследуемой границы. На профиле проводим две кривые: одну — огибающую вершины поднятий, другую — огибающую днища впадин, и среднюю линию между ними — региональный фон. Находим превышение картируемого горизонта над региональным фоном и строим профиль отклонений (ниже исходного); для наглядности внизу приводим синусоиду соответствующего периода.

Субширотный профиль по линии *AB* (см. рис. 2, *a*) пересекает шесть поднятий I и II порядков и разделяющие их впадины. Закономерная последовательность этих структурных элементов на профиле распознается однозначно. Длина «структурной волны» 170—200 км; амплитуда 200—300 м. Более крупная волна регионального фона на сравнительно коротком профиле выявляется недостаточно отчетливо, длина ее около 1000 км, амплитуда 500—600 м.

На меридиональном профиле по линии *EF* (см. рис. 2, *b*) эта «структурная волна» (длина 1000—1100 км, амплитуда 600 м) проявляется четко. Кривля заводоуковской серии монотонно погружается на север. Региональный фон образуется линейной составляющей и тысячекилометровой волной, а превышения над ним дают серию поднятий (структуры I—II порядков), следующих друг за другом через 205—280 км, и аналогичную последовательность прогибов. Соответствующая структурная волна имеет длину 205—280 км и амплитуду 200—300 м. Севернее Тазовского куполовидного поднятия резко меняется строение поверхности.

Западная Сибирь по поверхности фундамента — впадина лишь в геологическом смысле, т.е. в средней части ее расстояние от фундамента до центра Земли меньше, чем на обрамлениях. В геометриче-



**Рис.2.** Характер изменения отметок кровли заводоуковской серии в пределах Западной Сибири по профилям АВ (а), ЕF (б), CD (в) (см.рис.15).  
 1 – фактический профиль; 2, 3 – огибающие кривые; 4 – региональный фон; 5 – отклонение отметок от регионального фона; 6 – синусоида

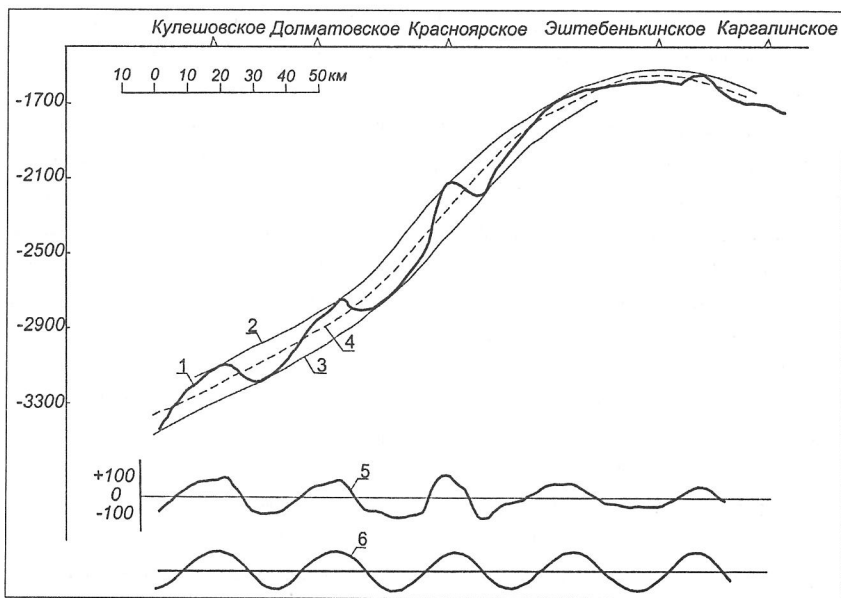


Рис.3. Изменение отметок кровли кыновского горизонта в Волго-Уральской провинции. Условные обозначения см. на рис.2

ском смысле (в прямоугольных координатах) в большинстве пересечений это выпуклый сегмент. В свое время аналогичная особенность строения структурных поверхностей была отмечена Н.С. Шатским для регионов европейской части страны.

Если мы соединим хордой противоположные точки выхода фундамента на уровень геоида (например, на Урале и вблизи Енисея), то поверхность фундамента в Широтном Приобье окажется выше хорды на десятки километров. По мере продвижения на север горные обрамления сближаются, становятся глубже впадины и на широте Щучинского выступа поверхность фундамента оказывается прогнутой и в геологическом, и в геометрическом смыслах (она переходит хорду). Таково же строение и Усть-Енисейской мегавпадины. А далее на север, в районе Ямала и Гыдана, поверхность фундамента плиты вновь залегает выше хорды. Известно, что переход через хорду приводит к изменению знака напряжений, сжатие сменяется растяжением. Вот такую своеобразную зону и пересек приведенный профиль *EF* (рис. 2, б).

Профиль *CD* (см. рис. 2, в) проходит вблизи зоны хорды и с обоих концов ограничен прибортовыми моноклиналиями. Здесь возрастает амплитуда волн, четко фиксируется структурная волна длиной

130–150 км и амплитудой 300–400 м. Региональный фон представлен фрагментом структурной волны, возможно длиной около 2 тыс. км и амплитудой около 2 км.

В пределах Западной Сибири, южнее зоны хорды, устанавливаются три главных направления простирания структурных элементов, которые, возможно, соответствуют положению трех волновых фронтов. Проведенные профили не всегда секут эти направления под прямым углом. Уточнив длину структурных волн по карте, делаем следующие выводы. В различных пересечениях четко устанавливаются структурные волны следующей длины ( $\lambda$ ) и амплитуды ( $A$ ):  $\lambda_1 = 1000$  км;  $A_1 = 500–600$  м;  $\lambda_2 = 600$  км;  $A_2 = 300–400$  м;  $\lambda_3 = 270$  км;  $A_3 = 200–300$  м;  $\lambda_4 = 130–140$  км;  $A_4 = 100–400$  м. Кроме того, на более крупномасштабных профилях намечаются волны длиной  $\lambda_5 = 108$  км,  $\lambda_6 = 80$  км и  $\lambda_7 = 54$  км.

Закономерный характер чередования прогибов и впадин наблюдаем и в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (см. рис. 3). Структурная поверхность кровли кыновских отложений ведет себя весьма закономерно. Пять структурных зон, осложняющих региональный структурный фон, находятся на расстоянии 54 км друг от друга, т.е. однозначно фиксируется «структурная волна» длиной 54 км.

Анализ многочисленных профилей, секущих в различных направлениях Волго-Уральскую и Западно-Сибирскую провинции, показал, что на значительных расстояниях, измеряемых многими сотнями километров, поверхности геологических тел ведут себя весьма закономерно, фиксируется четкое чередование поднятий и прогибов. Обычно суперпозиция четырех гармоник удовлетворительно описывает поведение геологической границы на расстоянии 500–800 км.

**Анализ размещения структурных форм в плане.** Рассматривая структурную карту Западной Сибири (за основу примем карту по кровле заводоуквской серии), нетрудно заметить, что вблизи горных обрамлений выделяются протяженные, относительно крутые моноклинали, образующие внешний пояс плиты (М.Я. Рудкевич, 1969 г.): Березовская моноклираль с уклоном 12 м/км, Тавдинско-Кондинская – 10–11 м/км, Северо-Казахстанская – 13 м/км. Барабинско-Пихтовская – 15 м/км и Покулихинская (Приенисейская) – 25 м/км. На рис. 15–16 направление жирной штриховки соответствует простиранию этих моноклиналей. Простирание противоположных моноклиналей параллельно, а угол между простираниями соседних моноклиналей равен  $120^\circ$ . На месте сочленения этих моноклиналей образуются структуры поперечного простирания (например, Шаимский вал). Зоны эти

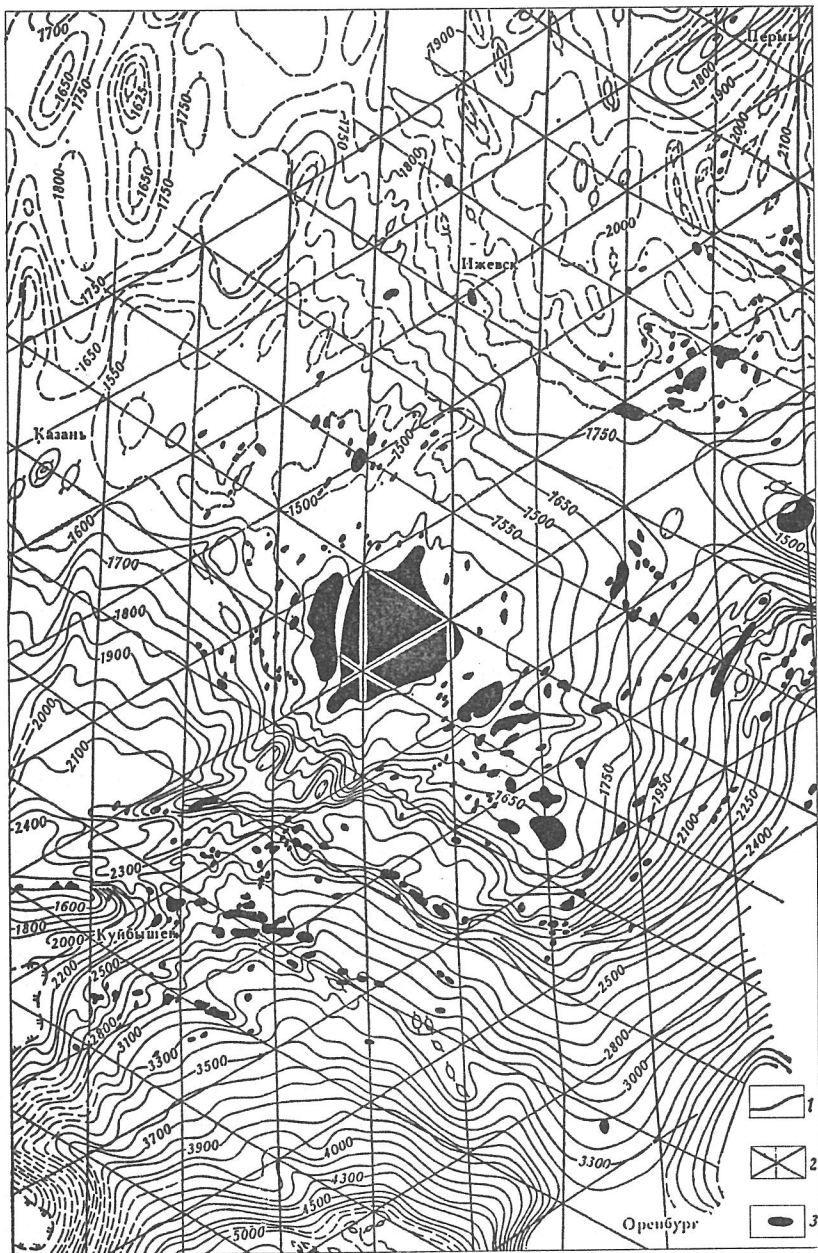
обладают своеобразной структурной характеристикой и названы зонами сочленения.

Простираение прибортовых моноклиналей помогает выделить три главных волновых фронта, параллельных этим моноклиналям.

Простираение прогибов и поднятий внутренней части плиты вблизи прибортовых моноклиналей совпадает с простираением моноклиналей, а по мере удаления отдельные их элементы приобретают простираение других, более близких моноклиналей. На равном удалении от прибортовых моноклиналей наблюдаются крупные изометричные поднятия и впадины. Если эти наблюдения справедливы, то размещение структур в плане должно подчиняться довольно строгому порядку. Согласно анализу профилей расстояние между структурами изменяется закономерно, а анализ поверхности в плане показывает, что простираение структур чаще всего различается на  $120^\circ$ . Если мы наложим друг на друга три системы линий с равными расстояниями между ними и развернутыми друг относительно друга на  $120^\circ$ , то получим гексагональную сеть. Если структуры действительно закономерно располагаются в плане, то при некотором шаге между линиями сеть должна перекрыть структуры с одинаковым простираением, равноотстоящие друг от друга. Наложение такой сети на структурный план по кровле кыновских отложений в Волго-Уральской провинции показано на рис. 4.

Регулярная гексагональная сеть четко наложилась на структурные формы. Башкирский свод, северо-восточный склон Татарского свода, юго-западный его склон, переходящий в моноклираль, осложненную серией валов, подчиняются элементам сети северо-западного направления. При этом расстояние между структурными зонами, осложняющими южную моноклираль, 54 км. Перемещаясь с этим же шагом на северо-восток, мы выходим точно на Башкирский свод аналогичного простираения.

Простираение Пермского свода соответствует другой системе линий, которая развернута к северо-западной под углом в  $120^\circ$ . От линии, соответствующей простираению свода, перемещаемся на юго-восток с тем же шагом в 54 км, через три шага выходим на северо-западный склон вершины Татарского свода, имеющего точно то же простираение; на следующем шаге оказываемся в пределах вершины свода; следующая линия четко задает структурные осложнения и простираение структур II порядка в юго-восточной части свода. Столь же закономерную картину мы видим и в размещении структурных элементов в гексагональной сети в Западной Сибири. Особенно это подчеркива-



**Рис.4.** Наложение гексагональной сети на структурный план кровли кыновских глин в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции: 1 – изогипсы кровли кыновских отложений; 2 – гексагональная сеть; 3 – месторождения нефти и газа

ются северными мегавалами субмеридионального простирания. Отмечается четкое совпадение элементов гексагональной сети с моноклиналими внешнего пояса плиты. В соответствии с этой сетью ограничиваются Сургутский и Нижневартовский своды и их моноклинали, а также ряд других важнейших структурных элементов провинции.

Восстановление гексагональной сети напряжений в обоих регионах еще раз подчеркивает правильность, закономерность в размещении структурных зон в пределах региона.

Приведем некоторые дополнительные материалы, подтверждающие закономерный характер размещения структурных зон в пределах платформы. Так, Н.Н. Ростовцев (1968 г.), В.Г. Лебедев (1959 г.) указывают на согласованность в конфигурации русел различных рек, совпадения направлений рек с простиранием горных обрамлений Западной Сибири и закономерное распределение в пространстве водоразделов. Ю.А. Мещеряков (1965 г.) отмечает в рельефе платформ волнообразные деформации шириной 500 — 600 км.

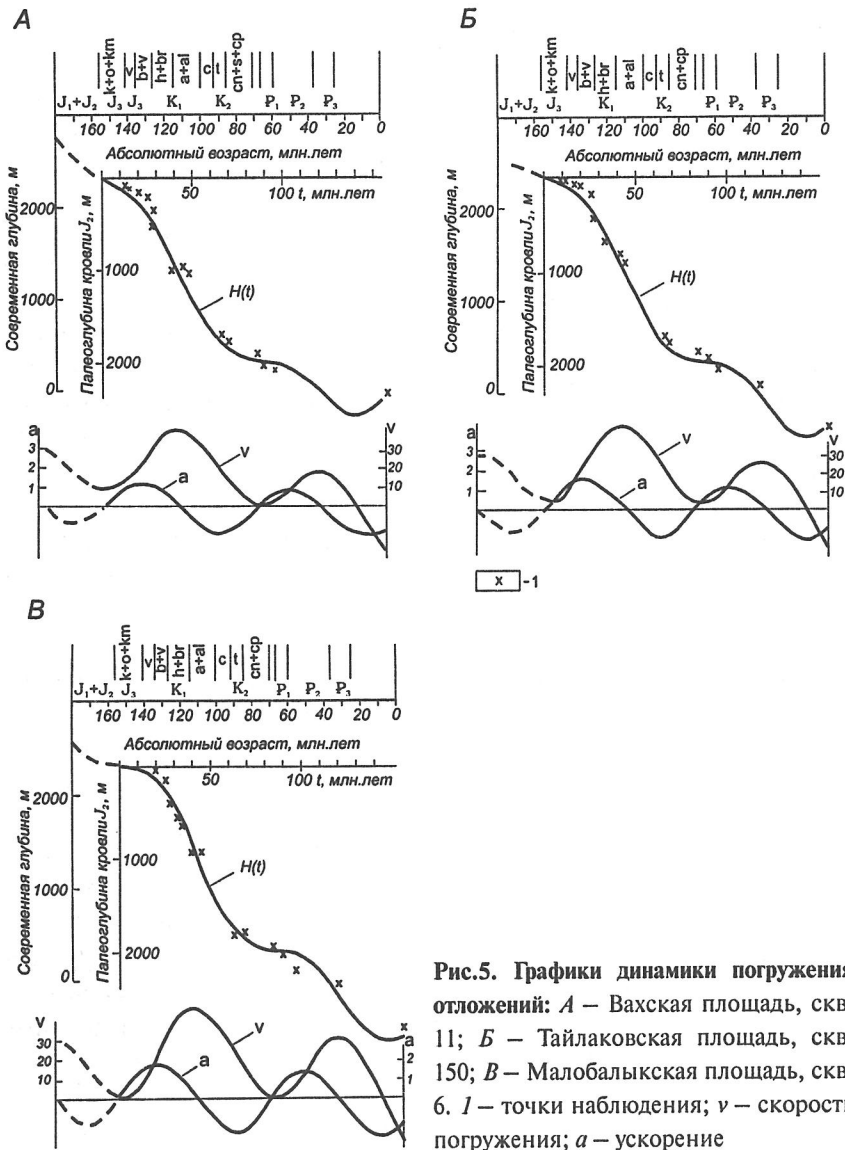
Наша анализ показал, что прямолинейные большие (в сотни километров) отрезки долин крупных рек образуют обычно друг с другом углы, близкие  $120^\circ$ . Если провести три системы параллельных линий, развернутых друг относительно друга под углом  $120^\circ$  с расстоянием между линиями 530 км, то такая гексагональная сеть накроет долины почти всех крупнейших рек СССР. Среднее квадратическое отклонение долин полноводных рек от этой сети составляет всего 50 км при расстоянии между элементами сети 530 км. Оптимальная величина сети была найдена эмпирически и, как видим, хорошо согласуется с данными Ю.А. Мещерякова.

**Анализ динамики погружения.** Для аналитического описания динамики тектонического процесса нами предложено построение следующего графика. По горизонтальной оси откладывается время в млн. лет и соответствующие стратиграфические границы, по вертикальной — палеоглубина (рис.5).

В разрезе скважины выбирается самый глубокий репер (стратиграфическая единица  $\tau$ ) на момент времени  $t_1$  глубина погружения границы  $\tau$  примерно соответствовала расстоянию (мощности  $h$ ) между границами  $t_1$  и  $\tau$ ,  $h_{\tau-t_1}$ . Нанесем на графике точку с координатами  $t_1$  и  $h_{\tau-t_1}$ . Повторим эту операцию для всех  $t_i$ . Получаем совокупность точек, описывающих динамику погружения (палеоглубину) границы  $\tau$ . Важное преимущество таких графиков в том, что произведя параллельный перенос начала координат в любую точку графика с абсциссой  $t_i$ , получим график динамики погружения границы возраста  $t_i$ .

С графиков можно снимать все характеристики, необходимые для создания моделей нефтегазонакопления: время погружения оцениваемых отложений на первые 300 м, соотношение скоростей на разных этапах развития и т.п.

Графики динамики погружения различных участков Западно-Сибирской провинции даны на рис. 6, Волго-Уральской на рис. 7.



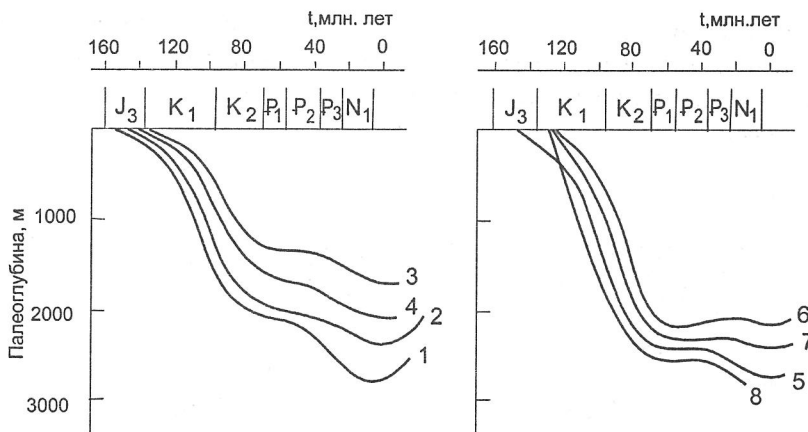


Рис.6. Графики динамики погружения отложений в Западно-Сибирской нефтегазодобывающей провинции. Площади: 1 – Мамонтовская, 2 – Мыльджинская, 3 – Озерная, 4 – Потанайская, 5 – Арктическая, 6 – Русская, 7 – Тазовская, 8 – Паюотская

Анализ графиков погружения Западной Сибири показал, что региональная составляющая погружения описывается частью синусоиды с периодом 400–350 млн. лет и амплитудой, равной примерно  $1/2$  мощности осадочного чехла. График отклонений фактических точек наблюдения от региональной составляющей имеет вид практически идеальной синусоиды с периодом 80 млн. лет и амплитудой около 200 м.

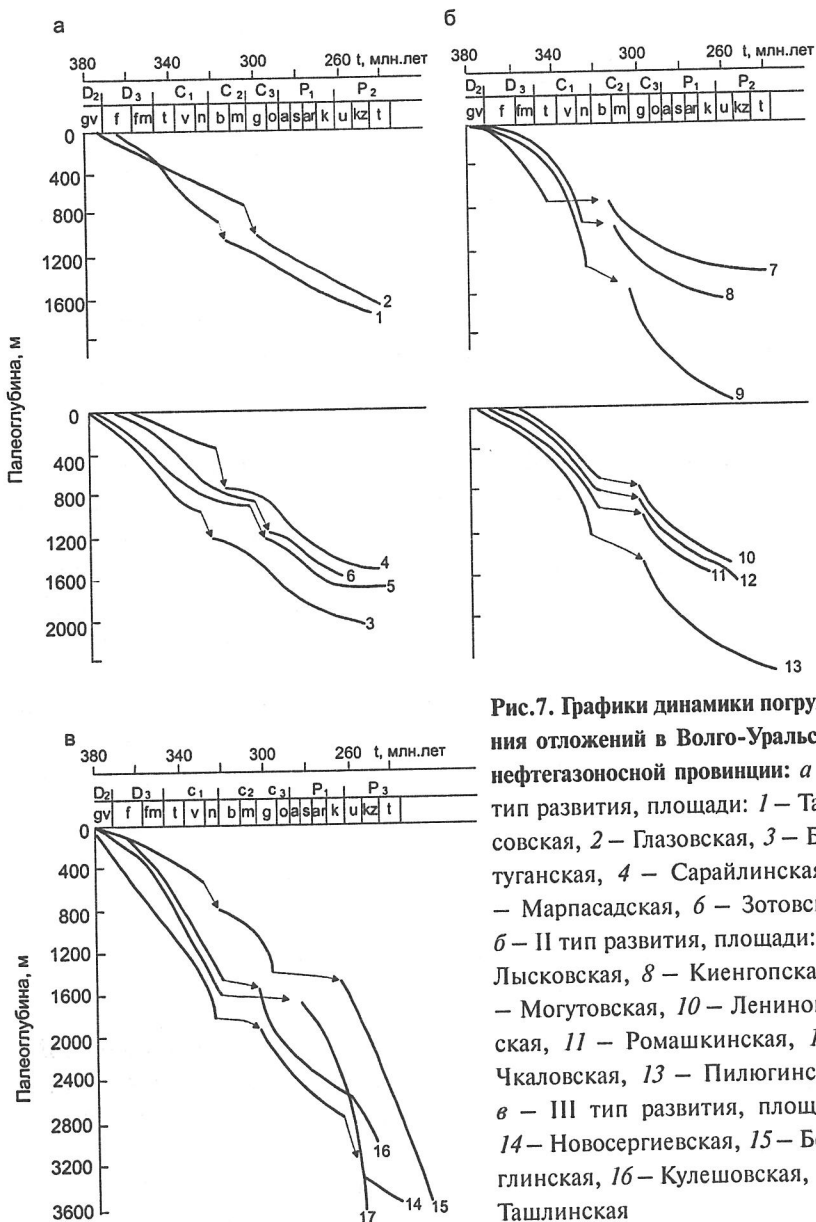
Сумма региональной ( $T_1 = 400$  млн. лет) и локальной ( $T_2 = 80$  млн. лет) составляющих дает график динамики погружения, показанной на рис. 5 жирной линией  $H(t)$ , весьма хорошо совпадающей с фактическими точками наблюдения.

Общее уравнение, описывающее историю тектонического развития участка за весь период накопления чехла, имеет вид:

$$H(t) = B + A_1 \cos \frac{2\pi}{T_1} (t - f_1) + A_2 \cos \frac{2\pi}{T_2} (t - f_2),$$

где  $H(t)$  – палеоглубина анализируемой поверхности на момент  $t$ ;  $B$  – коэффициент, зависящий от выбора анализируемой поверхности;  $A_1$  и  $A_2$  – амплитуды региональной и локальной гармоник, при этом  $A_1$  принимает значения, примерно равные половине мощности осадочного чехла, а  $A_2$  – значения 200–300 м, чаще всего 240 м;  $f_1$  и  $f_2$  соответствуют фазовым сдвигам гармоник и задаются (на основании

расчета) временами, когда региональная (для  $f_1$ ) и локальная (для  $f_2$ ) составляющие характеризуются максимумом прогибания. Время  $t$  отсчитывается от современной эпохи к более древним эпохам со знаком плюс.



**Рис.7.** Графики динамики погружения отложений в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции: *а* – I тип развития, площади: 1 – Тарасовская, 2 – Глазовская, 3 – Байтуганская, 4 – Сарайлинская, 5 – Марпасадская, 6 – Зотовская; *б* – II тип развития, площади: 7 – Лысковская, 8 – Киенгопская, 9 – Могутовская, 10 – Лениногорская, 11 – Ромашкинская, 12 – Чкаловская, 13 – Пилюгинская; *в* – III тип развития, площади: 14 – Новосергиевская, 15 – Белоглинская, 16 – Кулешовская, 17 – Ташлинская

Для разных районов Западной Сибири периоды двух основных гармоник ( $T_1 = 400$  и  $T_2 = 80$ ) остаются практически постоянными, но изменяются фазовые смещения. Региональная составляющая  $f_1$  в Среднем Приобье — 10 млн. лет, в более восточных и северных районах возрастает до 25 — 30 млн. лет, а в западных убывает до 5 млн. лет. Локальная составляющая характеризуется значениями  $f_2$ : в восточных районах 5—0 млн. лет, в Среднем Приобье — 10 млн. лет, на севере — 0 — (-15) млн. лет и на западе 0 — (-5) млн. лет. Карта фазовых смещений позволяет построить любой комплект палеоструктурных карт, анализировать смещения во времени положения структур разных порядков и знаков, выражать все черты тектонического развития региона с помощью строгих формул. Для моделей нефтегазонакопления, кроме уже указанных параметров и таких, как интервальные и средние скорости, ускорения и др., можно с помощью графиков найти еще один обобщенный параметр. Известно, что одной из наиболее обобщенных числовых характеристик энергетики случайного процесса является средняя сумма квадратов его реализаций. С помощью графиков найдем среднюю сумму квадратов палеоглубин от времени накопления анализируемой толщи до современного состояния и будем рассматривать эту характеристику в качестве тектонической напряженности.

Динамика погружения девонских отложений Волго-Уральской провинции существенно отличается от характера погружения отложений Западной Сибири (см. рис. 7). Графики по Волго-Уралу отражают более «жесткий» характер развития. В аппроксимации наблюдаемых значений возможны два подхода: или вводить более высокочастотные гармоники (они, вероятно, играли в Волго-Уральском регионе более существенную роль), или же рассматривать процесс прерывистым, вводить различные характерные задержки и срывы на фоне общей гармонической картины развития. Резкое снижение скорости погружения на каком-то этапе, на фоне общего погружения, вероятно сопровождавшееся воздыманиями, будем называть задержкой. Быстрое погружение в каком-то узком временном интервале, не согласующееся с характером предыдущего и последующего этапов развития, назовем срывом.

На значительных по площади участках территории по графикам выявляется сходство в тектоническом развитии. Формы графиков весьма характерны и разбиваются на три основных типа.

I тип — это графики почти линейные, с одним срывом, приходящимся обычно на средний карбон. Тектоническая напряженность

минимальна, гармонические составляющие практически не проявились. Такой тип развития характерен для западных, северо-западных участков региона (Тарасовская, Глазовская, Марпасадская, Зотовская, Вожгальская, Котельническая и другие площади).

II тип развития характерен для центральной части региона (Ромашкинская, Туймазинская, Нурлатская, Могутовская и другие площади). Важные отличительные особенности этого типа развития — наличие задержки на 10 — 15 млн. лет в среднем карбоне и существенное отличие динамики погружения от линейного закона. При этом, если обе части графика (до задержки и после нее) совместить, ликвидировав период «задержки», получаем график погружения, во многом напоминающий западносибирские. На этом трансформированном графике распознается обычно гармоническая составляющая с периодом 60 — 90 млн. лет. Тектоническая напряженность для участков со II типом развития средняя.

III тип — графики развития с максимальной тектонической напряженностью. Характерны для территорий, примыкающих к Прикаспийской впадине, Предуральскому прогибу и расположенных в пределах самого прогиба (Воскресенская, Белоглинская, Ишимбайская, Ташлинская, Новосергиевская и другие площади). На них часто отмечается несколько срывов или «задержек», сами задержки по длительности аномально велики, главная особенность — нарастающая интенсивность погружения в пермское время.

Статистический анализ фактического распределения нефтеносности терригенного девона по типам разрезов показывает, что наиболее часто залежи встречаются в зонах с тектоническим развитием II типа, при этом чем более интенсивное погружение после задержки, тем более вероятно наличие залежи. Несколько реже встречаются залежи в районах с тектоническим развитием по III типу и совсем редко в зонах с тектоническим развитием, которое отнесено к I типу.

### **2.1.2. Обобщение проведенных наблюдений.**

#### **Моделирование тектонического процесса**

Волновой характер погружения региона в каждой точке подтверждается как описанными выше фактами, так и многочисленными наблюдениями над периодичностью изменения свойств пород по разрезу. Л.Д. Кноринг, анализируя изменение по разрезу пористости, нерастворимого остатка, карбонатности и содержания ОВ в разрезах различного возраста и приуроченных к разным геоструктурным элементам, выявил следующие гармоники: 175 — 300; 100 — 140, 55 — 95,

30—50; 15—20 м. На связь между периодами таких ритмов и геотектонической активностью обращал внимание А.Б. Вистелиус (1963 г.).

Совместное рассмотрение изменений геологической поверхности на профилях и в плане и динамики погружения границы во времени позволяет предположить, что они являются результатом проявления различных форм волнового процесса. Вероятно, существуют три волновых фронта, развернутых друг к другу под углом около  $120^\circ$ . По нормали к каждому фронту распространяются напряжения, периодически изменяющиеся во времени, которые можно описать суперпозицией небольшого числа гармоник (2—4). Длины этих волн равны десяткам и сотням километров, периоды — десяткам — сотням миллионов лет. На графиках динамики погружения фиксируется (с помощью мощностей) как бы запись этого волнового процесса во времени, а в плане и на профилях — мгновенная интерференционная картина трех волновых фронтов.

Если действительно верна предпосылка о волновой природе структурных поверхностей, то, задавшись некоторым набором гармоник и рассчитав их интерференцию, можно получить поверхность, близкую к некоторой реальной структурной поверхности. Серия таких построений выполнена для Среднего Приобья. В основу реконструкций положены элементарные исходные посылки для того, чтобы исключить или свести до минимума элемент подтягивания реконструируемой структурной поверхности к реальной. Исходные предпосылки и способ расчета заключаются в следующем.

1. На реальной структурной карте по сейсмогоризонту «Б» выделяются три системы прогибов, впадин, развернутых по простиранию друг относительно друга на  $120^\circ$ . По днищам этих впадин проводятся три линии, которые затем используются в качестве начала отсчета (нулевых) для восстанавливаемой интерференционной картины. Проведением этих трех линий и ограничивается вся привязка модели к реальным условиям. Параллельно нулевым линиям разбивается гексагональная сеть с равномерным произвольным шагом.

2. Каждая система параллельных линий именуется волновым фронтом. Допустим, что каждый волновой фронт состоит всего из двух гармоник с амплитудами  $A_1, A_2$  и длинами  $L_1, L_2$ .

Тогда на расстоянии  $x$  км от нулевой линии перемещение  $z_1$ , обусловленное данным волновым фронтом 1, можно выразить:

$$-z_1 = A_1 \cos \frac{2\pi}{L_1} x + A_2 \cos \frac{2\pi}{L_2} x .$$

Для расчета вертикального перемещения точки, обусловленного всеми фронтами, получаем:  $z = z_1 + z_2 + z_3$ .

3. Из анализа гексагональных сетей и профилей находим, что длины наиболее часто встречающихся «структурных волн» 27, 54, 81, 108, 162, 216 км и т.д. Выберем (достаточно произвольно) для фронта, простирающегося с севера на юг и для фронта с простираением северо-запад – юго-восток волны длиной 54 и 216 км соответственно с амплитудами 50 и 100 м, а для фронта с простираением юго-запад – северо-восток волны длиной 54 и 162 км с амплитудами 50 и 100 м.

4. Для каждой линии сети рассчитаем  $z_i$  (они в сотнях метров подписаны по краям планшета), а для каждой точки пересечения сети найдем величину суммарного перемещения, складывая  $z_1, z_2, z_3$  (рис. 8).

5. По расчетным точкам обычным способом строим карту в изолиниях (рис. 8).

Сопоставляя полученную интерференционную картину с реальной структурной картой, отмечаем следующее.

1. Элементарные предпосылки позволили создать сложную структурную поверхность, содержащую все обычно встречаемые элементы: своды, впадины, прогибы, моноклинали, валы, структурные носы.

2. Имеется ряд сходных черт с реальной структурной картой региона. Совпадают расстояния, размеры и взаимоположения основных структурных элементов: Сургутского и Нижневартовского сводов, Юганской впадины, Ярсомовского прогиба, Салымской и Правдинской структурных зон и др. Намечено положение Варьеганского вала, характерной седловины между Сургутским и Нижневартовским сводами. Отмечается определенное сходство в конфигурации основных структурных элементов. Так, Сургутский свод имеет четкое субмеридиональное ограничение с характерным структурным носом, вдающимся в Ханты-Мансийскую впадину. Характерно ограничение центральной части свода изогипсами юго-восточного и северо-восточного простираений, образующими форму близкую к треугольнику. Отрисовывается Ларь-Еганский вал, придающий Нижневартовскому своду характерную форму, и др.

Конечно, ряд особенностей реального структурного плана не отражен в интерференционной картине. Но сходство в размерах отдельных элементов, их конфигурации поразительны по следующей причине: реальная гексагональная сеть для такой большой площади, как показанная на планшете (более 100 тыс. км<sup>2</sup>), не изображается прямыми линиями, здесь становятся существенными картографические



искажения; амплитуды волн выбраны весьма приближенно; в каждом фронте использовано всего две гармоники; сделано произвольное допущение о совпадении фаз.

Рассмотрим взаимосвязь параметров волнового процесса, отражающегося в короблении структурной поверхности с параметрами динамики погружения границы в конкретной точке плиты. Для этого необходимо ввести некоторое предположение о характере процесса осадконакопления. Пусть имеется компенсированное осадконакопление и данный участок регионально погружается со скоростью  $v$ . Скорость регионального погружения  $v$  — не обязательно константа, в частности, сама может быть гармоникой с бóльшим периодом, чем та, которая рассматривается на данном участке. Пусть вдоль профиля распространяется одна волна тектонических напряжений длиной  $\lambda$  и периодом  $T$ .

Тогда глубину  $H$  любой границы, время образования которой  $\tau$ , на момент времени  $t$  в данной точке профиля  $x$  при скорости регионального погружения  $v$  можно выразить уравнением

$$H(\tau, x, t) = v(t - \tau) - A \left[ \sin 2\pi \left( \frac{x}{\lambda} - \frac{t}{T} \right) - \sin 2\pi \left( \frac{x}{\lambda} - \frac{\tau}{T} \right) \right]$$

(при  $t = 0$  в точке  $x = 0$   $H_t = 0$ , т.е. отсчет времени от момента образования границы  $\tau$ ).

Если в этом уравнении  $x$  и  $\tau$  принять постоянными, то получим формулу, описывающую динамику погружения данной границы  $\tau$  от времени в конкретной точке профиля  $x$ , т.е. формулу, описывающую график динамики погружения.

Действительно, в этом случае величины  $x/\lambda$  и  $\tau/T$  постоянные,  $H$  — палеоглубина границы  $\tau$  и

$$H(t) = v(t - \tau) - A \sin 2\pi \left( C - \frac{t}{T} \right) - B$$

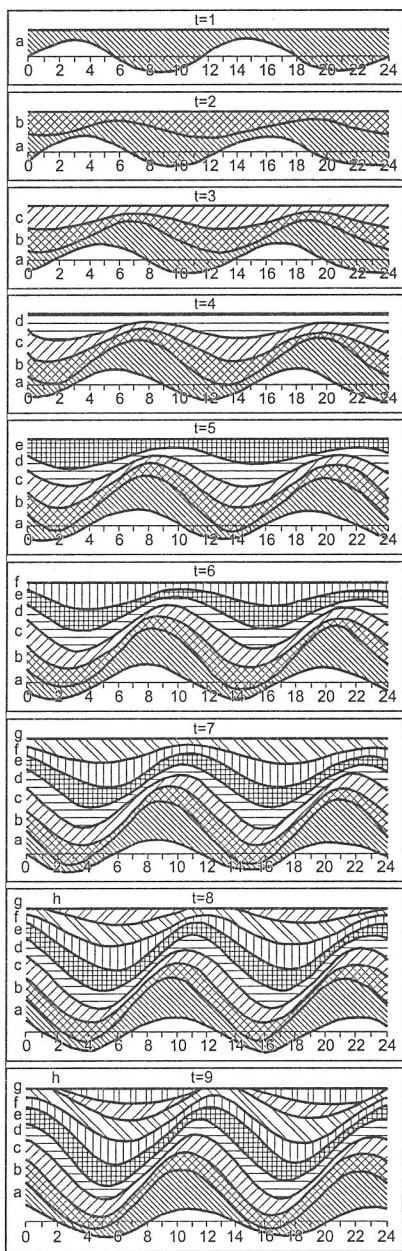
(здесь обратная система отсчета времени).

Два последних уравнения отражают связь структурных характеристик района и динамики тектонического процесса. Графическое изображение этих зависимостей в виде серии последовательных стадий погружения показано на рис. 9. Это схематическая модель осадконакопления в условиях волновых колебательных движений. Сразу оговоримся, одна гармоника на профиле отражает процесс весьма приближенно. В реальных условиях за счет волн с других фронтов, за счет того, что каждый фронт — это не одна гармоника, а три-четыре,

образуются волновые пакеты, стоячие волны и т.п.

Два крайних случая: координаты свода остаются строго неизменными во времени и свод перемещается на место впадины — вероятно, встречаются одинаково редко. Однако смещение свода, его блуждание — явление весьма распространенное, характерное, одно из свидетельств волнового процесса.

График (рис.9) построен следующим образом. Для каждого рисунка в серии разность времен 1 млн. лет. За это время нижняя граница опускается на  $\nu t$  метров, а абсолютная поверхность осадка остается неизменной (компенсация). Так образуется слой, соответствующий 1 млн. лет времени накопления осадков. Через 1 млн. лет точки максимального воздымания и прогибания нижней границы смещаются по профилю вправо на расстояние  $(\lambda/T)t = \lambda/T$  км. Вышележащие слои пассивно отражают эти перемещения (мощность их сохраняется), а осадки самого верхнего слоя компенсируют образовавшиеся неровности дна. В общем это классический палеоструктурный анализ, только привлеченный не для расшифровки истории формирования структурных поверхностей, а для их создания по заданной посылке, что нижняя граница подчиняется волновым движениям. Нетрудно видеть, что последние



**Рис.9. Моделирование истории накопления отложений и формирования структур с помощью волновых процессов**

профили весьма похожи на реальные. Наверное, в ряде случаев мы бы не протянули границы так, как в модели, а показали бы фациальные и литологические замещения, но в данной ситуации явно бы ошиблись. Границы, разнящиеся по возрасту на  $T$ , будут действительно подобны (как подошвы баженовской и кошайской свит в Западной Сибири), а промежуточные могут залегать с ними существенно непараллельно за счет волновой природы тектонического процесса. Очень любопытен следующий факт. Интенсивность колебательных движений нижнего горизонта остается постоянной на всех этапах. А структура вверх по разрезу затухает. И затухание это зависит не от роста самой структуры, а от скорости регионального погружения. На первом этапе скорость задана выше, чем на последующих, а на двух последних этапах становится еще ниже. Только этим и контролируется степень затухания амплитуды структуры вверх по разрезу. Следовательно, к нашим традиционным утверждениям, что при выполаживании структурных поверхностей вверх по разрезу происходит замедление роста структуры, следует отнестись, по крайней мере, с осторожностью.

Еще один интересный вывод следует из совместного рассмотрения формулы, описывающей динамику погружения, и модели интерференции волновых фронтов. Обычно на профилях фиксируется больше гармоник, чем на графиках динамики погружения. Если это единый процесс, то откуда же дополнительные волны? Представим себе поверхность, пересеченную параллельными ложбинами и валами (например, лист шифера). Это мгновенная картина поверхности распространения фронта плоской волны. Через  $0,5T$  прогибы превратятся в валы, валы в ложбины — и т.д. Теперь пересечем эту поверхность профилем. От того, под каким углом ( $\theta$ ) профиль пересечет нормаль волнового фронта, будет зависеть расстояние на профиле между ложбинами и поднятиями. Это расстояние равно  $\lambda/\cos \theta$ . А вот время, которое пройдет, пока на месте ложбины окажется впадина, независимо от положения профиля останется постоянным —  $0,5T$ .

Теперь рассмотрим совместно два волновых фронта, каждый из них представлен гармоникой с периодом  $T$  и длиной волны  $\lambda$ ; угол между ними  $\beta$ , и они пересечены профилем, идущим по нормали одного из фронтов. Изменение отметок профиля будет соответствовать сумме двух волн, одна из них длиной  $\lambda$ , вторая  $\lambda/\cos(90 - \beta)$ , а колебания точек профиля будут все равно происходить с периодом  $T$ , поскольку сумма двух гармоник с периодами  $T$  — это тоже гармоника с периодом  $T$  независимо от фазового смещения гармоник.

Наличие на профиле волн с длиной, кратной двум, свидетельствует о том, что волновые фронты развернуты друг к другу по углом  $120^\circ$  и содержат волны одинаковой длины.

Таким образом, конфигурация структурной поверхности зависит от длин волн и не зависит от их периода, а динамика погружения границы — только от наличия волн с различными периодами не зависит от их длин. Следовательно, сам факт наличия большего числа гармоник на профилях по сравнению с графиками динамики погружения свидетельствует о существовании нескольких непараллельных волновых фронтов, содержащих часть гармоник с одинаковым  $T$ .

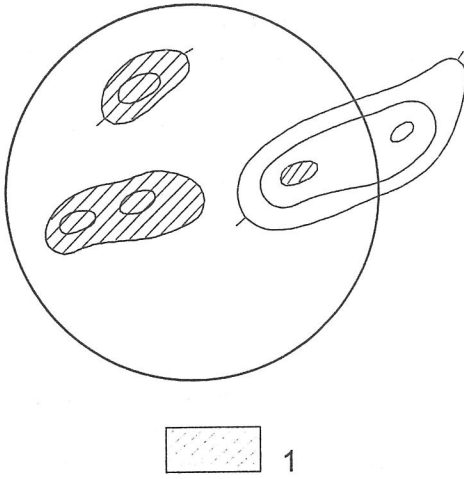
Волновые процессы могут быть привлечены для расшифровки, описания и моделирования всех основных структурных и тектонических свойств изучаемых геологических объектов. Мы воспользуемся этим при построении принципиальной тектонической схемы региона, при задании динамики системы, при прогнозе распределения структур.

### **2.1.3. Использование полученных закономерностей при прогнозе нефтегазоносности**

#### *Оценка и прогноз плотности структур*

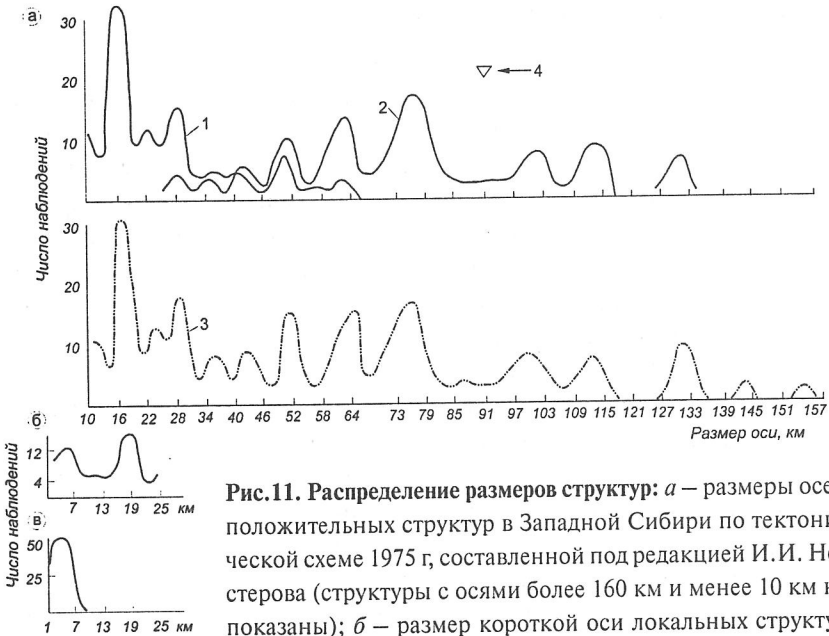
Под плотностью структур понимают нередко две различные характеристики: число структур, приходящееся на единицу площади района, долю площади района, приходящуюся на площадь замкнутых поднятий. Значительная сложность в определении этого параметра связана с отсутствием четкого правила, позволяющего относить поднятия к локальным. В реальных условиях поднятия одного размера осложнены более мелкими куполами, а сами входят в состав более крупных объединенных структур. Чтобы получить одну характеристику, мы зафиксировали площадь и форму участка, на котором замеряется плотность структур, и предлагаем за плотность структур принимать долю (в %) площади кругового эталона, приходящуюся на все несоподчиненные замкнутые положительные структурные формы внутри него. Радиус окружности, описывающий эталон, 37,5 км. Замкнутая изогипса, пересеченная границами эталона, перестает обладать внутри эталона свойством замкнутости.

На рис. 10 показан пример замера площади замкнутых структур внутри эталона. Радиус эталона в 37,5 км определяется двумя причинами. На графике распределения размеров структур (рис. 11) отмечается серия максимумов и минимумов — интервалов, на которых очень редко встречаются замкнутые структуры. Чтобы сократить число



**Рис.10.** Замер плотности структур в круговом эталоне: 1 – учитываемые площади поднятий

случаев, когда структуры будут разрезаться границами эталона, его размеры должны соответствовать зоне «затишья». Другая причина – при таких размерах упрощаются коэффициенты в расчетной формуле. Метод расчета плотности структур для хорошо изученных участков сводится к прямому замеру суммарной площади замкнутых структур внутри эталона и делению этой площади на площадь эталона – 4,4 тыс. км<sup>2</sup>.



**Рис.11.** Распределение размеров структур: а – размеры осей положительных структур в Западной Сибири по тектонической схеме 1975 г, составленной под редакцией И.И. Нестерова (структуры с осями более 160 км и менее 10 км не показаны); б – размер короткой оси локальных структур Надым-Пурской нефтегазоносной области (по горизонту Б); в – размер длинной оси структур I категории в Среднем Приобье. Оси: 1 – короткая; 2 – длинная; 3 – сумма замеров короткой и длинной осей; 4 – рациональные размеры эталонных участков

Для выработки методики прогноза плотности структур понадобятся дополнительные исследования.

Хорошо известно, что по мере увеличения регионального уклона структуры раскрываются, уменьшается их плотность. Получены были и количественные выражения этой зависимости. Однако при одних и тех же региональных уклонах фиксируется довольно широкий диапазон значений плотности структур. Это обусловлено тем, что различные участки характеризуются различной тектонической напряженностью. Оценить эту напряженность мы пытались следующим образом. Данный участок структурной поверхности можно разбить на такие элементарные участки, что поверхность каждого из них с достаточной точностью может быть аппроксимирована плоскостью. Чем больше двугранный угол (рис.12) между этими плоскостями отличается от нуля, тем более напряженна, извилиста структурная поверхность, тем больше предпосылок для появления замкнутых структурных форм. Как показали экспериментальные расчеты, выполненные на разных структурных картах (в платформенных областях), пятиточечная система наблюдений позволяет оценивать достаточно точную величину двугранного угла для эталона площадью порядка 4 тыс. км<sup>2</sup>. Эта система, объединенная с круговым эталоном, образует палетку (рис.13).

Представим себе, что палетка расположена на валу или структурном носу. Тогда центральная точка 0 и точки 1, 2 принадлежат одной плоскости, а точки 0, 3, 4 другой. Координаты точек 1, 2, 3, 4 относи-

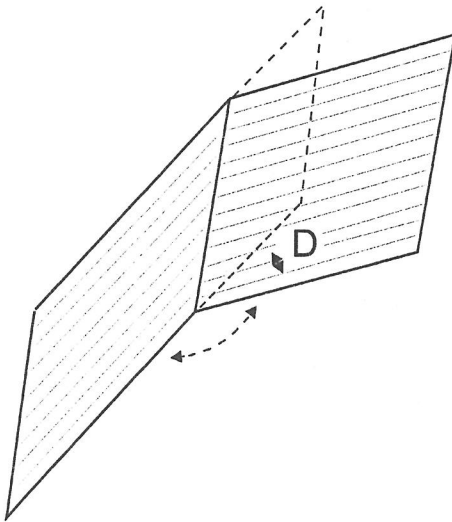


Рис.12. Замер двугранного угла

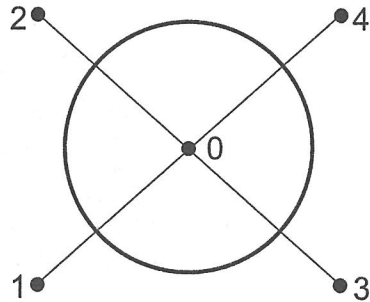


Рис.13. Палетка для замера и прогноза плотности структур

тельно центра зафиксированы. По каждой тройке точек рассчитаем уравнение плоскостей, проходящих через них, и величину угла между этими плоскостями. Условимся замерять на периферических точках не сами абсолютные отметки, а превышения над центральной точкой 0, соответственно  $H_1$ ,  $H_2$ ,  $H_3$  и  $H_4$ .

Тогда, решая уравнения, найдем выражение для значений двугранного угла  $D$  в градусах:

$$D = \frac{\sqrt{(H_2 + H_3)^2 + (H_2 + H_4)^2}}{0,0175\sqrt{2} N},$$

где  $N$  – базис палетки – расстояние от точки 0 до периферических точек, замеряемый в тех же единицах, что и  $H$ .

Точки 1 – 4 должны находиться за пределами кругового эталона, иначе он не будет охарактеризован полностью, т.е.  $N > 37$  км.

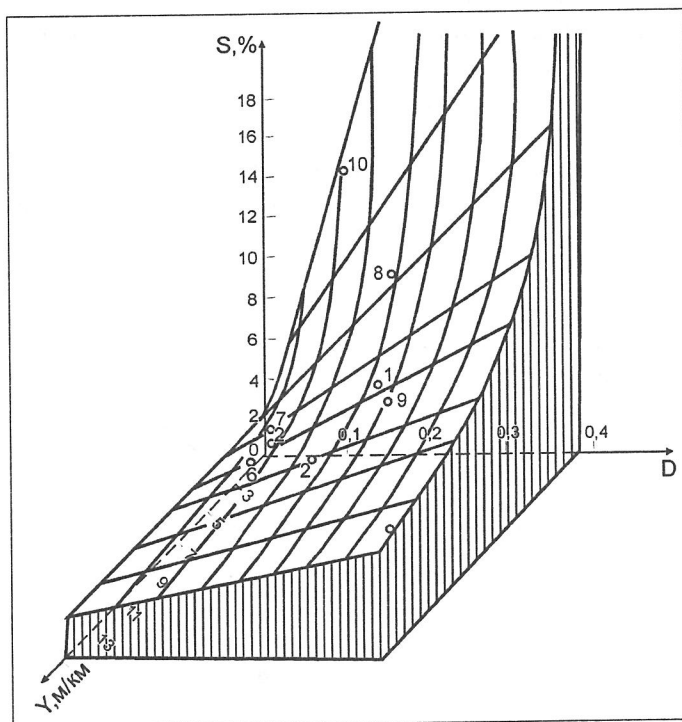


Рис.14. Зависимость плотности структур ( $s$ ) от уклона ( $Y$ ) и двугранного угла ( $D$ ) для Волго-Уральской и Западно-Сибирской нефтегазоносных провинций

Соображения, связанные с удобством дальнейших расчетов, позволяют принять  $N = 40$  км. Тогда, измеряя  $H$  в сотнях метров, получаем окончательную формулу для  $D$ :

$$D = 0,1\sqrt{(H_2 + H_3)^2 + (H_1 + H_4)^2}.$$

Для Волго-Уральской провинции замерены значения  $D$  в 38 точках. В целом изменения величины  $D$  согласуются с величиной тектонической напряженности, определенной по графикам динамики погружения. В районе с минимальной напряженностью (I тип графиков)  $D$  не превышает  $0,1-0,2^\circ$ , в зонах большей тектонической активности (II тип графиков)  $D$  обычно имеет значения до  $0,3-0,6^\circ$  и в третьей зоне (III тип графиков) достигает  $1,5-2^\circ$ .

Рассмотрим совместное влияние на плотность структур двугранного угла  $D$  и уклона  $Y$ . Графически трехмерная зависимость плотности структур ( $s$ ) от  $D$  и  $Y$  показана на рис. 14. Аналитическое выражение этой зависимости оказалось совершенно одинаковым для обеих провинций

$$s = 120 \frac{D}{Y + 1} + 2.$$

Область определения функции:  $(1,2D - Y) < 2$ .

Единство формул, позволяющих прогнозировать плотность структур в двух существенно различных по тектонической активности регионах, — факт весьма любопытный. Значение относительной погрешности равно 15% (для 27 эталонов).

Для Западной Сибири были дополнительно проведены контрольные расчеты  $s$  по восьми участкам, не учтенным при выводе формулы. Относительная погрешность не превысила при этом 20% и составила в среднем 12%.

#### *Принципиальная схема тектонического строения Западной Сибири*

Рассмотрение строения Западно-Сибирской плиты с позиций волновой природы структурного поля показывает хорошее соответствие между расположением различных структурных зон и выявленным волновым полем. Это делает целесообразным при составлении региональных тектонических схем платформ выделять следующие элементы: зону хорды, прибортовые моноклинали, зоны сочленения моноклиналей, зону равнодействия (центральную структурную зону), зону концентрации линейных напряжений и промежуточную

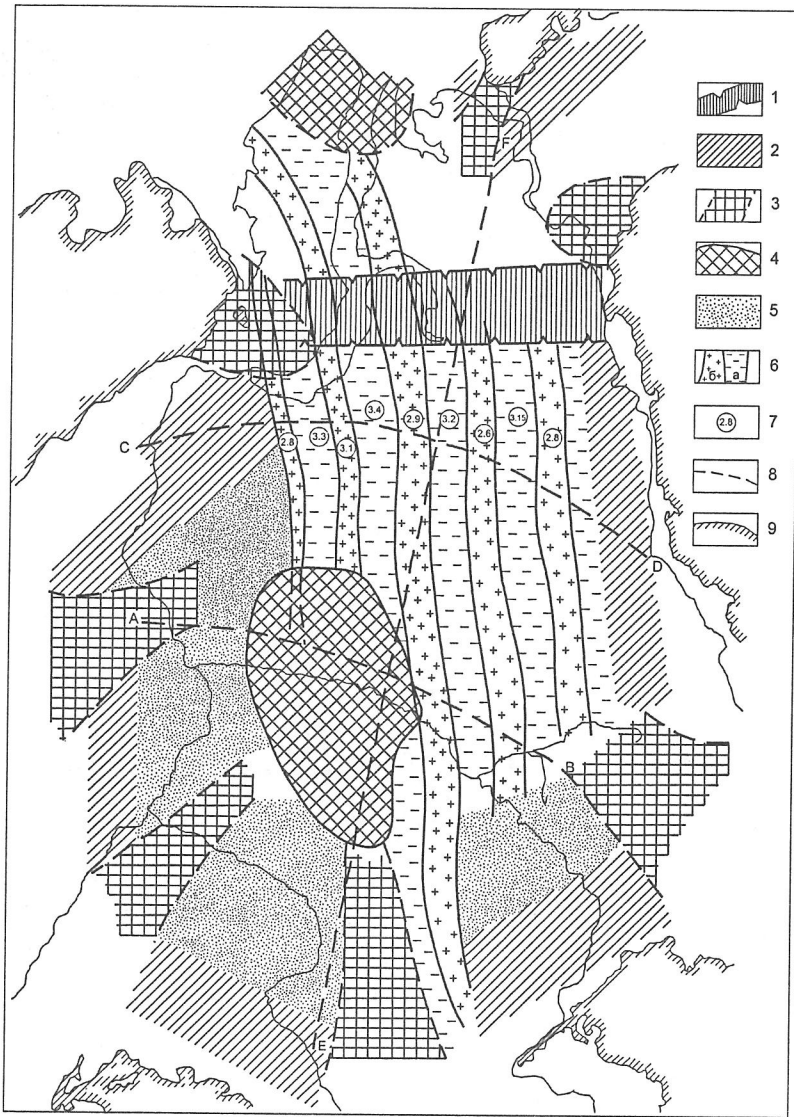
по строению территории — зону внутренних (пологих) моноклиналей и плато (рис.15).

Зона хорды делит плиту на две части — Западно-Сибирскую и Ямало-Гыданскую. В пределах Ямало-Гыданской части плиты также выделяются и прибортовые моноклинали, и зона линейных напряжений. При анализе территорий в высоких широтах трудно учесть все картографические искажения, но здесь, по-видимому, положение волновых фронтов несколько изменяется (хотя угол между ними остается равным  $120^\circ$ ) по сравнению с Западно-Сибирской частью плиты. Нужно заметить, что зона хорды существенно влияет и на изменение строения разреза, разделяя, по-видимому, Западную Сибирь на две субпровинции. При этом в Ямало-Гыданской части плиты выделяется своя зона равнодействия (центральная структурная зона) — это северная оконечность Ямала и прилегающие к ней территории. История формирования и развития таких зон весьма благоприятна (при благоприятных литологических, геохимических факторах) для нефтенакопления.

Применение волнового принципа при тектоническом районировании позволяет выявить существенные взаимосвязи в расположении основных элементов, по-новому оценить историю развития отдельных частей территории, обеспечить прогноз нефтегазоносности территории более надежными тектоническими критериями.

Геотектоническая гипотеза, объясняющая принципиальную схему строения Западной Сибири, должна, по-видимому, включать следующие положения. Развитие территории подчиняется волновым законам. Существуют три основных волновых фронта, каждый из которых — это пакет волн определенной длины и амплитуды. Однозначно установленное смещение зон основных прогибаний и поднятий во времени в региональном плане, изменения и смещения в скоростях роста локальных поднятий связаны с распространением волн напряжений различной длины. Положение волновых фронтов четко согласуется с простираем прибортовых моноклиналей и простираем геоструктурных элементов обрамления.

Волновые напряжения порождаются общепланетарными факторами (изменением положения в галактике солнечной системы, изменением скорости вращения Земли, изменением формы и т.п.) и подчиняются строгим пространственным закономерностям. Случайные, хаотически расположенные очаги возбуждения в мантии не могут объяснить строгих пространственных закономерностей строения территории, превышающей по площади 3 млн. км<sup>2</sup>.



**Рис.15.** Принципиальная модель тектонического строения мезозойско-кайнозойского платформенного чехла Западной Сибири

1 — зона «хорды»; 2 — прибортовые моноклинали; 3 — зона сопряжения моноклиналей; 4 — центральная сводовая область равновесия; 5 — внутренние моноклинали; 6 — зоны линейных напряжений: а — относительно погруженные, б — относительно приподнятые; 7 — среднее значение отметок кровли заводоуксовской серии в пределах линейной зоны; 8 — линии профилей; 9 — граница палеозойского обрамления

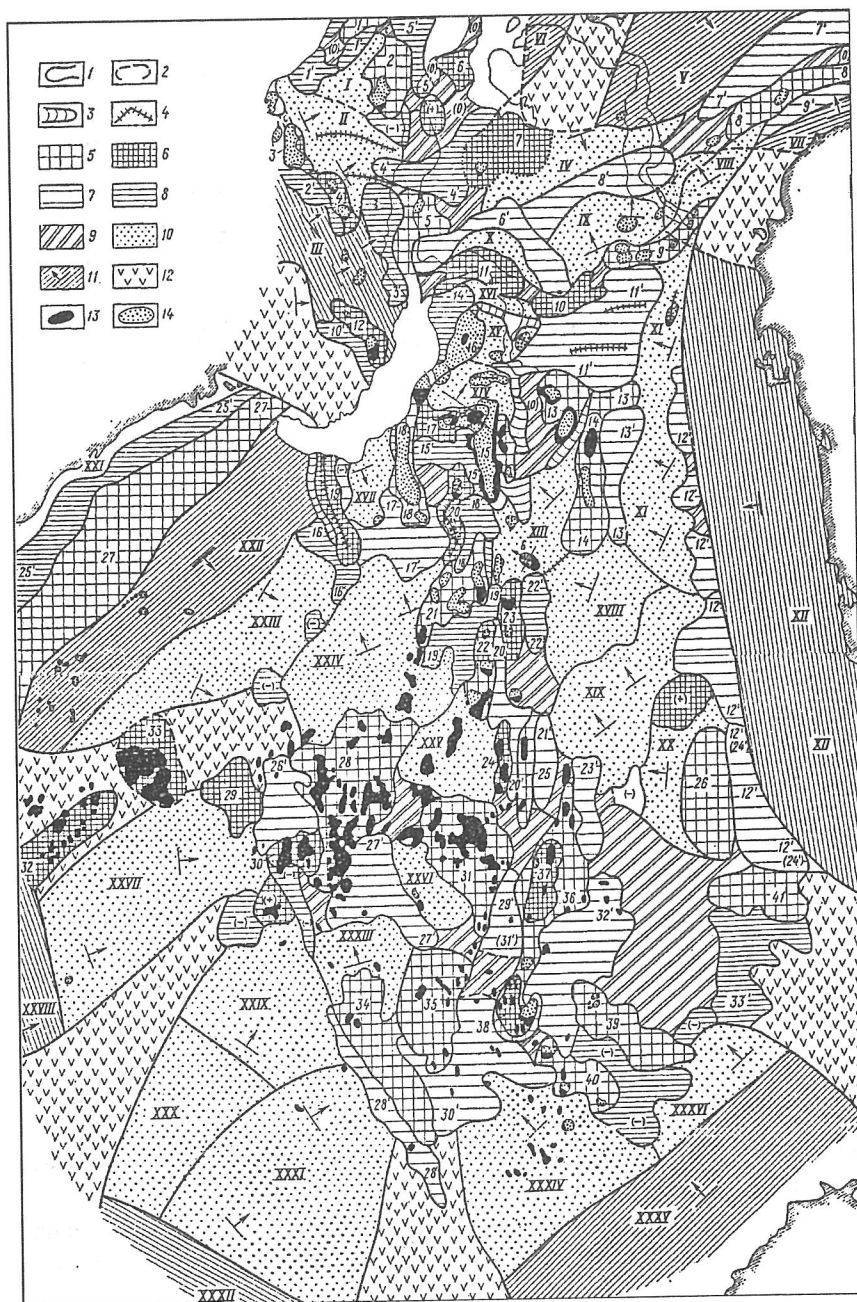


Рис.16. Схема тектоники мезозойско-кайнозойского осадочного чехла Западной Сибири. Составил В.И.Шпильман, 1978 г.

**Условные обозначения к рис.16.:** 1 – границы преимущественного замкнутых тектонических элементов, моноклиналей и седловин; 2 – предполагаемое положение границы, ограничение зон поднятий; 3 – незамкнутые прогибы; 4 – незамкнутые валы и мегавалы; 5 – своды, мегавалы; 6 – валы, куполовидные поднятия; 7 – мегавпадины, мегапрогибы; 8 – впадины, прогибы, незамкнутые прогибы; 9 – седловины, плато; 10 – внутренние моноклинали; 11 – внешние прибортовые моноклинали; 12 – зоны сочленения; месторождения: 13 – нефтяные, 14 – газовые.

**Моноклинали:** I – Тамбейская, II – Бованенковская, III – Южно-Ямальская, IV – Усть-Енисейская, V – Южно-Таймырская, VI – Западно-Таймырская, VII – Пясинская, VIII – Малохетская, IX – Танамская, X – Татаяхинская, XI – Красноселькупская, XII – Пакулихинская, XIII – Губкинская, XIV – Северо-Уренгойская, XV – Ямбургская, XVI – Антипаютинская, XVII – Щучинская, XVIII – Верхнепурская, XIX – Толькинская, XX – Ажарминская, XXI – Саранпаульская, XXII – Березовская, XXIII – Юильская, XXIV – Сургутская, XXV – Вартовская, XXVI – Юганская, XXVII – Кондинская, XXVIII – Туринская, XXIX – Демьянская, XXX – Вагайская, XXXI – Иртышская, XXXII – Северо-Казахстанская, XXXIII – Салымская, XXXIV – Межовская, XXXV – Барабинско-Пихтовская, XXXVI – Парабельская.

**Структуры I и II порядков (цифры на карте): положительные:** 1 – Малыгинский мегавал, 2 – Среднеямальский свод, 3 – Бованенковский вал, 4 – Арктический вал, 5 – Напалковский мегавал, 6 – Зеленомыское куполовидное поднятие, 7 – Таймырский выступ, 8 – Рассохинский мегавал, 9 – Мессояхско-Малохетский мегавал, 10 – Среднемессояхский вал, 11 – Среднетазовский вал, 12 – Новопортовский вал, 13 – Тазовский мегавал, 14 – Часельский мегавал, 15 – Уренгойский двойной мегавал, 16 – Ямбургское куполовидное поднятие, 17 – Песцовский полувал, 18 – Медвежий мегавал, 19 – Ярудейский полумегавал, 20 – Юбилейный полумегавал, 21 – Северный свод, 22 – Вэнгапуровский мегавал, 23 – Айваседопуровский вал, 24 – Варьеганский вал, 25 – Айткульский мегавал, 26 – Ажарминский мегавал, 27 – Хашгортский мегавыступ, 28 – Сургутский свод, 29 – Зенковское куполовидное поднятие, 30 – Салымское куполовидное поднятие, 31 – Нижневартовский свод, 32 – Шаимский полувыступ, 33 – Красноленинская зона поднятий, 34 – Демьянский мегавал, 35 – Каймысовский свод, 36 – Васюгано-Александровский мегавал, 37 – Вахский вал, 38 – Васюганский вал, 39 – Парабельский мегавал, 40 – Пудинский мегавал, 41 – Тымский мегавал; **отрицательные:** 1' – Сеяхинские прогибы, 2' – Арктическая впадина, 3' – Напалковская впадина, 4' – Юрибейская впадина, 5' – Хабияхская впадина, 6' – Среднетазовский мегапрогиб, 7' – Усть-Енисейский мегапрогиб, 8' – Предтаймырская мегавпадина, 9' – Пясинский мегапрогиб, 10' – Новопортовская впадина (Яротинский прогиб), 11' – Большехетская мегавпадина, 12' – Касская система мегавпадин (Единый мегапрогиб), 13' – Часельский (Среднетазовский) мегапрогиб, 14' – Ямбургская впадина, 15' – Уренгойская впадина, 16' – Надымская впадина, 17' – Танловская мегавпадина, 18' – Юбилейная впадина, 19' – Северная впадина, 20' – Вэнгапуровский мегапрогиб, 21' – Айткульская мегавпадина, 22' – Айваседопурская впадина, 23' – Вахская мегавпадина, 24' – Ажарминская мегавпадина, 25' – Ляпинский мегапрогиб, 26' – Тундринская мегавпадина, 27' – Юганская мегавпадина, 28' – Седельниковский мегапрогиб, 29' – Колтогорский мегапрогиб, 30' – Нюрольская мегавпадина, 31' – Колтогорско-Нюрольский мегапрогиб, 32' – Усть-Тымская мегавпадина, 33' – Пайдугинская впадина

Механизм трансформации планетарных факторов в колебательные движения отдельных участков земной коры целесообразно рассматривать в двух модификациях; с учетом и без учета роли вязкого слоя в астеносфере. В первом случае планетарные факторы определяют движение вязкого слоя в мантии, а эти последние вызывают волновые колебательные движения в литосфере. Во втором случае общепланетарные изменения порождают линейные зоны концентрации напряжений в литосфере, а от их напряжения по волновым законам распространяются на окружающие территории. Созданная принципиальная тектоническая схема строения без труда трансформируется в более детальную тектоническую карту, содержащую элементы общепринятого порядка и номенклатуры (рис.16).

#### *Задание динамических характеристик геологического объекта*

Динамика погружения геологической границы в данной точке площади определяется семью параметрами:  $T_1$ ,  $T_2$ ,  $A_1$ ,  $A_2$ ,  $\varphi_1$ ,  $\varphi_2$  и  $B_1$ .  $T_1$  и  $T_2$  постоянны для всех точек района;  $B$  однозначно определяется через другие параметры;  $A_1$ ,  $A_2$ ,  $\varphi_1$ ,  $\varphi_2$  хорошо картируются. Для конкретных скважин строятся графики динамики погружения, находятся эти характеристики и по ним строятся карты. При этом абсолютный возраст стратиграфических границ принимается согласно данным, приведенным на рис. 17. Для воссоздания динамики погружения любой границы в любой точке провинции необходимо подставить снятые с карты значения параметров в приводимые выше формулы.

Такие восстановленные динамические картины или же снятые непосредственно со скважин обеспечивают необходимый «историзм» при моделировании процессов нефтегазонакопления. Они же позволяют получить и обобщенные характеристики процесса, такие как тектоническая напряженность

$$G = \frac{\sum_{i=1}^n (H_i)^2}{n} ;$$

средняя скорость погружения  $v$ ; время, проведенное отложениями на малых глубинах (до 300 м); время, прошедшее после погружения НГК в зону ГФН, и др. Самостоятельный интерес для прогноза имеют и сами по себе параметры волнового уравнения  $A_1$ ,  $A_2$ ,  $\varphi_1$ ,  $\varphi_2$ . Так, с помощью параметра  $\varphi$  легко задается фаза тектонического процесса на момент формирования НГК.

Абсолютный возраст, млн. лет	Стратиграфические подразделения	Оценка абсолютного возраста, по разным авторам					
		по Г.Д.Афанасьеву и др. (1964 г.)	по С.Н. Голубес и др. (1967 г.) Даль Урала	по И.И.Нестерову (1969 г.)	по Н.А. Матвеевко (1971 г.)	по М.В. Муратову (1975 г.)	по И.Ван-Хингу (1976 г.)
10	N <sub>2</sub>	12,6		12,6	9±3	12	
20	N <sub>1</sub>	26		26	25±2	26	
30	P <sub>3</sub>	44		44	37±2	37	
40	P <sub>2</sub>						
50							
60	P <sub>1</sub>	60		60	58±4	60	
70	K <sub>2g</sub>	67		67	67±3	67	
80	K <sub>2sm</sub>			80			70
80	K <sub>2sp</sub>			82			78
80	K <sub>2s</sub>			85			82
80	K <sub>2en</sub>			87			86
90	K <sub>2t</sub>			90			92
100	K <sub>2c</sub>	100		100	95±5	100	100
110	K <sub>1al</sub>			105			108
110	K <sub>1a</sub>			111			115
120	K <sub>1br</sub>			118			121
120	K <sub>1h</sub>			124			126
130	K <sub>1v</sub>			131			131
130	K <sub>1b</sub>			137	137±5	137	135
140	J <sub>3v</sub>	137		143			141
140	J <sub>3km</sub>			149			143
150	J <sub>3o</sub>			154			149
160	J <sub>3k</sub>			160			156
170	J <sub>2</sub>			175			174
180	J <sub>1</sub>			195	195±5	195	
190		195		195			
200							
210	T						
220							
230		240	230		230±10	240	
240	P <sub>2t</sub>						
250	P <sub>2kz</sub>						
260	P <sub>2u</sub>			250			
270	P <sub>1k</sub>						
270	P <sub>1ar</sub>						
280	P <sub>1s</sub>						
280	P <sub>1a</sub>	285	270		285±10	285	
290	C <sub>3g</sub>						
300	C <sub>3k</sub>			285			
310	C <sub>2m</sub>						
320	C <sub>2b</sub>			300			
330	C <sub>1n</sub>						
340	C <sub>1v</sub>						
340	C <sub>1t</sub>						
350	D <sub>3fm</sub>	350	340		350±	340	
360	D <sub>3f</sub>						
370							
380	D <sub>2gv</sub>						
390	D <sub>2ef</sub>						
400							
410	D <sub>1</sub>	410	400		405	410	
420	S						

Рис.17. Абсолютный возраст отложений

## 2.2. МОДЕЛИ НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ

Основные положения существующей ныне теории нефтегазообразования и нефтегазонакопления сформулированы еще в 30-е гг. И.М. Губкиным и развиты многими советскими и зарубежными учеными. Их разработки позволяют перейти к количественному описанию процесса нефтегазообразования с использованием геолого-математических моделей. Первое применение весьма упрощенных моделей в практике прогноза было осуществлено Н.М. Кудряшовой и В.С. Старик-Блудовым (1940 г.) — широко известный вариант объемно-генетического метода. Впоследствии основная модель этого метода была существенно уточнена С.Г. Неручевым (1964 г.), А.Э. Конторовичем (1967 г.). В основу многих теоретических разработок Н.Н. Ростовцева, касающихся прогноза нефтегазонакопления, положена модель выделения углеводородов из пластовых вод (1956, 1964 гг.). Позднее эта модель была математически описана А.М. Волковым [Волков А.М., 1975].

Большинство геолого-математических моделей описывают не весь процесс в целом, от накопления ОВ до формирования залежей, а его отдельные части. Особенно большое внимание уделено генерации УВ. Здесь созданы развернутые математические модели А.А. Трофимук, А.Э. Конторовичем (1965, 1976 гг.), С.Г. Неручевым (1970 г.), И.И. Нестеровым (1969 г.), Б. Тиссо и Р. Пеле (1971 г.). Интересную серию моделей, основанных на разделении изотопов при генерации УВ, предложил Э.А. Галимов (1973 г.). Общая формулировка модели нефтегазонакопления была предложена И.И. Нестеровым (1971 г.). Им показана необходимость упрощения отдельных генетических блоков при переходе от теоретических разработок к прогнозам.

Математические модели, разработанные А.Э. Конторовичем (1976 г.), С.Г. Неручевым (1973 г.), Б. Тиссо (1971 г.), описывают процесс первичной миграции УВ.

Превращение ОВ на стадии диагенеза количественно описывается моделями, предложенными Н.М. Страховым и Э.С. Залманзон. Изменение массы ОВ в катагенезе количественно выражено В.А. Успенским (1970 г.). Процессам миграции УВ в ловушку уделяется внимания меньше. Математическая модель струйной миграции предложена А.Л. Козловым (1975 г.), модель дифференциального улавливания разработана С.П. Максимовым (1964 г.), модель миграции УВ с нефтесборной площади рассмотрена В.И. Шпильманом, Г.И. Плавником (1971 г.), Л.Г. Судатом (1980 г.). Математические модели различных форм миграции УВ предложены А.Э. Конторовичем и др. (1976 г.).

Комплексное описание с помощью геолого-математических моделей процесса нефтегазонакопления предложили В.И. Шпильман, Г.И. Плавник, Л.Г. Судат и др. (1975 г.).

### **2.2.1. Классификация моделей**

На рис.18 в соответствии с перечисленными теоретическими разработками приведена схема превращения РОВ в УВ, сконцентрированные в залежах. Идеальным было бы такое количественное описание процесса, когда для любого момента времени можно было бы каждому блоку схемы поставить в соответствие величину массы данного продукта и эти оценки характеризовали бы сравнительно небольшой объем осадочных пород.

Сегодня можно решать задачу моделирования процесса, отсекая некоторые менее существенные связи, рассматривая процесс поэтапно.

1. По способу описания процесса выделим прямые и обратные модели. В прямых моделях процесс описывается в естественной последовательности (по стрелочкам на рис.18), в обратных – восстанавливается история преобразования ОВ по характеристике РОВ, оставшегося на сегодняшнем этапе, т.е. по современным характеристикам РОВ прогнозируются предыдущие его состояния, модель работает в обратном порядке.

2. В зависимости от объемов, в которых реализуется изучаемый процесс, выделим модели, описывающие макрореакторы и микрореакторы. Например, преобразование ОВ в нефть по схеме Н.Б. Васюковича – это процесс в микрореакторе, каждая частичка ОВ соответствующего состава, достигшая ГФН, будет продуцировать микро-нефть; по схемам генерации В.А. Соколова, И.И. Нестерова в одной части пространства образуется избыток водорода, который мигрирует в более приподнятые части комплексов, где гидrogenезирует ОВ, в результате чего образуется нефть – здесь реактором, в котором происходит образование нефти, служит объем пород, намного превышающий размеры частичек ОВ.

Сопоставление процессов приводит к следующим определениям:

Геологический реактор (ГР) – минимальное по объему пространство, содержащее основное количество исходных и конечных продуктов (состояний) реализации изучаемого процесса.

Микрореактор – ГР, соизмеримый с размером частичек РОВ.

Макрореактор (пространство намного больше) – ГР, несоизмеримый с размером частичек РОВ. Процесс в макрореакторе в прин-



ципе не может быть сведен к какому-то одному процессу в микро-реакторе. В разных частях макрореактора происходят различные микропроцессы, для макрореактора важнейшую роль играет массоперенос вещества. Для описания процесса в макрореакторе необходимо располагать сводными обобщенными его характеристиками.

3. Процесс преобразования ОВ удобно рассматривать поэтапно, в связи с чем выделим следующие группы моделей: модели преобразования ОВ на стадии седиментогенеза и диагенеза, модели генерации УВ, модели эмиграции УВ, модели перераспределения масс УВ в пределах нефтесборных площадей, модели разрушения залежей (см. рис. 18).

4. В серии моделей может быть задано различное исходное (начальное) состояние процесса. Конечное состояние у любой серии моделей прогноза одно – описание количества и состава УВ в залежах. Если начальное состояние процесса задано, то каждая предыдущая группа моделей должна обеспечивать последующую входными данными. Для первой же группы входные параметры должны задаваться. Вернее, так: при конструировании моделей конкретные значения входных параметров нам не нужны, но мы должны знать, что для первой группы моделей они могут быть реально измерены, определены, заданы, иначе вся построенная схема для прогноза потеряет смысл. Например, для обратных моделей заданными являются тип и концентрация ОВ, характеристики битумоидов в изучаемых отложениях – величины, реально измеряемые в лабораториях. На основании решения обратной задачи А.Э. Конторовичу с сотрудниками удалось построить для Сибири серию карт удельных плотностей эмигрировавших УВ. В такой ситуации за исходное состояние можно принять концентрации эмигрировавших УВ и строить модели перераспределения и разрушения.

Можно выделить серии моделей, в которых каким-либо способом задано одно из следующих исходных состояний: а) масса и характеристика живого вещества в бассейне седиментации; б) масса и тип ОВ на стадии седиментогенеза; в) масса и тип ОВ на конец диагенеза; г) плотность генерированных УВ; д) плотность миграционноспособных УВ; е) остаточное ОВ в породе на современной стадии (для обратной модели).

Важно иметь в виду, что, задавшись начальным состоянием модели, мы должны уметь прогнозировать конкретные значения начальных параметров. Эта входная информация для моделей не может быть получена в рамках данной серии моделей. Она должна основываться на прямых или косвенных замерах исходного состояния.

Введем следующие основные обозначения в формулах, описывающих модели нефтегазонакопления:

$c_{ij}$  – исходная концентрация вещества, содержащегося в  $j$ -м типе ОВ и способного генерировать  $i$ -й компонент УВ;

$c^*$  – свободная поверхность реагирующих компонент;

$\rho$  – удельное (в единице объема) количество генерированной микронепти;

$w_{(ij)}$  – удельное по площади количество нефти (для всей мощности комплекса), которое генерировано  $j$ -м типом ОВ, содержащимся в  $i$ -й литологической разности пород;

$g$  – удельное по площади количество эмигрировавшей нефти;

$\hat{g}$  – удельное по площади количество эмигрировавшей нефти, которое могло поступить в ловушки (миграционноспособной);

$\rho_n$  – плотность запасов нефти, содержащейся в промышленных залежах;

$\rho_r$  – плотность газа;

$D$  – фациальный коэффициент (коэффициент «мористости»);

$D^*$  – фациальный коэффициент, взвешенный по глубине или температуре;

$r$  – размер частиц РОВ и породы;

$\tau$  – время, которое породы находились на глубине менее 300 м, в млн. лет;

$t$  – время в млн. лет;

$t_p$  – время разрушения; время, прошедшее после ГФН, в млн. лет;

$h$  – мощность НГК в м;

$h_3$  – мощность экранирующей толщи (покрышки) в м;

$h_r$  – мощность глинистых пород в НГК в м;

$\bar{h}_r$  – средняя мощность прослоя глин для прослоев с  $h_r > 20$  м;

$h_n$  – мощность песчано-алевритовых пород (проницаемых) в м;

$\bar{h}_n$  – средняя мощность песчаных пластов в разрезе;

$h^*$  – рабочая мощность;

$\nu$  – коэффициент песчаности (доли);

$C_{\text{орг}}$  – содержание органического углерода в породе;

$\mathcal{K}_{1-2}$  – доля ОВ, сохранившаяся на стадии катагенеза 2, от его количества на стадии 1;

$\Omega$  – растворимость УВ газов в воде;

$z$  – неотектоническая активность (подъем территории за неоген-четвертичный период) в м;

$\nu$  – средняя скорость погружения НГК с м/млн. лет;

$G$  – тектоническая напряженность:  $G = \frac{\sum_{i=0}^{i=t} H_i^2}{t}$  ;

$n$  – число песчаных параметров в разрезе;  
 $G$  – геотермический градиент;  
 $T$  – температура в °С;  
 $H_k, H_n, H, T_k, T_n, T$  – соответственно глубины и температуры кровли комплекса, подошвы и средней части;  
 $m$  – пористость (в долях);  
 $\beta$  – мощность части подстилающих или перекрывающих НГК глин, из которых в него эмигрировали УВ;  
 $N$  – число глинистых пластов в НГК ( $N_1$  – мощность более 20 м,  $N_2$  – мощность менее 20 м);  
 $K$  – коэффициент скорости реакции;  
 $K_{ак}$  – коэффициент аккумуляции;  
 $K_n$  – коэффициент перераспределения;  
 $K_{вп}$  – коэффициент вертикальных перетоков;  
 $K_э$  – коэффициент эмиграции;  
 $K_c$  – коэффициент сохранности залежи;  
 $s$  – плотность структур;  
 $U = aS$  – вспомогательный параметр;  
 $F$  – площадь района, участка в км<sup>2</sup>;  
 $\eta_d$  – коэффициент литологической проводимости;  
 $\mu$  – коэффициент глинистости (доли).

### 2.2.2. Общая схема модели нефтегазонакопления

Пусть  $c$  – содержание в единице объема породы в момент времени  $t$  некоторого продукта, способного генерировать нефть. За отрезок времени  $\Delta t$  образуется некоторое количество нефти  $\Delta\rho$ . Скорость образования нефти  $\Delta\rho/\Delta t$ . В конкретных геологических условиях эта скорость зависит от концентрации исходного продукта  $c$  в момент времени  $t$  и ряда других параметров, прежде всего температуры, в общем виде от некоторой функции этих параметров  $K_1(T, H, \dots)$ , т.е.  $\Delta\rho/\Delta t = K_1(T, H, \dots)c$ .

За время  $\Delta t$  изменится и концентрация исходного продукта. Он не только может расходоваться на образование нефти, но и распадаться на другие вещества, и в общем виде скорость убыли исходного продукта в момент времени  $t$  будет предопределяться его концентрацией и некоторой функцией от температуры, давления и т.п., т.е.  $\Delta c/\Delta t = K_2(T, H, \dots)c$ .

Процессы распада исходного продукта и генерации им нефти идут одновременно, и оба эти уравнения образуют единую систему.

Рассмотрим дальнейшую эволюцию образовавшейся микронефти. Пусть в момент  $t$  ее имеется в глинистом пласте в количестве  $\rho$ . За отрезок времени  $\Delta t$  некоторая часть ее перейдет в проницаемый пласт (конкретный механизм перехода нас пока не интересует). В результате в проницаемом пласте окажется некоторое количество ( $\Delta g$ ) эмигрировавшей нефти. Какая часть  $\rho$  за единицу времени успеет перейти в пласт, предопределяется многими геологическими факторами, совокупное влияние которых обозначим  $\psi$ .

Тогда, естественно,  $\Delta g = \rho\psi \Delta t$  или  $\Delta g/\Delta t = \rho\psi$ . При  $\Delta t$ , стремящемся к нулю, получаем систему трех дифференциальных уравнений:

$$\begin{cases} \frac{d\rho}{dt} = K_1 c \\ \frac{dc}{dt} = K_2 c \\ \frac{dg}{dt} = \psi \rho \end{cases}$$

Концентрация  $c$  неопределима, это текущая, изменяющаяся во времени концентрация продукта. Но если заданы некоторые граничные условия, например, при  $t = 0$ ,  $c = c_0$  (отсчет времени от момента накопления осадка,  $c_0$  — концентрация продукта на стадии седиментогенеза) или при  $t = t_k$   $c = c_k$  ( $c_k$  — современная концентрация продукта), и определен вид функций  $\psi$ ,  $K_1$  и  $K_2$ , то в уравнениях можно перейти к некоторой фиксированной величине  $c$ , например к  $c_0$ , т.е. к величине, которая может быть реально выражена через другие измеряемые или картируемые параметры. В этом, собственно, и состоит суть обсуждаемой выше проблемы задания исходного состояния модели. Поясним на примере. Пусть  $K_1 = \alpha_1 e^{\alpha_1 t}$ ,  $K_2 = -\alpha_2 e^t$ , тогда

$$\frac{d\rho}{dt} = \alpha_1 e^{\alpha_1 t} c$$

$$\frac{dc}{dt} = -\alpha_2 e^t c$$

Из второго уравнения получаем

$$\int \frac{dc}{c} = -\alpha_2 \int e^t dt; \ln c = -\alpha_2 e^t + A,$$

где  $A$  — постоянная интегрирования.

1. Граничное условие: при  $t = 0$   $c = c_0$ , тогда

$$A = \ln c_0 + \alpha_2;$$

$$\ln c = \ln c_0 + \alpha_2 - \alpha_2 e^t; c = c_0 e^{\alpha_2(1-e^t)},$$

и первое уравнение примет вид:

$$\frac{d\rho}{dt} = c_0 \exp(\alpha_1 t + \alpha_2 - \alpha_2 e^t).$$

Если задача поставлена так, значит исходное состояние модели – концентрация интересующего нас продукта в момент накопления осадка ( $c_0$ ), и мы должны его задать через реально измеряемые параметры, например, через фаціальныы характеристики отложений.

2. Граничные условия: при  $t = 100$  (пусть возраст отложений 100 млн. лет)  $c = c_k$  (остаточное содержание продукта), тогда

$$c = c_k e^{\alpha_2(e^{100} - e^t)}.$$

В этом случае на основе прямых замеров в качестве исходного надо задавать содержание  $c_k$ .

3. Часто  $K_1$  и  $K_2$  описывают скорости генерации и распада не с момента  $t_0$ , а с начала некоторой определенной стадии, например только в катагенезе. Перейдем к новой системе отсчета времени. Если  $t'$  – возраст пород, а  $x$  – длительность их пребывания на стадии диагенеза,  $t = t' - x$ .

Граничные условия:  $t = 0$ ,  $c = c'$  ( $c'$  – концентрация генерирующего нефть продукта в конце стадии диагенеза). Тогда

$$c = c' e^{\alpha_2(1-e^t)}.$$

В качестве исходной нужно задать концентрацию продукта в конце стадии диагенеза. Определение исходного состояния модели становится более сложной задачей. Можно, например, сначала задать  $c_0$  как функцию фаціальныы обстановок, затем смоделировать потери  $c$  на стадии диагенеза. Из рассмотренных примеров ясно, что исходное состояние  $c$  – это или некоторая измеряемая величина, или, что более часто, функция некоторых геолого-геохимических параметров,  $c' = F(\chi_1, \chi_2, \dots)$ .

Если виды функций  $F$ ,  $K_1$ ,  $K_2$ ,  $\psi$  заданы, то, решив систему относительно  $g$ , найдем, сколько миграционноспособной нефти  $g$  по-

ставил единичный объем генерирующих нефть пород в проницаемый пласт к моменту времени  $t$ , а интегрируя по объему продуцирующей толщи, — сколько всего миграционноспособной нефти  $Q_m$  оказалось в проницаемой толще к моменту времени  $t$ . Когда мы говорим, «сколько всего мигрировало нефти», «сколько продуцировано нефти», это не значит, что в результате решения приведенной системы уравнений мы надеемся получить какое-то конкретное число. Речь идет о том, что если задан вид  $F, K_1, K_2, \psi$ , то можно выразить  $g$  или  $Q_m$  как функции некоторых измеряемых и картируемых параметров, отражающие изменение масс во времени.

Точного вида функций  $F, K_1, K_2$  и  $\psi$  мы не знаем. Можно на основе генетических построений предложить некоторый набор вариантов их задания. Рассмотрев сочетания каждого способа задания  $F$  с каждым способом задания  $K_1, K_2$  и т.д., получим набор решений, описывающих изменение массы нефти в пласте:

$$g_1(x_1, x_2, \dots, x_n) \\ g_2(x_3, x_7, \dots, x_k).$$

Дальнейшее моделирование перераспределения  $Q_m$  осуществляется уже в другом объекте — коллекторе. Изменение объекта ведет к изменению характера моделей. Пусть мы хотим оценить массу УВ в некотором выделенном объеме коллектора  $V$ , при этом задан некоторый объем  $U$ , такой, что  $V \in U$  и УВ могут поступить в  $V$  только из  $U$ . Моделирование процесса миграции заключается в оценке той массы УВ, которая могла поступить в объем  $V$  из объема  $(U - V)$  и которая могла уйти из  $V$ . Пусть на это влияют некоторые литологические и структурные характеристики объемов  $U$  и  $V$ , что обобщенно обозначим  $\eta_l$  и  $K_p$ .

Тогда количество УВ, образовавших залежи в  $V$ , равно

$$Q_V = Q_{m, U} \eta_l K_p.$$

А если еще имеется способ выражения динамики разрушения залежей ( $K_{вп}$ ), то в пределах оцениваемого объема коллектора  $V$

$$Q_{залV} = Q_{m, U} \eta_l K_p K_{вп}.$$

Вновь оговоримся, что  $Q_m, \eta_l$  и др. — это функции измеряемых параметров, которые нужно ввести и обосновать. Имеется несколько способов их задания, и каждая из них имеет неизвестные коэффициенты, т.е.  $Q_{залV}$  — это набор функций, содержащих неизвестные коэффициенты, и каждый вариант  $Q_{залV}$  демонстрирует наилучший (в смысле

некоторых генетических посылок) набор геолого-геохимических параметров, наилучший вид зависимости для прогноза запасов. Какой из них действительно наилучший и есть ли такой набор среди выведенных вообще — на это может ответить только расчет моделей на совокупность эталонов.

### 2.2.3. Задание исходных состояний для моделей

Мы рассмотрим два случая, когда требуется задать концентрацию генерирующего нефть продукта (ГНП) и генерирующего газ продукта (ГГП) для стадии седиментогенеза и на начало катагенеза, т.е. учесть изменение в концентрации, обусловленное диагенезом.

#### *Задание концентраций ГНП и ГГП для стадии седиментогенеза*

Представляется естественным в качестве основы для задания исходных концентраций ГНП и ГГП использовать данные по фациям и литологии. Исследованиями А.В. Пустовалова, Н.М. Страхова, Д.В. Наливкина и других ученых система взаимоувязанных показателей процессов для конкретных фаций разработана достаточно полно. В частности, твердо установлена связь типа ОВ и фации. Для Западной Сибири убедительные материалы приведены С.Г. Неручевым (1969, 1970 гг.), И.И. Нестеровым (1969, 1975 гг.), А.Э. Конторовичем (1965, 1975 гг.), Г.Ф. Григорьевой (1974 г.), Ф.К. Салмановым (1974 г.), Г.М. Парпаровой (1972 г.) и многими другими исследователями. Г.П. Мясникова (1974 г.), Г.П. Мясникова, Г.И. Плавник, В.И. Шпильман (1977 г.) получили компактное количественное описание этой связи для мезозойских отложений Западной Сибири. Методом, разработанным указанными авторами, и воспользуемся для прогноза исходного состояния.

Рассмотрим упорядоченный ряд от фаций денудационной равнины до морских, относительно глубоководных. Каждому типу фаций требуется поставить в соответствие некоторое число, коэффициент, который бы позволял оценивать тип ОВ в накопившихся осадках. Поскольку нефтегазоносные комплексы — это полифациальные толщи, то наличие таких коэффициентов позволило бы оценить одним числом комплекс в целом. За исходную посылку при выводе числового показателя было принято, что коэффициент, характеризующий ту или иную фацию, должен быть во столько раз меньше коэффициента, характеризующего чисто морские отложения, во сколько раз в данных фациях доля сапропелевого ОВ меньше, чем в морских. Поэтому предлагаемый коэффициент для характеристики фации с равным правом может быть назван либо коэффициентом «сапропелево-

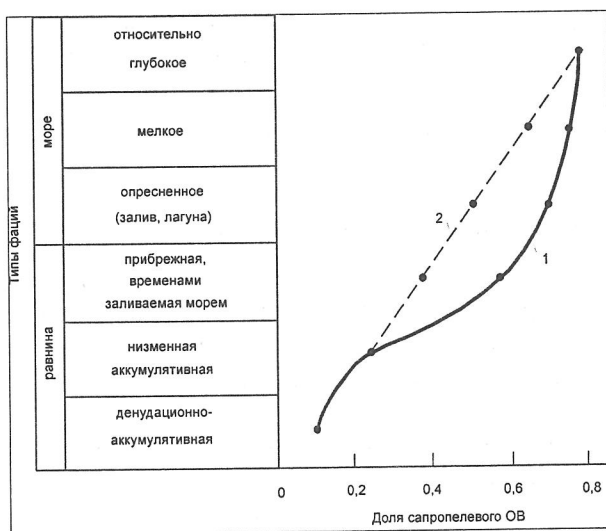


Рис.19 Зависимость доли сапропелевого ОВ в общем его количестве от типа фаций (по Г.П. Мясниковой, 1974 г.): 1 — для юрских отложений, 2 — для меловых отложений

охимическими определениями ОВ и на установлении частоты встречаемости определений ОВ типа сапропелитов в разных типах фаций.

Для расчета коэффициента «мористости» были использованы литолого-палеогеографические карты, составленные в 1972 г. в ЗапсибНИГНИ коллективом авторов (А.А. Булынниковой, Ю.В. Брадучаном, Г.С. Ясовичем и др.). На эти карты переносились определения типов ОВ со схематических карт условий его накопления (под редакцией А.Э. Конторовича) составленных для тех же по возрасту отложений. Для каждого типа фаций (или палеогеографической области) подсчитывалось число определений ОВ типа сапропелитов и гумолитов и вычислялась частота встречаемости анализов с сапропелитами в разных палеогеографических областях.

После разделения всех определений типов ОВ на две группы подсчитывалась доля определений ОВ типа сапропелитов от общего числа определений по разным палеогеографическим областям отдельно в юрских и меловых отложениях. Рассматривалась охарактеризованность (представительность) той или иной области определениями. Исключались из анализа области с непредставительным материалом. В результате проведенных исследований было установлено, что в отложениях, накопившихся в зоне относительно глубокого

сти», либо коэффициентом «мористости». Будем обозначать его  $D$ . Коэффициент в любом случае должен рассматривать в качестве показателя сугубо относительного.

Техника расчета коэффициента основана на сопоставлении палеогеографических (фациальных) зон на соответствующих картах с ге-

моря, 85% всех геохимических определений составляют определения группы сапропелитов, а в отложениях, накопившихся в зоне низменной аккумулятивной равнины, — 25%.

Полученные числовые характеристики можно привести в виде таблицы, указав для каждого типа фаций долю сапропелевой органики, дав каждому типу свой коэффициент. Но различные типы фаций охарактеризованы весьма неравномерно геохимическими анализами. Кроме того, существует определенная последовательность в размещении палеогеографических областей в пространстве. Как правило, при регрессии моря относительно глубоководные фации сменяются мелководными, те, в свою очередь, прибрежно-морскими и континентальными.

Исходя из этого, доля сапропелевой органики для области с малопредставительным геохимическим материалом может быть определена точнее, если учесть интересующие нас данные по соседним палеогеографическим областям. Поэтому для удобства пользования и наглядности был построен график (рис.19). На вертикальной оси графика равными отрезками показаны фации, предварительно упорядоченные от максимально регрессивных до максимально трансгрессивных; на горизонтальной оси — доля сапропелевого ОВ в каждом типе фаций. Отдельно показано изменение содержания сапропелевого ОВ в разных фациях отложений юрского и мелового возраста.

Как видно из рис. 19, одни и те же фации, но в разновозрастных отложениях — юрских и меловых, характеризуются различным соотношением гумусового и сапропелевого ОВ, что свидетельствует о том, что в разное геологическое время в одних и тех же палеогеографических условиях накапливалось несколько отличное по типу ОВ.

Коэффициент «мористости» полифациального комплекса можно рассчитать по формуле:

$$D = \frac{\sum_{i=1}^n h_i D_i}{\sum_{i=1}^n h_i},$$

где  $h_i$ ,  $D_i$  — мощность и коэффициент «мористости» каждой монофациальной толщи в комплексе.

Следует еще раз подчеркнуть, что толщу пород, охарактеризованную коэффициентом «мористости» 0,2, следует рассматривать не как толщу, состоящую на 20% из морских отложений и на 80% из континентальных, а как толщу, которая по типу рассеянного органического

вещества эквивалентна толще содержащей 20% морских и 80% континентальных.

Полученный коэффициент можно, с одной стороны, рассматривать как показатель типа ОВ в данных отложениях, а с другой — просто как некоторый индекс, номер фациальной обстановки, поскольку фации упорядочены от максимально регрессивных до максимально трансгрессивных и чем больше значение  $D$ , тем более трансгрессивную фацию он характеризует.

С помощью параметра  $D$  попытаемся выразить массы исходных нефтегазогенерирующих веществ, опираясь на исследования основных закономерностей накопления ОВ в осадке.

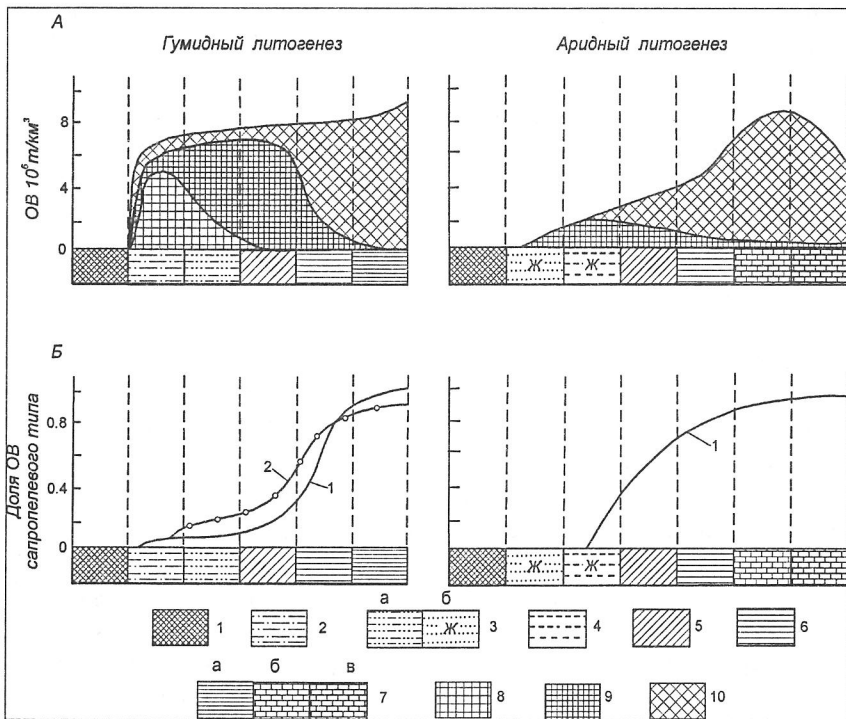
Биопродукция живого вещества (ЖВ) на Земле огромна. Но лишь очень малая его часть оказывается фоссилизированной. Остальное же количество ЖВ разлагается до минеральных компонент. Около 1 млрд. т ОВ ежедневно окисляется на Земле до углекислоты и воды (Е. Рабинович, 1957 г.). Процессы фотосинтеза и разрушения ОВ [Романкевич Е.А., 1977] удивительно сбалансированы в природе. Относительно ничтожное количество органических соединений выводится из кругооборота живого. Эта сбалансированность, возможно, является одной из характернейших свойств развития жизни на Земле. В области с интенсивным развитием жизни, как правило, и более интенсивны процессы окисления ОВ, особенно это касается ОВ сапропелевого типа. И все же для большинства палеогеографических зон существует незначительное смещение равновесия: разрушаются не все органические соединения. На суше в результате этого смещения образуются почвы, торфяники, в водоемах илы, обогащенные ОВ. ОВ выпадает на дно морей и океанов в виде органо-минеральных комплексов.

В современных внутренних морях больше ОВ захороняется в центральных частях бассейна, в открытых морях и океанах большая часть ОВ захороняется на некотором (небольшом) удалении от берега.

В ряде случаев отмечается связь количества ОВ в осадке с интенсивностью развития живых организмов (Н.М. Страхов и др., 1960 — 1962 гг.), с периодическим изменением характеристик среды обитания (А.И. Конюхов, 1976 г.).

Принципиальная схема накопления ОВ, составленная А.Э. Конторовичем и И.Д. Поляковой (рис. 20, А), иллюстрирует различия в накоплении ОВ в гумидной и аридной зонах платформ.

Весьма интересно, что для гумидной зоны практически не изменяется в разных палеогеографических зонах общее количество ОВ, изменяется только его состав. Приведенная схема иллюстрирует очень



**Рис.20.** Закономерности накопления горючих полезных ископаемых в гумидной и аридной зонах платформ (принципиальная схема)

А – графики накопления абсолютных масс ОВ по А.Э. Конторовичу и И.Д. Поляковой; Б – графики изменения доли ОВ сапропелевого типа: 1 – пересчет данных А.Э. Конторовича, И.Д. Поляковой; 2 – данные Г.П. Мясникова для юрских отложений Западной Сибири.

Палеогеографические зоны: 1 – зона денудации; 2 – предгорья с аллювиальными и болотными сероцветными отложениями; 3 – низменные аккумулятивные равнины с: а – сероцветными озерно-аллювиальными и озерно-болотными отложениями, б – красноцветными аллювиальными отложениями; 4 – лагуны пресноводные с пестроцветными отложениями; 5 – прибрежные надводные равнины, периодически заливавшиеся морем, с сероцветными терригенными отложениями; 6 – прибрежные подводные равнины эпиконтинентального морского бассейна нормальной солености с терригенными отложениями; 7 – подводные равнины открытой относительно глубоководной части эпиконтинентального морского бассейна нормальной солености с: а – терригенными, б – терригенно-карбонатными, в – карбонатными отложениями; органическое вещество: 8 – гумусовое концентрированное, 9 – гумусовое рассеянное, 10 – сапропелевое

важное положение. Если мы будем пользоваться введенным выше коэффициентом  $D$ , то для зон гумидного литогенеза сможем предсказывать не только долю ОВ сапропелевого или гумусового типов, но и абсолютное количество ОВ этих типов. Для аридной зоны получим верную оценку массы сапропелевого вещества и завышенную — гумусового. На рис. 20, Б показано изменение доли сапропелевого вещества, сюда же нанесен график Г.П. Мясниковой (см. рис. 19). Совпадение вполне удовлетворительное.

Рассмотрим некоторый  $i$ -й слой мощностью  $h_i$ , образовавшийся в палеогеографической зоне  $\Phi_k$ . В соответствии с графиком (см. рис. 19) найдем значение  $D_k$ ,  $\Phi_k \rightarrow D_k$ . Тогда масса ОВ сапропелевого типа ( $M_c$ ), накопившаяся в этом слое на единичной площади, равна  $M_c = \beta D_k h_i$ , а удельная концентрация в единице объема  $c_{(c)} = \alpha D_k$ , где  $\alpha$  и  $\beta$  — коэффициенты пропорциональности, которые можно определить только на конечной стадии анализа модели, при сопоставлении модельных и расчетных количеств УВ в залежах.

В составе захороненного в осадке ОВ в качестве биохимических предшественников нефти, ее углеводородных и неуглеводородных компонентов, выделяются жиры, биоуглеводороды, воски, стероиды, пигменты (терпеноиды, каротиноиды, хлорофилл и другие порфириновые пигменты), спорополленины, алкалоиды, белки, углеводы, лигнин [Гусева А.Н., Лейфман И.Е., Вассоевич Н.Б., 1976 г.]; эти же авторы отмечают, что в настоящее время еще не ясна роль многих конкретных соединений ЖВ в образовании горючих ископаемых. В то же время хорошо известно, что сапропелевое и гумусовое ОВ обладают разным нефтегазогенерирующим потенциалом (В.А. Успенский, Н.Б. Вассоевич, А.Э. Конторович и многие другие). Отсюда ясно, что при конструировании модели мы не можем рассматривать каждое химическое соединение в ОВ, но в то же время рассмотрение массы РОВ в целом ведет к неоправданному загромождению задачи. Поступим следующим образом.

Пусть в группу А включены соединения РОВ, которые могут генерировать нефть, а в группу В — газ;  $M_A$  и  $M_B$  — соответственно их массы. Множества А и В могут быть пересекающимися. Пусть доля соединений группы А в сапропелевом ОВ —  $\alpha_A$ , в гумусовом —  $\gamma_A$ , соответственно для группы В —  $\alpha_B$  и  $\gamma_B$ . Тогда удельное содержание  $M_A$  и  $M_B$  в единице объема для сапропелевой части РОВ:

$$c_{A,c} = x_1 D \alpha_A;$$

$$c_{B,c} = x_2 D \alpha_B;$$

для гумусовой части ПОВ:

$$c_{A,\Gamma} = \beta_1(1 - D)\gamma_A;$$

$$c_{B,\Gamma} = \beta_2(1 - D)\gamma_B.$$

Это может дать некоторые преимущества по сравнению с рассмотрением суммарной концентрации ( $c_{A,c} + c_{A,\Gamma}$ ).

Количество сапропелевого и гумусового вещества задается через фациальный коэффициент  $D$ . Предположим для коэффициентов  $\alpha$  и  $\gamma$  две возможные модификации: 1)  $\alpha$  и  $\gamma$  — неизменяющиеся характеристики сапропелевого и гумусового вещества; 2)  $\alpha$  и  $\gamma$  изменяются при изменении фаций,  $\alpha = f(D)$ ;  $\gamma = f(D)$ , положим простейший случай:  $\alpha = aD$ ;  $\gamma = bD$ . Получим некоторый набор исходных условий, задающих исходную концентрацию продуктов, способных генерировать нефть и газ. Прежде чем их записать, условимся о следующем. В формулах неизвестные постоянные буквенные коэффициенты  $a, b, c, x, h \dots$  могут быть определены только при расчете итоговых моделей, при этом не каждый коэффициент в отдельности, а некоторые сложные выражения из этих коэффициентов, которые получим в конце. Нет смысла проследивать каждый такой коэффициент до конца.

Итак, исходные концентрации генерирующего продукт вещества задаются:

для моделей генерации нефти:

$$I \quad c_{A,c} = a_1 D; c_{A,\Gamma} = b_1(1 - D); \alpha \text{ и } \gamma - \text{const}$$

$$II \quad c_{A,c} = a_2 D^{n_1}; c_{A,\Gamma} = b_2(1 - D) D^{n_2};$$

$$\alpha = f(D); \gamma = f(D);$$

для моделей генерации газа:

$$III \quad c_{B,c} = a_3 D; c_{B,\Gamma} = b_3(1 - D);$$

$$IV \quad c_{B,c} = a_4 D^{n_3}; c_{B,\Gamma} = b_4(1 - D) D^{n_4}.$$

Эти исходные условия задаются типом фации ( $D$ ) и могут прогнозироваться. Вернее так, ни для одной точки конкретные значения  $S$  мы не можем рассчитать, но за счет коэффициента  $D$  можем дифференцировать оценку  $S$  для разных районов и комплексов.

Для нефти необходимо рассмотреть еще одно условие. Исходные концентрации I и II могут быть достаточными, если модели генера-

ции строятся для термokatалитических реакций. Однако, Э.А. Галимов, изучая распределение изотопов в нефтях и РОВ, пришел к выводу, что более вероятны радикально сопряженные реакции [Галимов Э.А., 1973 г.]. Тогда необходимо задавать не только массу реагирующего продукта, но и его свободную поверхность. Данных о размерах частичек РОВ немного [Романкевич Е.А., 1977; Ларская Е.С., Борисова Л.Б., 1976 г.].

Е.С. Ларская и Л.Б. Борисова отмечают: «... крупность включений РОВ как акцессорного минерала в значительной степени соответствует размерности частиц породообразующих минералов... Достаточно строгая связь существует между морфологией включений ОВ, фаціальными обстановками седиментогенеза и геохимическими фациями» [Ларская Е.С., Борисова Л.Б., 1976 г., с 166 – 167].

Если  $c$  – масса вещества в единице объема;  $r$  – размер частиц РОВ, то свободная поверхность (в рассматриваемом единичном объеме)  $c^*$

$$c^* = x \frac{c}{r}.$$

Учитывая отмечаемую связь с фациями, для свободной поверхности веществ А и В запишем (для моделей генерации нефти)

$$V_{c^*,c} = a \frac{D^n}{r}; c_{A,r}^* = b(1 - D) \frac{D^n}{r}.$$

#### *Преобразование исходных компонентов (А, В) в диагенезе*

Значительная часть ОВ расходуется в диагенезе на редуционные процессы [Страхов Н.М., 1962 г.]. Расчет потерь ОВ в диагенезе для мезозоя Западной Сибири проводился А.Э. Конторовичем, А.А. Трофимуком (1970, 1973, 1976 гг.), И.И. Нестеровым (1969, 1976 гг.), Н.Н. Поплавским (1968 г.) и др.

«Особенностью происходящих в осадке химических реакций является то, что они не ведут к разрушению углерод-углеродных связей и обусловленному этим распаду углеродного скелета молекул исходных соединений» [Гусева А.Н., Лейфман И.Е., Вассоевич Н.Б., 1976 г., с. 51]. Образуются более стойкие (в условиях осадка) геополлидины и геополлимерлиполидины [Вассоевич Н.Б., 1976 г.]. Значительную роль в преобразовании ОВ играют бактерии [Кузнецов С.И., Иванов М.В., Ляликова Н.Н., 1962 г.]. Основными продуктами их жизнедеятельности являются метан и азот, образуются в диагенезе и углеводо-

родные газы  $C_2 - C_5$ . На этапе анаэробных диагенетических превращений в зависимости от доли ОВ, ушедшей на редуцирующие процессы, изменяется химический состав его компонентов. А.Э. Конторович, С.Г. Неручев для оценки глубины диагенетических превращений ввели показатель  $\alpha_{дп}$ , равный доле ОВ, израсходованной на анаэробном этапе диагенеза от исходного объема ОВ [Конторович А.Э., 1976 г.; Неручев С.Г., 1973 г.].

В ряде районов  $\alpha_{дп} > 0,5 \div 0,7$ . Отмечается связь  $\alpha_{дп}$  с геохимическими фациями; его значение максимально для окисных фаций, минимально — для существенно сидеритовой и вновь несколько возрастает для сидеритово-пиритовой фаций. Установлено также, что, чем выше скорость осадконакопления и меньше аутигенного железа, тем ниже  $\alpha_{дп}$  [Бордовский О.К., 1967 г.; Вассоевич Н.Б., 1973 г.]. Скорость осадконакопления влияет и на глубину переработки ОВ бактериями [Кузнецов С.И., Иванов М.В., Ляликова Н.Н., 1967 г.]. Неслучайно А.А. Бакиров рассматривает скорость прогибания региона, захоронение ОВ в субаквальных, анаэробных условиях как один из основных показателей нефтегазообразования.

Достаточно полно учесть в моделях диагенетические превращения, конечно, невозможно. Если мы в самом начале построим очень сложную модель, то не сможем описать процессы генерации и перераспределения УВ.

Зависимость  $\alpha_{дп}$  от фациальных условий можно «загрубленно» учесть с помощью фациального коэффициента  $D$ , но это приведет к изменению показателя степени у  $D$ , который нам все равно не известен.

Интенсивность погружения осадков учтем следующим образом. Замерить более или менее точно скорость погружения маломощного пласта затруднительно. Более надежные данные можно получить для толщ в сотни метров. С другой стороны, бактериальные процессы практически полностью затухают при погружении осадка на 300 м. Чем дальше отложения находились на глубинах менее 300 м, тем большая часть продуктов А и В должна разрушиться и за счет анаэробных процессов, и за счет деятельности бактерий.

Пусть  $\tau$  — время, которое оцениваемые отложения находились на глубинах менее 300 м. В первом приближении можно сказать, что, чем больше величина  $D$  и меньше величина  $\tau$ , тем большая часть соединенной группы А достигнет зоны катагенеза. При этом соединения группы В уже начали генерировать метан, поэтому со стадии диагенеза необходимо рассматривать модели генерации газа. Для моделей генера-

ции нефти запишем исходные концентрации соединений группы А на конец диагенеза:

$$c_{A,c} = a \frac{D^n}{r\tau} ; \quad (2.1)$$

$$c_{A,r} = b(1 - D) \frac{D^n}{r\tau} . \quad (2.2)$$

С помощью ряда «загрублений» получили выражения, описывающие концентрацию исходного вещества на начало процесса нефтеобразования. В них учтены четыре наиболее существенные характеристики, описывающие историю преобразования ОВ до начала генерации нефти: тип фаций ( $D$ ), литология пород ( $r$ ), интенсивность погружения ( $\tau$ ) и тип ОВ (первая формула для сапропелевого ОВ, вторая для гумусового). Не исключено, что «загрубления» были чрезмерными, но это покажет только расчет итоговых формул.

#### 2.2.4. Модели генерации нефти

Теоретические расчеты, эксперименты, анализ размещения залежей привели большинство исследователей к выводу о том, что основные массы нефти генерируются на стадии катагенеза [Н.Б. Вассоевич, В.А. Успенский, В.Д. Наливкин, В.С. Вышемирский, К.А. Черников, А.А. Трофимук, И.И. Нестеров, А.Э. Конторович и др.]. «Две группы процессов являются определяющими для катагенетической стадии в истории ОВ. Первая — это глубокие и направленные изменения физико-химических свойств и химической структуры ОВ, сопровождающиеся новообразованием большого числа соединений. Вторая, не менее существенная черта катагенеза, — это громадные масштабы миграции вещества, в том числе и продуктов катагенетических превращений ОВ... Главными факторами катагенеза являются температура и давление» [Конторович А.Э., 1976 г., с 72]. В катагенезе «при достижении критической глубины (температуры) захоронения пород наступает очень важная фаза, которую с полным основанием можно назвать главной фазой нефтеобразования. Она характеризуется тем, что одновременно с усиленным новообразованием УВ..., приводящим к значительному увеличению содержания в породе микронепфти, широко развиваются также процессы ее десорбции... Главная фаза нефтеобразования начинает развиваться на глубинах более 1,5 км, часто свыше 2 — 2,5 км. Решающим фактором при прочих равных усло-

виях (тип ОВ и т.п.) является именно температура» [Вассоевич Н.Б., 1972 г., с. 62, 65].

Кинетику генерации нефти с помощью системы дифференциальных уравнений описали Б. Тиссо и Р. Пеле (1971 г.). Для их решения необходимо оценить энергию активации реакции, которая находится по экспериментальным данным. Это основная трудность применения указанных разработок в количественном прогнозе.

Прежде чем переходить к описанию моделей, отметим, что для них необходимо знание динамических характеристик системы, а именно – изменений во времени температур и глубин.

В зависимости от «заглубления» истории тектонического развития  $f(t)$  имеет вид  $H = at - b \sin wt$ , где  $a$ ,  $b$ ,  $w$  – постоянные коэффициенты;  $H = vt$  (за  $t = 0$  принято время начала накопления осадка). Принимаем геотермический градиент  $G$  постоянным и для упрощенной формулы запишем:

$$H = tv \pm \xi; T = GH \pm \xi.$$

Для качественного описания процесса можно принять

$$T \approx GH \approx vGt. \quad (2.3)$$

Однако, переходя к окончательным моделям, будем учитывать статистический характер связей. В ряде моделей можно рассматривать  $t$  как постоянную величину в пределах всего комплекса, тогда как  $T$  и  $H$  от кровли к подошве существенно изменяются.

Введя эти предположения, рассмотрим различные способы задания функций  $K_1$  и  $K_2$ , контролирующих скорость процесса генерации нефти.

Из химической кинетики известно

$$K = ae^{-\frac{E}{RT}},$$

где  $E$  – энергия активации;  $R$  – газовая постоянная;  $T$  – абсолютная температура.

В зависимости от  $E$  и  $a$  изменение  $T$  в определенном интервале может или сильно влиять на изменения  $K$ , или очень слабо.

1-я модель. Предположим, что в заданной системе уравнений  $K_1 = K_2 = K = const$  (т.е. исходный продукт идет только на генерацию нефти, константы скоростей обеих реакций равны и слабо изменяются во времени).

Тогда

$$\frac{dc}{dt} = -Kc;$$

$$\frac{dc}{c} = K dt,$$

интегрируя, получим  $\ln c = -Kt + A$  (где  $A$  – постоянная интегрирования); при  $t = 0$   $c = c_A$

$$c = c_A e^{-Kt}.$$

Подставляем выражение для  $c$  в первое уравнение системы, описывающее скорость генерации нефти:

$$\frac{d\rho}{dt} = c_A \frac{K}{e^{Kt}}. \quad (2.4)$$

Для нахождения массы нефти, генерированной за весь период времени от 0 до  $t$ , интегрируем выражение (2.4)

$$\rho = \int_0^t c_A \frac{K}{e^{Kt}} dt = c_A (1 - e^{-Kt}) \dots \quad (2.5)$$

2-я модель. Рассмотрим в формуле (2.4) изменение  $K/e^{Kt}$  от  $t$ . Для реальных, встречающихся в моделируемых геологических условиях значений  $K$  и  $t$   $K/e^{Kt} \approx a + bt$ . Тогда, подставляя это выражение в формулу (2.4) и интегрируя от 0 до  $t$ , получаем следующее соотношение для количества генерированной нефти

$$\rho = ac_A t + bc_A t^2. \quad (2.6)$$

3-я модель. Учтем, что  $K = f(T)$ . Поскольку мы имеем дело с реакциями чрезвычайно медленными, используем аппроксимацию  $K(T)$ , допустимую при наших значениях  $T$ ; предположим  $K \approx a_1 T$ .

Из уравнения (2.3)  $K = a_2 \nu \Delta t$ . Полагаем  $K_1 = K_2$ . Подставляя эти значения в исходную систему уравнений, находим

$$\rho = bc_A \left( 1 - e^{-\frac{a_2 \nu}{2} \Delta t^2} \right) \quad (2.7)$$

и на основании уравнения (2.3) запишем

$$\rho = bc_A(1 - e^{at}).$$

4-я модель. Положим, что скорость распада исходного продукта не связана непосредственно со скоростью генерации нефти и изменяется во времени по линейному закону. В формуле генерации нефти  $K$  выразим как функцию от  $T$ , т.е. так же, как и в 3-й модели:

$$\begin{cases} \frac{d\rho}{dt} = Kc = av\Delta tc \\ \frac{dc}{dt} = -bt \end{cases}$$

при  $t = 0$   $c = c_A$ , откуда

$$c = c_A - \frac{bt^2}{2};$$

$$\frac{d\rho}{dt} = ac_A\Delta tv - \frac{d}{2}b\Delta t^3v,$$

интегрируя от 0 до  $t$ , получаем

$$\rho = \frac{1}{2}ac_A\Delta t^2v - \frac{a}{8}b\Delta t^4v.$$

В соответствии с (2.3), умножив и разделив второе слагаемое на  $v$  и объединяя постоянные коэффициенты, получаем

$$\rho = xc_ATt - aT\frac{H}{v}t^2. \quad (2.8)$$

В формулах (2.7) и (2.8) допускается определенная вольность в переходе от  $t$  к  $T$  и от  $t$  к  $H$ . Раз эти величины находятся в линейной зависимости, то формально переход не имеет смысла. Однако мы знаем, что зависимости эти «заглублены» и нам выгодно перейти в формулах к реально измеряемым величинам  $T$  и  $H$ . Заменить ли полностью  $t$  на  $H$  или на  $T$  — это варианты внутри одной модели.

5-я модель. Распад исходного продукта идет постоянно,  $K_2 \approx aT$ , а генерация нефти начинается только с момента  $t_1$ , когда отложения достигнут ГФН. Подставляя эти условия в исходную систему уравнений и решая ее также, как в предыдущих моделях, находим, что за отрезок времени от  $t_1$  до  $t_k$  ( $t_k > t_1$ ) произведено нефти:

$$\rho = c_A e^{-aTt} (1 - e^{b(t_k^2 - t_1^2)}).$$

Можно воспользоваться и этой формулой, но чаще значение  $t_1$  неизвестно, поэтому заменим его буквенным коэффициентом  $l$ , который в дальнейшем будет находиться из сопоставления с эталонами

$$\rho = c_A e^{-aTt} (1 - e^{bvt_k^2 - l}), \quad (2.9)$$

6-я модель. В 1–5-й моделях генерация УВ рассмотрена во времени. Однако экспериментальные данные по термокатализу [Соколов В.А., 1965 г.; Тиссо Б., Пеле Р., 1971 г. и др.] показывают, что реакции генерации УВ при изменении  $T$  протекают очень быстро, практически прекращается новообразование УВ. Независимо от времени (в геологическом понимании) определенная часть ( $\eta$ ) исходного продукта перейдет в УВ и  $\eta$  зависит только от  $T$ .

Вообще вопрос о роли времени в метаморфизме ОВ пока однозначно не решен [Иванов Г.А., 1967 г.], поэтому и конструируется набор различных моделей. Положению о независимости процесса генерации от  $t$  не противоречат и многочисленные материалы Н.Б. Вассовича, С.Г. Неручева, В.Д. Наливкина, Г.П. Сверчкова, И.И. Нестерова, А.Э. Конторовича, В.А. Соколова и многих других исследователей об изменении битуминозности ОВ с глубиной. Эти графики с характерным нарастанием битуминозности ОВ на глубинах 2–3 км и последующим падением битуминозности стали классическим подтверждением процессов новообразования и эмиграции УВ. Битуминозность ОВ возрастает не только за счет новообразованных УВ, но и в связи с потерей им неуглеводородных компонентов. Пересчет на исходное ОВ дает медленное нарастание битуминозности, но практически не изменяет картину. Тогда, если  $\beta(T)$  — доля микронепфти в исходном продукте  $c_A$  при достижении ОВ температуры  $T$ , то согласно графику изменения битуминозности с глубиной [«Методы...», 1979 г.]

$$\begin{aligned} \beta &= a_1 \ln(T - T_0); \\ \rho &= a_2 c_A \ln(T - T_0). \end{aligned} \quad (2.10)$$

7-я модель. И.И. Нестеров (1969, 1975 гг.) показал, что степень метаморфизма можно выразить как

$$M = \alpha \frac{HT}{m}, \text{ где } m \text{ — абсолютная пористость глин.}$$

Пористость — функция глубины и для интервалов залегания нефтегазоносных комплексов может быть выражена

$$m \approx b \ln H,$$

тогда

$$M = \alpha \frac{H}{\ln H} T.$$

Предположив, что количество нефти, генерированное исходным веществом ( $c_A$ ), пропорционально метаморфизму ( $M$ ), запишем

$$\rho = ac_A \frac{H}{\ln H} T. \quad (2.11)$$

Вместо выражения  $\frac{H}{\ln H} T$  можно воспользоваться определением  $M$  по прямым наблюдениям, сняв значение метаморфизма с соответствующих карт.

Полученные зависимости для элементарных объемов обобщим для всего нефтегазоносного комплекса (НГК). Положим, что для данного НГК УВ могут генерироваться: РОВ глинистых прослоев внутри комплекса; РОВ глинистого цемента песчано-алевритовых пород; РОВ смежных перекрывающих и подстилающих толщ. Будем считать, что по характеру генерации РОВ глинистых покрышек и РОВ глинистых прослоев неразличимы, т.е. рассмотрим только две разновидности: РОВ песчано-алевритовых пород и РОВ глинистых пластов. Мощность НГК —  $h$ , мощность песчано-алевритовых пород —  $h_n$ , глинистых —  $h_r$ , мощность той глинистой части глинистой покрышки, которая отдает УВ в НГК, —  $\beta$ . Интервал залегания НГК — от  $H_n$  (глубина подошвы) до  $H_k$  (глубина кровли), интервал залегания генерирующих пород — от  $(H_n + \beta)$  до  $(H_k - \beta)$ .

В пределах единичной площади разобьем всю анализируемую мощность на элементарные прослои мощностью  $dh$ . Введем две характеристики макрореактора:  $\nu = h_r/h$  (коэффициент песчаности),  $\mu = (h_c + 2\beta)/(h + 2\beta)$  (коэффициент глинистости). В частном случае, когда

$$h_n + h_r = h; \mu = \frac{h(1 - \nu) + 2\beta}{h + 2\beta},$$

тогда достаточно одного параметра  $\nu$ .

Положим, что каждый микропрослой в интервале от  $H_n$  до  $H_k$  содержит  $\nu$  песчано-алевритовых пород, а каждый прослой в интервале от  $(H_n + \beta)$  до  $(H_k - \beta)$  содержит  $\mu$  глинистых пород. Внутри микропрослоя параметры  $T$ ,  $t$  и  $H$  постоянны. Тогда количество генерированной нефти в микропрослое опишется 1–7-й моделями при соответствующем умножении величины  $\rho$  на  $\nu$  или на  $\mu$ .

Примем, что различия во времени накопления подошвенной и кровельной частей макрореакторов несущественны. Допущение это, как правило, неизбежно, поскольку мы достаточно точно можем указать, сколько времени прошло с момента накопления пород данного комплекса (это обычно величины порядка 50, 100, 500 млн. лет), но очень приближенно можем задать длительность накопления оцениваемых отложений (0,1–5 млн. лет). В соответствии с формулой (II.3) перейдем в 1–7-й моделях от  $T$  к  $H$ , вводя  $\Gamma$  и  $\nu$ , которые в пределах элементарной площадки постоянны, и проинтегрируем генерирующие способности микрореакторов от  $H_k$  до  $H_n$  для песчано-алевритовых пород и от  $(H_k - \beta)$  до  $(H_n + \beta)$  для глинистых пород. Вместо  $c_A$  подставим выражение этой величины в соответствии с формулами (II.1) и (II.2).

Удельное по площади количество нефти, генерированное сапропелевым ОВ глинистых пород (в пределах всей мощности), обозначим  $w_{c,гп}$ , сапропелевым ОВ песчано-алевритовых пород  $w_{c,п}$ , соответственно для продуцирующих способностей гумусового РОВ —  $w_{гг}$  и  $w_{гп}$ . В соответствии с формулами (II.1 – II.11) количество генерированной микронепфти

$$\rho_{i,j} = F(D, T, H, t, \nu, \Delta, r, \tau)$$

и для  $w$  запишем

$$w_{i,j} = \int_{H_1}^{H_2} x_j \rho_{i,j} dH,$$

где  $x_j = \nu$  — для песчано-алевритовых пород и  $x_j = \mu$  — для глинистых пород.

Продолжая конструирование 1-й модели, получим соотношения для удельного количества нефти, генерированного сапропелевым веществом:

$$w_{c,г} = a \frac{D^n}{r_1 \tau} (1 - e^{bt})(h_{г} + 2\beta); \quad (2.12)$$

$$w_{c,\pi} = a \frac{D^n}{r_{\pi} \tau} (1 - e^{bt}) h_{\pi}; \quad (2.13)$$

$$w_{c,r} + w_{c,\pi} = w_c = a \frac{D^n}{\tau} (1 - e^{bt}) \left( \frac{h_r + 2\beta}{r_r} - \frac{h_{\pi}}{r_{\pi}} \right) \quad (2.14)$$

Аналогичное выражение получаем и для количества нефти, генерированного гумусовым ОВ. Оно отличается постоянным коэффициентом и дополнительным сомножителем  $(1 - D)$ .

Суммарные значения

$$w = w_{c,r} + w_{c,\pi} + w_{r,l} + w_{r,\pi};$$

$$w = \frac{D^n}{\tau} (1 - e^{bt}) \left[ a \frac{h_r + 2\beta}{r_{\pi}} + a \frac{h_{\pi}}{r_{\pi}} + b \frac{(h_r + 2\beta)(1 - D)}{r_r} + b \frac{h_r(1 - D)}{r_{\pi}} \right]. \quad (2.15)$$

По условиям модели  $r_r \ll r_{\pi}$ ;  $a > b$ ;  $0 < D < 1$ ;  $Kt < 0$ .

На основании 2-й модели, принимая  $H_2 + H_1 = \frac{2}{\Gamma} T_{cp}$  и  $(1 + bt) \approx 1/t$ , получим

$$w = a \frac{D^n T_{cp} t}{\tau \Gamma v} \left[ b \frac{h_r + 2\beta}{r_r} + b \frac{h_{\pi}}{r_{\pi}} + e \frac{(h_r + 2\beta)(1 - D)}{r_r} + e \frac{h_{\pi}(1 - D)}{r_{\pi}} \right]. \quad (2.16)$$

Расчет для 4-й модели дает такой результат

$$w_{i,j} = (H_2^2 - H_1^2) \mu t \Gamma \left( l c_A - b \frac{T^2}{v^2 \Gamma^2} \right) \approx (H_2 - H_1) \mu T_{cp} t \times \left( l c_A - b \frac{T^2}{v^2 \Gamma^2} \right).$$

Подставляя сюда выражения для  $c_A$ ,  $H_1$ ,  $H_2$  и  $\mu$ , получаем для суммы генерированной нефти ( $w$ ) достаточно громоздкий многочлен, коэффициенты которого практически невозможно определить на ограниченном числе эталонов. Поскольку основная масса нефти генерируется сапропелевым ОВ в глинистых породах, оставим только этот член в качестве оценки для  $w$ :

$$w \approx w_{c,r} = a (h_r + 2\beta) T_{cp} t \left( \frac{D^n}{\tau} - b \frac{T^2}{v^2 \Gamma^2} \right). \quad (2.17)$$

Для 6-й модели введем дополнительные обозначения:  $T_{\pi}$  — температура в подошве комплекса;  $T_k$  — температура в кровле комплекса;  $T_0$

– температура начала генерации нефти (const). По причине громоздкости выражения для  $w$  рассмотрим только генерацию нефти сапропелевым веществом в глинах

$$\rho = ac \ln (T - T_0) \approx ac \ln (\Gamma H - T_0);$$

$$w_{с.г} = \int_{H_1}^{H_2} ac\mu \ln(\Gamma H - T_0) dH = \frac{ac\mu}{\Gamma} [(\Gamma H_2 - T_0) \times \\ \times \ln(\Gamma H_2 - T_0) - \Gamma(H_2 - H_1) - (\Gamma H_1 - T_0) \ln(\Gamma H_1 - T_0)]$$

Поскольку  $\Gamma H_1 = \Gamma H_k = T_k$ ;  $\Gamma H_2 = \Gamma H_n = T_n$ , то, обозначив  $T_k - T_0 = U_k$ ;  $T_n - T_0 = U_n$ , запишем

$$w \approx w_{с.г} = \frac{ac\mu}{\Gamma} [U_n \ln U_n - U_k \ln U_k - \Gamma(h + 2\beta)] = \\ = b \frac{D^n \mu}{\tau \Gamma} [U_n \ln U_n - U_k \ln U_k - \Gamma(h + 2\beta)] \quad (2.18)$$

Близкое выражение для описания процессов генерации было получено Г.П. Мясниковой (1974 г.).

Важно обратить внимание, что в формулу (2.18) входит общая мощность, но перед скобкой появился множитель, обозначающий глинистость.

В ряде случаев описанный подход дает слишком сложные модели, которые не поддаются дальнейшим расчетам. «Загребим» наши представления о макрореакторе. Разобьем его на тонкие прослой, содержащие каждый  $v$  песчано-алевритового материала и  $\mu$  глинистого. Примем, что по всей мощности комплекса  $T$  и  $t$  неразличимы, т.е. что параметрами процесса генерации для всех микрореакторов комплекса от кровли до его подошвы (в пределах единичной площади) являются  $t_{ср}$  и  $T_{ср}$ .

Тогда оценку  $w$  получим, подставляя в формулы (2.5 – 2.11) вместо  $s$  оценку общей массы (или свободной поверхности) исходного вещества в комплексе.

С учетом суммарной свободной поверхности веществ, способных генерировать нефть, получаем

$$g_1 = a(h_r + 2\beta) \frac{D^n}{r_r \tau} + ah_n \frac{D^n}{r_n \tau} + b(h_r + 2\beta)(1 - D) \frac{D^n}{r_r \tau} + \\ + bh_n(1 - D) \frac{D^n}{r_n \tau} = e \frac{D^n}{\tau} (d - D) \left( \frac{h_r + 2\beta}{r_r} + \frac{h_n}{r_n} \right), \quad (2.19)$$

где  $e$  и  $d$  – коэффициенты.

Выражение, учитывающее массу генерирующего вещества, имеет вид

$$g_2 = a \frac{D^n}{\tau} (d - D)(h + 2\beta). \quad (2.20)$$

Для 3-й модели (2.7) запишем

$$w_{c,r} = a \frac{D^n}{r_r \tau} (h_r + 2\beta)(1 - e^{bT_{cp}t}); \quad (2.21)$$

$$w_{r,r} = \frac{D^n}{r_r \tau} (h_r + 2\beta)(1 - D)(1 - e^{dT_{cp}t}); \quad (2.22)$$

$$w \approx w_{c,r} + w_{r,r} = \frac{aD^n}{r_r \tau} (h_r + 2\beta)[(1 - e^{bT_{cp}t}) + lD^k(1 - D)(1 - e^{dT_{cp}t})] \quad (2.23)$$

Если  $b \approx d$ , то

$$w \approx \frac{aD^n}{r_r \tau} (h_r + 2\beta)(1 - e^{bT_{cp}t})[m + D^k(1 - D)]. \quad (2.24)$$

В уравнении (2.24) необходимо определить пять неизвестных коэффициентов. В зависимости от сложности последующих блоков можно воспользоваться только формулой (2.21), описывающей генерацию нефти сапропелевым веществом в глинах, или формулой (2.20) еще больше «загрубив» модель. Тогда

$$w \approx a \frac{D^n}{\tau} (d - D)(h + 2\beta)(1 - e^{bT_{cp}t}). \quad (2.25)$$

Аналогично для 7-й модели получим

$$w \approx a \frac{D^n}{\tau} (d - D)(h + 2\beta) \frac{H_{cp}}{\ln H_{cp}} T_{cp}. \quad (2.26)$$

При заключительном анализе сводных моделей целесообразно поочередно проэкзаменовать все построенные блоки. При этом следует иметь в виду, что преимущества есть как в более сложных формулах, так и в более простых.

### 2.2.5. Модели первичной миграции (эмиграции) нефти

Одна из характерных черт катагенеза – широкое развитие процессов массопереноса вещества. Для образовавшейся частички микронепти можно выделить два этапа первичной миграции: 1) выход ее из микрореактора, 2) переход в сообщающиеся поры большого размера, в проницаемые породы. Первый этап обусловлен изменением энергетических состояний самого микрореактора. По образному выражению Э.М. Галимова, в результате радикально-сопряженных реакций молекулы компонентов нефти «отстреливаются» от материнских частичек ОВ. Собственно первый этап эмиграции – это заключительная стадия генерации нефти. Она и определяется теми же параметрами, что и генерация: температурой при протекании термокаталитических реакций, давлением, которое усиливает генерацию радикалов на стенках поры при радикально-сопряженных реакциях [Галимов Э.М., 1973]. Поскольку частички РОВ в породе соизмеримы с размером частичек породы, то отщепляющиеся от РОВ компоненты нефти заведомо меньше размера пор породы, в том числе и глин. Размер этих частиц микронепти обеспечивает образование тонких коллоидных растворов (по Н.М. Кругликову, Н.С. Петрову, 1976 г.; В.С. Вышемирскому, 1973 г.). Образованию тонкодисперсных эмульсий способствует рН среды, равный 8 – 9 (что характерно для нефтематеринских пород) и увеличение температуры, снижающей поверхностное натяжение на границе вода – нефть.

Переходу нефтяной эмульсии (или водного раствора нефти) в проницаемый пласт способствует ряд процессов, развивающихся в катагенезе: продолжает отжиматься из глинистой породы за счет нарастания горного давления некоторое количество воды из открытых пор глин (И.И.Нестеров и др.), происходит гидроразрыв закрытых пор (А.Г. Дурмишьян, 1964 г.), за счет перехода монтмориллонита в гидрослюда высвобождается дополнительное количество воды (Г.В. Лебедева, К.А. Черников, 1969 г.; И.Н. Ушатинский, 1974 г. и др.).

Сочетание этих факторов приводит к тому, что начиная с глубины 1,5 – 2,5 км, несмотря на то что интенсивность процессов генерации нефти нарастает, интенсивность эмиграции начинает существенно превышать интенсивность генерации. Об этом однозначно свидетельствует характер изменения битуминозности ОВ в разрезе.

Для построения моделей прогноза это положение очень существенно, поскольку позволяет выявить «слабое звено». Действительно, представим себе, что соотношение процессов иное. Например, было бы установлено, что основная масса нефти выносится в растворенном

в воде состоянии и при этом насыщение воды нефтью предельное. Значит, «слабым звеном» оказался бы процесс эмиграции, именно количество отжимаемой воды однозначно контролировало бы количество мигрантоспособных УВ, а детальное изучение генерации было бы излишним. Относительно генерации для этого случая можно было бы ограничиться некоторыми весьма общими предположениями. Однако фактическое изменение битуминозности ОВ: интенсивное нарастание в интервале 1,5–2,5 км, а затем интенсивное падение – свидетельствует в пользу того, что главным регулятором количества нефти в проницаемых пластах служит процесс ее генерации.

Нет сомнения в том, что характер эмиграции приводит к изменению вещественного состава битумоида, влияет определенным образом и на количество мигрантоспособной нефти в резервуарах. Это доказано исследованиями С.Г. Неручева (1969, 1973 гг.), А.Э. Конторовича (1970 г.), Б. Тиссо и Р. Пеле (1971 г.) на материалах различных нефтегазоносных провинций мира.

С.Г. Неручев (1969 г.) и А.Э. Конторович (1970 г.) на материале девонских отложений Волго-Урала и мезозойских Западной Сибири показали, что содержание гетероэлементов в битумоиде изменяется в зависимости от расстояния точки наблюдения до проницаемого пласта. Б.Тиссо и Р. Пеле на материале девонских отложений Алжира показали аналогичную зависимость для концентрации асфальтенов и УВ в составе битумоида.

Вероятно, кроме прочих факторов на интенсивность эмиграции нефти влияет сейсмичность региона, подвижность связанной воды, а сам процесс эмиграции имеет пульсирующий характер. Последним, возможно, объясняется молодость залежей нефти во многих регионах, как это показали И.И.Нестеров (1969 г.), Ф.К. Салманов (1972 г.) и многие другие исследователи. Модель такого пульсирующего процесса эмиграции была бы весьма полезна для описания истории формирования залежей, но на характеристику количества нефти в резервуаре она, по-видимому не влияет.

*«Обратные» модели генерации и эмиграции нефти  
(прогноз по конечному продукту)*

Основные идеи и разработки по этому вопросу принадлежат В.А. Успенскому (1954 г.), С.Г. Неручеву (1962 г.), А.А. Трофимуку, А.Э. Конторовичу (1965 г.). Наиболее полно они обобщены в работах А.Э. Конторовича в соответствии с которыми [Конторович А.Э., 1976] и приводится описание «обратных» геолого-математических моделей.

Общая идея подхода заключается в том, чтобы на основании изучения ОВ и битумоидов на сегодняшней стадии развития процесса (т.е. конечных продуктов) предсказать прошлую интенсивность генерации и эмиграции УВ. Рассматривая на двух смежных этапах катагенеза массу ОВ, его битуминозность и элементный состав (С, Н, N, S, O) керогена и битумоида на этих этапах, удастся составить 10 линейных уравнений с 11 неизвестными. Дополняя эту систему неравенствами и некоторыми «загрубляющими» предположениями, можно вычислить неизвестные. По этим формулам можно подсчитать долю, на которую убывает количество ОВ при переходе от одной стадии метаморфизма к другой, массу образующихся летучих продуктов углефикации. Собственно итоговая модель представляет собой набор матриц, отражающих изменение исследованных характеристик в зависимости от метаморфизма. Для иллюстрации эти результаты приведены в табл. 1, 2.

Таблица 1

Значение величины  $\chi$  на разных стадиях углефикации РОВ [Конторович А.Э., 1976]

Класс РОВ	Начальная стадия углефикации	Конечная стадия углефикации			
		БД	ДГ	ГЖ	ЖК
Сапропелитогумиты	Б <sub>2</sub>	0,9	0,8	0,76	0,72
	БД	—	0,89	0,84	0,81
	ДГ	—	—	0,95	0,9
	ГЖ	—	—	—	0,96
Сапропелиты	Б <sub>2</sub>	0,86	0,8	0,73	0,70
	БД	—	0,98	0,86	0,81
	ДГ	—	—	0,92	0,87
	ГЖ	—	—	—	0,95

Эти расчеты дают очень интересный материал, прежде всего для изучения динамики генерации углеводородов в погружающихся толщах. Основные положения таких расчетов использованы при конструировании описанных выше моделей. Сложность при прогнозе связана с тем, что содержание битумоидов, замеряемое в породе, обусловлено не только интенсивностью генерации, но и интенсивностью процессов первичной миграции.

Таблица 2

Состав и количество летучих продуктов, образующихся на ранних стадиях углефикации, % от ОВ на средней бурогольной стадии [Конторович А.Э., 1976]

Класс РОВ	Летучие продукты углефикации	Количество летучих продуктов, выделившихся на стадии			
		Б <sub>2</sub> – Б <sub>3</sub>	Д	Г	Ж
Сапропелитогумиты	H <sub>2</sub> O	1,5	1,0	0,1	0,4
	CO <sub>2</sub>	7,1	7,0	3,3	2,4
	C <sub>n</sub> H <sub>2n+2</sub>	1,0	0,7	0,1	0,3
	H <sub>2</sub> S	0,5	0,7	0,4	0,4
	NH <sub>3</sub>	0,3	0,3	0,1	0,1
	Сумма летучих продуктов	10,4	9,7	4,0	3,6
Сапропелиты	H <sub>2</sub> O	2,3	0,7	0,9	0,7
	CO <sub>2</sub>	6,1	1,9	2,5	1,7
	C <sub>n</sub> H <sub>2n+2</sub>	3,2	0,9	1,2	0,9
	H <sub>2</sub> S	3,0	25,0	1,6	0,4
	NH <sub>3</sub>	0,3	0,1	0,2	0,1
	Сумма летучих продуктов	14,9	5,6	6,4	3,8

Эмиграция углеводородов из глинистого пласта сопровождается специфическим хроматографическим эффектом за счет различных миграционных способностей компонента. Это приводит к относительному обогащению битумоида какими-то компонентами в одних зонах пласта и обеднению в других. Так, содержание гетероэлементов N + S + O в битумоидах глинистого пласта коррелируется с расстоянием до ближайшего коллектора (от точки замера до кровли или подошвы)  $\chi$  и выражается формулой

$$(N + S + O) = \frac{a}{b + \chi} + c, \quad (2.27)$$

где  $\chi$  изменяется от 0 до  $h/2$ ,  $h$  – мощность глинистого пласта;  $a$ ,  $b$ ,  $c$  – постоянные, вычисляемые по фактическим замерам.

Пусть  $g_0$ ,  $g_{ост}$ ,  $g_m$  – количество битумоидов в момент  $t_0$ , оставшееся на момент  $t$  и эмигрировавшее (миграционноспособное), а  $v$ ,  $v_{ост}$ ,

$v_m$  — соответствующие содержания гетероэлементов в битумоидах. Тогда

$$g_m = \frac{g_{\text{ост}}(v_0 - v_{\text{ост}})}{v_m - v_0}.$$

Воспользовавшись формулой, описывающей изменение гетероэлементов (2.27) и решая соответствующее дифференциальное уравнение, получим достаточно сложное выражение для оценки массы эмигрировавших углеводородов. Допуская, что количество оставшихся битумоидов не изменяется по разрезу глинистого пласта, оценим удельное количество миграционноспособных углеводородов:

$$g_m = \frac{2a\gamma g_{\text{ост}}}{c - v_m} \ln\left(1 + \frac{h}{2b}\right), \quad (2.28)$$

где  $h$  — мощность глинистого пласта;  $a, b, c$  — постоянные коэффициенты из формулы (2.27);  $\gamma$  — плотность пород пласта. В формуле (2.28) коэффициенты  $a, b, c$  определяются независимо и несут важную дополнительную информацию. Но в этой формуле не учитываются бензиновые и керосиновые фракции. И при использовании ее в дальнейших расчетах следует вводить поправочный коэффициент, который затем желательно отыскивать в рамках общей модели. Серьезным искажающим «загрублением» является и допущение постоянства  $a_{\text{ост}}$  по разрезу. Поэтому при переходе к комплексу в целом полагаем, что эти коэффициенты неизвестны и следует заменить произведение постоянных величин новым коэффициентом. Если модель рассчитывается для одного нефтегазоносного комплекса, то в ряде случаев можно допустить, что и  $v_m$  постоянна. Тогда

$$q_m = a q_{\text{ост}}(N + 1) \ln\left(1 + \frac{\bar{h}_r}{b}\right), \quad (2.29)$$

где  $\bar{h}_r$  — средняя мощность глинистых пластов в НГК, рассчитанная с учетом пластов внутри комплекса и мощности перекрывающей и подстилающей покрышек<sup>1</sup>;  $N$  — число пластов.

Формула содержит два неизвестных коэффициента, и на данной стадии рассчитать по ней  $q_m$  невозможно. Однако в отличие от фор-

<sup>1</sup> Если эти мощности сильно отличаются, целесообразно вести расчет отдельно.

мулы (2.28), несмотря на «загрубления», она достаточно хорошо отражает сам принцип процесса, поэтому учтем ее в качестве первой формулы, описывающей удельные запасы мигрантоспособных частичек нефти.

*«Прямые» модели эмиграции в макрореакторах*

Исследования хроматографического эффекта при первичной миграции, которые провели С.Г. Неручев, А.Э. Конторович, Р.Тиссо, Б. Пеле и о которых речь шла выше, позволяют оценить мощность той части глинистого пласта, которая преимущественно отдает микро-нефть, — это первые 10–15 м глин от контакта с проницаемым пластом. Отсюда получаем оценку для  $\beta = 10$  м в формулах (2.15) – (2.26) и уточнение процедуры учета мощности глин внутри НГК. Будем учитывать генерацию ( $w$ ) только в тех частях глинистых прослоев внутри НГК, которые преимущественно могли отдавать нефть. Разобьем  $N$  глинистых прослоев, осложняющих НГК, на две группы: первую образуют прослои, мощность которых меньше 20 м (их число  $N_1$ ) и средняя мощность  $\bar{h}_r$ , вторую — прослои мощностью больше 20 м (их число  $N_2$ ). Назовем мощность отложений, которые могли отдавать микро-нефть, их рабочей мощностью, будем обозначать ее  $h^*$ :

$$h_r^* = N_1 \bar{h}_r + 20N_2; \quad (2.30)$$

$$h_n^* = h_n; \quad (2.31)$$

$$h^* = N_1 \bar{h}_r + 20N_2 + h_n. \quad (2.32)$$

1. Предположим, что из рабочей мощности некоторая постоянная доля генерированной нефти эмигрирует. Тогда для оценки  $g$  достаточно в формулах для оценки  $w$  (2.15, (2.18), (2.23 – (2.25) заменить значения  $h_i$  на соответствующие значения  $h^*$  по формулам (2.30) – (2.32) (естественно, изменяются и значения коэффициентов в формулах).

2. Попытаемся учесть активность тектонических движений как фактор, способствующий более полной эмиграции УВ. Положим, что эмиграция массы УВ из рабочей мощности пропорциональна напряженности тектонических движений  $G$ . Значение  $w$  после замены  $h$  на  $h^*$  обозначим  $w^*$ . Тогда

$$g = aw^*G. \quad (2.33)$$

Получим новую серию моделей. Модели 1 — частный случай этой серии, они получаются из предположения, что  $G$  не коррелирован с долей эмигрировавших УВ.

3. Модель И.И. Нестерова (1969 г.), основанная на учете баланса водорода в макрореакторе, не требует специального рассмотрения процесса эмиграции, поскольку генерация и миграция в этой модели совмещены. Ведущими факторами процесса являются тип ОВ и его метаморфизм. Этот процесс описан формулой (2.26). Тогда, если процесс идет согласно модели И.И. Нестерова,  $w$ , определенная по формуле (2.26), является одновременно и оценкой  $g$ .

*«Прямые» модели эмиграции в микрореакторах*

Примем за коэффициент эмиграции ( $K_3$ ) отношение количества битумоидов, эмигрировавших из нефтепроизводящих пород в определенный момент катагенеза, к количеству битумоидов, которое должно было бы содержаться в этой толще, если бы эмиграции их не было

$$g = \rho K_3.$$

В пределах элементарного объема  $\rho$  и  $K_3$  изменяются во времени в зависимости от глубины, температуры, метаморфизма. Между этими характеристиками можно установить довольно тесные связи и осуществлять переход от одной из них к другой. Будем все изменения рассматривать как функцию геологического времени (за нуль принят момент начала накопления осадка)  $\rho = \psi(t)$ ;  $K_3 = f(t)$ . В момент времени  $t$  общее количество генерированных углеводородов —  $\rho(t)$ , коэффициент эмиграции —  $K_3(t)$ , общее количество мигрантоспособных углеводородов  $g(t) = \rho(t) K_3(t)$ . В момент  $t_1 = t + \Delta t$

$$g(t + \Delta t) = (\rho(t) + \Delta\rho) (K_3(t) + \Delta K), \quad (2.34)$$

откуда  $dg = K_3 d\rho + \rho dK_3$ .

Вид функции  $\rho = \psi(t)$  задан 1–7-й моделями. Для оценки  $f(t) = K_3$  воспользуемся классическим графиком изменения битуминозности отложений с глубиной. Нарастающая (при возрастании  $H$  и  $T$ ) ветвь графика ( $L_1$ ) отражает общую массу генерированных битумоидов к моменту  $t$ . Аналитически продолжим эту ветвь графика на большие величины  $H$  и  $T$  и получим кривую  $L_2$ , возрастающую при возрастании  $H$  и  $T$  и асимптотически приближающуюся к некоторому предельному значению, что отражает общую массу генерированных битумоидов.

Тогда  $L_2 - L_1$  – количество эмигрировавших битумоидов, а  $K_3 = (L_2 - L_1)/L_2$ . Восстановление  $L_2$  по восходящей части графика  $L_1$  может быть произведено по-разному в зависимости от принятых ограничений, однако в большинстве реконструкций (мы использовали логистическую кривую), учитывающих реальные  $H$  и  $T$ , изменение  $K_3$  от  $T$ ,  $H$  и  $t$  близко к линейной зависимости, т.е.

$$K_3 \approx bt + l; \quad dK_3 = b dt.$$

Если для оценки  $\rho$  воспользуемся 1-й моделью (2.5), где  $\rho = ac(1 - e^{\alpha t})$ , то  $d\rho = ac\alpha e^{\alpha t} dt$  и для количества мигрантоспособной нефти можем записать:

$$dg = bc(1 - e^{\alpha t})dt + ac\alpha e^{\alpha t} dt + l e^{\alpha t} c dt.$$

Интегрируя по  $t$ , получаем

$$g = ac e^{\alpha t} [bt(\gamma e^{-\alpha t} + 1) + d]. \quad (2.35)$$

Заменяя в формуле (2.35)  $t$  на выражение  $H/v$  и интегрируя от  $H_1 - \beta$  до  $H_1 + \beta$ , получим

$$\bar{g} = l \frac{D^n v}{\tau} (e^{\alpha T_n} - e^{\alpha T_k}) \left[ \frac{\alpha(h_r + 20)}{v} - 1 \right] + b \frac{D^n}{\tau} (h_r + 20) T_{cp},$$

где  $\bar{g}$  – количество генерированных УВ в нефтегазоносном комплексе;  $T_k$  и  $T_n$  – температура в кровле и подошве комплекса;  $T_{cp}$  – средняя температура комплекса.

Для преобразования выражения, полученного после интегрирования, приняты следующие компоненты:

$$\frac{H_1 - \beta}{v} = T_n; \quad \frac{H_1 + H_2}{v} = 2T_{cp};$$

$$\frac{H_2 - \beta}{v} = T_k; \quad (H_1 - H_2 + 2\beta) = h_r + 20; \quad \beta = 10.$$

В результате получаем

$$g = a \frac{D^n}{\tau} (h_r + 20) e^{b \frac{T}{2v}} [t(\gamma e^{-bt} + 1) + \alpha]. \quad (2.36)$$

Из 2-й модели, если  $K_s = mt$ , получаем (для глин)

$$g = a \frac{D^n}{\tau} (h_r + 20) T^2 (bt + \alpha). \quad (2.37)$$

Из 6-й модели при  $K_s = mt$ ,  $\rho = ac_A \ln T$

$$g = a \frac{D^n}{\tau} [(h_r + 20)t \ln bT + lt(h_r + 20)]. \quad (2.38)$$

Подход, описанный уравнением (2.34), – наиболее обоснованный для учета эмиграции битумоидов. Однако в результате получают очень сложные модели, отдельные блоки которых сильно коррелированы, что затрудняет дальнейший поиск неизвестных коэффициентов. В окончательных моделях удается упростить отдельные блоки, учитывая реальные значения входящих в блок параметров. Так, часто встречающийся блок

$$y = (1 - e^{aT}), \quad (2.39)$$

где  $T > 1$ ;  $a$  – малая отрицательная величина, можно заменить на  $y \approx bT$ . Например, если  $a = 0,003$ ,  $T$  изменяется от 30 до 150°C, то получаем результат, показанный в табл. 3.

Таблица 3

Сопоставление расчетов

$T$	$y = (1 - e^{aT})$ ( $a = -0,003$ )	$y = bT$ ( $b = 0.026$ )
30	0,086	0,08
50	0,139	0,13
70	0,189	0,18
100	0,259	0,26
120	0,300	0,31
150	0,360	0,39

Вообще, если в модели при реальных значениях параметров получаем, что  $\chi$  – малая величина, то удобны следующие приближенные соотношения:

$$(1 + \chi)n \approx 1 + n\chi; \quad \ln(1 + \chi) \approx \chi; \quad \ln(1 - \chi) \approx -\chi; \quad e^x \approx 1 + \chi.$$

Часто замену целесообразно осуществлять с тем, чтобы более простыми методами оценить узкий интервал возможных значений неизвестного коэффициента, а затем определить его более точно с помощью подбора.

Обобщая разделы этой главы, посвященные моделированию процессов генерации и эмиграции нефти, приведем основные модели, выражающие зависимость  $g$  от комплекса геолого-геохимических показателей:

$$1) g = a \frac{D^n T}{\tau v \Gamma} G (b - D)(20 + h_r + 0,1h_n); \quad (2.40)$$

$$2) g = a \frac{D^n T}{\tau v \Gamma} G (b - D)[20(N_2 + 1) + N_1 \bar{h}_r]; \quad (2.41)$$

$$3) g = a \frac{D^n}{\tau} G e^{b \frac{T}{v \Gamma}} (t^2 + d)(h_r + 20); \quad (2.42)$$

$$4) g = a \frac{D^n}{\tau} G T^2 (t + d)(h_r + 20); \quad (2.43)$$

$$5) g = a \frac{D^n}{\tau} G T_{cp} t \left(1 + \frac{T^2 \tau}{v^2 \Gamma^2 D^n}\right)^{-b} (h_r + 20); \quad (2.44)$$

(вариант: вместо  $(h_r + 20)$  можно подставить  $(20N_2 + N\bar{h}_r)$ )

$$6) g = a \frac{D^n T_{cp} t}{\tau \Gamma v} G (b - D)(20 + h_r + 0,1h_n); \quad (2.45)$$

$$7) g = a \frac{D^n \mu}{\tau \Gamma} G [(T_n - T_0) \ln(T_n - T_0) - (T_k - T_0) \ln(T_k - T_0) - \Gamma (h + 20)]; \quad (2.46)$$

( $T_0$  – неизвестный коэффициент, определяется подбором:  $30 < T_0 < 80$ )

$$8) g = a \frac{D^n}{\tau} t \ln(bT) (h_r + 20)G; \quad (2.47)$$

$$9) g = a \frac{D^n}{\tau} T_{cp} t [1 - bD^k(1 - D)](h_r + 20)G; \quad (2.48)$$

$$10) g = a \frac{D^n}{\tau} (d - D)(1 - e^{bT_{cp}t})(20 + h_r + 0,1h_n)G; \quad (2.49)$$

$$11) g = a \frac{D^n}{\tau} (d - D) \frac{H_{cp}}{\ln H_{cp}} T_{cp} (h + 20) G; \quad (2.50)$$

$$12) g = a(N + 1) \ln \left( 1 + \frac{\bar{r}_r}{b} \right) B \quad (2.51)$$

( $B$  – содержание битумоидов в породе).

В моделях произведено некоторое упрощение блоков, несущественное для общей модели, вместо  $\beta$  и  $r$  подставлены их числовые значения:  $\beta = 10$  м,  $r_r = 0,005$  мм (для глин),  $r_n = 0,05$  мм (для алевролитов).

Приведенные модели учитывают большую часть основных факторов, которые, по мнению исследователей, предопределяют генерацию и первичную миграцию нефти.

Параметр  $D$  характеризует фациальные условия накопления пород. Если же вернуться к способу его выведения, то нетрудно видеть, что это, по существу, обобщенный геохимический показатель. Палеогеографическая зональность использована для более надежного прогноза характеристики типа ОВ на малоизученных участках. При наличии в регионе массовых замеров геохимических показателей и при соответствующей их обработке параметр  $D$  можно заменить непосредственно величиной начальной концентрации сапропелевого ОВ. А модель (2.51) непосредственно учитывает современное содержание битумоидов в породе. Литологические факторы учтены различными сочетаниями мощностей отложений ( $h$ ), введением параметров  $r_n$  и  $r_r$ , характеризующих размер частиц породы. Это позволяет надеяться, что некоторые модели в состоянии отразить роль глин как катализаторов процесса нефтегазообразования, а оценка свободной поверхности ОВ с помощью этих параметров должна способствовать описанию процессов генерации нефти, если его основой являются радикально сопряженные реакции.

Во всех моделях в различных модификациях отражено влияние температуры, при этом, судя по моделям, важна роль не только современной температуры, но и градиента температур. Один из определяющих процессов (тектонический) описан с помощью трех независимых показателей, отражающих скорость погружения района на ранних стадиях развития, скорость погружения НГК на стадии катагенеза и тектоническую напряженность.

### 2.2.6. Критические концентрации жидких УВ, обеспечивающие формирование залежей

Формирование промышленных скоплений может начаться только после того, как концентрация УВ в НГК превысит некоторое критическое значение. Об этом свидетельствует, наряду с общими положениями, и коррелируемость содержания тяжелых УВ в воднорастворенных газах с запасами нефти в различных зонах нефтегазонакопления. Н.Н. Ростовцев (1961, 1964 гг.) рассматривает концентрацию и состав газов, растворенных в воде, в качестве одного из важных параметров прогноза. Обширные обобщения материалов по этому вопросу для Западной Сибири сделаны Н.Н. Ростовцевым, Б.П. Ставицким, И.И. Нестеровым (1961, 1976 гг.) и другими исследователями. Новые исследования по «аквабитумоидам», выполненные А.Э. Конторовичем и его сотрудниками (1975 г.), дополняют эти обобщения важными материалами. Теоретические модели, в которых динамика и химизм подземных вод рассматриваются в качестве ведущих факторов нефтенакопления, разработаны И.О. Бродом, А.А. Карцевым, В.Н. Корценштейном, Г.П. Якобсоном, М.С. Бурштаром.

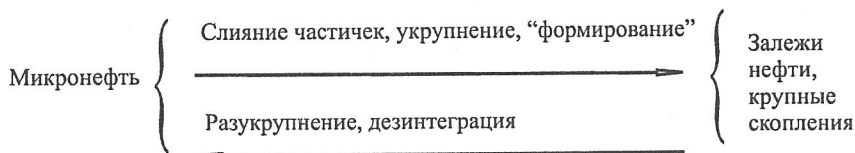
Основные физико-математические модели движения жидкостей в пористой среде привели Я. Бэр, Д. Заславский, С. Ирмей (1971 г.). Мы знаем конечную реализацию процесса — образование огромных скоплений УВ. Достаточно обоснованно можем предположить начальное состояние — рассеянная микронефть (в виде коллоидных растворов, эмульсии, некоторых обособленных микроколичеств). Знаем также, что, вероятно, каждая микрокастичка окружена водой. Если мы предположим, что эти частички не взаимодействуют между собой, то в соответствии с формулами гидродинамики, по мере продвижения потока от источника, концентрация микрокастичек должна падать. Переход в состояние «скопление» невозможен. Приемлемым механизмом, объясняющим формирование крупных скоплений, была бы фильтрация воды через слабопроницаемые породы [Кругликов И.М., Наливкин В.Д., Сверчков Г.П., 1963 г.] с соответствующим «отфильтровыванием» нефти. Но известные на сегодня данные говорят об обратном направлении движения масс — из глин в проницаемые пласты, а не наоборот. Применение фильтрационной гипотезы заставило бы предположить наличие в крышке двух разных систем каналов пор, по одной из которых идет отжимание воды в нижележащий пласт, а по другой — фильтрация из пласта в вышележащие горизонты.

Внутренняя разгрузка подземных вод — установленный факт [Карцев А.А., Вагин С.Б., 1962 г.; Бурштар М.С., 1973 г.], поэтому

приведенное предположение, возможно, не столь и абсурдно, но прогнозировать его мы не в состоянии.

Изменение химических свойств воды, например изменение рН [Матусевич В.М., 1977 г.], которое также могло бы объяснить переход нефти из диспергированного состояния в концентрированное, сегодня не поддается прогнозу на локальных участках. Мы можем учесть его как некоторую постоянную характеристику НГК в провинции, а нам желательно, чтобы модель отражала изменение плотностей запасов на сравнительно ограниченных участках. Этим вероятно, объясняется тот факт, что сегодня многие исследователи, так же как это 20 лет назад с успехом делал Н.Н. Ростовцев, учитывая данный этап формирования залежей, используют такие обобщенные характеристики его, как общее газосодержание и содержание тяжелых УВ в воднорастворенных газах (Б.П. Ставицкий, И.И. Нестеров, В.Д. Наливкин, Г.П. Сверчков и др.). Мы тоже используем этот путь. При этом поступим следующим образом: припишем частичке микронефти, находящейся в водной среде в пределах коллектора, два общих свойства: 1) перемещение частичек микронефти в коллекторе обусловлено перемещением водного потока и собственными перемещениями частичек относительно этого потока; 2) при встрече (соударении) частички микронефти сливаются, образуя более крупную частичку.

Эти положения соответствуют моделям миграции, предложенным А.А. Трофимуком, В.С. Вышемирским (1971 г.), В.И. Козловым (1959 г.), Н.М. Кругликовым, Н.С. Петровым (1974 г.) и другими исследователями. Разрушение сформировавшихся скоплений нефти происходит за счет диффузии. Поэтому для каждого момента времени для сочетания конкретных геологических, геохимических, термодинамических условий устанавливается в закрытой системе равновесие:



Общее увеличение концентрации микронефти в системе сдвигает равновесие вправо. Этот вывод противоречит представлению о распределении масс, которое обычно в достаточно неявной форме фигурирует в моделях нефтенакпления. Обобщить их можно примерно так. Если  $g$  — количество генерированной нефти, а  $\chi_1$  — количество нефти, которое при данных термодинамических условиях мо-

жет удержать (в растворе, в виде эмульсий) пластовая вода с данными химическими свойствами, то количество нефти в залежах  $y_1 = g - \chi_1$ . Изменяются характеристики воды, она в состоянии удержать меньшее количество нефти ( $\chi_2$ ), возрастает количество нефти в залежах  $y_2 = g - \chi_2$ ;  $y_2 > y_1$ . Но из такой схемы следует, что увеличение количества микронепфти в воде приведет к уменьшению нефти в залежах. Из практики известно как раз обратное: чем больше тяжелых УВ в водах, тем выше плотность запасов нефти (Н.Н. Ростовцев, Б.П. Ставицкий, В.М. Матусевич и др.).

Чтобы наглядно представить существо обсуждаемой проблемы, вообразим, что все скопления УВ собраны вместе и из них образован конус, в основании которого — «микроскопления», а на вершине — самая крупная залежь с запасами  $q_{\max}$ . Распределение залежей по размерам подчиняется достаточно строгим законам (см. гл. 6), а это значит, что между размерами различных сечений нашего конуса существуют взаимосвязи, не позволяющие увеличить высоту конуса без увеличения его объема (так же как и для конуса, образованного сыпучим материалом). Объем конуса может быть разбит на несколько областей. Горизонтальная поверхность, проведенная на некотором расстоянии от основания, отсекает верхнюю часть конуса — скопления УВ в ней по размерам мы относим к залежам. Часть объема конуса у основания образуют микроскопления, перешедшие в воду, аналогичную область формируют скопления, адсорбированные породой, и т. д. Из такой модели ясно видно, что общее увеличение объема конуса приводит к увеличению всех выделенных областей, а даже незначительное его уменьшение может привести к тому, что вершина не поднимется над поверхностью, ограничивающей нижний предел размеров залежей  $q_0$ , и «промышленные» скопления исчезнут. В соответствии с формулами распределения залежей по размерам, которые выведены в гл. 6, запишем выражение для доли запасов ( $I$ ) в скоплениях, меньших  $q$ , от общей величины запасов всех скоплений  $Q$ :

$$I_{q_i} > q = \frac{\ln q_i - \ln q_0}{\ln q_{\max} - \ln q_0},$$

принимая  $q_0 = 1$  млн.т., получим

$$I_{q_i} < q_0 = \frac{4 \ln q_0}{\ln \hat{Q} - \ln \gamma},$$

$q_0$  и  $\gamma$  постоянны в пределах провинции, поэтому

$$I_{q_i} < q_0 = \frac{a}{\ln \hat{Q} - b},$$

$$K_{\text{ак}} = 1 - \frac{a}{\ln \hat{Q} - b}.$$

Переходя к удельным запасам и учитывая, что вклад коэффициента  $b$  в общее изменение невелик, получим оценку удельных запасов нефти, которая могла накопиться в залежах ( $\rho_n$ )

$$\rho_n = gK_{\text{ак}} \approx g - d \frac{g}{\ln g} \approx g \left( 1 - \frac{d}{\ln g} \right), \quad (2.52)$$

где  $g$  – удельные по площади запасы эмигрировавшей нефти.

Сопоставляя это выражение с фактическими расчетами по нефтегенерации и нефтенакоплению и с изученными нами зависимостями распределения месторождений по плотности запасов, находим, что коэффициент  $d$  в формуле (2.52) равен  $7,4 \approx e^2$ .

Поэтому

$$K_{\text{ак}} = 1 - \frac{e^2}{\ln g}, \quad (2.53)$$

т.е. величина коэффициента аккумуляции предопределена прежде всего концентрацией эмигрировавшей нефти.

На рис.21, 22 приведены графики, отражающие эту зависимость.

Теоретические построения, основанные на изучении распределения размеров залежей, и общие положения о перераспределении УВ, которые отражает формула (2.53), хорошо согласуются с геохимическими расчетами процесса нефтеобразования.

Соотношение (2.53) объясняет тот парадокс, который мы наблюдаем в природе: при сравнительно плавном изменении геолого-геохимических характеристик в пространстве плотность запасов изменяется весьма резко. Геолого-геохимические характеристики предопределяют концентрацию эмигрировавшей нефти. После достижения последней некоторого критического предела даже небольшое увеличение  $g$  обеспечивает значительно более быстрое увеличение удельной плотности запасов. При возрастании  $g$  от 2 до 3 млн.т/км<sup>2</sup> плотность запасов возрастает от 20 до 225 тыс. т/км<sup>2</sup>, а при уменьше-

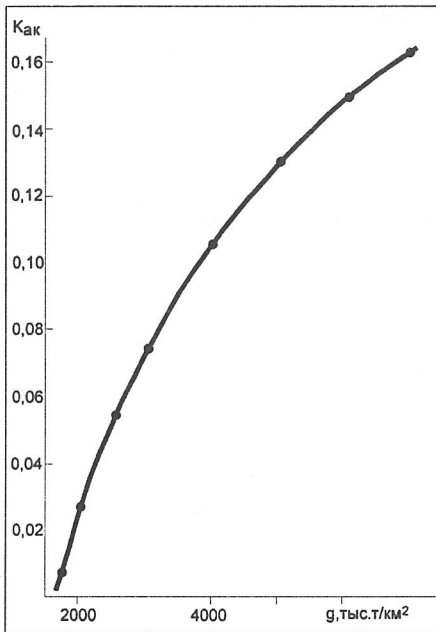


Рис.21. Зависимость коэффициента аккумуляции  $K_{ак}$  от количества эмигрировавшей нефти  $q$  по теоретическим расчетам

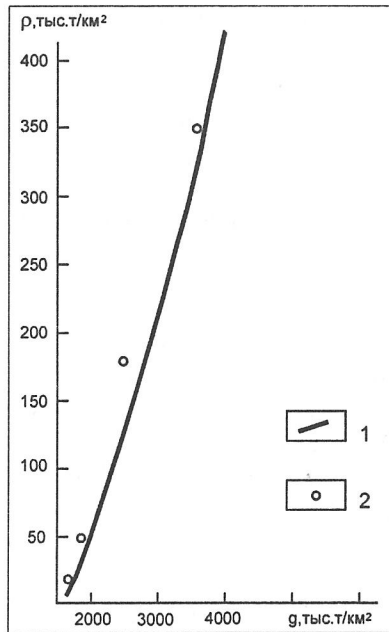


Рис.22. Зависимость плотности запасов  $\rho$  от удельного количества эмигрировавшей нефти  $q$ :

1 — теоретическая кривая; 2 — соотношение  $q$  и  $\rho$  для некоторых хорошо изученных регионов

нии  $g$  от 2 до 1 млн. т/км<sup>2</sup> территория переходит из разряда среднеперспективной (50 тыс. т/км<sup>2</sup>) в бесперспективную.

Из рис. 22 видно, что для значительной части графика допустима линейная экстраполяция. При этом  $\rho_n = 0$ , если  $\ln g = e^2$ , откуда

$$\rho_n = 0,16g - 259, \quad (2.54)$$

для  $g > 4000$  тыс. т/км<sup>2</sup> формула (2.54) дает значительное занижение  $\rho$ . Критической концентрацией эмигрировавшей нефти в данном подходе выступает величина  $g = \exp e^2$ , при которой  $\rho_n = 0$ . Вероятно эта величина отражает не только природные закономерности, но и наш подход к разделению скоплений нефти на залежи и незалежи. При изменении нижнего предела размеров залежей может измениться и  $g$ . Рассмотрение состояния углеводородной системы в водной среде и

изучение распределения залежей привело к составлению уравнения (2.54). Но очевидно, что это соотношение отражает лишь общую тенденцию процесса, в каждом конкретном участке провинции действуют свои более локальные факторы, способствующие дифференциации УВ внутри района.

### 2.2.7. Влияние литологических неоднородностей разреза

Назовем долю нефти, не задержавшуюся в литологических микрон неоднородностях разреза, коэффициентом литологической проницаемости разреза  $\eta_n$ . Ясно, что  $\eta_n$  должен отражать конкретное строение разреза; соотношение проницаемых и непроницаемых пород в НГК, градиент изменения свойств разреза и другие особенности. Этот параметр был введен автором совместно с Г.И. Плавником, Л.Г. Судатом и др. (1975 г.). Описание способа его определения приведено в гл. 4. Из различных способов оценки  $\eta_n$  для регионального прогноза остановимся на следующих:

$$\eta_n = a \ln[\bar{h}_n^2(1 + \ln n)]; \quad (2.55)$$

$$\eta_n = av^x h_n(1 - v); \quad (2.56)$$

$$\eta_n = ah_n^x, \quad (2.57)$$

где  $\bar{h}_n$  — средняя мощность проницаемого пласта в НГК;  $n$  — число песчаных прослоев;  $v$  — песчанистость разреза в долях;  $h_n$  — мощность проницаемых пород в разрезе.

В вариантах расчета  $\eta_n$  можно в качестве  $h_n$  и  $n$  использовать среднюю мощность резервуара и число резервуаров, осложняющих данный НГК.

Итак, в этом разделе сделана попытка выделить из общей массы эмигрировавшей нефти ту ее часть, которая в дальнейшем пошла на формирование залежей. Вопрос этот сегодня разработан слабо, и можно указать лишь основные тенденции при оценке данного процесса.

Необходимо учитывать: 1) предельную концентрацию УВ, которая должна быть достигнута, чтобы началось формирование залежи; 2) общую концентрацию в коллекторе эмигрировавшей микрон нефти, поскольку именно она, по-видимому, оказывает определяющее влияние на величину коэффициента аккумуляции; 3) литологические неоднородности разреза, которые предопределяют адсорбцию микро-

нефти, поглощение ее тупиковыми зонами, полупроницаемыми пластами и затрудняют формирование крупных скоплений.

В общем виде количество нефти, которое могло образовать промышленные залежи ( $\hat{g}$ ), выразится

$$\hat{g} = \alpha g \eta_{\text{л}}, \quad (2.58)$$

где  $\alpha$  — или константа, или выражена через  $g$  в соответствии с формулами (2.52), (2.54).

### 2.2.8. Перераспределение углеводородов между участками района (миграция)

Большинство известных моделей миграции описывают перераспределение той массы нефти, которая выше обозначена как  $\hat{g}$ . Основное внимание исследователи обычно уделяют форме процесса, дальности переноса УВ. На этом пути получены важные результаты. Разработаны модели дифференциального улавливания [Гассоу У.К., 1964 г.; Максимов С.П., 1964 г.], модели струйной миграции, предложенные В.П. Савченко (1965 г.), для условий Западной Сибири были применены О.А. Ремеевым (1967 г.), обоснованы модели миграции нефти в водных и газовых растворах (К.Б. Аширов, А.А. Карцев, Г.П. Сверчков, В.Д. Наливкин и др.).

Нас при создании этого блока модели будет в первую очередь интересовать перераспределение масс УВ между различными частями района. Для построения модели зададимся следующими условиями [Плавник Г.И., Шпильман В.И., 1974 г.]. Пусть в некоторый момент в пределах всей изучаемой площади удельная плотность микро нефти —  $\hat{g}$ . Нефть рассредоточена в виде микроскоплений, которые обладают свойствами, заданными в разделе 2.2.6. Имеется тенденция перемещения микроскоплений в более повышенные участки.

Требуется определить распределение плотностей запасов в момент завершения формирования залежей. Исследования [Салманов Ф.К., 1972 г.; Нестеров И.И., 1969 г.; Трофимук А.А., Конторович А.Э., 1965 г.] свидетельствуют о молодом времени формирования залежей в Западной Сибири и позволяют при конструировании моделей использовать большинство современных структурных характеристик среды.

Завершением формирования залежи будем считать тот этап, когда реализованы все потенциальные возможности данного НГК в районе, запасы залежей достигли максимального размера за счет собственных

ресурсов оцениваемого НГК. Последующий этап уменьшения размеров залежей именуется разрушением. Увеличение запасов залежи за счет нижележащих комплексов будем называть подтоком УВ (если последний процесс носит массовый, определяющий характер, то неверно выделен НГК).

Модель строится для группы залежей (прогноз региональный), расположенных в пределах открытого на входе и выходе участка. Площадь этого участка моноклинали —  $F_1$ ; площадь питающего склона (нижеразположенного участка моноклинали) —  $F_2$ . В пределах  $F_1$  плотность микроскоплений, способных обрабатывать залежь, —  $\hat{g}$ . Дополнительные порции микроскоплений поступают с  $F_2$ , часть микроскоплений уходит из  $F_1$  вверх по склону. Питающий участок ограничен (кроме границы с  $F_2$ ) естественными барьерами для миграции — днищами впадин, литологическими замещениями и т.п. Плотность структур на оцениваемом участке —  $S_1$ , на питающем склоне  $S_2$ . Эти величины выражают долю площади оцениваемого района, приходящуюся на замкнутые структуры. Выделим вокруг замкнутых поднятий их нефтегазосборные площади. Долю района, приходящуюся на нефтесборные площади, определим как  $aS$ , общая площадь нефтегазосборных участков равна  $aFS$ . В районе с плотностью мигрантоспособных УВ ( $\hat{g}$ ) остается  $Q = aFS\hat{g}$  и уходит  $F\hat{g} - aFS\hat{g} = F\hat{g}(1 - aS)$  углеводородов.

В соответствии с этим массу нефти, ушедшую с питающего склона, можно выразить так:  $F_2\hat{g}(1 - aS_2)$ . Количество УВ на оцениваемом участке после поступления дополнительных порций с питающего склона будет равно  $F_1\hat{g} + F_2\hat{g}(1 - aS_2)$ . На оцениваемом участке окажется захваченным нефтесборными площадями и останется УВ:

$$Q = [F_1\hat{g} + F_2\hat{g}(1 - aS_2)]aS_1, \quad (2.59)$$

а  $(F_1\hat{g} - Q)$  углеводородов уйдет вверх по склону.

В результате запасы и соответственно плотность запасов на подсчетном участке возрастут (или уменьшатся при  $K_n < 1$ ) в  $K_n$  раз по сравнению с исходной плотностью запасов мигрантоспособных углеводородов

$$K_n = \frac{Q\hat{g}[F_1 + F_2(1 - aS_2)]aS_1}{F_1\hat{g}} = \left[1 + \frac{F_2}{F_1}(1 - aS_2)\right]aS_1. \quad (2.60)$$

Назовем  $K_n$  коэффициентом перераспределения. Оценим величину  $a$ . По замерам нефтесборная площадь в несколько раз боль-

ше структуры (обычно в 3 – 5 раз, по Г.И. Плавнику, 1973 г.). С другой стороны, для свода  $aS_1 = 1$  (УВ не уходят с вершины), а плотность структуры на своде примерно равна 0,20–0,40 [Шпильман В.И., 1972.; Плавник Г.И., 1975 г.], откуда  $a$  принимаем равным 3.

По условиям модели  $aS_1$  определяет долю УВ, оставшихся на участке. Поэтому, если эталонный или подсчетный участки находятся в пределах замкнутой положительной структуры, эта величина должна быть равной единице. Примерно так и получается при реальных значениях  $S_1$ . Но статистический метод расчета  $S$  может дать и существенные отклонения. Поэтому сомножитель за скобкой обозначим  $U$  и укажем способ его расчета:  $U = 3S_1$  – для участков, открытых на входе и выходе;  $U = 1$  – для участков, открытых на входе.

С учетом этого запишем окончательное выражение  $K_n$  для участков, открытых на входе и выходе, или только на входе и только на выходе (для закрытых  $K_n = 1$ ):

$$K_n = \left[ 1 + \frac{F_2}{F_1} (1 - 3S_2) \right] u. \quad (2.61)$$

С учетом формулы (2.61) плотность запасов на оцениваемом участке при отсутствии вертикальных перетоков

$$\hat{\rho}_n = \hat{g}K_n. \quad (2.62)$$

### 2.2.9. Разрушение залежей и подтоки УВ из нижележащих комплексов

Процессы эти рассмотрены в работах М.К. Калинко, В.Д. Навликина, Г.П. Евсеева, А.И. Германа, Г.П. Сверчкова, В.П. Бухарцева, В.С. Суркова и многих других исследователей. Нередко в качестве ведущего фактора разрушения залежей и подтоков УВ из нижележащих НГК отдельными исследователями принимаются разломы. Автором этот вопрос был проанализирован на материалах Туранской плиты (1972 г.). Значимой связи густоты сети разломов, общей их протяженности с распределением запасов в районе не обнаружено. И.И. Нестеров провел количественный анализ связи разломов с размещением залежей для отдельных территорий США – связь или не обнаруживается, или даже фиксируется обратная картина. В одной из работ [Максимов С.П., Кунин Н.Я., Сардонников Н.М., 1977 г.] также указывается, что количественная проверка не подтвердила влияния

разломов на нефтегазоносность. При изучении роли разломов обнаруживаются и технические трудности, препятствующие учету их при прогнозе. Даже в изученном районе далеко не все разрывные нарушения выявлены, не для всех установлена глубина проникновения в осадочный чехол, затруднительно установить для многих из них удовлетворительную классификацию, а при значительной густоте сети разломов трудно организовать и корректное изучение влияния этих разломов на размещение залежей.

Роль разломов как факторов, определяющих форму залежей, условия их поиска, бесспорна, но для предсказания масс УВ данные о сети разломов пока малоинформативны.

Для оценки разрушения сформировавшейся залежи, вероятно, важным фактором являются: время, прошедшее с момента ее формирования, изменение химического состава вод в системе, уплотнение пород. Большую роль, очевидно, играет и ухудшение экранирующих свойств покрышек в зоне высоких температур (В.Д. Наливкин, Г.П. Евсеев, И.Н. Ушатинский и др.). Попытаемся ввести в модель некоторые из этих факторов. Пусть  $t_p$  — время разрушения, т.е. время, прошедшее с момента выхода отложений НГК из зоны ГФН. Для определенности будем замерять  $t_p$  как время, прошедшее с момента, когда подошва НГК погрузилась глубже 2500 м ( $t_p = 0$ , если  $H_n < 2500$  м).

Концентрация УВ под покрышкой (в пределах залежи) и над покрышкой до полного исчезновения залежи практически неизменна —  $\beta$ . Площадь, занимаемая залежами под покрышкой, пропорциональна  $\rho$ . Мощность экранирующей толщи —  $h_3$ ;  $\lambda$  — коэффициент, характеризующий массоперенос УВ через покрышку. По мере погружения и ухудшения экранирующих свойств покрышки  $\lambda$  растет; предположим, что он увеличивается пропорционально  $H$  (глубине). Тогда в соответствии с уравнением массопереноса для количества ушедшей из НГК нефти ( $M$ ) запишем

$$M = \lambda \frac{\beta}{h_3} F t_p \approx aH \frac{\beta}{h_3} \hat{\rho} t_p \approx b\bar{\rho} \frac{H t_p}{h_3}. \quad (2.63)$$

На современной стадии останется нефти (на единице площади)

$$\hat{\rho} - b\bar{\rho} \frac{H t_p}{h_3} = \hat{\rho} \left( 1 - \frac{bH t_p}{h_3} \right).$$

Под коэффициентом сохранности будем понимать отношение оставшегося количества нефти к исходному:

$$K_c = \frac{\hat{\rho} \left(1 - \frac{bHt_p}{h_3}\right)}{\hat{\rho}} = \left(1 - \frac{bHt_p}{h_3}\right). \quad (2.64)$$

При отсутствии подтока УВ снизу окончательная формула для оценки плотностей запасов будет иметь вид

$$\hat{\rho}_n = \hat{g}K_n K_c. \quad (2.65)$$

При различных выражениях  $\hat{g}$  поиск  $b$  в формуле (2.64) может оказаться очень трудоемким. Поэтому воспользуемся приближенными подстановками. В формуле (2.64)  $K_c$  изменяется от 0 до 1,  $t$  — от 5 до 100 млн. лет;  $H$  — от 2000 до 4000 м,  $h_3$  — от 10 до 500 м, отсюда  $b$  должна быть очень малой величиной, заменив  $(1 - b)$  на  $\xi$ , получим

$$K_c = \xi H t_p / h_3. \quad (2.66)$$

Несмотря на то, что формула (2.66) кажется более громоздкой при введении в модель, поиск неизвестных коэффициентов облегчается.

Рассмотрим комплекс, в котором осуществляется подток УВ из нижнего НГК. Количество нефти, ушедшей из нижнего комплекса (2) в верхний (1), описывается формулой (2.63):

$$M_2 = b\hat{\rho}_2 \frac{H_2 t_{p2}}{h_{32}}.$$

Для простоты полагаем, что процессы привноса новых порций УВ в комплексе 1 и потери этим комплексом собственных УВ независимы.

Тогда окончательную плотность запасов нефти в НГК<sub>1</sub> можно записать как сумму собственной начальной плотности плюс подток, минус уход части собственных УВ из комплекса<sup>1</sup>

$$\hat{\rho}_n = \hat{\rho}_1 + b\hat{\rho}_2 \frac{H_2 t_{p2}}{h_{32}} - b\hat{\rho}_1 \frac{H_1 t_{p1}}{h_{31}}; \quad (2.67)$$

$$t_{p1} \geq 0; \quad t_{p2} > 0.$$

<sup>1</sup> Фактически процессы подтока УВ и ухода части их из комплекса происходят одновременно. Здесь допускается некоторое упрощение процесса.

Сводный коэффициент вертикальных перетоков  $K_{\text{вп}}$  получим, разделив выражение (2.67) на  $\hat{\rho}_1$

$$K_{\text{вп}} = 1 + b \frac{\hat{\rho}_2}{\hat{\rho}_1} \frac{H_2 t_{p2}}{h_{\text{э}2}} - b \frac{H_1 t_{p1}}{h_{\text{э}1}} = 1 + b \frac{H_1 t_{p1}}{h_{\text{э}1}} \left( \frac{\hat{\rho}_2 H_2 h_{\text{э}1} t_{p2}}{\hat{\rho}_1 H_1 h_{\text{э}2} t_{p1}} - 1 \right). \quad (2.68)$$

В формуле (2.68)  $b$  — малая величина, поэтому данное выражение можно упростить. Но следует еще условиться относительно задания  $\hat{\rho}_2/\hat{\rho}_1$ . Если подставим выражение для  $\hat{\rho}_2$  и  $\hat{\rho}_1$  полностью в соответствии с формулами, то получим очень громоздкое выражение с целой серией неопределимых параметров. Учтем для оценки соотношения только наиболее информативные параметры. Как показал предварительный расчет моделей,  $D$  входит в них в третьей степени, остальные параметры — в первой. Коэффициенты перед параметрами сокращаются. Получаем окончательный вид выражения для  $K_{\text{вп}}$ :

$$K_{\text{вп}} = \xi \frac{H_1 t_{p1}}{h_{\text{э}1}} \left( \frac{D_2^3 h_2 T_2 \tau_1 t_{p2} h_{\text{э}1} H_2}{D_1^3 h_1 T_1 \tau_2 t_{p1} h_{\text{э}2} H_1} - 1 \right). \quad (2.69)$$

$K_{\text{с}}$  — частный случай  $K_{\text{вп}}$ . В окончательном виде

$$\hat{\rho}_{\text{н}} = \hat{\rho} K_{\text{п}} K_{\text{вп}}. \quad (2.70)$$

Этим конструирование моделей нефтегазонакопления завершается. Расчет неизвестных коэффициентов, выбор наилучших модификаций блоков моделей осуществим сопоставлением моделей с фактическими характеристиками эталонов (см. гл. 5).

### 2.2.10. Модели газонакопления

Многие факторы, определяющие размещение залежей нефти, контролируют и процессы газогенерации, и газонакопления. Однако уже на уровне статистического анализа параметров наблюдаются существенные отличия. Например, автором (1972 г.) было показано, что изменение содержания Сорг в тех пределах, которые наблюдаются в Западной Сибири, не влияет на плотность запасов нефти, но имеет значимую корреляционную связь с плотностью запасов газа. Различие процессов нефтеобразования и газогенерации достаточно полно рассмотрено В.А. Соколовым (1965 г.), С.Г. Неручевым (1977 г.), И.В. Высоцким (1973), М.К. Калинин (1964 г.), А.Э. Конторовичем (1970 г.) и многими другими исследователями.

Наиболее принципиальные отличия процессов газонакопления следующие.

1. Многостадийность процессов генерации газа. Интенсивность образования газа имеет максимум в диагенезе (преимущественно биогенная генерация), максимум в протокатагенезе и затем, начиная с мезокатагенеза, непрерывно нарастает вплоть до глубин 5 – 7 км (Н.Б. Вассоевич, А.Э. Конторович и др.).

2. В генерации УВ газов участвуют большие массы ОВ более разнообразного генезиса. Было показано, что в этом процессе велика роль концентрированного ОВ (КОВ) [Немченко Н.Н., 1974 г.].

3. УВ газов более избирательны к качеству покрышек и интенсивности тектонических движений [Наливкин В.Д., Сверчков Г.П., 1975 г.; Нестеров И.И., Ушатинский И.Н., 1971 г.; Рудкевич М.Я., Шпильман В.И., 1972 г.].

4. Процесс аккумуляции и разрушения скоплений УВ газов более чувствителен к изменению пластового давления [Ростовцев Н.Н., 1955 г.; Волков А.М., 1955 и др.].

Опишем кратко модели газонакопления, воспользовавшись рядом положений, описанных ранее для нефти.

1. Концентрация исходного вещества пропорциональна величине  $C_{\text{орг}}D$ . Биогенная генерация метана приводит к уменьшению массы исходного вещества. Масса исходного вещества, ушедшая на эту генерацию, пропорциональна  $\tau$  и обратно пропорциональна  $D$ . Тогда концентрация исходного вещества, вошедшего в катагенетическую зону генерации,  $C = aC_{\text{орг}}D(b - \tau)$  или  $C = aC_{\text{орг}}(bD - 1)$ .

2. В зоне мезокатагенеза количество генерированных УВ газов нарастает в зависимости от метаморфизма. Выражая последний по формуле И.И. Нестерова ( $M = \alpha \frac{HT}{m}$ ) и предполагая линейную зависимость генерации от метаморфизма, получим:

*для единичного слоя*

$$g = ac \frac{HT}{m};$$

*для всего НГК*

$$g = ahc \frac{HT}{m}.$$

Второй путь расчета  $g$  – аппроксимация расчетов интенсивности газогенерации, выполненных по анализу изменения компонентного

состава ОВ на разных стадиях метаморфизма. Мы воспользуемся расчетом А.Э. Конторовича, результаты которого приведены в табл. 1, 2.

Формула, предлагаемая этим автором для оценки  $g_{(1-2)}$ , имеет вид

$$g_{1-2} = \frac{1 - \kappa_{1-2}}{\kappa_{1-2}} - \bar{\gamma}_{1-2} dh \frac{C_{\text{орг}}}{C_2} 10^4,$$

где  $g_{(1-2)}$  — количество УВ газов, образовавшихся при переходе ОВ из стадии метаморфизма 1 на стадию метаморфизма 2;  $h$  — мощность НГК;  $C_{\text{орг}}$  — содержание в породе органического углерода;  $\kappa_{(1-2)}$  — доля ОВ, сохранившихся на стадии 2 от его количества на стадии 1;  $\gamma_{(1-2)}$  — доля УВ газов в составе летучих продуктов углефикации;  $C_2$  — содержание углерода в ОВ на стадии 2;  $d$  — плотность пород.

Параметры  $\kappa$  и  $\gamma$  являются сами результатом прогноза. По материалам табл. 1, 2 находим, что  $\kappa$  и  $\gamma$  коррелированы с  $H$  и  $T$ . Тогда получаем такую зависимость для оценки  $g$  [Шпильман В.И., Плавник Г.И., 1976 г.]:

$$g = \alpha ch (0,85T \ln H - 2).$$

В результате получаем следующие модели генерации УВ газов, в которых  $g$  — количество газов, генерированных в пределах единичной площади всей мощностью комплекса:

$$g_1 = aC_{\text{орг}} hD(b - \tau) \frac{HT}{m}; \quad (2.71)$$

$$g_1 = aC_{\text{орг}} h(bD - 1) \frac{HT}{m}; \quad (2.72)$$

$$g_1 = aC_{\text{орг}} h(b - \tau)(0,85T \ln H - 2); \quad (2.73)$$

$$g_1 = aC_{\text{орг}} h(bD - 1)(0,85T \ln H - 2). \quad (2.74)$$

Эти формулы не учитывают количество УВ газа, генерированных на стадии диагенеза. Предполагается, что он рассеивается.

Показано, что в определенных условиях этот газ также может аккумулироваться в виде газогидрата [Трофимук А.А., Черский Н.В., Царев В.П., 1975 г.]. Поэтому необходимо ограничить область дальнейшего применения формул (2.71 – 2.74) теми условиями, при которых не образуются газогидраты на дне водоема. По-видимому, для палеоморей Западной Сибири применение формул (2.71 – 2.74) допустимо.

3. Количество газов, адсорбированных породой, учтено введением постоянного коэффициента. Для учета количества газов, растворенных в воде, предлагается такая модель.

Средняя растворимость газов в воде –  $\Omega$ , количество воды, прошедшей через коллектор, –  $h_{\Pi}ml$ , где  $l$  – число циклов водообмена, связанное с уплотнением пород.

Заменим  $l$  через  $\ln H$ , тогда общее количество газа, растворенного в воде:

$$g_2 = \alpha\Omega h_{\Pi} m \ln H. \quad (2.75)$$

4. В соответствии с уравнениями (2.63), (2.68) выразим подтоку УВ газов из нижних комплексов ( $g_3$ ) и уход через покрывку ( $g_4$ ). В формулах (2.63) и (2.68) в качестве оценки  $\rho$  следует подставить ( $g_1 - g_2$ ) из формул (2.71 – 2.75).

Учет ухода УВ газов из комплекса дает следующее выражение для плотности запасов газа:

$$g = aC_{\text{орг}}hD \frac{HT}{m} - bC_{\text{орг}}h \frac{DHT}{m} \tau - \alpha\Omega h_{\Pi} m \ln H - xC_{\text{орг}}hD \frac{H^3T}{mh_3} + \\ + lC_{\text{орг}}h \frac{DH^3T}{mh_3} \tau - m\Omega h_{\Pi} m \ln H \frac{H^2}{h_3}. \quad (2.76)$$

Блоки (слагаемые) в этом выражении сильно коррелированы, что снижает надежность последующего расчета коэффициентов  $a$ ,  $b$ ,  $\alpha$ ,  $x$ ,  $l$  и  $m$ . Чтобы получить более приемлемое выражение для последующей статистической обработки, выразим в формуле (2.63)  $\rho$  только через основные параметры, которые его определяют. Ранее на более простых моделях было установлено, что такими ведущими параметрами для газообразования являются  $\sqrt{h}$ ,  $D$  и  $\nu$ , где  $\nu$  – песчанность разреза в долях. Также введем и  $\rho_2$  для характеристики подтока газа (соответственно  $\sqrt{h_2}$ ,  $D_2$ ,  $\nu_2$ ).

Чтобы получить окончательную оценку для плотности запасов газа на конкретном участке, умножим полученное итоговое выражение на коэффициент перераспределения  $K_{\Pi}$ . При окончательной записи  $K_{\Pi}$  для удобства перенесем в левую часть уравнения. Итоговые формулы оценки плотности запасов газа в промышленных залежах ( $\rho_r$ ) учитывают еще один дополнительный параметр – неотектоническую активность  $z$ , который вводится в качестве слагаемого. Вид двух основных итоговых формул следующий:

$$\frac{\rho_r}{K_{\Pi}} = aC_{\text{орг}}hD\frac{HT}{m} - bC_{\text{орг}}h\frac{HT}{m} - dh_{\Pi}m \ln H - x\frac{\sqrt{h}DvH^2}{h_3} +$$

$$+ l\frac{\sqrt{h_2}D_2v_2H_2^2}{h_{32}} + hz - p; \quad (2.77)$$

$$\frac{\rho_r}{K_{\Pi}} = C_{\text{орг}}hD(0,85T \ln H - 2) - bC_{\text{орг}}h(0,85T \ln H - 2) -$$

$$- dh_{\Pi}m \ln H - x\frac{\sqrt{h}DvH^2}{h_3} + l\frac{\sqrt{h_2}D_2v_2H_2^2}{h_{32}} + nz - p; \quad (2.78)$$

Для того чтобы найти неизвестные коэффициенты моделей, произвести адаптацию моделей к реальным условиям конкретной нефтегазонасыщенной провинции, необходимо строго выделить объекты количественного анализа, выработать однозначные приемы описания их свойств и процедур расчета параметров моделей. Для моделей тектонических процессов эти вопросы удалось свести в один раздел. Модели нефтегазонакопления более сложные. Поэтому посвятим две следующие главы специальным вопросам, связанным с выделением объектов и описанием их свойств, а в главе 5 вновь вернемся к моделям, произведем их разбраковку, расчет неизвестных параметров, опишем основные количественные закономерности в размещении залежей нефти и газа, которые удалось установить с помощью моделей.

### ГЛАВА 3

## ОБЪЕКТЫ КОЛИЧЕСТВЕННОГО АНАЛИЗА И ПРОГНОЗА (ДЛЯ ЗАДАЧ РЕГИОНАЛЬНОГО ПРОГНОЗА)

### 3.1. ЭТАЛОННЫЙ УЧАСТОК

Для получения количественных зависимостей необходимы эталоны — хорошо изученные участки территории. Переносить эти зависимости также нужно на участки, выделенные с учетом определенных правил. Как показывает практика прогнозных оценок, наибольшее число погрешностей связано с неоднозначностью выделения объектов. Поэтому мы остановимся подробнее на вопросе выделения эталонов.

Рассмотрим фактическое распределение плотности запасов по различным территориям. На рис. 23 приведено распределение нефтегазоносных районов, детально изученных участков площадью 2 — 5 тыс. км<sup>2</sup> (эталонов) и гипотетическое распределение участков площадью в 1 км<sup>2</sup> по плотности запасов.

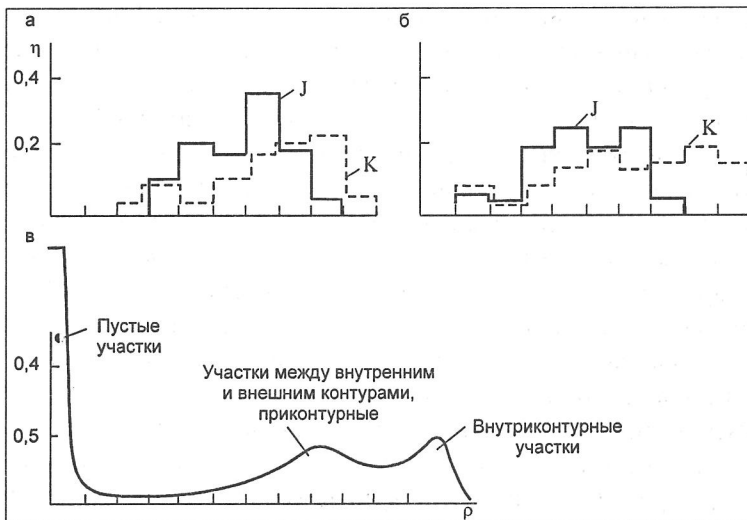


Рис.23. Распределение участков различной площади по плотности запасов: а — нефтегазоносные районы; б — эталонные участки площадью 2 — 5 тыс. км<sup>2</sup>; в — участки площадью 1 км<sup>2</sup>

При возрастании площади принципиально меняется характер распределения плотностей запасов: чем больше участок, тем меньше вероятность того, что он окажется пустым, находясь в пределах перспективных земель; разброс значений плотностей уменьшается.

Плотность запасов отражает один из основных законов нефтяной геологии о региональности процесса нефтегазонакопления: суммарное количество углеводородов, сконцентрированных в отдельных точках данного района, не является случайным, а предопределяется геолого-геохимическими характеристиками данного района. С генетических позиций может быть рассмотрено два подхода к выделению эталонов: «жесткий», согласно которому анализируется связь только параметров эталона и плотность запасов, и более «мягкий», по которому к анализу привлекаются и характеристики территорий, окружающих эталон (например, нефтегазосборных площадей). При «жестком» подходе у нас нет возможности учесть количество углеводородов, поступающих в эталон извне. Поэтому эталон должен иметь такие размеры, которые позволяют охватить всю территорию, обусловившую концентрацию углеводородов в нем. Это влечет за собой и соответствующие ограничения на его площадь. Но тогда возникают трудности чисто технического характера: такие территории, как правило, не бывают полностью разведаны, в результате в оценку плотности запасов вносится существенная погрешность.

В настоящей работе используется второй путь анализа, т.е. учитываются и характеристики самого эталона, и параметры окружающих территорий. В этом случае можно остановиться на любой площади эталонов, лишь бы можно было набрать достаточный комплекс информативных параметров, описывающих изменение плотностей на них. Для установления количественных взаимосвязей необходимо иметь не один эталон, а целый набор эталонов, число которых значительно (не менее чем в 2 – 3 раза) превышало бы число анализируемых характеристик. Площади эталонных участков в этом наборе не должны сильно варьировать, поскольку с изменением площади эталона изменяется и набор геолого-геохимических характеристик, предопределяющих концентрацию на нем УВ<sup>1</sup>.

Рассмотрим допустимые колебания площади эталона. Для малых по площади эталонов большую роль играют локальные параметры (например, на рис. 23, в видно, что для малого по площади участка определяющим фактором является попадание его в контур залежи), запа-

<sup>1</sup> Использовать эталоны строго одинаковой площади практически невозможно, пришлось бы разрезать месторождения, искусственно двигать границы эталонов, что привело бы к возрастанию погрешности в оценке плотности запасов

сы больших эталонов отражают более региональный процесс и обусловлены более региональными параметрами. В работе [«Методы...», 1979] показано изменение плотности запасов, определенное на 40 эталонах различной площади в Сургутском районе, выделенных с частичным взаимным перекрытием. Зависимость дисперсии плотности запасов от площади эталона прослеживается довольно четко. Аналогичным образом ведут себя и многие геолого-геохимические параметры. Но, как следует из требований к случайным величинам, предъявляемым при изучении связи между ними, дисперсия одной из величин не должна зависеть от значений, которые в конкретных точках принимает другая. Пусть у нас имеются два набора эталонов: больших — численностью  $n_1$ , и малых — численностью  $n_2$ . Определим, при каком различии площадей эталонов различие дисперсии значений изучаемого параметра можно считать незначимым. Пусть  $S_1^2$  — дисперсия параметра в первой группе эталонов,  $S_2^2$  — во второй. Тогда величина

$$\frac{\frac{n_1}{n_1-1} S_1^2}{\frac{n_2}{n_2-1} S_2^2} \quad (3.1)$$

имеет  $F$ -распределение со степенями свободы  $K_1 = n_1$  и  $K_2 = n_2 - 1$ . Каждый эталон будем рассматривать состоящим из элементарных участков единичной площади. Пусть большие эталоны состоят из  $m_1$  таких участков, а малые — из  $m_2$  участков. Будем рассматривать в качестве генеральной совокупности значения изучаемого параметра на всех единичных участках. Дисперсия этого параметра в генеральной совокупности —  $\sigma^2$ .

Тогда

$$S_1^2 = \frac{\sigma^2}{m_1}; \quad S_2^2 = \frac{\sigma^2}{m_2}; \quad S_1^2 = \frac{m_1}{m_2},$$

подставляя в формулу (3.1) и принимая  $n_1 = n_2$ , получим

$$F_{\text{выч}} = \frac{S_1^2}{S_2^2} = \frac{m_2}{m_1}. \quad (3.2)$$

Различия дисперсий незначимы, если  $F_{\text{выч}} < F_{\text{табл}}$ . Значение  $F_{\text{табл}}$  найдем, положив уровень значимости 0,05 и учитывая, что в реальных условиях удастся образовать всего несколько десятков эталонов

(40 – 50), т.е.  $K_1 = K_2 \approx 20 - 25$ . При таком числе степеней свободы  $F_{\text{табл}} \approx 2$ , откуда

$$\frac{m_2}{m_4} < 2.$$

На основании этого делаем важный вывод: площадь эталонов, используемых при анализе, не должна различаться более чем в 2 раза.

Теперь рассмотрим, на какой же величине площади эталона целесообразно остановиться. Как мы видели, генетических ограничений здесь не возникает. С точки зрения практики планирования работ, чем более мелкие участки оценены, тем более детальный прогноз. Но в этом случае оказывается, что, чем меньше участок, тем больше случайных «помех», «шума» вносится в расчет плотности запасов в связи с неоднозначностью проведения границ эталона.

Условимся границы эталона проводить посередине между месторождениями или посередине между месторождениями и структурами таким образом, чтобы в эталон вошли только изученные территории (месторождения, пустые площади и структуры). В реальных условиях в Волго-Уральской, Западно-Сибирской и ряде других провинций зачастую невозможно добиться, чтобы эталон по всему периметру контролировался парами «структура – месторождение». Отдельные участки примыкающих территорий недостаточно исследованы, и на них граница может быть произвольно сдвинута в ту или другую сторону. При этом никакие характеристики эталона, кроме его площади, не изменяются, поэтому одним и тем же параметрам, одним и тем же условиям будут поставлены в соответствие различные плотности запасов, что обусловлено только неоднозначностью положения границ. Для тех участков, границы эталона которых не контролируются парой «структура – месторождение», условимся проводить границу на таком расстоянии от вошедших в эталон объектов, которое соответствовало бы среднему значению этого расстояния между соседними структурами или месторождениями. Поэтому при рассмотрении погрешности в ограничении эталона необходимо рассмотреть расстояние между структурами и месторождениями. Для условий Западной Сибири замеры по 26 парам «структура – структура», «структура – месторождение», «месторождение – месторождение» показали, что величина  $x$ , равная половине расстояния между объектами, подчиняется логнормальному закону распределения с параметрами  $\overline{\ln x} = 1,73$ ,  $\sigma^2 = 0,56$ ,  $\sigma = 0,75$ . Отсюда погрешность проведения границы на участке, не контролируемом парой, с соблюдением указанных выше условий составит

$$\Delta(\ln x) = \pm \frac{t\sigma \ln x}{\sqrt{n}} \approx 2\sigma \ln x \approx 1,5,$$

что в натуральных числах  $\approx 4,5$  км. Округляя, принимаем  $\Delta x \pm 5$  км<sup>1</sup>.

Рассмотрим наиболее часто встречающийся случай, когда половина периметра эталона ограничивается не строго. Приняв для простоты, что эталон имеет форму квадрата, а две его стороны проведены с погрешностью  $\Delta x \approx \pm 5$  км, находим

$$\Delta \bar{S} = \frac{(\sqrt{S} + \Delta x)^2 - (\sqrt{S} - \Delta x)^2}{2S} = \frac{2\Delta x}{\sqrt{S}}.$$

Для эталона площадью 1000 км<sup>2</sup> относительная погрешность определения площади ( $\Delta S$ ) составит  $\pm 32\%$ , для эталона 3000 км<sup>2</sup> —  $\pm 18\%$ , для эталона 4000 км<sup>2</sup> —  $\pm 16\%$ , для эталона 6000 км<sup>2</sup> —  $\pm 13\%$  и для эталона 7000 км<sup>2</sup> —  $\pm 12\%$ .

Для оценки относительной погрешности в определении плотности запасов ( $\Delta S$ ) учтем, что в эталон входят наиболее изученные участки района, и в соответствии с данными Е.А. Фролова (1962 г.), который определял погрешность для каждой категории запасов, можем считать, что для большинства эталонов относительная погрешность оценки величины запасов ( $\Delta g$ ) составляет  $+15 - 20\%$ .

Поскольку  $\Delta \rho = \sqrt{(\Delta g)^2 + (\Delta S)^2}$ , то для площади эталона 1000 км<sup>2</sup>  $\Delta \rho = \pm 35\%$ , для площади 3000 км<sup>2</sup>  $\Delta \rho = \pm 23\%$ , для площади 7000 км<sup>2</sup>  $\Delta \rho = \pm 19\%$ . Видим, что изменчивость плотности запасов на эталонах частично обусловлена геологическими факторами, а частично техникой ограничения эталона. Наша задача — изучить первую из этих компонент и по возможности уменьшить влияние «технической» погрешности, приблизив значение  $\Delta \rho$  к  $\Delta g$ . Как показывают расчеты,  $\Delta \rho$  быстро уменьшается по мере возрастания площади эталона, а затем при еще большем увеличении площади эталона убывает медленно. Если мы зададимся предельными относительными погрешностями оценки запасов и плотности запасов, то из приведенных соотношений получаем оценку  $S$ , поскольку

$$S = \frac{4(\Delta x)^2 10\,000}{(\Delta \rho)^2 - (\Delta g)^2}, \quad (3.3)$$

где  $\Delta \rho$  и  $\Delta g$  в %.

<sup>1</sup> По мере изученности провинции  $\Delta x$  уменьшается. Значит, убывает и погрешность ограничения малых эталонов. Для Урало-Поволжья  $\Delta x = \pm 3 - 4$  км (в разных частях провинции).

В дальнейших расчетах будем полагать  $\Delta\rho \geq \pm 25\%$ ,  $\Delta g \geq \pm 15\%$ , тогда

$$S = 100 (\Delta x)^2 \text{ км}^2. \quad (3.4)$$

Отсюда, очевидно, целесообразно принять за нижний предел размера эталона (при  $\Delta x = \pm 5$  км — Западная Сибирь) площадь 2,5 тыс. км<sup>2</sup>, а за верхний, исходя из ограничения на различие площадей, 4,5 тыс. км<sup>2</sup>. В Волго-Уральской провинции нижний предел размера эталона (при том же  $\Delta\rho = \pm 25\%$ ) равен 1 — 1,5 тыс. км<sup>2</sup>.

Подтверждением правильности выбранных площадей эталонов является распределение размеров осей структур разного порядка в Западной Сибири. На графиках выделяются своеобразные области «тектонического затишья», т.е. такие интервалы на числовой оси, которым реже всего соответствуют размеры осей структур. Это интервалы 35 — 49 и 85 — 95 км. Желательно, чтобы эталон не пересекал тектонических объектов. Если линейные размеры эталона будут соответствовать указанным интервалам, то данное условие будет выполняться чаще всего. Если эталон имеет форму квадрата с размером стороны из первого интервала или форму прямоугольника с размером сторон из первого и второго интервалов, то его площадь будет составлять 1,5 — 4,5 тыс. км<sup>2</sup>, т.е. практически те же значения, что и найденные выше.

Для выяснения оптимального размера эталонного участка А.Э. Конторовичем и его сотрудниками (1972 г.) был проведен прямой эксперимент, который заключался в следующем. Квадраты площадью 50, 100, 250, 500, 750, 1000, 1500, 2000, 2500, 3000 км<sup>2</sup> последовательно накладывались на изученные участки территории и рассчитывалась плотность запасов. Затем производилось смещение квадрата на небольшую величину и вновь оценивалась плотность запасов. По большому числу замеров определялось, для какого размера эталона небольшие его смещения не приводят к изменению расчетной плотности запасов более чем на 25%. Оказалось, оптимальный размер 2000 км<sup>2</sup>.

Таким образом, процедура выделения эталонного участка сводится к следующему. Эталонный участок ограничивается прямыми линиями, которые проводятся посередине между структурами и месторождениями, а со стороны менее изученных территорий — на среднем расстоянии от месторождений и структур, включенных в эталон. Каждое месторождение может входить в эталон не более одного раза.

Площадь эталонного участка  $S = 100(\Delta x)^2$ , где  $\Delta x$  зависит от изме-

нения расстояния между изученными объектами. Колебания размеров площадей эталонов в одном наборе не должны превышать 2–2,5 раз. Оптимальная площадь эталона 2–5 тыс. км<sup>2</sup> в Западной Сибири, 1–2,5 тыс км<sup>2</sup> – в Волго-Уральской провинции.

Сложным является вопрос об оптимальном размещении эталонов в пределах провинции. Следует, например, так организовать эталонную выборку, чтобы доля эталонов в пределах земель с различной качественной оценкой (на прогнозных картах) соответствовала бы доле площади провинции, приходящейся на эти земли.

Используя в качестве основы прогноза генетические модели, для которых по эталонам рассчитываются неизвестные коэффициенты, необходимо учитывать не только полноту охарактеризованности земель с разной плотностью запасов, но и полноту представления других геолого-геохимических параметров и их различных сочетаний. Мы работаем в многомерном пространстве, поэтому ураганным значением может оказаться не только какая-то чересчур высокая плотность запасов, но и какое-то сочетание параметров. Например, такое сочетание характеристик одного объекта, как глубина 1000 м, температура 70° С и давление 0,1 МПа, – является для Западной Сибири ураганным, хотя каждое значение в отдельности не уникально. Условимся, получив по эталонам функцию плотности запасов от геолого-геохимических характеристик, искать область ее определения, основываясь на значениях параметров, характеризующих эталоны. Тогда возникает следующее требование к размещению эталонов: эталонные участки должны быть размещены в пределах провинции таким образом, чтобы область определения искомой функции была максимальной, т.е. необходимо проверить модели применительно к тому же спектру параметров и их сочетаний, которые встретятся на подсчетных участках.

Получив на материале обучения соответствующую формулу (регрессионное уравнение, дискриминантную функцию), не следует ограничиваться ее обобщенными характеристиками (коэффициентом корреляции, обобщенным расстоянием). Необходимо рассмотреть отклонения от полученной зависимости индивидуально для каждого эталона. Нередко обнаруживается, что несколько эталонов, обладающих какими-то общими специфическими чертами, существенно отклоняются от найденной зависимости, но эти отклонения компенсируются хорошей сходимостью остальных точек. Такой анализ важен и для уточнения моделей и для решения вопроса о дополнительном привлечении к анализу эталонов из тех или иных зон, т.е. для более рационального размещения эталонов.

При анализе важно учитывать, что нижние пределы размеров площади эталонов в разных провинциях определены для случая независимого анализа каждой провинции. Если же мы хотим анализировать данные по нескольким провинциям совместно, то уже в этой единой совокупности площади не должны различаться больше чем в 2 раза. Для такого анализа размеры эталонов в более изученной провинции, согласно принципу 4 гл.1, должны быть увеличены до размеров эталонов менее изученной провинции.

В заключение отметим одну важную характеристику эталона, которой в практике подсчета не уделяется должного внимания. Абсолютно разведанных и изученных эталонов нет. Во-первых, запасы открытых залежей всегда определены с большей или меньшей погрешностью; во-вторых, разведка территории проводится всегда какой-то определенной сетью профилей, скважин, методами с конечной разрешающей способностью. Поэтому месторождения, меньшие какого-то определенного размера, оказываются пропущенными.

Некоторые исследователи [Буялов Н.И., Захаров Е.В., 1978 г.] указывают на необходимость выделения эталонов для каждой зоны со специфическим строением для каждого геоструктурного элемента. Следует ли строго придерживаться этого подхода, зависит от того, насколько развернутой моделью мы пользуемся и будем ли применять для прогноза всю совокупность эталонов или пойдем по пути индивидуального подбора к каждому подсчетному участку своего эталона. Если модель содержит количественное описание характера зоны, тектонического элемента и расчет формул производится по всей совокупности эталонов, то это правило необязательно. Достаточно лишь соблюдение перечисленных выше условий выделения эталона. В остальных случаях жесткая привязка каждого эталона необходима.

### 3.2. ПОДСЧЕТНЫЙ УЧАСТОК

Определив по совокупности эталонов расчетную формулу, можно приступить к оценке плотности потенциальных запасов. Для этого вся перспективная территория разбивается на подсчетные участки (ПУ).

Площадь ПУ не должна быть меньше площади эталонов, для более мелких участков выведенные формулы неприменимы. Существенные ограничения на размер и форму ПУ накладываются в зависимости от характера распределения в его пределах подсчетных параметров.

При подсчете запасов ПУ рассматривается как единый объект, охарактеризованный одним значением (обычно средним) каждого параметра, входящего в подсчетную формулу. Например, если подсчетная формула содержит такие параметры, как мощность и температура, конкретному ПУ приписываются одно конкретное значение мощности и одно конкретное значение температуры. В пределах ПУ неизбежны колебания значений подсчетных параметров. Обычно, чем больше по площади ПУ, тем больше разброс значений подсчетных параметров в его пределах. Если используемые в подсчетной формуле параметры независимы и распределены нормально, то увеличение площади ПУ не ведет к искажению подсчета. Однако в большинстве реальных случаев это не так. Действительно, для прогноза мы пытаемся использовать «надежно картируемые» параметры, т.е. параметры, как правило, описываемые в системе координат  $x, y$  достаточно гладкими функциями. Поэтому большая или меньшая коррелируемость параметров неизбежна. В этом случае, как известно, произведение функций не равно произведению их средних значений (в заданной области определения). Применительно к подсчету запасов в залежах этот вопрос детально рассмотрен С.В. Гольдиным (1969 г.), В.И. Деминым (1977 г.).

Чтобы корректно решить этот вопрос, необходимо для каждого ПУ найти закон распределения каждого параметра, рассчитать ковариационную матрицу и выполнить еще ряд расчетов, для которых фактических наблюдений в пределах ПУ, как правило, нет. Поэтому предлагается выполнять ориентировочную проверку по следующей схеме.

1. Из сопоставления карт исходных параметров находится группа коррелированных параметров согласно правилу: если изолинии, описывающие изменения параметров, параллельны, параметры сильно коррелированы; если изолинии пересекаются почти под прямым углом, параметры эти независимы.

2. По расчетной формуле прогноза определяется значение искомой величины для средних значений подсчетных параметров  $y_1$ .

3. Для расчета  $y_2$  в подсчетную формулу подставляются: средние значения независимых параметров; максимальные значения коррелированных параметров, между которыми существует положительная корреляционная связь; минимальные значения коррелированных параметров, имеющих отрицательную корреляционную связь с прогнозируемой величиной  $y$ .

4. Для расчета  $y_3$  в формулу подставляются: средние значения независимых параметров, минимальные значения коррелированных

параметров, имеющих положительную связь с прогнозируемой величиной, и максимальные значения параметров с отрицательной связью.

5. Находим

$$y_{\text{cp}} = \frac{y_2 + y_3}{2}.$$

Если  $y_1$  отличается от  $y_2$  более чем на 30%, выбор ПУ следует признать неудачным. Необходимо или изменить его конфигурацию, или уменьшить площадь (но не переходя минимума в 2 тыс. км<sup>2</sup>).

Если же в пределах ПУ подсчетные параметры независимы, то для большого подсчетного участка относительная погрешность определения запасов уменьшается обратно пропорционально корню квадратному из отношения площадей подсчетного и эталонного участков. Действительно, пусть отклонение расчетных значений, полученных по формуле, от истинных значений плотности на эталонах характеризуется средним квадратическим отклонением  $\sigma_3$ . Площадь эталонов  $S$ . Определив по этой формуле плотность запасов для ПУ такой же площади ( $S$ ), можем ожидать, что среднее квадратическое отклонение для разности фактических и расчетных плотностей также будет  $\sigma_3$ . Большой однородный ПУ площадью  $R$  можем рассматривать как несколько ( $n$ ) участков площадью  $S$

$$R = nS,$$

а его плотность запасов как среднее по малым участкам.

Поскольку участок однородный, то формула и по всем малым участкам в его составе даст одну и ту же плотность, равную средней плотности. Но дисперсия средних значений меньше, чем дисперсия единичных определений в  $n$  раз, где  $n$  – объем выборки, используемой для оценки среднего. Тогда для среднего квадратического отклонения ( $\sigma_n$ ) на больших ПУ получаем

$$\sigma_n = \frac{\sigma_3}{\sqrt{n}} = \frac{\sigma_3}{\sqrt{\frac{R}{S}}}.$$

Соответствующим образом (в  $\sqrt{\frac{R}{S}}$ ) уменьшится и относительная погрешность.

Подсчетный участок, так же как и эталонный, может занимать различное геоструктурное положение (располагаться на вершине

свода, на склоне и т.д.), по-разному располагаться относительно непроницаемых барьеров. Положение участка предопределяет и характер перераспределения углеводородов, в его пределы могут поступать или не поступать дополнительные порции флюидов, могут уходить из него и т.п. По этому признаку выделяются четыре типа подсчетных участков: закрытый (нет ни дополнительного поступления, ни оттока УВ); открытый (возможно и дополнительное поступление, и отток УВ); открытый на входе (возможна дополнительная подпитка, оттока нет); открытый на выходе (возможен отток части УВ).

Нередко представляется возможность разбить всю территорию только на подсчетные участки двух последних типов, относя к открытым на входе вершины сводов, валы, а к открытым на выходе — их склоны вплоть до днищ впадины или до непроницаемых барьеров. Число типов ПУ определяется исходя из требований практики, полноты использованных моделей, охарактеризованности различных условий эталонами. Естественно, если имеются формулы, пригодные для всех четырех типов ПУ, то они применимы и при разбивке территории на две группы участков.

В дальнейшем мы будем строить модели с учетом четырех выделенных разновидностей ПУ. Последнее условие, которое накладывается на ПУ, непосредственно с прогнозом не связано, а обусловлено формой выдаваемых документов. ПУ должен быть разделен на части, однородные относительно предполагаемых градаций земель при выдаче результатов прогноза. Каждая такая часть должна принадлежать определенным геоструктурному элементу, административной области, суше или морю и т.п. Такой части целесообразно присвоить свой номер. Из обоснованных таким образом ПУ легко составить любой требуемый баланс запасов (особенно с использованием ЭВМ).

### **3.3. ВЫДЕЛЕНИЕ ОБЪЕКТОВ В РАЗРЕЗЕ**

Осадочная толща пород со множеством различных по мощности и составу литологических тел с различными замещениями, слиянием нескольких тел в единое может быть сравнима со сложнейшим архитектурным сооружением. Однозначно выделить в ней объекты для количественного анализа — задача далеко не тривиальная. Ей посвящены работы многих исследователей [Бакиров Э.А.; 1972 г., Мясникова Г.П., 1974 г.; Нестеров И.И., 1969 г.; Конторович А.Э., 1977 г. и др.]. Ряд положений разработан автором совместно с Г.П. Мясниковой (1972, 1977 гг.), суть их излагается в настоящем разделе.

Любому выделению объектов в осадочном чехле должна предшествовать корреляция разрезов скважин. Последнюю можно определить следующим образом. Разрез каждой скважины будем рассматривать как непрерывную последовательность маленьких образцов породы, каждый из которых охарактеризован определенным набором свойств (вслед за С.В. Гольдиным и другими можно назвать такие образцы эпсилон-образцами).

Скоррелировать разрезы двух скважин — значит поставить в соответствие (по времени образования) каждый эпсилон-образец одной скважины эпсилон-образцу другой или же границу между соседними эпсилон-образцами (в случае размывов или выклинивания в другой) и наоборот: каждый эпсилон-образец второй скважины — эпсилон-образцам или разделам между ними в первой. Задача эта решается в любом нефтегазоносном районе с учетом фаунистических, литологических характеристик эпсилон-образцов и моделей осадконакопления. Поэтому будем считать, что для выделения объектов мы располагаем совокупностью скоррелированных скважин, а процедура распространения характеристик эпсилон-образцов от разрезов скважины на весь окружающий объем пород уже определена. Задача сводится к выделению в этой ситуации интересующих нас объектов и к их классификации.

Разделение осадочного чехла на объекты исследования может быть произведено по-разному. Это полностью предопределяется задачей исследования. Так, для изучения палеогеографии важно разделить разрез на разновозрастные толщи; при палеотектонических исследованиях целесообразно [Волков А.М., 1975 г.] выделять гомотопные комплексы и т.п. Важно при выделении объектов прежде всего учитывать процессы, которые предполагается на них изучать. Выделяя объекты для изучения нефтегазоносности, подсчета прогнозных ресурсов, мы исходим из наиболее общих свойств пород относительно процессов нефтегазонакопления: одни способны служить проводниками углеводородов, другие препятствуют их перемещению, экранируют потоки. Поэтому первая операция — разделение осадочного чехла на проницаемые и непроницаемые тела. Каждый эпсилон-образец по совокупности свойств отнесем к классу проницаемых или классу непроницаемых пород<sup>1</sup>. Связное множество<sup>2</sup> проницаемых образцов образует проницаемое тело, а непроницаемых — непроницаемое.

<sup>1</sup> Не нарушая общности дальнейших рассуждений, можно рассматривать и выделение большего числа классов и более сложных по строению объектов.

<sup>2</sup> От одного образца такого множества можно проложить путь к любому другому, нигде не выходя за пределы этого множества.

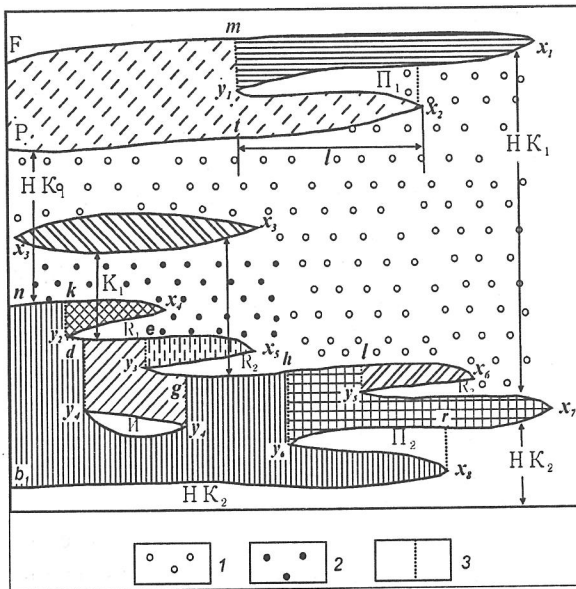
Реализация данной процедуры может привести к выделению как больших протяженных тел, так и маленьких изолированных линз. Само представление о телах, больших и маленьких, зависит от масштабности исследования, от характера изучаемых процессов.

Некоторые соображения об интенсивности процессов нефтегазообразования позволяют предположить, что при анализе зон нефтегазонакопления, нефтегазоносных районов и т.п. изолированными объектами площадью менее 1000 км<sup>2</sup> можно пренебречь, отнеся их к линзам. Исключим из рассмотрения такие мелкие объекты, поглощая их окружающим более крупным телом (строгое определение процедуры поглощения дано А.М. Волковым для несколько иного случая, но оно применимо и здесь).

Вторая операция — переход от литологических тел к выделению проницаемых нефтегазоносных комплексов и непроницаемых покрышек. При выделении покрышек вновь будем основываться на принципе — перемещение флюидов происходит преимущественно снизу вверх. Каждое из выделенных литологических тел ограничено в пространстве совокупностью кровельных и подошвенных поверхностей. Поверхность раздела, ниже которой расположен проницаемый эпсилон-образец, а выше непроницаемый, назовем экранирующей (она экранирует мигрирующий поток) или подошвенной (относительно глинистого тела). Поверхность, под которой находится непроницаемый образец, а над которой проницаемый, назовем кровельной (рис.24).

Смежные кровельная и подошвенная поверхности могут пересекаться. Линия пересечения этих поверхностей является границей распространения литологического тела (на плоскость рис.24 эти границы спроектированы точками  $x_1, x_2, \dots$  и  $y_1, y_2, \dots$ ). Если пересекаются две поверхности и верхней является кровельная, а нижней — экранирующая (подошвенная), то граница пересечения будет являться границей раскрытия непроницаемого тела, если же верхняя поверхность — экранирующая, а нижняя — кровельная, то пересечение таких поверхностей дает границу исчезновения (замещения) проницаемых пород.

Выделенные экранирующие поверхности — это плоскости, которые начинают тормозить, препятствовать перемещению вверх потока флюидов. А надежность экранирования обеспечивается толщиной непроницаемых пород, залегающих над этой поверхностью, т.е. собственно покрышкой. Покрышки имеют разное строение. Назовем простой покрышкой толщу непроницаемых пород между экранирующей



**Рис.24.** Выделение нефтегазоносных комплексов в осадочном чехле:

1 — неосложненная часть надкомплекса; 2 — неосложненная часть комплекса  $K_1$ ; 3 — боковые границы тел  $НК_1$ ,  $НК_2$  — надкомплексы 1 и 2;  $K_1$  — комплекс;  $R$  — резервуары;  $И$  — изолированный резервуар, осложняющий покрывку. Разной штриховкой выделены различные простые покрывки

границей глинизации (тело  $И$  на рис. 24), следует рассматривать как осложнение вмещающей его покрывки и именовать замкнутым резервуаром (или комплексом), осложняющим покрывку. Простые покрывки над таким и под таким телами всегда объединяются в одну составную. Так, на рис. 24 простые покрывки  $y_4 dy_2 knbx_y gy_4$  (вертикальная штриховка) и  $y_4 dey_3 gy_4$  (косая штриховка) всегда объединяются.

Лежащая выше по разрезу простая покрывка в зависимости от положения в пространстве может задерживать или не задерживать флюиды, вышедшие из-под нижней покрывки (при миграции их в обход границы раскрытия нижней покрывки). Поэтому две покрывки назовем соподчиненными, если более чем половина границы раскрытия нижней покрывки перекрывается верхней покрывкой. Соподчиненные простые покрывки, принадлежащие одному и тому

и смежной кровельной поверхностями.

На рис. 24 такие различные покрывки выделены различной штриховкой. Нетрудно видеть, что простая покрывка может быть ограничена сверху ступенчатой (относительно стратиграфических границ, принятых за горизонтальные уровни) поверхностью и по своему строению представляет ступенчатое тело. В одном литологическом теле может быть выделено несколько простых покрывок.

Проницаемое тело, ограниченное со всех сторон

же литологическому телу и имеющие в объеме этого тела общие точки, объединим в составную покрывку. При объединении нескольких простых покрывок будем осуществлять эту процедуру последовательно снизу вверх (по направлению движения флюидов), что обеспечивает однозначность результата. Экранирующая поверхность составной покрывки образуется экранирующими поверхностями объединенных в нее простых покрывок, т.е. экранирующей поверхностью нижней простой покрывки до границы ее раскрытия, а за границей раскрытия — экранирующей поверхностью вышележащей соподчиненной покрывки и т.д. Так, на рис. 24 это поверхность  $p_1x_2o_1x_1$  — для верхней составной покрывки или  $bx_8rx_7$  — для нижней.

В зоне совместного распространения простых покрывок (зона  $l$  на рис 24) мощность составной покрывки измеряется от экранирующей поверхности нижней простой покрывки до кровельной поверхности верхней (т.е. от поверхности  $tx_2$  до поверхности  $mx_1$  в зоне  $l$ ). В этом случае в составную покрывку включается и пронизываемое тело П между простыми покрывками. Действительно, нефтегазоносность этого тела не зависит от нижележащих пронизываемых тел, оно не отдает флюиды и в вышележащие, поэтому при выделении нефтегазоносных комплексов она не должна принадлежать ни нижнему, ни верхнему, а рассматриваться как тело, осложняющее покрывку. Такое тело П на рис. 24 назовем полузамкнутым резервуаром, или комплексом (в зависимости от размера), осложняющим покрывку.

Выделенные покрывки могут иметь различные площади. Поскольку их образование происходило в соответствии с циклами осадконакопления, с периодами, когда площадь морского бассейна занимала большую или меньшую часть бассейна осадконакопления, то характеризовать для классификации площадное распространение покрывок удобнее не в абсолютных величинах, а в долях от площади седиментационного бассейна. По этой относительной величине площади все покрывки можно разделить на четыре класса: региональные, завершающие крупные циклы осадконакопления и имеющие площадь более 60% площади осадочного бассейна; субрегиональные, с площадью распространения от 30 до 60% площади осадочного бассейна; зональные, занимающие от 5 до 30% площади бассейна; локальные, имеющие меньшие размеры.

Дальнейшее деление покрывок на классы целесообразно производить на основании особенностей строения выделенных объектов: по литологии пород, слагающих покрывку [Бакиров Э.А., 1962 г.; Максимов С.П., Кунин Н.Я., Сардонников Н.М., 1977 г.], по диа-

метру пор глинистых покрышек [Нестеров И.И., Ушатинский И.Н., 1971 г.], по выдержанности мощности (надежности) покрышки [Мясникова Г.П., Шпильман В.И., 1977 г.]. Большинство таких классификаций полно освещено в литературе. Наша задача заключалась в более детальной проработке самой процедуры выделения покрышек и возникающем на основании этой процедуры разделений покрышек на классы. Этому вопросу часто не уделяется должного внимания.

Переходя к выделению проницаемых комплексов, будем исходить из того, что покрышки уже выделены. Они контролируют выделение соответствующих проницаемых объектов. Распространение кровельной поверхности простой или составной покрышки однозначно определяет и площадь распространения экранируемой ею толщи. Будем называть проницаемые тела, соизмеримые по площади с региональными покрышками, надкомплексами и относить их к I уровню региональности; соизмеримые с субрегиональными покрышками — комплексами (II уровень); с зональными — резервуарами (III уровень), а более мелкие объекты именовать пластами (IV уровень). При однозначности верхней границы комплекса проведение нижней следует регламентировать некоторыми правилами.

1. Объект данного уровня региональности не может содержать в себе объектов того же или более высокого уровня региональности.

2. Проницаемый комплекс данного уровня региональности выделяется, начиная от экранирующей поверхности покрышки этого же уровня региональности вниз по разрезу до покрышки того же или более высокого уровня региональности или до первой несоподчиненной покрышки более низкого порядка, если она встречается раньше.

3. Верхняя часть объема любого проницаемого комплекса, не включенная в проницаемый объект следующего порядка, выделяется как его неосложненная часть. Это своеобразное тело со ступенчато погружающейся подошвой за счет последовательного раскрытия нижних покрышек.

Пусть верхняя покрышка (см. рис. 24) соответствует по размерам региональной покрышке. Тогда толщина пород, ограниченная сверху поверхностью  $px_2ox_1$ , а снизу  $nky_2ly_3ly_5x_7$ , есть надкомплекс. В надкомплексе выделяются один нефтегазоносный комплекс от покрышки  $x_3$  до поверхности  $nky_2ly_3l$  и один самостоятельный резервуар  $x_6y_5$ , а вся остальная толщина пород — это тело самого надкомплекса, его неосложненная часть. Аналогично выделена неосложненная часть комплекса. Под экранирующими поверхностями  $y_2x_4$  и  $y_3x_5$  находятся резервуары, принадлежащие нефтегазоносному комплексу, перекрытому по-

крышкой  $x_3$ . Кроме этого, выделены два своеобразных объекта – пронцаемое изолированное тело, осложняющее покрывку, и полузамкнутые пронцаемые тела. На рис. 24 – это тела И, П<sub>1</sub>, П<sub>2</sub>.

Таким образом, выделен следующий набор объектов: покрывки региональные, субрегиональные, зональные и локальные; простые и составные; пронцаемые тела – надкомплексы, комплексы, резервуары и их неосложненные части; замкнутые и полузамкнутые комплексы и резервуары, осложняющие покрывки (табл. 4).

Таблица 4

Классификация пронцаемых и непроноцаемых объектов разреза

Уровень региональности (масштабность)	Покривки	Пронцаемые тела, осложняющие покривки	Пронцаемые тела
I ( $S > 60\%$ бассейна)	Региональные – простые, составные		Надкомплексы – неосложненная часть, осложненная часть
II ( $S = 30 - 60\%$ бассейна)	Субрегиональные – простые, составные	Комплексы, осложняющие региональные покривки; изолированные, полузамкнутые	Комплексы – неосложненная часть, осложненная часть
III ( $S = 5 - 30\%$ бассейна)	Зональные – простые, составные	Резервуары, осложняющие региональные или субрегиональные покривки, изолированные, полузамкнутые	Резервуары – неосложненная часть, осложненная часть
IV ( $S < 5\%$ бассейна)	Локальные	Пласты, осложняющие региональные, субрегиональные и зональные покривки, изолированные, полузамкнутые	Пласты

Применение описанной процедуры к осадочному чехлу Западной Сибири позволило выделить две региональные покривки: верхнемеловую – палеогеновую и юрскую – нижнемеловую. Обе покривки составные, верхняя осложнена полузамкнутым резервуаром (ипатовским), нижняя – полузамкнутым (васюганским) и замкнутым (ачимовской пачкой). Обе покривки имеют огромные размеры, форми-

ровались в близких фазах осадконакопления, что обусловило поразительное сходство их пространственного строения. Эти покрывки делят осадочный чехол на два преимущественно проницаемых надкомплекса — юрский и меловой. В последнем содержится две субрегиональные покрывки — альбская простая и аптская составная, под которыми выделяются два нефтегазоносных комплекса — неокомский и аптский. Остальные проницаемые отложения образуют неосложненную часть мелового надкомплекса. Неокомский комплекс содержит целую серию несподчиненных резервуаров, открывающихся в неосложненную часть комплекса. В этом случае под субрегиональной покрывкой концентрируются крупные залежи углеводородов.

Применение этих принципов для Волго-Уральской провинции дает также однозначный результат. Кыновско-саргаевская покрывка является региональной, на отдельных участках осложнена полузамкнутым резервуаром ( $D_0$ ). Она экранирует нефтегазоносный надкомплекс «терригенного» девона.

Комплексы, надкомплексы, их неосложненные и осложненные части, соответствующие осложнения покрывок — объекты регионального, а резервуары — локального прогноза.

После выделения объектов желательно каким-либо способом проверить их взаимонезависимость в отношении нефтегазоносности. Мы еще мало знаем, какие толщи могут служить региональными экранами, а какие нет, особенно если учесть длительность изучаемых процессов. Надежным критерием разобщенности комплексов служит характер взаиморасположения залежей. Анализ независимости расположения залежей в смежных комплексах, предложенный автором (1972 г.), сводится к следующему.

Пусть событие  $B_1$  — наличие на данной площади залежи в первом нефтегазоносном комплексе (НГК), а событие  $B_2$  — наличие залежей на этой же площади во втором НГК. Согласно критерию независимости событий, «если условная вероятность свойства  $B_1$  при заданном  $B_2$  равна абсолютной вероятности  $B_2$ , т.е.  $P(B_1/B_2) = P(B_1)$ , то говорят, что  $B_1$  стохастически независимо или, точнее, независимо от  $B_2$ » [Нейман Ю., 1968 г., с.87].

Исследуем попарно смежные комплексы в зоне их существования при условии, что в данном районе оба комплекса технически доступны для бурения. Независимость комплексов определим следующим образом: если выявление залежи в одном комплексе ( $A$ ) не влечет за собой более вероятного открытия или неоткрытия в другом ( $B$ ), такие комплексы считаются независимыми (именно так понимается

в дальнейшем их независимость). Получить точно  $P(A/B) = P(A)$  маловероятно. Установим пределы, когда различия допустимы, чтобы с определенной вероятностью утверждать, что  $P(A/B) = P(A)$ .

Пусть  $n_1$  – залежи в комплексе  $A$ ;  $n_2$  – залежи в комплексе  $B$ ;  $n_3$  – число структур, содержащих залежи в комплексах  $A$  и  $B$ , тогда выборочное множество этим ограничивается и имеет объем  $n_1 + n_2 - n_3 = N$ . Пусть событие  $A$  – открытие на данной структуре залежи в комплексе  $A$ , событие  $B$  – обнаружение залежи в комплексе  $B$ , а событие  $(A/B)$  – открытие залежи в комплексе  $A$ , если в  $B$  залежь не обнаружена.  $P(A)$ ,  $P(B)$ ,  $P(A/B)$  – соответствующие вероятности, оцениваемые по фактическим данным:

$$P(A) = \frac{n_1}{N}; P(B) = \frac{n_2}{N}; P(A/B) = \frac{n_3}{n_2}; P(B/A) = \frac{n_3}{n_1}.$$

Оценив  $P(A/B)$ , будем рассуждать следующим образом. Пусть основное вероятностное множество состоит из  $\hat{N}$  структур. Предположим, что комплексы независимы. Тогда  $P(A/B)$  должно быть оценкой и для  $P(A)$ . Значит, можно поставить вопрос: какова вероятность того, что из основного множества объемом  $\hat{N}$ , сделав повторную выборку  $N$ , будем иметь в ней ровно  $n_1$  объектов со свойством  $A$ , если вероятность обнаружения таких объектов в основном множестве равна  $P(A/B)$ ? Искомая вероятность подчиняется гипергеометрическому закону распределения (типичное толкование), расчет ее весьма сложен.

Если  $\frac{N}{\hat{N}} < 0,1$ , можно перейти к биномиальному распределению с параметрами: среднее  $NP$  и дисперсия  $NP(1-P)$ .

Воспользуемся приближением биномиального распределения к нормальному (при  $\hat{N} \rightarrow \infty$ ) с параметрами  $m = NP$  и  $\sigma^2 = NP(1-P)$ . Отсюда можно определить вероятность появления  $n_2$  или

$$n_1 \left[ f \left( \frac{n - m}{\sigma} \right) \right]$$

или задать соответствующие интервалы:  $NP \pm \sigma$  – область, в которую попадает 68% значений основного множества, или  $NP \pm 2\sigma$  – область, в которую попадает 95% основного вероятностного множества. Во втором случае вероятность отвергнуть гипотезу о незначимости, тогда как она верна, составляет 0,05, а в первом – 0,32. Если при проверке фактическое  $n$  укладывается в более узкий интервал  $\pm \sigma$ , будем говорить о независимости комплексов, если же только в интервал  $\pm 2\sigma$

— об условной их независимости, если и комплекс *A* независим от *B* и *B* от *A*, будем говорить о взаимной независимости.

Проверка по этому методу показала, что в Западной Сибири юрский и меловой надкомплексы независимые, в Волго-Уральской провинции надкомплекс терригенного девона независим от вышележащих надкомплексов.

### 3.4. ОБЪЕКТЫ ОБОБЩЕНИЯ И ВЫДАЧИ ИНФОРМАЦИИ<sup>1</sup>

Работы многих исследователей посвящены классификации нефтегазоносных территорий (А.А. Бакиров, И.О. Брод, В.Г. Васильев, С.П. Максимов, В.Д. Наливкин, И.И. Нестеров, Н.Н. Ростовцев, М.Я. Рудкевич, В.В. Семенович, А.А. Трофимук, Н.Ю. Успенская и др.). Основное внимание многие из указанных авторов уделяют разделению объектов одного порядка по геологическим особенностям строения (например, нефтегазоносные области древних платформ, области молодых платформ, межгорных впадин и т.п.). Цель, которую преследует автор данной работы, несколько иная — попытаться более четко определить принципы выделения самих объектов: как ограничить район, область, т.е. как провести нефтегеологическое районирование.

Перед нефтегеологическим районированием стоят две основные задачи.

1. Дать основу для оценки перспектив нефтегазоносности, подсчета прогнозных запасов (районирование служит основой, но не подменяет прогноз, на чем остановимся несколько ниже).

2. Дать возможность исследователю при изучении закономерностей, планировании работ, описаниях оперировать объектами различной региональности. Человек не в состоянии работать с бесконечным множеством бесконечно разнообразных локальных участков, для него необходимо ограниченное число объектов. По существу, вторая задача — это обобщение на разных уровнях геологической информации.

Сформулированные таким образом задачи районирования предопределяют и сам подход к нему. Согласно первой задаче более региональный объект должен без остатка подразделяться на объекты более мелкие (например, область — сумма районов), район может принадлежать только одной области, объекты одного уровня (например, провинции) не могут накладываться в плане друг на друга. Здесь

<sup>1</sup> Ряд положений этого раздела разработан автором совместно с И.И. Нестеровым

использован территориальный принцип разделения. Для решения же второй задачи, для обобщения геологической информации наряду с этим часто представляется интересным рассматривать отдельные крупные подразделения осадочного чехла, выделять объекты, совпадающие с этими крупными подразделениями чехла. Но тогда в плане такие объекты могут пересекаться, что противоречит требованиям первой задачи.

Выход из этого положения — выделять там, где это необходимо, наряду с жестко взаимоподчиненными объектами, объекты дополнительные, позволяющие более детально описать данный объект, но не включаемые в общую цепочку подчиненных объектов. Пусть, например, условились нефтегазоносные провинции разделять на области, а области — на районы. Это основная последовательность разделения объектов. Но для более детальной характеристики нефтегазоносной области в ней могут быть выделены зоны без какой-либо заранее заданной взаимосвязи зоны и района.

Жестко взаимосвязанные объекты назовем основными объектами районирования (и соответствующую цепочку — основным районированием), остальные — вспомогательными «характеристическими» объектами, а совокупность таких объектов — вспомогательным районированием.

Рассмотрим взаимосвязь прогноза и районирования. Установлено, что зоны отсутствия осадочных пород, зоны малой мощности (менее 0,5 км) осадочных образований, зоны с неблагоприятной гидрогеологической, геохимической обстановкой бесперспективны. Поэтому при самом региональном рассмотрении накопленные знания позволяют прогнозировать бесперспективность отдельных зон и разделять территории на перспективные и бесперспективные. При этом вначале дается прогноз, затем производится районирование. Внутри перспективной территории концентрация залежей, закономерности их размещения различны в различных фациальных, геоструктурных зонах. Выделив такие зоны, можем оценить их перспективность, подсчитать прогнозные запасы. Здесь последовательность: районирование — прогноз. Такое диалектическое единство прогноза и районирования (прогноз — районирование, районирование — прогноз) можно обнаружить на любом уровне изучения нефтегазоносности — от локальной структуры до нефтегазоносной провинции. Этот подход, а также учет того, что прогноз необходимо строить на генетических представлениях об условиях формирования залежей, и были положены в основу предлагаемых принципов районирования.

**Принцип 1.** Нефтегазоносная провинция со всех сторон ограничена бесперспективными или на отдельных участках малоперспективными землями. Нефтегазоносная провинция — наиболее региональный элемент основного районирования. Геологические факторы, позволяющие провести границы провинции, перечислены выше.

**Принцип 2.** Нефтегазоносная провинция подразделяется на две территории: территорию малоперспективных приграничных земель и территорию перспективных земель.

Малоперспективные приграничные земли (МПЗ) несут весьма специфическую информацию об изученности территории. Это полоса вдоль границ провинции, внутри которой должна проходить сложная извилистая линия, отделяющая земли перспективные от бесперспективных. Точно картировать такую линию удастся редко, в связи с чем выделяется своеобразная зона неопределенности — МПЗ. Термин «приграничные» указывает, что малоперспективные участки внутри провинции к зоне МПЗ не относятся. Кроме того, зона МПЗ отражает, естественно, и снижение перспективности территории вблизи границ провинции. Перспективные земли и МПЗ — объекты основного районирования. МПЗ в дальнейшем не подразделяется, а перспективная территория разделяется на нефтегазоносные области, последние делятся на районы.

Кроме основного деления провинции, предлагается использовать вспомогательное «характеристическое» деление ее на подпровинции по основному этажу нефтегазоносности, по крупным нефтегазоносным элементам разреза. Контуры подпровинций в плане могут пересекаться. Прибегать к «характеристическому» районированию следует в тех случаях, когда особенности распределения нефтегазоносности не укладываются в рамки основного районирования, когда необходимо отразить какие-то более региональные закономерности, чем размер нефтегазоносной области. Так, в Восточно-Сибирской нефтегазоносной провинции могут быть выделены две подпровинции: мезозойско-верхнепалеозойская и палеозойско-протерозойская. Нетрудно заметить, что основное районирование — это деление территорий в плане, в двухмерном пространстве, а вспомогательное районирование — это деление объемов, выделение объектов в трехмерном пространстве.

**Принцип 3.** Локальная ловушка и территория, с которой в эту ловушку могли поступить углеводороды, должны принадлежать одному нефтегазоносному району. Этот принцип служит основой для выделения нефтегазоносного района. Отсюда тектонические элементы I по-

рядка и их склоны должны принадлежать одному району. Необходимость такого подхода диктуется и фактическим размещением залежей. Имеется много случаев, когда граница свода, вала пересекает залежь, когда одна залежь занимает смежные тектонические элементы, но нет случаев, когда залежь пересекала бы днище впадины.

Согласно принципу 3 границы района проводятся:

а) по днищам наиболее глубоких впадин, седловинам или по зонам регионального литологического замещения, выклинивания отложений основных продуктивных комплексов;

б) по границам существенных фациальных изменений продуктивных отложений (например, переход пород морского генезиса к континентальным);

в) по зонам регионального дробления — по тектоническим нарушениям, захватывающим и существенно смещающим основной продуктивный комплекс;

г) по линии, разграничивающей преимущественно газоносные и преимущественно нефтеносные территории.

Приоритет факторов — в той последовательности, в какой они здесь перечислены. Если не удастся однозначно провести границу по факторам п.а. переходим к факторам п.б. и т.д. (граница МПЗ автоматически является частью граница смежного района).

**Принцип 4.** Смежные районы с одинаковыми основными нефтегазоносными комплексами объединяются в нефтегазоносную область.

Кроме основного районирования, для районов и областей, так же как и для провинций, может быть проведено вспомогательное «характеристическое» районирование. В районах и областях могут быть выделены характерные зоны, отражающие условия проведения поисковых работ, нефтегазоносность дополнительных объектов разреза и т.п. Например, зона перспективности бажендовской свиты, зона гидратных залежей. При этом зоны могут пересекать границы как областей, так и районов.

Последний элемент районирования — подсчетный участок. Согласно изложенным принципам основное районирование должно разбивать провинцию на объекты, так чтобы не оставалось «ничейной» земли, т.е. чтобы сумма площадей подсчетных участков данного района была равна площади этого района; сумма площадей районов данной области была равна площади области; сумма площадей областей соответствовала площади перспективных земель, а сумма площадей перспективных и малоперспективных земель равна площади провинции.

Для вспомогательных объектов жестких ограничений не накладывается, выдвигается лишь условие, чтобы площадь зоны не превышала площади подпровинции. Чем более детальная карта, тем больше различных специфических зон можно на ней показать. На региональных картах следует придерживаться основного районирования. Перечисленные принципы нефтегеологического районирования используются в Западной Сибири.

## ГЛАВА 4

### ПАРАМЕТРЫ ПРОГНОЗА И КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ИЗУЧАЕМЫХ ОБЪЕКТОВ

Необходимый набор параметров задается разработанными в гл. 2 моделями. Случайный перебор и случайная компоновка отдельных измеряемых характеристик практически исключают получение таких комплексных выражений, какие были получены, например, для оценки  $K_{\text{вп}}$ ,  $K_{\text{п}}$  и др.

После формулирования моделей встает серьезная проблема получения исходной информации. Как наилучшим образом определить фациальный коэффициент, плотность структур, динамические характеристики системы и ряд других? Совершенно очевидно, что если на этом этапе мы получим неоднозначность в замере значений параметров, то поставим под сомнение все количественные расчеты. В этой главе мы рассматриваем параметры, подразделяя их на общепринятые группы (по специализации исследователей), и в качестве примера выделения и описания объектов с помощью этих параметров даем краткую характеристику нефтегазоносных комплексов в Западно-Сибирском и Волго-Уральском регионах.

#### 4.1. ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Строгая процедура замера общей мощности объектов задана при их выделении (см. гл. 3). Способ получения числовой характеристики полифациальной толщи описан в гл. 2 (фациальный коэффициент  $D$ ). Замер мощностей глинистых и песчано-алевритовых пород в терригенном разрезе часто неоднозначен. Это вытекает из рассмотренных моделей. Для характеристики концентраций реагирующих веществ важно разделить разрез по гранулометрическому составу, а для описания процессов миграции — по проницаемости. Между гранулометрическим составом и проницаемостью существует статистическая связь, но на отдельных участках она нарушается. Например, на Красноленинском своде в юрских отложениях известны песчаники средне- и мелкозернистые, очень прочные, практически непроницаемые. Такая неоднозначность особенно существенна для маломощных объектов (резервуаров). Для объектов большой мощности (комплексов, надкомплексов) «срабатывает», как правило, ста-

тистическая связь между проницаемостью и гранулометрическим составом, поэтому для них можно с не очень большой погрешностью поставить знак равенства между мощностью проницаемых и мощностью песчано-алевритовых пород, которая в моделях обозначена  $h_n$ . Значение  $h_n$  в скважине определяется по керну, а для интервалов, не охарактеризованных керном (таких, к сожалению, большинство), — по геофизическим материалам. Граничные значения  $\alpha_{СП}$  для разделения проницаемых и непроницаемых пород выбирают по материалам детально изученных залежей. Для комплексов Западной Сибири принято предельное значение  $\alpha_{СП}$  для коллекторов 0,75.

Для формирования залежей большое значение имеет структура разреза оцениваемого объекта.

Разделение проницаемого объекта тонкими глинистыми перемычками на многочисленные пропластки препятствует концентрации в этих пропластках мигрантоспособной нефти<sup>1</sup>, снижается концентрация и при значительном увеличении мощности проницаемого тела, не осложненного такими пропластками. Для характеристики проводящих свойств региональных и зональных объектов В.И. Шпильман, Г.И. Плавник и др. (1975 г.) ввели следующие понятия:

1. Литологическая проводимость разреза ( $P_n$ ) — величина, характеризующая благоприятность литологического строения разреза для реализации модели миграции УВ (т.е. для слияния единичных микроскоплений по мере перемещения их к ловушкам).

2. Коэффициент литологической проводимости ( $\eta_n$ ) — доля УВ от общего количества генерированных мигрантоспособных УВ, которая могла попасть в ловушку при данной  $P_n$ .

3. Литологическое экранирование ( $\mathcal{E}_n$ ) —  $\mathcal{E}_n = 1/P_n$ .

4. Коэффициент литологического экранирования

$$(\lambda_n) - \lambda_n = 1 - \eta_n.$$

Рассмотрим возможные приемы оценки  $\eta_n$  и  $P_n$ .

Куртисом [Смит Дж. Е., Эрдман Д.Г., Моррис Д.А., 1971 г.] установлена хорошая статистическая связь между запасами в ловушке и квадратом средней мощности песчаного пласта. Отсюда  $P_n \approx h_n^2$ .

Близкий по смыслу квадратичный параметр предложил А.М. Волков (1975 г.). Если  $\alpha_{СПi}$  — приведенное значение СП в  $i$ -й точке разреза, то для всего комплекса предложено в качестве информативной характеристики выражения

<sup>1</sup> Здесь глинистые разделы играют примерно такую же роль, какую графитовые стержни в атомных реакторах: они предотвращают начало лавинного процесса слияния микро-нефти в промышленные скопления.

$$\sum_i (\alpha_{спi})^2.$$

Однако для объектов, существенно различающихся по мощности, эта величина может в слабопесчанистых глинах большой мощности иметь такое же значение, как и в преимущественно песчаном комплексе небольшой мощности. Поэтому для оценки предлагается нормировать эту величину по мощности при постоянном шаге дискретизации кривой ПС во всем регионе, т.е.

$$\Pi_{л} \approx \frac{1}{h} \sum_i (\alpha_{спi})^2.$$

В работе [«Оценка ...», 1975] рассмотрена такая модель. Комплекс разделен на  $n$  пропластков равной мощности, в каждом  $Q/n$  мигрантоспособных УВ. Глинистые перемычки, разделяющие эти пропластки, имеют литологические окна, обеспечивающие вертикальные перетоки части УВ. Для каждой перемычки доля (по площади) таких окон —  $P$ , а количество УВ, перетекающих через эти окна, пропорционально  $P$ .

Тогда из нижнего пласта в верхний перейдет  $\frac{Q}{n} \alpha P$  УВ и в нем их количество станет  $\frac{Q}{n} (1 + \alpha P)$ . Из них  $\frac{Q}{n} (1 + \alpha P) \alpha P$  перейдет в следующий пропласток, в котором количество УВ окажется равным  $\frac{Q}{n} [1 + \alpha P + (\alpha P)^2]$  и т.д.

В самом верхнем пропластке под покрывкой сконцентрируется УВ:

$$\frac{Q}{n} [1 + \alpha P + (\alpha P)^2 + \dots + (\alpha P)^n].$$

Значения  $\alpha$  и  $P$  неизвестны, поэтому для оценки запасов, сконцентрированных под покрывкой, предложена аппроксимация этого выражения в виде

$$\beta \frac{Q}{n} (1 + \ln n),$$

откуда

$$\eta_{л} \approx \beta \frac{1 + \ln n}{n}.$$

Такая оценка для  $\eta_n$  применима, если миграция происходит только в кровле резервуара (например, по схеме В.П. Савченко, 1958 г.). Если же на фоне перераспределения по пропласткам происходит и процесс латеральной миграции по каждому из них, то для оценки  $\eta_n$  получаем

$$\eta_n \approx \beta \frac{h_n^2}{n} (1 + \ln n).$$

Предложена также такая модификация этого коэффициента [«Оценка ...», 1975]:

$$\eta_n = \alpha \ln \left[ h_n^2 \frac{(1 + \ln n)}{n} \right].$$

Важную роль должна играть и направленность изменений литологических свойств объекта. Капиллярные эффекты способствуют переходу нефти из тонкозернистых разностей пород в крупнозернистые и тормозят движение в обратном направлении [Пирсон С.Д., 1961 г.].

Для оценки этого эффекта попытаемся использовать песчаность разреза. Если  $v_{\max}$ ,  $v_{\min}$  — максимальное и минимальное значения песчаности НГК в пределах оцениваемого участка,  $l$  — расстояние между соответствующими точками наблюдения, то величину  $(v_{\max} - v_{\min})/l$  будем называть градиентом песчаности и обозначать  $\text{grad } v$ .

Если направление увеличения песчаности совпадает с направлением воздымания пород НГК, то это способствует миграции дополнительных порций УВ, в противном случае — наоборот. Тогда возможные выражения для оценки  $\eta_n$  принимают вид

$$\eta_n = a \left[ \frac{(1 + \ln n)}{n} + (\text{grad } v) \cos \varphi \right]; \quad (4.1)$$

$$\eta_n = a[v + (\text{grad } v) \cos \varphi]; \quad (4.2)$$

$$\eta_n = a \left\{ 0,1 \ln \left[ h_n^2 \frac{(1 + \ln n)}{n} \right] \right\} + (\text{grad } v) \cos \varphi. \quad (4.3)$$

В выражениях (4.1) — (4.3)  $\varphi$  — угол между направлениями максимального опесчанивания разреза и регионального подъема слоев. Картированию подлежит или само значение параметра  $\eta_n$ , или значе-

ние характеристик, которые его образуют. Обычно для разных по масштабности объектов более эффективными оказываются разные выражения  $\eta_n$ .

Из литологических характеристик большое значение имеет оценка надежности покрышки. В строении покрышки важно учитывать микронеоднородности [Ханин А.А., 1968 г., Ушатинский И.Н., 1977 г. и др.], макронеоднородности, невыдержанность ее свойств по простиранию. Предлагаем следующую количественную процедуру оценки надежности покрышки [Мясникова Г.П., Шпильман В.И., 1977 г.].

Под вероятностью раскрытия покрышки ( $P$ ) понимается вероятность появления в ней проницаемых зон, т.е. вероятность того, что ее мощность будет меньше критического предела. Величину  $(1 - P)$  назовем выдержанностью покрышки. Исходя из анализа мощностей покрышек над открытыми самостоятельными залежами нефти в нижнем мелу на территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, за критический минимальный предел мощности покрышки принята мощность, равная 1 м.

Расчет  $P$  основан на анализе распределения мощностей покрышки. Изменение мощности ( $h$ ) в пределах анализируемого участка может происходить хаотически, и в этом случае распределение подчиняется нормальному закону; или же в изменении мощности может быть выявлена региональная составляющая, тогда нормальному закону подчиняются величины отклонения мощности от фоновых значений. Для первого случая  $P(h_i < 1) = \Phi(t)$ , где  $h_i$  — мощность покрышки в  $i$ -й скважине, а всего проанализировано  $n$  скважин;  $\Phi(t)$  — значение функции нормально распределения. Для определения значения  $P$  необходимо замерить мощности покрышки в каждой скважине, вычислить среднее значение мощности  $\bar{h}$ , среднее квадратическое отклонение

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum (h_i - \bar{h})^2}{n - 1}} \text{ и параметр } t = \frac{1 - \bar{h}}{\sigma},$$

затем по таблице значений функции нормального распределения найти искомую вероятность.

В том случае, когда изменения мощности имеют региональный характер, необходимо предварительно построить карту региональной составляющей мощности, затем замерить отклонения фактических мощностей от регионального фона ( $\Delta h_i$ ). Вероятность раскрытия покрышки в этом случае — это вероятность того, что незаконмерные

отклонения мощностей превзойдут значение региональной составляющей ( $H$ )

$$P(\Delta h_i > H) = \Phi(t); \quad t = \frac{H - \Delta \bar{h}}{\sigma_{\Delta h}}$$

Расчет аналогичен описанному выше, но применительно к  $\Delta h$ .

В ряде случаев, уменьшив участок исследования, можно избавиться от необходимости выделять региональный фон мощности и вести расчет по первому варианту. Это предпочтительнее в связи с упрощением расчета и дает возможность более точно трассировать границу раскрытия покрышки.

Все предыдущие выкладки относились к монолитным покрышкам простого строения. Если покрышка осложнена песчаными линзами, пропластками, следует в каждой скважине в качестве  $h_i$  брать максимальный по мощности прослой чистых глин.

Полученные значения  $P$  можно интерпретировать и как геометрическую вероятность и считать, что доля территории, равная  $P$ , приходится на зоны ненадежной покрышки (т.е. при  $P = 0,1$  — 10% проанализированной территории приходится на «литологические окна»).

Анализ, проведенный для покрышек неокосских продуктивных отложений Сургутского нефтегазоносного района, показал, что покрышки, у которых литологические окна занимают 10% территории района, весьма ненадежны (под такими покрышками в исследуемом районе залежей не открыто); от 10 до 3% — ненадежные, под ними вероятно открытие только локальных скоплений углеводородов не промышленного значения; от 3% и меньше — надежные покрышки, создающие благоприятные условия для формирования залежей. Установлено также, что различные покрышки становятся ненадежными при различной средней мощности. Так, нижеаптская покрышка (кошайская пачка) становится невыдержанной (ненадежной) при мощности 6 — 10 м, а верхнемеловая — палеогеновая на северо-западе, западе низменности — при 100 — 150 м, а на востоке, северо-востоке — при 40 — 50 м. Последнее свидетельствует о том, что даже одна и та же покрышка ненадежна при различных мощностях, что объясняется разными условиями осадконакопления и захоронения отложений, образующих экран.

## 4.2. ТЕКТОНИЧЕСКИЕ И СТРУКТУРНЫЕ ПАРАМЕТРЫ

Динамика погружения и воздымания нефтегазоносных комплексов описывается формулами и отображается с помощью графиков, описанных в разделе 2.1. Наиболее обобщенным показателем тектонического процесса является параметр  $G$  – напряженность тектонических движений. Как показали исследования, этот параметр хорошо картируется. Устанавливается четкая связь между значением  $G$  и тремя главными параметрами осадочно-породного бассейна: расстоянием анализируемой точки наблюдения от обрамления бассейна, расстоянием до центра тяжести бассейна, общей мощностью пород в данной точке. Это позволяет картировать значения  $G$  в пределах слабоизученных участков.

Моделирование тектонических процессов волновыми уравнениями позволило установить, что знание семи параметров ( $T_1$ ;  $T_2$ ;  $A_1$ ;  $A_2$ ;  $\varphi_1$ ;  $\varphi_2$ ;  $B$ ) позволяет с достаточной полнотой восстановить всю историю тектонического развития анализируемого участка. При этом  $T_1$  и  $T_2$  рассчитываются по единичным скважинам и в большинстве задач могут быть приняты постоянными для всего региона. Коэффициент  $B$  зависит от возраста анализируемой границы и однозначно рассчитывается через другие характеристики. Параметры  $A_1$ ;  $A_2$ ;  $\varphi_1$ ;  $\varphi_2$  находим по графикам погружения, построенным для отдельных скважин. Эти параметры плавно изменяются в пределах региона, поэтому хорошо картируются. Имея карты этих параметров, для любой точки региона по формулам раздела 2.1 найдем все необходимые для моделей показатели (время пребывания отложений на глубинах менее 300 м, время достижения толщей ГФН, длительность воздымания и погружения, фазу тектонического процесса на момент накопления изучаемых отложений и др.).

Плотность структур на изучаемых участках рассчитывается по фактическим данным, на менее изученных определяется с помощью палетки и формулы, которые приведены в разделе 2.1.3. Этим достигается однородность итоговой карты плотностей структур, осуществляется прогноз структур в малоизученных районах. Карта плотности структур может быть трансформирована в карту плотности ловушек, для чего плотность структур умножается на число резервуаров в разрезе. Если величина плотности структур всегда меньше единицы (обычно не превосходит 0,4), то плотность ловушек может достигать величины 2 – 3. Это означает, что в данном районе суммарная площадь ловушек в разрезе (многозалежные месторождения) в 2 – 3 раза

превышает площадь района. Такие значения параметров характерны для центральной части Западной Сибири.

Моделирование процессов, приводящих к формированию структурных поверхностей, кроме расчета плотности структур, позволяет более надежно районировать территорию региона, чем косвенно в прогноз вводится дополнительная информация о закономерностях формирования структурных планов.

#### **4.3. ГЕОХИМИЧЕСКИЕ И ГИДРОХИМИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ**

Значения всех параметров этой группы находятся в результате лабораторных анализов. Обычно имеется несколько тысяч анализов и кажется, что картирование этих параметров не составляет сложности. Однако это не так. Значения основных информативных с генетической точки зрения параметров имеют очень большую дисперсию в пределах малых объемов осадочных толщ, нередко соизмеримую с дисперсией для всего изучаемого НГК. На региональных картах отклонения единичных определений от фоновых значений обычно весьма существенны. Наши исследования показали, что оптимальным способом введения этих показателей в модели и формулы прогноза является их комплексирование с параметрами других групп. Так, объединение рассчитанного по геохимическим анализам типа РОВ с прогнозируемым типом РОВ на основании фациального анализа (параметр *D*) позволило получить средние оценки, наиболее сильно коррелированные с удельными запасами нефти в юрском НГК. Такой же результат получен при объединении данных по метаморфизму РОВ с данными о максимальных палеотемпературах.

#### **4.4. ГЕОТЕРМИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ**

Главный вопрос, который приходится решать при использовании для прогноза данной группы параметров, это соответствие значений современных градиентов температур и современных тепловых потоков значениям палеоградиентов, тепловым потокам в прошлом. Если предполагается, что в пределах всей территории за анализируемый геологический этап развития градиенты возросли или уменьшились одинаково (например, уменьшились на 40 – 30%), то нет основания привлекать менее надежные данные по палеоградиентам. Действительно, и на эталонах, и на подсчетных участках градиенты будут

завышены или занижены на постоянную величину. Значит, это изменение будет учтено при расчете постоянных коэффициентов в формулах прогноза, производимого по эталонам, и не приведет к ошибкам в прогнозе. Если же предполагаются непропорциональные изменения тепловых потоков в регионе, следует оценить, что вносит большую погрешность в итоговый расчет: неучет палеоградиентов или использование достаточно гипотетических значений этого параметра, и использовать подход, менее отягощенный погрешностями. Расчет палеотемператур для данного НГК, в том числе и максимальных палеотемператур, производится с использованием графиков и формул динамики погружения (см. 2.1. и 4.2). По этим данным находим глубину погружения НГК и, умножая их на градиент или палеоградиент, находим значения палеотемператур.

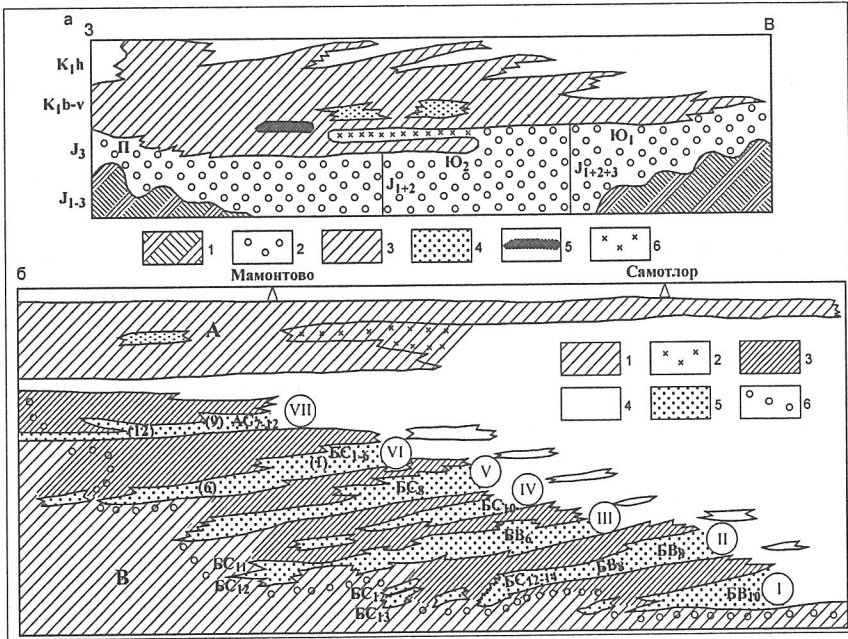
#### **4.5. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ КОМПЛЕКСОВ И ИХ ПОКРЫШЕК**

Основными объектами для выведения количественных зависимостей, расчета моделей служили НГК Западно-Сибирского и Волго-Уральского регионов. Приводя краткую характеристику этих объектов, обратим внимание прежде всего на те их особенности, которые определяют перспективность этих объектов и описываются с помощью введенных параметров.

##### **4.5.1. Нефтегазоносные комплексы Западной Сибири**

При описании этих объектов использованы карты, обобщения материалов, которые производились Н.Ф. Бересневым, Ю.В. Брадучаном, Г.П. Евсеевым, А.Е. Еханиным Н.Х. Кулахметовым, Г.П. Мясниковой, И.И. Нестеровым, Г.И. Плавником, Л.Г. Судатом, Б.В. Топычкановым, С.И. Шишигиным и другими исследователями.

Юрский нефтегазоносный надкомплекс (рис.25, а) образован песчано-глинистыми отложениями нижней и средней юры в центральной части Западной Сибири, а по направлению к палеозойскому обрамлению, где исчезает покрышка между отложениями  $J_{1-2}$  и  $J_3$ , в него включаются и верхнеюрские отложения. Надкомплекс образован в центральных нефтегазоносных областях (НГО) терригенными породами тюменской свиты, на северо-востоке — терригенными породами большехетской серии, ближе к горным обрамлениям в состав его входят: на западе вогулкинская и тюменская свиты; на востоке — наунакская и тюменская.



**Рис.25.** Принципиальные схемы строения нефтегазоносных комплексов Западной Сибири:

*a* – для юрского надкомплекса: 1 – фундамент; 2 – юрский надкомплекс; 3 – верхнеюрско-нижнемеловая региональная покрывка, резервуары, осложняющие покрывку; 4 – ачимовский замкнутый резервуар (серия резервуаров); 5 – баженовский битуминозный глинисто-кремнистый замкнутый резервуар; 6 – васюганский полузамкнутый резервуар, *б* – для неокомского комплекса: 1 – покрывки (А – субрегиональная аптская, В – региональная верхнеюрско-меловая); 2 – резервуар, осложняющий аптскую покрывку; 3 – зональные покрывки; 4 – неосложненная часть неокомского комплекса; 5 – резервуары и группы резервуаров: I – соснинский (БВ<sub>10</sub>), II – мегионский (БВ<sub>8</sub> – БВ<sup>0</sup>, БС<sub>12-14</sub>), III – южнобалыкский (БС<sub>11-12</sub>, БВ<sub>6</sub>), IV – верхнехолмогорский (БС<sub>10</sub>) – чеускинская группа, V – подсармановский (БС<sub>8</sub>), VI – усть-балыкский (БС<sub>1</sub>, <sup>0</sup>), VII – лянторский (АС<sub>7-12</sub>); *б* – граница подошвы неокомского комплекса

Глубина залегания кровли надкомплекса в пределах перспективных земель изменяется от 1 – 2,5 км на западе провинции до 2,5 – 3,5 км на востоке и в Среднем Приобье и достигает 5 – 6 км на севере. Общая мощность комплекса изменяется от нескольких десятков метров вблизи внешних границ провинции до 1,5 км в пределах территории, изученной бурением. На севере провинции, в пределах Боль-

шехетской и Антипаютинской впадин, мощность надкомплекса достигает 2,5 – 3 км.

На большей части территории, изученной бурением, отложения надкомплекса формировались в условиях прибрежной и низменной равнины – в центральной части, где комплекс представлен отложениями  $J_{1-2}$ , и в условиях прибрежных равнин, временами заливаемых морем, денудационно-аккумулятивных равнин, лагун, заливов, мелкого моря – в зонах, где комплекс образован отложениями  $J_{1-3}$  (Г.С. Ясович, А.А. Булынникова и др, 1970 г.).

На начало накопления пород надкомплекса рельеф был существенно расчлененный, отложения  $J_{1-2}$  выравняли его неровности, что четко отражается в изменении мощностей. По мере накопления отложений режим осадконакопления становился все более морским. Увеличилось количество пород морского генезиса в северном направлении. На Новопортовском месторождении в отдельных прослоях тюменской свиты встречены фораминиферы [Топычканов Б.В., 1968 г.]. Севернее Медвежьего и Тазовского месторождений предполагается, что накопление отложений надкомплекса происходило в условиях мелкого моря. Об этом, по данным Г.С. Ясовича и А.А. Булынниковой, свидетельствует состав ассоциаций фораминифер в разрезах Тундровой площади.

Фациальный коэффициент изменяется в очень широких пределах (от 0,1 в восточных районах до 0,8 в арктических) и составляет в Среднем Приобье 0,4 – 0,5, в Васюганском районе 0,6 – 0,5, в Приуральской НГО 0,3 – 0,5, в Надым-Пурской НГО 0,5 – 0,7.

Кратковременные морские трансгрессии, по-видимому, проникали далеко на юг, формируя пачки глин мощностью 30 – 40 м, которые могут делить надкомплекс на более дробные объекты, однако низкая изученность не позволяет пока уверенно их выделить. Песчанность отложений надкомплекса изменяется от 10 до 60%, составляя на большей части территории 25 – 30%. Отмечаются как региональные изменения песчанности, так и локальные, обусловленные внутренними источниками сноса (Приуральская НГО). Коллекторские свойства песчаников невысокие, часто они сильно сцементированы. В Приуральской НГО пористость коллекторов 16 – 18%, проницаемость 0,020 – 0,1 мкм<sup>2</sup>; в Среднем Приобье пористость 15 – 18%, проницаемость 0,05 мкм<sup>2</sup>, в Васюганском районе соответственно 17 – 10% и 0,05 – 0,1 мкм<sup>2</sup>. Там, где песчаники сильно уплотнены, важную роль (судя по очень мозаичному распределению дебитов скважин) начинает играть трещиноватость (Красноленинский свод).

Основные залежи в надкомплексе открыты в зонах, где в его состав входят относительно более морские породы верхней юры (нефтяные и газовые месторождения Шаимского и Березовского районов, преимущественно газоконденсатные месторождения с нефтяной оторочкой в Васюганском районе). В Среднем Приобье обычно продуктивна кровля надкомплекса — пласт Ю<sub>2</sub> (Лобатьюганская, Солкинская, Усть-Балыкская, Вачимская, Моховая и др.). На севере открыта газонефтяная залежь на Новопортовской площади и небольшие залежи газа на Тазовской, Джангодской, Тамбейской, Семеновской, Мессояхской, Нижнехетской и Зимней площадях.

**Верхнеюрско-нижнемеловая региональная покрывка** распространена на площади около 1800 тыс. км<sup>2</sup>. В разрезе глинистое тело, образующее экран, имеет вид асимметричной линзы (см. рис. 25, а). На востоке в состав покрывки входят породы верхнеюрского возраста, в Центральном Приобье — верхнеюрского и валанжинского, в районе фроловского глинистого барьера к ней подключаются и отложения готерива — баррема. В западной части провинции значительная часть верхнеюрских пород относится к проницаемому комплексу, подошва покрывки поднимается стратиграфически выше. Формирование покрывки происходило в морских условиях. Оно началось в районах Фроловской и части Среднеобской НГО, когда на более западных и более восточных участках еще накапливались проницаемые отложения. Регрессия моря привела к формированию васюганского полузамкнутого резервуара, осложняющего покрывку. В волжский век море занимало огромную часть провинции, почти везде формировались глинистые отложения, сильно обогащенные ОВ. Образовалось ядро покрывки — породы тутлеймской и баженовской свит. В берриасский век произошли существенные изменения тектонического режима ряда участков, предшествовавшие обширной регрессии моря. Это привело к широкому развитию течений, формированию вытянутых в субмеридиональном направлении песчаных тел ачимовской толщи, баров и песчаных банок. Наблюдаются эрозионные врезы песчаных тел [Еханин А.Е., Шпильман В.И., 1976 г.]. В последующее время площадь бассейна, в пределах которого накапливались глинистые породы, скачкообразно сократилась. Наиболее долго морской режим сохранялся в центральной части Фроловской НГО, где и накопились глины максимальной мощности.

Мощность покрывки достигает 800 — 900 м. При мощностях менее 100 м она становится невыдержанной [Мясникова Г.П., 1974 г.].

Минеральный состав глин, образующих покрывку, — смешаннослойные образования типа гидрослюда — монтмориллонит, преобладает монтмориллонит [Ушатинский И.Н., 1975 г.; Лебедева Г.В., 1972 г.]. По данным Г.В. Лебедевой, К.А. Черникова (1969 г.), доля набухающей фазы достаточно высока даже в глубоко залегающих глинистых породах (в районе Уренгоя в глинах нижней части нижнего мела 25 — 41% набухающей фазы).

Покрывка осложнена тремя резервуарами, в которых содержится основная доля запасов юрской нефти в центральных районах провинции.

Для васюганского и ачимовского резервуаров характерно широкое развитие направленных течений. Коллекторами здесь служат песчаники разнозернистые, кварц-полевошпатовые, пористостью 16 — 19% и проницаемостью от нескольких тысячных квадратного микрометра до 0,2 — 04 мкм<sup>2</sup>. Для коллекторов ачимовской толщи характерна высокая карбонатность (до 15 — 20%) и невыдержанность, что служит причиной низких дебитов.

В баженовской свите нефть содержится в битуминозных карбонатно-кремнистых аргиллитах. По мнению большинства исследователей, коллектор возник за счет развития горизонтальных микротрещин (коллектор порово-трещинного типа). В ряде образцов фиксируются массовые скопления фауны на плоскостях напластования, повышенная карбонатность и кавернозность. В связи с этим автор полагает, что коллекторские свойства баженовской свиты обусловлены развитием своеобразных биогермных глинистых банок, которые широкой полосой вытягиваются в субмеридиональном направлении.

Во всех трех резервуарах открыты залежи: на Первомайском, Северо-Варьеганском, Покамасовском и других месторождениях — в васюганской свите, на Салымском — в битуминозных аргиллитах, на Малобалыкском, Когалымском и других месторождениях — в ачимовской пачке.

**Меловой надкомплекс** выделяется между верхнеюрско-нижнемеловой и верхнемеловой — палеогеновой региональными покрывками. Его нижняя осложненная часть состоит из аптского комплекса в западной части провинции, неокомского комплекса в центральных районах, где альбская покрывка над аптским комплексом раскрывается и остается только нижеаптская субрегиональная покрывка, а после раскрытия в северном направлении и этой покрывки — из серии резервуаров под зональными покрывками.

**Неокомский комплекс** — основной нефтеносный объект Западной Сибири. В центральных районах он представлен чередованием песчаных и глинистых пачек верхневаланжинско-нижнеаптского возраста, которые входят в состав вартовской, частично алымской и мегинской свит. На западе комплекс слагают отложения леушинской (с пластами М и Н), на юге — тарской свит.

Глубина залегания кровли комплекса на западе и юге провинции 1000 — 2300 м, в центральной части 1500 — 2200 м, в северной 1700 — 3000 м. Мощность комплекса меняется в центральной части бассейна от 100 до 600 м, на севере от 500 до 800 м. Изменение мощности происходит главным образом в связи с замещением песчаных коллекторов глинами в нижней части комплекса с востока на запад. Содержание проницаемых пород в комплексе на западе 20 — 45%, в центральной части 10 — 55%; на севере 30 — 50%. Коллекторы кварц-полевошпатовые пористостью 18 — 22% и проницаемостью до 0,5 мкм<sup>2</sup>. Коллекторские свойства пород обеспечивают высокие дебиты скважин.

Формировались отложения комплекса на фоне общей регрессии моря. Последняя сопровождалась подчиненными трансгрессиями, во время которых над резервуарами формировались покрышки. Зона существования каждого вышележащего резервуара обычно смещена на запад по сравнению с нижележащими. Ступенчатое тело от подошвы субрегиональной аптской покрышки до первой зональной (над резервуаром) именуется неосложненной частью комплекса. В неосложненную часть комплекса открываются постепенно все резервуары, сюда же выносятся из них излишки нефти и газа.

Принципиальная схема строения неокомского комплекса дана на рис. 25, б.

Резервуары группы пластов Б формировались в достаточно близких палеогеографических зонах (относительно неглубокое море и прибрежная равнина). Это обусловило наличие некоторой общей зональности в их строении. С востока на запад на определенном расстоянии от границ раскрытия зональной покрышки происходит локальная глинизация коллектора, формируются внутренние глинистые барьеры, что связано с уменьшением привноса песчаного материала волновой деятельностью. Но еще дальше на запад от этих частных барьеров пласт появляется вновь, но распространен он уже в виде узких изогнутых полос, границы замещения фиксируются и с востока, и с запада. Вероятно, на определенном расстоянии от берега ведущая роль в разnose материала переходила от волн к течениям, что и предопределило такое зональное строение.

В связи с увеличением в восточном направлении мощности неосложненной части комплекса, отложения которой формировались преимущественно в условиях прибрежной равнины, периодически заливаемой морем, в этом же направлении изменяется и фациальный коэффициент  $D$  (от 0,75 на западе до 0,45 на востоке).

Залежи в отложениях неокомского комплекса непосредственно под региональной покрывкой (в неосложненной части) появляются только после того, как раскрывается покрывка над самым верхним, лянторским, резервуаром. В зоне, где мощность неосложненной части за счет последовательного раскрытия зональных покрывок становится максимальной, находится Самотлорская залежь. Доля газа в неокомском комплексе увеличивается вверх по разрезу и в северном направлении.

**Нижнеаптская субрегиональная покрывка**, перекрывающая неокомский комплекс, занимает в центральной части плиты площадь около 600 тыс. км<sup>2</sup>. Расчет вероятности появления литологических окон показал, что покрывка становится ненадежной при мощности глин 6 – 10 м. Максимальная мощность покрывки 260 м, накопление глин, образующих ее, происходило в морских условиях, в восстановительной геохимической обстановке [Булынникова А.А., Брадучан Ю.В., 1972 г.]. В минеральном составе наиболее тонкоотмученных глин кошайской пачки преобладают смешаннослойные образования типа гидрослюда – монтмориллонит, хлорит, реже монтмориллонит [Антонова Т.Ф., 1967 г.; Гурова Т.К., 1971 г.; Ушатинский И.Н., 1970 г.].

**Аптский комплекс** выделяется между глинистой толщей нижней хантымансийской подсвиты и нижнеаптской покрывкой в западной и северо-восточной частях провинции. Глубина залегания кровли комплекса изменяется на западе от 300 до 1600 м, на северо-востоке от 1300 до 1600 м. Мощность его 50 – 300 м на западе, 200 – 850 м на севере. Характерно высокое содержание песчаного материала: 50 – 80% на западе, 35 – 50% на северо-западе, около 60% на северо-востоке. Фациальный коэффициент изменяется от 0,6 – 0,5 на западе и юго-западе до 0,25 – 0,35 на северо-востоке. В зоне с высоким значением коэффициента  $D$  открыты нефтяные залежи, с низким – газовые.

Перекрыт комплекс **среднеальбской субрегиональной покрывкой**. Площадь ее распространения 750 тыс. км<sup>2</sup>. Проверкой по предложенной методике установлено, что покрывка становится ненадежной при мощности около 30 м. Общая мощность среднеальбской покрывки от 25 до 165 м.

**Неосложненная часть мелового надкомплекса** выделяется от кровли сеноманских отложений до кровли первых в разрезе субрегиональных или зональных покрывшек. Объект имеет ступенчатое строение (что вообще характерно для неосложненных частей объектов любого класса) и резко изменяющуюся мощность от 100 до 1600 м. Глубина кровли от 100 – 300 м на западе до 1300 – 1500 м на севере.

Содержание проницаемых терригенных пород от 40 до 80% увеличивается на запад. Увеличение песчаности сопровождается ухудшением коллекторских свойств пород. Пористость песчаников в пределах 20 – 33%, проницаемость до 2 мкм<sup>2</sup>.

В западной части провинции отложения неосложненной части надкомплекса накапливались преимущественно в морских условиях; восточнее, в центральной части провинции – в условиях прибрежной равнины; еще восточнее – на территории прибрежной и низменной аккумулятивных равнин. Соответственно с запада на восток изменяется фациальный коэффициент от 0,55 до 0,35.

В неосложненной части надкомплекса сконцентрированы огромные запасы газа. Основные залежи располагаются в его кровле, в сеномане (Уренгойское, Ямбургское, Медвежье, Заполярное месторождения). Газ метановый, сухой. Нередко имеются нефтяные оторочки.

**Верхнемеловая – палеогеновая покрывшка** перекрывает меловой надкомплекс. Площадь ее распространения 1800 тыс. км<sup>2</sup>. Покрывшка региональная, сложена глинистыми породами мощностью 500 – 800 м. Мощность уменьшается к палеозойскому обрамлению, при этом в восточном направлении происходит резкое изменение литологического состава покрывшки. Анализ ее выдержанности показал, что она становится ненадежной при мощности 100 м на северо-западе и 40 – 50 м на севере и северо-востоке. Снизу покрывшка осложнена газсалинским песчаным резервуаром.

По строению рассматриваемая региональная покрывшка имеет ряд общих черт с верхнеюрско-нижнемеловой. Возраст пород, слагающих ее в центральной части провинции, – от турона до нижнего олигоцена. Здесь в подошве залегают тонкоотмученные глины кузнецкой свиты (турон) мощностью 30 – 50 м, выше опоки и опокovidные глины березовской свиты (турон – кампан) мощностью 100 м, на них залегают известковистые гилны, мергели ганькинской свиты (маастрихт – дат) мощностью 80 – 100 м и еще выше глины палеогенового возраста, часто алевритистые, мощностью около 400 м. В восточном, северо-восточном направлениях над кузнецовскими глинами в

нижней части покрывки появляются песчано-алевритовые породы (газалинская и ипатовская свиты), образующие резервуар, осложняющий покрывку. При направлении на восток наиболее выдержанной по составу остается нижняя пачка глин покрывки. Глины верхней ее части (палеогеновые) опесчаниваются, и породы, образующие покрывку, имеют все меньший стратиграфический интервал.

#### **4.5.2. Нефтегазоносные комплексы Волго-Уральской провинции**

Разделение осадочного чехла Волго-Уральской провинции на литологические объекты по описанной в разделе 3.3 процедуре особых трудностей не вызывает, выделяются объекты, по морфологии достаточно близкие к тем, которые выделены в Западной Сибири. Главное затруднение не в трассировании тел, а в разделении карбонатных пород на те, которые обладают коллекторскими свойствами, и те, которые могли служить покрывкой. Задача осложняется тем, что экраняющие свойства пород надо оценивать с позиций большой длительности геологического времени. Значительную помощь при разделении осадочного чехла на комплексы оказывает график частоты встречаемости залежей. Выделенные комплексы достаточно близки к тем, которые обосновывают другие исследователи [Максимов С.П., Поповин В.В. и др.]. Предметом нашего изучения является только один объект – надкомплекс терригенного девона.

Региональная покрывка надкомплекса образована терригенными и терригенно-карбонатными породами большей частью франского (участками фаменского) яруса. Основной экран образуют обычно глинистые, карбонатные и глинисто-карбонатные породы кыновского, саргаевского, доманикового и бургского горизонтов. На отдельных участках южных районов Куйбышевской и Оренбургской областей отсутствует нижняя часть региональной покрывки и проницаемый надкомплекс перекрывается карбонатными отложениями бургского горизонта.

В северо-восточной и центральной частях провинции опесчанивается нижняя часть кыновского горизонта. В результате на одних участках кровля проницаемого комплекса поднимается до средней части кыновского или саргаевского горизонтов, а на других региональная покрывка осложнена кыновским резервуаром. В теле региональной покрывки широко распространены битуминозные глинисто-карбонатные породы доманика. На отдельных участках они представляют собой коллекторы (например, промышленный приток нефти получен на Альметьевской площади). Это обуславливает

осложнение покрывки еще одним резервуаром — трещиноватым (?) битуминозным резервуаром доманика.

Проницаемый нефтегазоносный надкомплекс терригенного девона образован отложениями эйфельского, живетского и нижней части франского (пашийский и частично кыновский горизонты) яруса. Надкомплекс действительно терригенный в западной, центральной, северной частях провинции; на юго-востоке большая часть комплекса слагается карбонатными породами. Породы надкомплекса ложатся на разновозрастные кристаллические и осадочные породы: гранитоиднейсы архея, отложения бавлинской серии, которые сами являются продуктами разрушения древних архейских горных сооружений, отложения ордовика, силура в юго-восточной части провинции. Отложения надкомплекса частично (иногда полностью) выклиниваются к вершинам сводов. Они полностью отсутствуют на отдельных участках Жигулевско-Пугачевского свода, на части северной вершины Татарского свода, на Соль-Илецком выступе. Мощность надкомплекса изменяется от 0 до 500 м в пределах основной части провинции, увеличиваясь в целом в южном направлении. На северо-западе в пределах Кировского прогиба мощность надкомплекса возрастает до 1200 м. Эта узкая зона аномально больших мощностей ограничена с запада и востока зонами отсутствия отложений (на Котельническом и Немском сводах). Образуется как бы самостоятельный, отчлененный от основной провинции небольшой бассейн.

В подошве надкомплекса на значительной территории залегают песчаники эйфельского яруса (койвенский и токатинский горизонты). В южной части провинции они отделены от вышележащих песчаных пластов старооскольского горизонта карбонатными породами афонинского и бийского горизонтов. В кровле надкомплекса залегают основные его продуктивные пласты пашийского горизонта. На части территории они отделены от песчаных пластов нижележащего старооскольского горизонта глинистой, глинисто-карбонатной пачкой муллинского горизонта.

При условии, что породы муллинского и афонинского горизонтов обладают надежными экранирующими свойствами, в надкомплексе можно выделить три объекта: эйфельский и старооскольский комплексы и неосложненную часть надкомплексов. Последняя в более южных районах представлена породами пашийского горизонта, а в более северных — пашийского горизонта и живетского яруса. Мы будем рассматривать надкомплекс в целом (рис. 26).

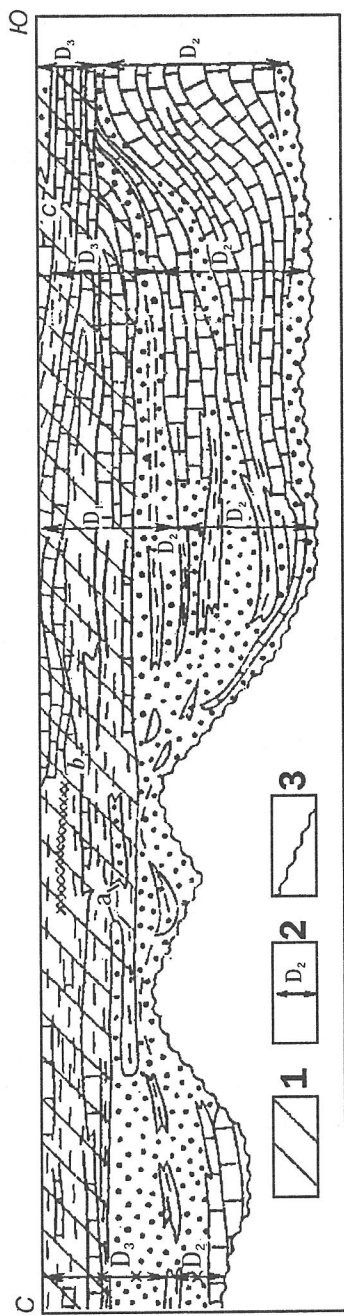


Рис. 26. Схема строения надкомплекса «терригенного девона» в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

1 — региональная покрывка; 2 — объем отложений соответствующего возраста; 3 — подошва надкомплекса, соответствующая или поверхности фундамента, или кровле бавлинской серии. Резервуары, осложняющие покрывку: а — кыновский, б — доманиковский, битуминозный, с — евлано-ливенский

Формирование пород надкомплекса происходило в условиях общей трансгрессии девонских морских бассейнов с юга на север, северо-запад. В результате в южных, юго-восточных районах накопились карбонатные отложения значительной мощности. В живетский век эпизодически осушались различные части бассейнов и частично размывались отложения. В франское время в провинции существовал морской, прибрежно-морской режим, вершины отдельных поднятий были выведены в зону денудации, формировались узкие зоны коллекторов повышенной мощности. Во второй половине раннефранского времени глубина бассейна возросла, а площадь его увеличилась.

Сопоставляя палеогеографические зоны с типом накопившегося ОВ<sup>1</sup>, находим, что эти соотношения близки к таковым для юрского надкомплекса Западной Сибири. В зоне прибрежной равнины, временами заливаемой морем (северная часть провинции), доля сапропелевого ОВ составляет 40 – 60% от общей массы ОВ; в южных, юго-восточных районах – в зонах, где большую часть времени существовали относительно глубоководные условия, тип ОВ преимущественно сапропелевый. Это дает основания воспользоваться приведенным на рис. 19 графиком для оценки среднего взвешенного по мощности фациального коэффициента ( $D$ ), который изменяется от 0,95 на юге до 0,3 – 0,4 на севере.

В результате сложных сочетаний различных палеогеографических обстановок во время накопления отложений изменение мощности песчаников в надкомплексе не совпадает с изменением его общей мощности и фациального коэффициента.

Песчаники пашийского и старооскольского горизонтов максимальной мощности накопились в центральной части Куйбышевской области (до 80 м). Мощность уменьшается на восток, юго-восток в связи с карбонатизацией разреза; на запад, юго-запад – в связи с размывом части отложений; на север, северо-восток – в связи с тем, что в определенные отрезки времени в условиях мелководья и прибрежной равнины песчаники не накапливались. Песчаники преимущественно кварцевого состава, более грубозернистые и плохо отсортированные в подошве надкомплекса (эйфельский ярус), более отсортированные в кровле надкомплекса (пашийский горизонт). В надкомплексе выделяется пять-шесть основных продуктивных пластов (от  $D_v$  до  $D_0$ ).

В нижней части надкомплекса (к эйфельскому комплексу) приурочен пласт  $D_v$ . Пористость песчаников 5 – 25%, проницаемость 0,015 – 0,02 мкм<sup>2</sup>, иногда до 1,5 мкм<sup>2</sup>. В средней части надкомплекса в отло-

<sup>1</sup> По материалам Е.С. Ларской, И.Н. Хахановой, З.С. Ивановой, П.Т. Шестакова (1975 г.)

жениях живецкого яруса выделяются пласты  $D_{IV}$ ,  $D_{III}$  и  $D_{II}$ , имеющие обычно пористость соответственно 10 – 25, 2 – 24, 5 – 23% и проницаемость 0,05 – 0,2 мкм<sup>2</sup>, иногда до 2 мкм<sup>2</sup>.

В пашийском горизонте выделяется пласт  $D_I$ , коллекторские свойства которого в среднем выше, чем у низезалегающих пластов; пористость 15 – 30%, проницаемость до 2,2 мкм<sup>2</sup> (обычно 0,1 – 0,5 мкм<sup>2</sup>). В надкомплексе открыты залежи нефти (Ромашкинская и др.).

#### **4.5.3. Сопоставление истории формирования нефтегазоносных комплексов Западно-Сибирской и Волго-Уральской нефтегазоносных провинций**

Сопоставление истории формирования нефтегазоносных комплексов Западной Сибири и Волго-Урала (рис. 27) позволяет уяснить причины возникновения ряда общих морфологических черт у объектов, которые в пространстве отстоят друг от друга на тысячи километров, а время формирования их отличается на 200 млн. лет.

Для такого анализа необходимо выбрать в обоих регионах точки начала отсчета и соответствующую временную шкалу. Сводные данные определения абсолютного возраста пород по разным авторам приведены на рис. 17.

За начальную точку отсчета примем время начала непрерывного осадконакопления – это время, когда после длительного перерыва вновь начинают накапливаться в бассейне осадки без региональных прекращений этого процесса более чем на 1 – 2 века (при этом допускается отсутствие любого объема отложений на отдельных участках). Эта величина достаточно условная, вводится для удобства изложения материала.

В Западной Сибири мезозойско-кайнозойский платформенный чехол перекрывает разновозрастные образования фундамента. Триасовые отложения заполняют преимущественно грабен-рифты, распространены спорадически, выделяются обычно в составе промежуточного комплекса. Непрерывное осадконакопление в центральной части провинции началось в нижней юре, т.е. 180 – 185 млн. лет назад. Примем эту дату за начало отсчета.

В Волго-Уральской провинции палеозойский осадочный чехол перекрывает отложения кристаллического фундамента или верхнепротерозойские породы молассового типа (бавлинскую серию). Отложения кембрия, ордовика, силура и раннего девона отсутствуют на большей части территории провинции. Непрерывное

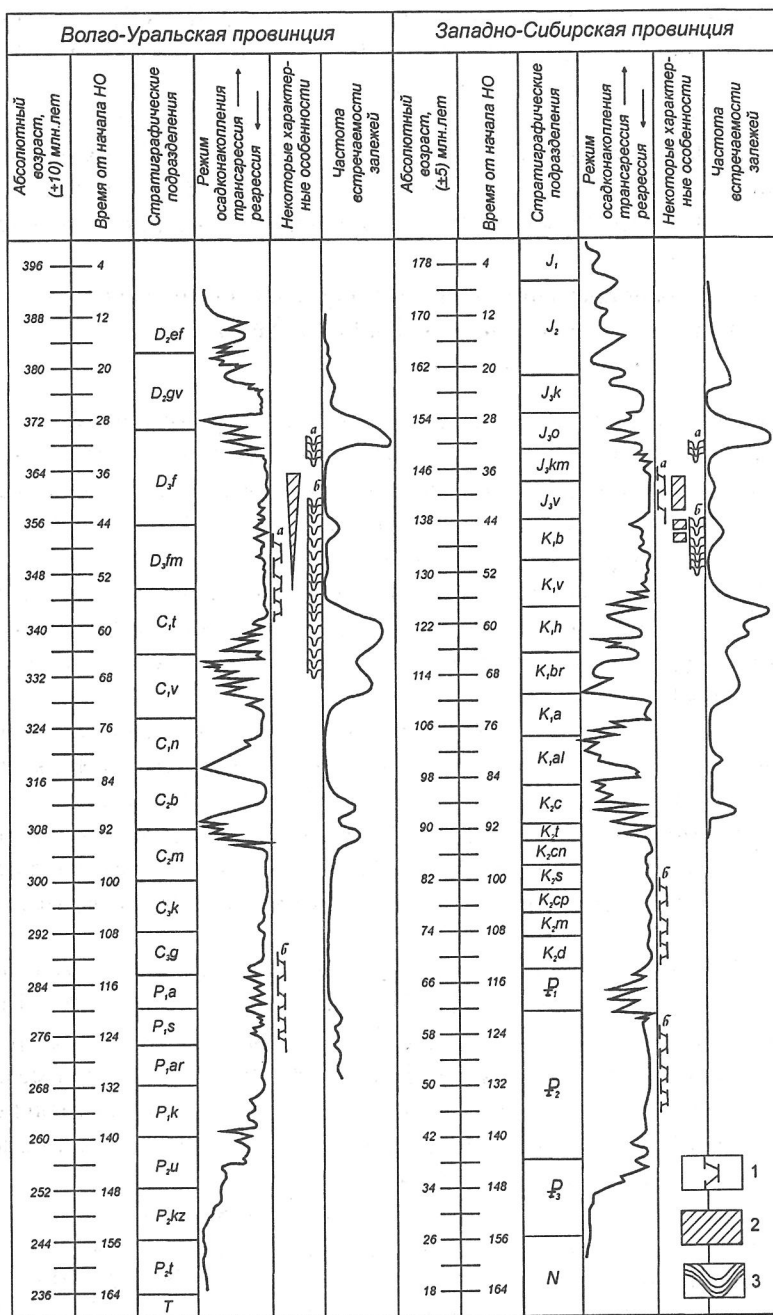


Рис.27. Сопоставление основных этапов развития Волго-Уральской и Западно-Сибирской нефтегазоносных провинций

**Условные обозначения к рис.27:** 1 — зоны развития органогенных пород (в Волго-Уральской провинции рифовые архипелаги: *a* — турнейский, *б* — артинский; в Западно-Сибирской: *a* — глинистые породы, сильно обогащенные раковинами пелелипод и кокколитофидами, *б* — диатомиты, содержащие от 50 до 85% панцирей, диатомовых водорослей, спикул губок и скелетов радиолярий); 2 — битуминозные породы (в Волго-Уральской провинции — карбонатно-глинистые доманиковой фации; в Западно-Сибирской — глинисто-карбонатные баженовской фации); 3 — периоды развития седиментационно-тектонических впадин (в Волго-Уральской провинции: *a* — франских прогибов, *б* — Камско-Кинельской впадины; в Западно-Сибирской: *a* — верхнеюрских «бороздин», *б* — прогибов ачимовского времени

осадконакопление в центральных частях региона началось со среднего девона, т.е. порядка 400 — 380 млн. лет назад.

Сопоставим эти две точки отсчета на временной шкале и проследим характер изменения режимов накопления осадков, прогибаний и воздыманий региона. При этом следует иметь в виду неравноточность измерений возраста: для мезозоя погрешность определения возраста  $\pm 5$  млн. лет, для палеозоя  $\pm 10$  млн. лет. Некоторую условность несет и принятое нами начало отсчета. Для небольшого района время начала мегацикла осадконакопления установить несложно, в рассматриваемом же случае для разных частей регионов эта величина несколько отличается. Но даже при этих допущениях проявляется поразительное совпадение основных этапов развития (синфазность) сопоставляемых провинций. Первые двадцать миллионов лет от начала непрерывного осадконакопления (НО) в обоих регионах существовал преимущественно континентальный режим осадконакопления, накапливался терригенный материал. Имелись сравнительно кратковременные (на небольших площадях) трансгрессии моря. В Волго-Уральском регионе роль этих трансгрессий несколько большая, в разрезе больше карбонатного материала.

Следующие 6 — 8 млн. лет характеризуются в обоих регионах развивающейся трансгрессией. В живетский век (Волго-Урал) сравнительно мелководное море покрывало большую часть провинции. Отдельные вершины современных сводов были островами, источниками сноса. Накапливался преимущественно терригенный материал, а на юго-востоке — карбонатно-терригенный. Фиксируются следы активной вулканической деятельности. В конце этого отрезка времени, 30 млн. лет от НО, произошло значительное обмеление морского бассейна.

В синфазный интервал в Западной Сибири развивалась келловейская трансгрессия. Переход от преимущественно континентальных условий осадконакопления к морским зафиксирован в разрезе широко распространенным песчаным пластом Ю<sub>2</sub>, после его накопления на большей части территории установился морской режим. Некоторые современные валы и своды в келловейское время представляли собой острова (например, осевая часть Шаимского вала) и служили источниками сноса материала. За этот отрезок времени накопились преимущественно глинистые осадки. В конце келловейя (28 млн. лет от НО) произошло обмеление морского бассейна на значительной части Западной Сибири.

В последующий период (372 – 366 млн. лет тому назад по абсолютному летоисчислению в Урало-Поволжье и соответственно 154 – 152 млн. лет в Западной Сибири) в регионах формировались песчаные пласты и их глинистые покрывки. Это продуктивные пласты Д<sub>2</sub> – Д<sub>0</sub> в Волго-Урале и Ю<sub>1</sub>, П – в Западной Сибири. В Урало-Поволжье накапливались преимущественно кварцевые песчаники, в Западной Сибири – кварц-полевошпатовые.

Через 34 млн. лет от НО в обоих регионах на огромной территории установился устойчивый морской режим с накоплением тонкого глинистого материала в Западной Сибири и глинисто-карбонатного в Урало-Поволжье. На рубеже этого периода (перед накоплением глин) произошло интересное и, по-видимому, однотипное явление: к концу накопления песчаников значительную роль начали играть направленные морские потоки, формирующие своеобразные седиментационно-тектонические структуры: «франские прогибы» и «верхнеюрские бороздины» [Шпильман И.А., 1971 г.; Мясникова Г.П., 1978 г.].

Через 36 – 40 млн. лет от НО в обоих регионах фиксируется наиболее мощная морская трансгрессия. В Урало-Поволжье накапливались отложения доманиковой свиты (франский ярус) – глинистые известняки, темные до черных, битуминозные (доманиковая фация); в Западной Сибири – отложения баженовской свиты (волжский ярус) – известковистые глины, черные, битуминозные, обогащенные фаунистическими остатками. В течение последующих 15 – 20 млн. лет в обоих регионах существовал преимущественно морской режим, отлагались глины в Западной Сибири, карбонаты и глины (последние в подчиненных количествах) в Урало-Поволжье. Для рассматриваемых регионов – это особая фаза развития. В Урало-Поволжье в это время начала формироваться Камско-Кинельская система прогибов, в которых терригенный материал преобладал над карбонатным; в проги-

бах периодически накапливались отложения доманиковой фации, а на бортах прогибов — известняки. В позднедевонско-турнейское время на огромных территориях по мере погружения региона росли архипелаги [Шпильман И.А., 1971 г.; Мирчинк М.Ф., 1965 г.]. Привнос терригенного материала был незначителен, он разносился течениями между архипелагами. В визейское время обмеление бассейна сопровождалось увеличением привноса терригенного материала, который компенсировал прогибы между архипелагами и перекрывал сами архипелаги. Таким образом формировалась система прогибов, выполненных более грубым материалом, чем прилегающие территории. Эти прогибы не прослеживаются ни в истории развития региона в более поздние времена, ни в структуре подстилающих отложений. Важную роль в их формировании сыграли подводные течения.

Такой этап формирования дисгармоничных тел и структур (практически не унаследовавших черт предыдущих веков и не проявившихся в истории последующих) характерен для синфазного интервала и в Западной Сибири — это формирование отложений ачимовской толщи в берриасское время. Среди глин накапливались песчано-алевритовые тела, нередко известковистые, мощностью до 80 — 100 м, протяженностью в сотни километров и шириной до 20 км. Нередко обнаруживаются следы эрозионных врезов, случаи размыва подстилающих отложений баженовской свиты. Накопление их слабо увязывается с региональным тектоническим планом; вышележащие отложения не унаследовали в своем строении морфологии ачимовской толщи. На значительной части территории формирование этих тел происходило за счет морских течений [Еханин А.Е., Шпильман В.И., 1975 г.].

В течение последующих 10 — 12 млн. лет (60 — 72 млн. лет от НО) в обоих районах накапливались более грубозернистые, чем на предыдущих этапах, осадки; происходила общая регрессия моря; подчиненные по значению трансгрессии и регрессии способствовали накоплению чередующихся проницаемых и плохопроницаемых пород. Фиксируются внутриформационные перерывы (в частности, в центре Западной Сибири на Нижневартовском своде отмечается размыв пород в преаптское время). На этом этапе, по-видимому, в обоих регионах складывались наиболее благоприятные условия для формирования многочисленных ловушек различного типа (структурных, стратиграфических, литологических, структурно-литологических). Закончился данный этап обширной трансгрессией, во время которой в обоих регионах образовались покрывки: визейско-намюрская глинисто-

карбонатная в Урало-Поволжье и аптская глинистая в Западной Сибири. Период формирования покровов, вероятно, кратковременный — 3,5 млн. лет, после чего и в Западной Сибири, и в Урало-Поволжье в синфазные отрезки времени развивались обширные регрессии (80 — 84 млн. лет после НО). В Западной Сибири это привело к накоплению преимущественно континентального и грубозернистого викуловского горизонта, содержащего в нижней части в ряде районов тонкие прослои угля. В Урало-Поволжье в синфазный период отмечается региональный предбашкирский размыв.

Возможно, что следующая трансгрессия в Урало-Поволжье — башкирская — соответствует частичной трансгрессии в Западной Сибири в альбское время. После этого периода, через 90 — 95 млн. лет от НО, в регионах происходило дальнейшее осушение бассейна. В Урало-Поволжье накапливались терригенные породы верейского и каширского горизонтов, в Западной Сибири — существенно грубозернистые и континентальные уватского горизонта. Начиная с конца каширского времени в Урало-Поволжье и с конца сеноманского века в Западной Сибири (93 — 96 млн. лет от НО), установился устойчивый морской режим на огромных территориях в обоих регионах.

В течение последующих 50 млн. лет отлагались довольно однородные толщи осадков: карбонатные в Волго-Урале и глинисто-карбонатные в Западной Сибири опоки, опокovidные глины, диатомовые и известковистые глины, диатомиты верхнего мела, опоки и диатомиты эоцена. В Урало-Поволжье на этой стадии развития широко распространились рифовые сооружения.

Характерно обильное насыщение фауной и пород в Западной Сибири. Так, основная масса диатомитов (от 50 до 85%) состоит из панцирей диатомовых водорослей, спикул губок и скелетов радиолярий, глинистого материала не более 20%. В легкой фракции опокovidных глин содержится от 5 до 50%, иногда до 100% органического опада.

В середине описываемой фазы произошло некоторое обмеление бассейнов, в результате которого в отложениях палеоцена Западной Сибири возросла доля песчано-алевритового материала. Закончилась эта фаза в Волго-Уральской провинции засолением морского бассейна, осушением его на части региона, накоплением сульфатных и галогенных осадков кунгурского и верхнеуфимского ярусов. В синфазный этап развития Западной Сибири формировалась чеганская свита, представленная алевритистыми глинами с «прослоями и горизонтами караваяобразных сидеритов» [«Геология...», 1975]. Данный этап развития завершился установлением континентального режима

в обоих регионах. Это произошло спустя 146 – 148 млн. лет после начала НО. Последний этап (позднее 146 – 148 млн. лет от НО) характеризуется значительным оживлением тектонической активности, частичной перестройкой структурных планов. Многие исследователи связывают с этим периодом формирование в данных регионах нефтяных и газовых залежей (приобретение залежами современной формы и размеров). Для Западной Сибири это соответствует формированию залежей в Р – N, для Урало-Поволжья – в Р<sub>2</sub> – Т.

В обеих провинциях мы рассмотрели отрезок времени, равный примерно галактическому году – 150÷180 млн. лет [Балуховский Н.Ф., 1975 г.; Карогодин Ю.Н., 1974 г.; Одесский И.А., 1972 г.]. Видим, что главные фазы развития древней и молодой платформ совпадают во многих чертах, существенных для процессов нефтегазоаккумуляции.

Еще более наглядно подтверждают этот тезис кривые частоты встречаемости залежей. Частоты рассчитывались для каждого горизонта Урало-Поволжья, а в Западной Сибири – для групп пластов: М – Ю<sub>3</sub>, Ю<sub>2</sub>, Ю<sub>1</sub>(П), Ю<sub>0</sub>, Б<sub>16</sub> – Б<sub>22</sub>, Б<sub>10</sub> – Б<sub>14</sub>, Б<sub>7</sub> – Б<sub>9</sub>, Б<sub>1</sub> – Б<sub>6</sub>, А<sub>7</sub> – А<sub>12</sub>, А<sub>1</sub> – А<sub>6</sub>, ВК и ПК<sub>1-10</sub>. Совпадение кривых распределения залежей достаточно убедительное. Единственная причина этого – сходство основных фаз историко-геологического развития провинций. Обратим внимание на то, что отмечалось сходство в последовательности изменения палеогеографических обстановок, прогибаний, совпадение эпох максимального расцвета жизни, но не сходство накопившихся осадков и образовавшихся пород. Последние как раз существенно различаются по ряду признаков, в том числе и по фильтрационным свойствам. Отсюда совпадение кривых распределения подтверждает сингенетичность залежей вмещающим породам (с точностью до одного-двух ярусов). Если бы залежи формировались за счет вертикальных перетоков из одного источника, на их распределение влияли бы в основном физические свойства вышележащих пород, а они в Урало-Поволжье и Западной Сибири существенно различны. Отмеченная зональность в распределении залежей отражает цикличность осадконакопления. Но благоприятные фазы осадконакопления создают лишь благоприятные предпосылки для генерации УВ. Нефтегазоматеринский потенциал пород реализуется при прохождении ими главных фаз нефте- и газообразования. Подтверждение последнему положению также можно найти в проведенном сопоставлении. Не реализованы в Западной Сибири потенциальные возможности отложений верхнего мела и палеогена, не достигшие ГФН, тогда как синфазные интервалы разре-

за Волго-Урала продуктивны. Существенно различается и распределение запасов в синфазных комплексах (в отличие от распределения числа залежей). Из проведенного анализа видим, что в качестве главных факторов, контролирующих нефтегазонакопление в обеих провинциях, выступают цикличность осадконакопления и катагенез ОВ, т.е. достижение породами главных фаз нефте- и газообразования.

Цикличность осадконакопления (и обусловленная ею зональность в распределении залежей) и фазы нефтегазообразования (обуславливающие генерацию УВ и зональность распределения их в разрезе) — две стороны единого процесса нефтегазонакопления. Только рассмотрение их в единстве, во взаимосвязи может обеспечить надежный прогноз нефтегазоносности.

Аналогии в развитии рассмотренных территорий подчеркивают единство процессов, происходящих в земной коре в различные отрезки времени и в разных регионах, и позволяют предполагать, что процессы нефтегазонакопления должны подчиняться достаточно общим количественным зависимостям даже для столь несхожих, на первый взгляд, провинций.

## ГЛАВА 5.

### РАСЧЕТ МОДЕЛЕЙ НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ

Для обработки геологических данных сегодня широко применяется аппарат математической статистики. При расчете итоговых формул прогноза наибольшее распространение получили различные алгоритмы распознавания образов и аппарат регрессивного и корреляционного анализов [Белонин М.Д., 1973 г.; Бухарцев В.П., 1973 г.; Волков А.М., 1975 г.; Воронин Ю.А., 1968 г.; Гольдин С.В., 1970 г.; Губерман Ш.А., 1966 г.; Наливкин В.Д., 1971 г.; Нестеров И.И., Шпильман В.И., 1974 г.; Поплавский Н.Н., 1968 г.; Холин А.И., 1970 г. и др.].

А.М. Волков (1975 г.) обобщил и проанализировал различные математические аппараты, применяемые при прогнозе, и пришел к выводу, что по эффективности они достаточно близки. Точность прогноза определяют прежде всего модели, лежащие в его основе, и точность замера исходных параметров. В большинстве случаев эффективным оказывается более простой метод решения задачи.

На основе полученных моделей можно подходить к задачам прогноза различно. В общем случае задача расчета моделей на базе фактического материала сводится к тому, чтобы найти численные значения неизвестных постоянных коэффициентов, при которых оказываются выполнены некоторые формальные условия. Аналогичным образом осуществляется выбор наилучшей модели и формулы для прогноза. Наиболее распространенный способ расчета неизвестных коэффициентов — метод наименьших квадратов. Согласно этому методу наилучшие значения коэффициентов регрессии таковы, при которых сумма квадратов отклонений фактических значений в экспериментальных точках от расчетных по регрессивному уравнению минимальна.

Алгоритмы и программы линейной многомерной регрессии хорошо известны и позволяют решать эту задачу при условии, если исходные выражения представлены в виде линейной комбинации параметров или линейной комбинации блоков параметров, не содержащих внутри себя неизвестных коэффициентов. Поэтому, прежде чем приступить к расчету неизвестных коэффициентов, необходимо преобразовать полученные модели.

Часто оказывается, что нелинейная зависимость в некотором блоке модели может быть заменена линейной, если учесть реальные интервалы изменения входящих в этот блок параметров. Такие замены произведены в большинстве описанных выше моделей. Ряд моде-

лей приводится к линейному виду логарифмированием. Такое преобразование может приводить к тому, что минимизация квадратов отклонения логарифмов не обуславливает минимизации остаточной дисперсии для изучаемых величин [Гороховский В.М., 1977 г.], т.е. полученные после такого преобразования коэффициенты регрессии не являются наилучшими. В указанной работе рассмотрен такой пример. Пусть модель имеет вид  $y = A \cdot 10^x$ . Необходимо найти значение коэффициента  $A$ . Логарифмируя, получаем  $\lg y = \lg A + x$ . Если  $x_1 = 0$ ;  $y_1 = 1,11$  и  $x_2 = 2$ ;  $y_2 = 90$ , то получаем  $\lg A = 0$ ,  $A = 1$  и формула имеет вид  $y = 10^x$ , но эта формула по сумме квадратов отклонений  $y$  оказывается не наилучшей: она, например, хуже аппроксимирует изменения  $y$  от  $x$ , чем формула  $y = 0,9 \cdot 10^x$ .

В нашей ситуации погрешности, вызванные логарифмированием, осложняются неравноточностью замеров плотностей запасов. Значения плотностей запасов 1–3 тыс. т/км<sup>2</sup> для нас практически неразличимы. Это малоперспективные земли, в которых нерационально вести работы, и естественно, никто не изучал эти территории столь детально, чтобы определить, какая же здесь плотность запасов фактически: 1, 2, 5 или 3.

Изменения же плотностей ( $\rho$ ) от 100 до 300 тыс. т/км<sup>2</sup> происходят в зонах концентрации основных работ, и удельные запасы на эталонах оценены достаточно надежно. При логарифмировании изменение  $\rho$  от 1 до 3 дает такое же приращение  $\ln \rho$  (1,1), как изменение плотности от 100 до 300 тыс. т/км<sup>2</sup>, но в первом случае это приращение ничем не обосновано, а во втором — отражает влияние комплекса геолого-геохимических параметров. Недоказуемые манипуляции в области малых плотностей запасов могут существенно изменить регрессивное уравнение. Но даже и логарифмированием часто не удастся добиться того, чтобы неизвестные коэффициенты не содержались внутри блоков моделей. Расчет коэффициентов моделей, описанных в данной работе, осуществлен по следующей схеме.

1. Замена в отдельных блоках моделей нелинейных зависимостей линейными с учетом реального диапазона изменения исходных параметров осуществляется только в том случае, если коэффициент корреляции между расчетными значениями по нелинейной зависимости и расчетным значениям по линейной выше 0,95 при изменении всех входящих в блок параметров от минимальных до максимальных значений.

2. Логарифмирование формул и расчет методом наименьших квадратов регрессивных коэффициентов. Если неизвестные коэффици-

енты содержатся и внутри блоков, то организуется итерационный процесс. Так, расчет коэффициента  $x_3$  в приведенном уравнении

$$\ln \rho = x_1 \ln D + x_2 \ln(1 - e^{x_3 T_n}) + x_4 \ln K_n + x_5$$

не может быть найден методом наименьших квадратов (МНК). Пусть из содержательных соображений известно, что он должен изменяться от 0,00001 до 0,0001. Последовательно назначая  $x_3$  значения от 0,00001 до 0,0001 с некоторым шагом, например 0,00001, каждый раз по МНК будем находить  $x_1, x_2, x_4, x_5$  и множественный коэффициент корреляции  $R$ . В нашем примере необходимо рассчитать 10 регрессионных уравнений при различных  $x_3$ . Интервал изменения  $x_3$  надо выбрать таким, чтобы выявить точку перегиба в изменении  $R$ . Значения  $x_1, x_2, x_3, x_4, x_5$  при максимальном  $R$  принимаются за искомое решение.

Найденные значения коэффициентов рассматриваются как предварительные, ориентировочные.

3. Сопоставление коэффициентов в близких генетических моделях часто позволяет выявить блоки параметров, коэффициенты перед которыми изменяются незначимо в разных модификациях моделей и в то же время не противоречат генетическому толкованию, учтенному при конструировании модели. В нашем примере параметр  $K_n$  был введен так, что между ним и  $\rho$  должна существовать прямая пропорциональная зависимость. Расчеты 27 моделей, содержащих  $K_n$ , показали, что коэффициент перед  $\ln K_n$  изменяется от 0,93 до 1,15 и может быть принят равным 1. Такой анализ позволяет уменьшить число коэффициентов, требующих последующего уточнения. Этой же цели служит и проверка значимости регрессивных коэффициентов.

4. Возвращение к исходному виду моделей и корректировка найденных коэффициентов.

В нашем примере, исходя из того, что  $x_4 = 1$ , получаем

$$\rho = x_6 D^{x_1} (1 - e^{x_3 T_n})^{x_2} K_n.$$

Разбиваем совокупность эталонов на две группы: 1)  $\rho > \rho_k$  — эталоны перспективных земель; 2)  $\rho < \rho_k$  — эталоны малоперспективных и бесперспективных земель. Обычно  $\rho_k = 3 \div 5$  тыс. т/км<sup>2</sup>.

Найденные ранее значения  $x_1, x_2, x_3$  изменяем на величины  $\Delta x_1, \Delta x_2, \Delta x_3$  и для каждого нового сочетания по эталонам первой группы рассчитываем по МНК значения  $x_6$  и коэффициент корреляции. Из полученных уравнений выбираем только те, по которым для всех эталонов второй группы  $\rho_{\text{расч}} < \rho_k$ , а из них находим зависимость с мак-

симальным коэффициентом корреляции для эталонов первой группы, которую (и соответствующие значения  $x_i$ ) принимаем за окончательное решение.

На следующем этапе производим отбор наилучших зависимостей из всей совокупности проанализированных моделей. Критериями отбора лучших моделей являются максимальные значения коэффициента корреляции и глубинности (см. гл. 1), значения регрессионных коэффициентов, не противоречащие содержательному смыслу моделей, устойчивость значений коэффициентов регрессии при исключении 7 – 10% эталонов из анализа, относительная несмещенность. Последний показатель предложен А.Г. Ивахненко (1975 г.). Суть расчета несмещенности в следующем. Все эталоны случайным образом разбиваются на две группы, например: эталоны с четными ( $N_1$  эталонов) и нечетными ( $N_2$ ) номерами.

Рассчитываются коэффициенты модели отдельно на материалах эталонов каждой группы и получают два уравнения для прогноза  $y$ . Для каждого эталона находят расчетное значение  $y_\tau^*$  по первому уравнению и  $y_\tau^{**}$  – по второму.

Смещенность ( $n_{см}$ ) оценивается по формуле

$$n_{см} = \frac{1}{N_1 + N_2} \sum_{\tau=1}^{\tau=N_1+N_2} (y_\tau^* - y_\tau^{**})^2.$$

При ограниченной изученности региона и развернутых моделях не всегда целесообразно сокращать размер выборки для расчета коэффициента в 2 раза, как это делается при анализе несмещенности. Можно 10 – 20% эталонов выделить в экзаменационную выборку, не участвующую в расчете коэффициентов, и по ней проверять эффективность различных моделей и производить их отбраковку.

Расчеты показали, что в условиях Западной Сибири уравнения, описывающие размещение нефти и газа в любом нефтегазоносном комплексе, дают значительно более грубый результат по сравнению с уравнениями, рассчитанными для каждого комплекса отдельно. Связано это с тем, что какие-то специфические черты строения, взаиморасположения комплексов не описываются использованными параметрами, а при расчете индивидуальных зависимостей корректируются изменением постоянных коэффициентов. Приведем некоторые из полученных уравнений, увязывающих изменение плотности запасов нефти и газа с комплексом геолого-геохимических параметров:

для юрских НГК:

$$1) \rho_{\text{H}} = 0,5\alpha \frac{(D+d)^2(T_{\text{H}}-50)^{2,7}(h_{\text{r}}+0,2h_{\text{H}}+20)^{0,33}}{H_{\text{H}}^{0,9}(t_{\text{H}}-t_{\text{K}})^{0,7}} K_{\text{H}};$$

$$2) \rho_{\text{H}} = 2,6D^{1,5}[1 - \exp(-0,0001T_{\text{H}}t_{\text{p}})]^{2,7} G^{2,1} \times (h_{\text{r}} + 0,2h_{\text{H}} + 20)^{0,2} \left(\frac{h}{h_{\text{H}}}\right)^{0,1} K_{\text{H}};$$

$$3) \rho_{\text{H}} = 25D^{1,3} \left[ \frac{T_{\text{H}}(\ln T_{\text{H}}-1) - T_{\text{K}}(\ln T_{\text{K}}-1)}{h_{\text{r}}+0,2h_{\text{H}}+20} \right]^2 G^{3,4} K_{\text{H}};$$

$$4) \ln \rho_{\text{r}} = 20 \ln(w_{\text{r}} + 1);$$

$$w_{\text{r}} = 0,03D \frac{T_{\text{H}}^{2,6}}{C^{0,2}H_{\text{H}}^{1,3}} h^{0,7} G^{1,7} z^{2,1} K_{\text{H}}^{0,3} m^{6,7};$$

для меловых НГК:

$$5) \rho_{\text{H+r}} = 8 \cdot 10^2 D^2 [1 - \exp(-0,00008T_{\text{H}}^2)]^{1,9} (h_{\text{r}} + 0,2h_{\text{H}} + 20)^{1,1} \times \\ \times \left( m \frac{h_{\text{H}}}{h} \sqrt{1 - \frac{h_{\text{H}}}{h}} \right)^{2,5} \frac{L_2}{L_1 + L_2};$$

$$6) \rho_{\text{H}} = 5,4 \cdot 10^3 D^{2,8} [1 - \exp(-0,00008T_{\text{H}}^2)] (h_{\text{r}} + 0,2h_{\text{H}} + 20)^{0,3} \times \\ \times \left[ \ln \frac{h_{\text{H}}}{h} (1 + \ln n) \right]^{0,6} G^{1,25} m^{3,45} K_{\text{H}} - 60;$$

$$7) \rho_{\text{H}} = 7,4D^{1,8} \left[ \frac{T_{\text{H}}(\ln T_{\text{H}}-1) - T_{\text{K}}(\ln T_{\text{K}}-1)}{h_{\text{r}}+0,2h_{\text{H}}+20} \right]^{1,7} G^{2,6} K_{\text{H}} \left(\frac{h_{\text{r}}}{h}\right)^{0,3};$$

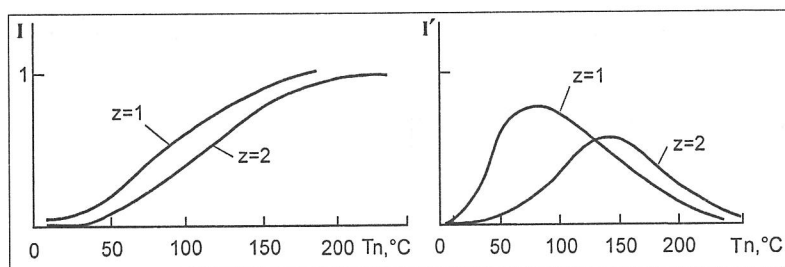
$$8) \rho_{\text{r}} = \left[ 0,0008DhT_{\text{H}}(\ln H_{\text{H}} - 2) - 5G + 0,05 \frac{h}{m} - 4\tau + 64 \right] K_{\text{H}};$$

$$9) \rho_{\text{r}} = 0,03D \frac{T_{\text{H}}^{2,6}}{C^{0,8}H_{\text{H}}^{1,3}} h^{0,7} G^{1,6} z^2 m^{6,7} K_{\text{H}}.$$

Полученные зависимости имеют не только прогнозирующий, но и достаточно ясный объяснительный смысл. Для описания генерации лучшей оказалась серия моделей, где доля массы исходного продукта, перешедшая при данной температуре в нефть ( $I$ ), описывается зависимостью

$$I = \left( 1 - e^{-0,00008T_{\text{H}}^2} \right)^z.$$

Для разных объектов величина  $z$  различна. График функции  $I$  приведен на рис. 28. Видим, что поведение этой функции соответствует нашим представлениям о качественной стороне процесса, о наличии главной фазы (температурного интервала) нефтеобразования.



**Рис.28.** Влияние температуры на генерацию нефти.  $I$  – доля исходного продукта, перешедшего в нефть при данной  $T_n$ ;  $I'$  – интенсивность процесса;  $I = [1 - \exp(-0,00008T_n^2)]^z$ .

При небольших  $T_n$  скорость процесса генерации исчезающе мала, становится максимальной в интервале температур 40 – 150°C (для различных типов ОБ) и затем вновь падает, на этот раз уже в связи с исчерпанием массы исходного вещества. В температурном интервале, соответствующем максимальной скорости генерации нефти на величину  $I$  существенное влияние оказывает  $z$ . Возрастание его ведет к уменьшению  $I$ . Сопоставление значений  $z$  для разных НГК показало, что этот параметр зависит от типа исходного ОБ. Величина  $z$  достигает 3–4 в преимущественно континентальных толщах, где преобладает сапропелевый тип ОБ и падает до  $1 \div 0,5$  в толщах преимущественно морского генезиса.

Если  $D$  – числовая градуировка типа исходного продукта и значения  $D$ , как это принято в настоящей работе, изменяются от 0 до 1 ( $D < 1$ ), то  $z \approx 3(1 - D)$ . В окончательной формуле, описывающей процесс генерации, не будем приводить числового значения коэффициента перед  $(1 - D)$ , чтобы подчеркнуть, что он зависит от способа выбора шкалы для  $D$ , от градуировки этого параметра. Тогда формула принимает вид:

$$I = (1 - e^{-0,00008T_n^2})^{z(1-D)}.$$

Она отражает хорошо известное положение, что генерация нефти предопределяется типом исходного вещества и температурой, но, как видим, связь эта далеко не простая (см. рис. 28, 29).

Формула, в которой генерация описывается с помощью блока  $[T_n (\ln T_n - 1) - T_k (\ln T_k - 1)]^x$  также оказалось эффективной. Но приведенное выражение довольно сильно коррелировано с мощностью НГК, поэтому имеет меньшую объяснительную силу.

Концентрация исходного для генерации нефти и газа вещества прямо пропорциональна: для нефти — общей мощности глин (глинистые пласты в НГК плюс глинистый цемент и прослой в проницаемой части и по 10 м мощности из перекрывающих и подстилающих глинистых толщ), для газа — общей мощности НГК и параметру  $D^n$ , где  $D$  отражает тип ОВ, долю ОВ сапропелевого типа. Во всех моделях оказалось, что для нефти  $n > 1$ , а для газа  $n \approx 1$ . Такая ситуация в рамках принятых при конструировании моделей условий свидетельствует только об одном: генерация газа предопределяется массой ОВ, генерация нефти — площадью суммарной поверхности частичек ОВ, т.е. степень диспергирования ОВ оказывается очень важным показателем (наряду с типом вещества) для оценки ресурсов региона. К сожалению, специальные геохимические исследования, посвященные дисперсности РОВ, весьма немногочисленны. По косвенным данным об этом параметре можно судить на основании палеогеографических исследований. Если  $D$ , как это принято в моделях, — параметр, представляющий тип ОВ и найденный из анализа палеогеографических построений, а  $D^*$  — параметр, предопределяющий дисперсность РОВ в данной палеогеографической зоне, то исходная концентрация (на единицу площади) продукта для нефти

$$c = x_1 D^{x_2 D^*} (h_T + 0,2h_{II} + 20),$$

где  $x_1$  и  $x_2$  предопределены градуировкой  $D$  и  $D^*$ .

Однако серьезных исследований для оценки  $D^*$  еще не проведено, поэтому можно воспользоваться значением осредненного по формулам коэффициента диспергирования, равного 2, и записать удель-

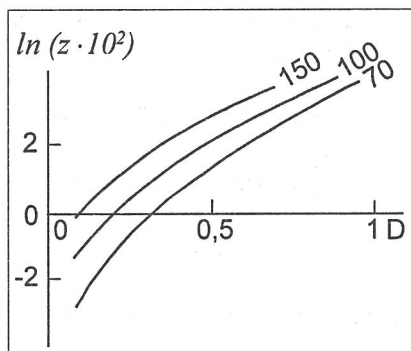


Рис. 29. Влияние фациальных условий накопления отложений на генерационные способности толщи при различных температурах. Шифр кривых — температура  $T$  в °C

$$z = D^2 [1 - \exp \times (-0,00008T_n^2)]^{3(1-D)}$$

ную концентрацию исходного вещества для нефти и газа (на 1 км<sup>2</sup> площади НГК)

$$c_n = x_1 D^2 (h_T + 0,2h_{II} + 20);$$

$$c_T = x_2 DH.$$

Читатель может обратить внимание, что в формулах, приводимых выше, показатель степени у мощности меньше единицы. Но это не противоречит записанным выше уравнениям, а отражает лишь тот факт, что мощностью предопределяется и другой процесс – концентрация рассеянных УВ в залежи. При этом обычно между общей мощностью НГК и мощностью проницаемых в НГК прослоев существует отчетливая статистическая связь. В этом случае увеличение количества глинистого материала приводит к прямо пропорциональному увеличению количества исходного продукта и к возрастанию количества генерированной нефти. Но при этом, если мощность НГК остается постоянной, происходит уменьшение его песчаности и в общем случае ухудшение условий дренирования глинистых толщ. Если же мощность НГК и мощность песчаников возрастают, то падает концентрация УВ в поровом пространстве проницаемых пород, ухудшаются условия для перехода микронефти в залежи. Таким образом, мощность отложений предопределяет противоположные процессы. При итоговых расчетах коэффициентов регрессии дифференцировать вклад этого параметра в каждый процесс отдельно очень сложно, поскольку получаются сильно коррелированные блоки. Обратим внимание, что, когда удастся учесть более полно (с помощью литологического коэффициента) характер дренирования толщи проницаемыми пластами, показатель степени оказывается достаточно стабильным (в пределах 0,2 – 0,35). Теоретически же вместо этого постоянно показателя должна фигурировать функция, отражающая характер изменения мощности глин в НГК от мощности проницаемых отложений, ее значения должны лежать в указанных пределах.

На основании проведенных расчетов можно утверждать:

а) концентрация исходного, генерирующего нефть продукта прямо пропорциональна объему глинистого материала (в том числе и объему глинистого цемента песчаников и алевролитов);

б) поскольку мощность предопределяет несколько разнородных процессов, это приводит к тому, что удельные запасы нефти изменяются пропорционально (при усреднении) величине  $\sqrt[3]{h_T + 0,2h_{II} + 20}$ , т.е. при прочих равных условиях изменяются пропорционально

корню кубическому из общей мощности глин, а плотность запасов газа — пропорционально общей мощности НГК.

Большое влияние на размещение ресурсов оказывают не только общие значения мощностей глин и песчаников, но и структура разреза, характер литологического строения толщи. Обобщенными показателями литологического строения НГК, наиболее надежно работающими, оказались три основные зависимости:

$$\eta_1 = v^2(1 - v),$$

где  $v$  — песчаность НГК;

$$\eta_2 = \ln \frac{h_n}{h} (1 + \ln n);$$

$$\eta_3 = a,$$

где  $a$  — коэффициент, находящийся из уравнения, связывающего запасы ( $q$ ) месторождений в данном НГК и их площади ( $S$ ):  $S = aq^r$ . Наиболее доступен для замеров на ранних стадиях работ литологический параметр  $\eta_1$ . При большей изученности региона могут быть использованы  $\eta_2$  и  $\eta_3$ .

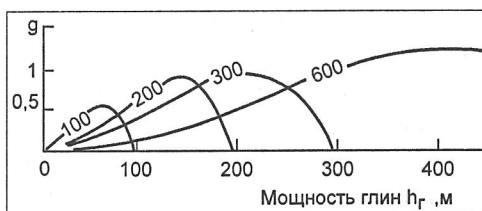


Рис.30. Влияние мощности отложений на удельные запасы нефти. Шифр кривых — общая мощность отложений в м

$$y = v^2(1 - v)^3 \sqrt{h_r + 0,2h_n + 20}; v = \frac{h_n}{h}$$

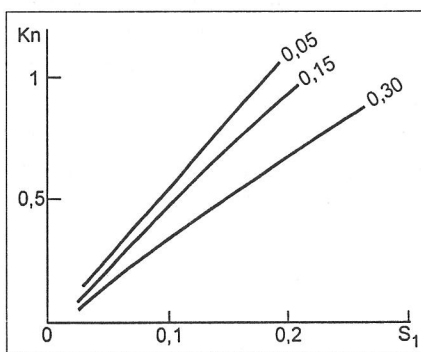


Рис.31. Влияние плотности структур на изменение удельных запасов на оцениваемом участке ( $s_1$ ) и на питающем склоне ( $s_2$ ). Шифр линий —  $s_2$

Поскольку  $v = h_n/h$ , то роль мощности, ее влияние на нефтегазоносность оказываются еще более сложными. Характер этого влияния, найденный расчетным путем, отражен на рис. 30.

Нетрудно видеть, что график отражает хорошо известное влияние песчаности толщи на ее нефтегазоносность на общем фоне возрастания удельных запасов при увеличении мощности отложений и мощности глин. Сам же характер взаимо-

связи, несмотря на геологическую очевидность полученных соотношений, довольно сложен, и нахождение ее без использования генетических моделей было бы весьма проблематично.

Практически во всех моделях устойчиво сработал выведенный на основе балансовых уравнений коэффициент перераспределения, отражающий структурные особенности оцениваемого участка и прилегающих к нему склонов. Удельные запасы  $\rho$  изменяются прямо пропорционально

$$K_{\Pi} = \left[ 1 + \frac{F_2}{F_1} (1 - 3s_2) \right] 3s_1.$$

Для случая, когда площади питающего и оцениваемого участка равны ( $F_1 = F_2$ ), влияние плотностей структур ( $s_1$  и  $s_2$ ) на удельные запасы показано на рис. 31.

Как показали расчеты, отмечается четкая связь нефтеносности с напряженностью тектонического процесса ( $G$ ), а газоносности, кроме того, и с интенсивностью неотектонических движений ( $z$ ).

Каждый из найденных блоков моделей работает во взаимосвязи с другими, все основные параметры объектов в целом предопределяют их нефтегазоносность, что и отражают итоговые формулы. Генетическими блоками формул учитывается и прогнозируется 65 – 75% фактической изменчивости удельных запасов. Остаточная дисперсия отчасти может быть уменьшена, если использовать некоторые дополнительные параметры, непосредственно не вытекающие из моделей, например: координаты участка, мощность осадочного чехла и др. Хороший эффект получается при использовании в качестве таких параметров расстояния участка до ближайшей окраины осадочного бассейна –  $L_2$  и до центра тяжести осадочного выполнения бассейна  $L_1$ . Это как бы специфические координаты оцениваемого участка. Установлено, что для осадочного чехла в целом удельные запасы изменяются прямо пропорционально четвертой степени  $L_1$  и обратно пропорционально третьей степени  $L_2$ . Тем самым задается общий фон распределения ресурсов в провинции.

Параметры  $L_1$  и  $L_2$  коррелированы с тектонической напряженностью, с общей мощностью чехла.

Таким образом, комплексный подход к решению задач прогноза нефтегазоносности позволяет не только вывести необходимые для оценки территорий формулы, но и глубже познать суть процессов нефтегазонакопления, описав эти процессы количественно и согласовав описание с фактическим материалом.

## ГЛАВА 6

### КОНЦЕНТРАЦИЯ ЗАПАСОВ В ЗАЛЕЖАХ И МЕСТОРОЖДЕНИЯХ РАЗЛИЧНЫХ РАЗМЕРОВ

Вопрос концентрации ресурсов – один из важнейших для обоснованного планирования геологоразведочных работ. На это неоднократно указывали А.А. Бакиров (1962 г.), Н.Н. Ростовцев (1960 г.), В.Д. Наливкин (1975 г.), А.А. Трофимук (1974 г.), М.А. Жданов (1962 г.), С.П. Максимов (1964 г.), Ф.К. Салманов (1974 г.) и многие другие. Действительно, чтобы перейти от прогнозных оценок ресурсов к выработке управляющих решений по направлению геологоразведочных работ, необходимо знать число и размеры предполагаемых залежей, поскольку эти характеристики определяют эффективность и технологию поиска.

Наиболее известны и общеприняты два основных положения относительно концентрации УВ в залежах: 1) основные разведанные ресурсы сконцентрированы в небольшом числе самых крупных месторождений; 2) мелких месторождений в регионе намного больше, чем крупных.

Так, Н.Ю. Успенская и З.А. Табасаранский (1966 г.) отмечают, что 85% промышленных запасов УВ сосредоточено в 45 крупнейших месторождениях. Аналогичные соотношения приводят и другие исследователи.

М.А. Жданов и Е.В. Гординский (1968 г.), разбив ось запасов на мелкие пятимиллионные интервалы, проанализировали обширный материал и показали, что для той части последовательности, где отсутствуют пустые интервалы, общие запасы равномерных интервалов возрастают при уменьшении размеров месторождений, число залежей при уменьшении размеров увеличивается по экспоненциальной зависимости. В 1973 г. В.А. Волконский и Т.А. Косенко отнесли распределение месторождений по величине запасов к экспоненциальному типу.

И.И. Нестеров и В.В. Потеряева (1976 г.) рассмотрели влияние на концентрацию запасов в залежах более 200 млн. т таких геологических факторов, как скорость накопления осадков, объем пород, суммарные ресурсы региона. Глубокое исследование законов распределения месторождений по запасам произвели А.Э. Конторович и В.И. Демин (1977 г.). Они рассмотрели содержательную модель распределения

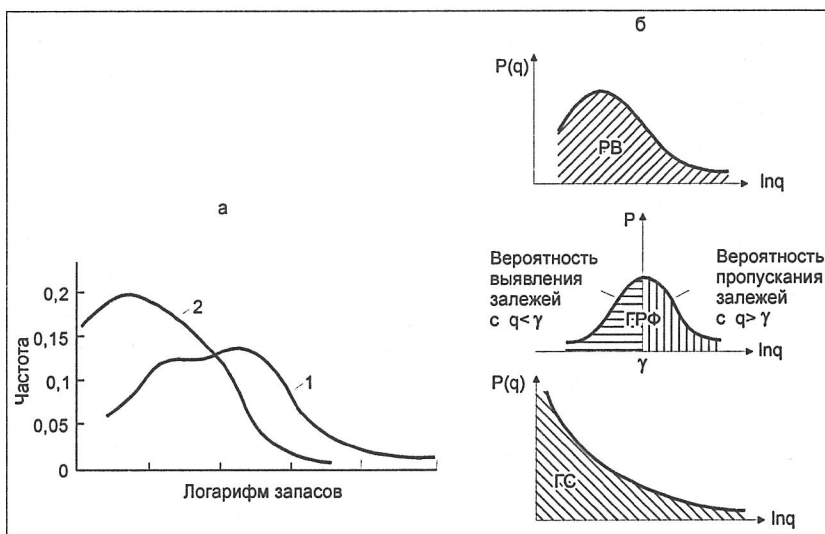
залежей и предложили в качестве подходящего закона распределения использовать распределения Вейбула и усеченное распределение Парето. Для прогноза числа месторождений разного размера по методике этих авторов необходимо, кроме величины запасов региона, выбрать (экспертно) значение еще одного из параметров (долю запасов в крупных месторождениях). Г.М. Кауфман и др. (1978 г.) полагают, что распределение месторождений подчиняется логнормальному закону. Ряд исследований по данному вопросу произведен и автором настоящей работы (В.И. Шпильман, 1970, 1972 гг.; В.И. Шпильман и др., 1974 г.), в результате чего было отмечено существенное различие генеральной совокупности и разведочной выборки. Последняя не является случайной выборкой из генеральной совокупности, поэтому частотные характеристики, установленные на разведочной выборке, нельзя трактовать как законы распределения. Для генеральной совокупности частота встречаемости залежи обратно пропорциональна квадрату ее запасов, поэтому классы месторождений, возрастающие по величине запасов вдвое, содержат примерно одинаковые суммарные запасы.

М. Гренон (1976 г.) осуществил прогнозную оценку суммарных запасов в таких примерно возрастающих вдвое классах для Северного моря (в млн. т): более 150, 75 – 150, 37,5 – 75 и менее 37,5. По его прогнозу ожидается открытие соответственно 1828, 1949, 2200, 1182 млн. т, т.е. классы оказались почти эквивалентными по запасам.

Ряд зарубежных авторов, исследуя распределение месторождений, анализируют не частотные графики, а связь номера месторождения в упорядоченной последовательности с его запасами. Согласно исследованиям Н.И. Ройландса и Д. Сампея (1977 г.)  $q_m/q_i = i/m$ , где  $q_m$  – запасы самого крупного месторождения с порядковым номером  $m$ ;  $q_i$  – запасы месторождения с порядковым номером  $i$ . П.Ф. Иванхов (1976 г.) графически проанализировал упорядоченные последовательности месторождений по ряду провинций и предложил очень интересную палетку, увязывающую запасы региона, размер самого крупного месторождения, размер экономически рентабельного месторождения и число месторождений.

Ряд интересных расчетов выполнен по распределению рудных месторождений по запасам. Так, В.И. Красников (1959 г.) указывает, что распределение обнаруженных крупных, средних и мелких месторождений относится как 1:3, 3:10. А.П. Соловов (1968 г.) пересчитал эти соотношения на «истинные», не искаженные разведочной сетью, и получил 1:7:49. Уже из этого примера видно, сколь сильно искажает распределение месторождений по запасам разведочная сеть.

На рис. 32 показано, как изменяется распределение открытых залежей в одной из нефтегазоносных провинций за шесть лет работ. Такой результат категорически запрещает толковать совокупность выявленных месторождений как случайную выборку из генеральной совокупности, проводить на этой выборке какие-либо проверки законов распределения.



**Рис.32. Геологоразведочный фильтр:**

*а* — изменение доли залежей разных размеров по мере изученности территории — результат действия геологоразведочного фильтра: 1 — распределение залежей на 1/1 1970 г.; 2 — распределение залежей, открытых за 5 последующих лет; *б* — принцип действия геологоразведочного фильтра

Методически подход к изучению распределения залежей должен сводиться к следующему.

1. В разведочной выборке доля залежей  $\eta$  определенного размера и размер этих залежей  $q$  существенно взаимосвязаны. Необходимо найти функцию, аппроксимирующую эту зависимость  $\eta = f(q)$ . Свойствами функции распределения или плотности вероятность  $f(q)$  в общем случае не должна обладать.

2. Пусть имеется некоторая функция  $\Phi(\gamma)$ , характеризующая геологоразведочный процесс и описывающая вероятность пропуска залежей при разведке залежей с  $q > \gamma$  и вероятность выявления залежей с  $q < \gamma$ . Назовем ее геологоразведочный фильтр.

3. Если разведочная выборка произведена при параметре геологоразведочного фильтра  $\gamma$ , то закон распределения месторождений по запасам  $P(q)$  может быть найден из следующего соотношения  $P(q) = \Phi(\gamma) = f(q)$ .

### 6.1. ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЙ ФИЛЬТР

Выбор скоплений УВ из генеральной совокупности, перевод их в разведанные происходит неравномерно относительно размеров скоплений УВ. Мы как бы фильтруем природную совокупность скоплений УВ, стремясь отобрать наиболее крупные. Всю сумму геологоразведочных работ на нефть и газ (сеть сейсмопрофилей, интервалы испытаний, плотность скважин и т.п.) будем отождествлять с одной сложной системой и именовать «геологоразведочный фильтр» (ГРФ). Для нас пока не так существенно рассмотрение всех деталей этой системы, мы судим о ее функционировании по результату — распределению по размерам выявленных залежей. М.Г. Лейбсон (1973 г.) показал, что геологоразведочные работы в идеале стремятся к двум основным стратегиям: 1) «сгущающаяся поисково-разведочная сеть» и 2) «ползущая поисково-разведочная сеть». Всегда можно выбрать такой достаточно малый и специально ограниченный участок, что работы на нем будут соответствовать второй стратегии. Начиная с некоторого предела изученности, почти всегда можно так расширить район исследования, что участки с «ползущей» стратегией локализуются, и в целом для района ближе будет стратегия «сгущающейся» сети.

Принцип действия геологоразведочного фильтра (ГРФ) в общих чертах отражен на рис. 32. В определенный период он настроен на выявление скоплений УВ крупнее  $\gamma$ . Однако фильтр не абсолютен. Во-первых, при его применении существует ненулевая вероятность пропуска залежи с запасами больше  $\gamma$ . По мере роста величины  $(q - \gamma)$  эта вероятность должна убывать (правая часть графика для ГРФ). Во-вторых, не исключена вероятность выявления залежей, меньших  $\gamma$ . По мере возрастания разности  $(\gamma - q)$  эта вероятность убывает. То, что левая и правая части кривой симметричны, — чистая условность, доказательств их сходства или различия нет.

В результате применения ГРФ формируются совокупности открытых залежей. Очевидно, что экономически невыгодно, если в процессе работ настройка ГРФ долгое время сохранится неизменной или, наоборот, чересчур быстро будет смещаться параметр ГРФ в область малых значений  $q$ . В первом случае темп подготовки запасов

снизится до нуля, поскольку залежи данного размера в природе окажутся исчерпанными, во втором произойдет неоправданное удорожание работ. Рассчитывать параметры ГРФ и оптимальные темпы их изменения во времени — дело будущего (и дело весьма перспективное). Сейчас же оптимизация фильтра происходит методом проб, но в различных нефтегазоносных провинциях этот процесс достаточно однозначен.

Для оценки параметров геологоразведочного фильтра по различным нефтегазоносным провинциям были проанализированы граничные значения запасов месторождений, разделяющих всю упорядоченную совокупность выявленных месторождений пополам (50%-ный квантиль), отделяющих  $\frac{2}{3}$  и  $\frac{3}{4}$  ряда месторождений (соответственно 67%-ный и 75%-ный квантиль). Значения квантилей сопоставлялись с фактическими характеристиками поисково-разведочного процесса (сеть профилей, фонд структур, плотность скважин и т.п.).

Количественные соотношения оказались очень стабильными по всем провинциям, что позволило сформулировать следующие «правила квантилей»:

а) 50%-ный квантиль — основной параметр геологоразведочного фильтра —  $\gamma$ , т.е. если все месторождения, выявленные в области, расположим последовательно от самого крупного до самого мелкого, то запасы месторождения ( $\gamma$ ), находящегося в середине ряда, являются обобщенной характеристикой произведенных геологоразведочных работ, которые в данный момент сориентированы на выявление месторождений с запасами  $\gamma$  и больше;

б) половина всех залежей имеет размер меньше  $\gamma$  и содержит  $\approx 4\%$  запасов;

в) квантиль  $\frac{2}{3}$  равен  $2\gamma$ ; 67% залежей, меньших  $2\gamma$ , содержат  $\approx 9\%$  запасов;

г) квантиль  $\frac{3}{4}$  равен  $3\gamma$ ; 75% залежей имеют запасы меньше  $3\gamma$  и содержат  $\approx 13\%$  запасов.

Экономично ли настроены ГРФ в нефтегазоносных провинциях? Если судить по величине суммарных запасов, то ГРФ работает эффективно: лишь 4% запасов готовится на тех объектах, которые меньше, чем предполагалось выявить, но в то же время не надо забывать, что приходится открывать половину всех залежей с запасами, меньшими, чем настрой фильтра, — они «случайно» просачиваются через него.

Нередко предполагается, что размер самого мелкого месторождения  $q_0$  играет роль разделителя. Месторождения крупнее  $q_0$  постепен-

но переходят из генеральной совокупности в совокупность разведанных залежей. Фактически это оказалось не так. По мере сдвига влево параметр ГРФ  $\gamma$  сдвигается и значение  $q_0$ . Вероятно, между  $\gamma$  и  $q_0$  существует статистическая связь, но не очень отчетливая. Однако основной принцип перевода находящихся в природе залежей в категорию выявленных иной:

1) геологоразведочные работы в данной провинции в данный момент времени сориентированы на выявление месторождений крупнее некоторого  $q^*$ ;

2) значение  $q^*$  далеко не соответствует  $q_0$ , поскольку половина открываемых залежей меньше  $q^*$ ;

3) в процессе работ параметр  $q^*$  непрерывно меняется; после открытия самого крупного месторождения он постепенно убывает. Изменяется и коррелированное с ним значение  $q_0$ ;

4) разведочная выборка всегда искажена относительно генеральной совокупности. Не искажена лишь часть разведочной выборки, начиная с  $q > 3 - 4\gamma$ .

## 6.2. ОБРАБОТКА ДАННЫХ ПО РАЗВЕДОЧНЫМ ВЫБОРКАМ (РВ)

При количественной обработке материалов необходим однозначный подход к объектам, к смысловой нагрузке терминов, обозначающих эти объекты. В данной работе в такие распространенные понятия, как залежь, скопление УВ, месторождение и др, вкладывается следующее содержание.

Эпсилон-образец — такой достаточно малый объем породы, который при заданной масштабности и детальности исследования обладает постоянством изучаемых свойств. Вернее, флуктуацией изучаемых свойств в пределах эпсилон-образца при данном анализе можно пренебречь. Понятие об эпсилон-образцах введено С.В. Гольдиным, А.М. Волковым, Н.А. Гольдиной (1970 г.).

Скопление УВ — связанное множество эпсилон-образцов, каждый из которых характеризуется как насыщенный УВ (образцы, обладающие некоторым свойством  $A$ , образуют связное множество, если от любого  $i$ -го образца к любому  $j$ -му образцу можно проложить путь, проходящий только через эпсилон-образцы, обладающие свойством  $A$ ).

Залежь УВ — скопление УВ, отвечающее некоторым кондициям (запасы больше определенной величины, определенная продуктив-

ность и т.п.). В этой главе в качестве ограничения учитывается только величина запасов.

Месторождение — совокупность всех залежей, проекции которых на горизонтальную плоскость пересекаются.

Месторождение  $k$ -го нефтегазоносного комплекса — совокупность всех залежей, принадлежащих этому комплексу, горизонтальные проекции которых пересекаются.

Генеральная совокупность (ГС) залежей (месторождений, скоплений) — все выявленные и невыявленные залежи (месторождения, скопления) в пределах изучаемого региона.

Разведочная выборка (РВ) залежей (месторождений) — все выявленные к данному моменту залежи (месторождения) с оцененными запасами. РВ является со статистической точки зрения безвозвратной и неслучайной.

Цель обработки данных по распределению залежей в РВ — найти аналитическое выражение, увязывающее частоту встречаемости залежей разного размера с размерами этих залежей. Более удобно рассмотрение кумулятивных графиков, т.е. изучение зависимости доли залежей с запасами меньше  $q$  (обозначим эту долю  $\Phi$ ) от  $q$ . Зависимости эти по разным регионам однотипны, существенно нелинейны. Суть обработки заключается в такой трансформации абсциссы и ординаты, которая делала бы зависимость линейной и позволяла методом наименьших квадратов отыскать неизвестные коэффициенты.

Удобным оказалось следующее преобразование:

$$x = \ln(q + \delta), y = \ln(1 - \Phi). \quad (6.1)$$

При соответствующем выборе величины  $\delta$  зависимость  $y$  от  $x$  линейная. На рис. 33 приведены такие трансформированные зависимости для различных нефтегазоносных провинций.

Фактические точки хорошо укладываются в линейную зависимость, т.е.

$$\ln(1 - \Phi) = a - b \ln(q + \delta). \quad (6.2)$$

Зададимся различными значениями  $\delta$  и рассчитаем для каждого варианта методом наименьших квадратов значения коэффициентов  $a$  и  $b$ . Поскольку доля залежей  $\Phi$  с запасами меньше нуля ( $q$ ) равна нулю,  $a - b \ln \delta = 0$  и отсюда  $\ln(\delta) = a/b$ . Наилучшим значением  $\Delta\delta$  будем считать то, при котором отклонения от указанного соотношения минимальны при высоком значении коэффициента корреляции. Выполнение этих условий приводит к соотношению

$$\ln(1 - \Phi) = b \ln\left(\frac{\delta}{q + \delta}\right). \quad (6.3)$$

На основании расчета  $b$  и  $\delta$  для различных нефтегазоносных провинций и отдельно для нефтегазоносных комплексов в провинциях можно сделать следующие выводы.

1. Значение коэффициента  $b$  незначимо отличается от единицы и для всех практических расчетов может быть принято  $b = 1$ .

2. Значения  $\delta$  во всех проанализированных провинциях оказались близки 50%-ным квантилям, т.е. тем значениям запасов залежей, которые делят пополам их упорядоченную последовательность и являются параметрами геологоразведочных фильтров ( $\gamma$ ). Значения пар  $\delta$ ,

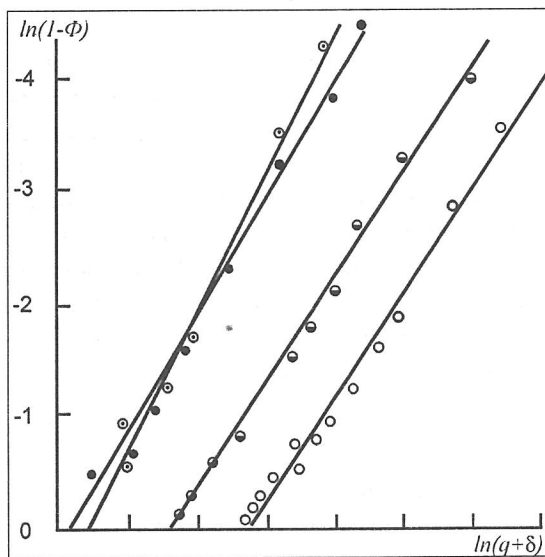


Рис.33. Зависимость накопленной частоты встречаемости залежей разных размеров от их запасов по четырем различным нефтегазоносным провинциям

$\gamma$  для различных провинций оказались такими: (2,5; 3), (30; 29), (7; 7,5), (13; 11). То, что величина  $\delta$  близка  $\gamma$ , позволяет произвести важную интерпретацию этого эмпирического параметра, который был введен только для того, чтобы «выпрямить» кумулятивный график, позволяет выразить долю залежей определенного размера в разведочной выборке через размер этих залежей и характеристику геологоразведочного процесса ( $\gamma$ ).

В окончательном виде для доли залежей  $[\Phi(q)]$  РВ с запасами меньше  $q$  запишем

$$\Phi(q) \approx 1 - \frac{\gamma}{q + \gamma} \quad (6.4)$$

### 6.3. ЗАКОН РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ В ГЕНЕРАЛЬНОЙ СОВОКУПНОСТИ (ГС)

По мере роста разведанности региона сдвигается влево параметр ГРФ  $\gamma$  и все бóльшая часть месторождений с  $q > \gamma$  целиком переходит из ГС в РВ. Изучение тех изменений, которые происходят при сдвиге  $\gamma$  влево, позволяет сделать выводы о распределении залежей в генеральной совокупности и перейти от формулы, описывающей частоту встречаемости залежей разного размера в РВ, к закону распределения залежей в ГС.

Для этого исследования вновь построим кумулятивный график распределения залежей в РВ (рис.34) на момент времени  $t_1$  и на более поздний момент  $t_2$ . По горизонтальной оси будем откладывать  $\ln q$ , по вертикальной —  $\ln(1 - \Phi)$ . Условимся о значении ординаты правой верхней точки графика, абсцисса которой  $\ln q_{max}$  соответствует размеру самого крупного месторождения. Численное значение  $\Phi$  для этой точки может отвечать доле залежей, меньших  $q_{max}$ , или доле залежей, содержащих запасы, меньшие и равные  $q_{max}$ . Здесь речь идет о том, является ли значение  $q_{max}$  границей замкнутого или полуоткрытого интервала. Примем, что самое крупное месторождение, являясь границей последнего интервала, само не входит в него, т.е. последняя точка графика имеет координаты:  $(\ln q_{max}, \ln(1 - \Phi_{max}))$ , где  $\Phi_{max} = \frac{N-1}{N}$ ,  $N$  — общее число залежей в РВ. Это условие практически не влияет на результат, когда речь идет о числе залежей разных размеров, но становится существенным при переходе к анализу распределения запасов по классам месторождений.

Анализ графиков на рис. 34 проведем, используя установ-

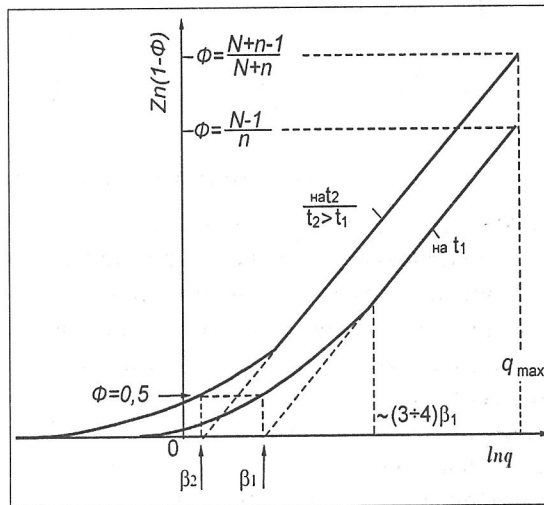


Рис.34. Теоретический график, отражающий изменение частотных характеристик залежей различных размеров по мере изученности региона:

$\beta_1$  — 50%-ный квантиль на момент  $t_1$ ,  
 $\beta_2$  — то же для  $t_2$

ленные выше правила квантилей и зависимость, описывающую распределение залежей в РВ. Покажем, что значительная часть графика для  $q > \gamma$  удовлетворительно аппроксимируется линейной зависимостью. Через точки с координатами  $\ln q_{max}$ ;  $\ln(1 - \Phi_{max} = \ln 1/N)$  и  $\ln q = \ln \gamma$ ;  $\ln(1 - \Phi) = 0$  проведем прямую.

Уравнение ее

$$\Phi^*(q) = 1 - \left(\frac{\gamma}{q}\right)^{\ln 1/N / \ln q_{max} / \gamma} \quad (6.5)$$

Криволинейная зависимость (6.4), описывающая распределение залежей в РВ, имеет вид

$$\Phi(q) = 1 - \frac{\gamma}{q + \gamma} \quad (6.6)$$

Рассмотрим, при каких значениях  $q$  прогноз числа залежей с запасами меньше  $q$  практически одинаков (не различается больше чем на одну залежь) по линейной и нелинейной зависимостям. Пусть всего  $N$  залежей. Тогда с запасами меньше  $q$  по линейной зависимости будет  $\Phi^*(q)N$  залежей; по нелинейной —  $\Phi(q)N$ .

Из уравнения

$$1 - \frac{\gamma}{q + \gamma} - 1 + \left(\frac{\gamma}{q}\right)^{\ln 1/N / \ln q_{max} / \gamma} = 1 \quad (6.7)$$

выразим  $q$  через  $\gamma$ . При этом величина  $z = \frac{\ln 1/N}{\ln q_{max} / \gamma}$  для  $N$  от 200 до 10000,  $\gamma$  от 2 до 10,  $q_{max}$  от 100 до 5000 изменяется от  $-0,7$  до  $-4$ .

Подставляя эти значения в уравнение (6.7), находим, что при  $q > 2\gamma$  число залежей с запасами меньше  $q$ , определенное по линейной и нелинейной зависимостям, не различается больше чем на единицу (неразличимы). Но из правила квантилей известно, что для  $q > 3\gamma$  зависимость не искажена влиянием ГРФ. Отсюда вывод: не искаженная ГРФ часть ГС залежей описывается в выбранных координатах линейной зависимостью.

Покажем, что по мере разведанности линейная часть графика не искажается, перемещаясь параллельно самой себе, при этом линейная аппроксимация становится допустимой начиная с меньших значений  $q$ .

Пусть за время от  $t_1$  до  $t_2$  открыто  $n$  залежей (все размером меньше  $3\gamma$ , как это следует из свойств ГРФ). Покажем, что часть графика с  $q >$

$3\gamma$  переместится параллельно самой себе. Ордината точки  $\ln q_{max}$  изменится на величину

$$\ln(1 - \Phi_1) - \ln(1 - \Phi_2) = \ln\left(1 - \frac{N-1}{N}\right) - \ln\left(1 - \frac{N+n-1}{N+n}\right) = \ln\left(\frac{N+n}{N}\right).$$

Рассмотрим изменение ординаты другой точки с абсциссой  $\ln q^*$ , при этом  $q^* > 3\gamma$ . Все  $n$  вновь открытых залежей меньше  $q^*$ . На моменты  $t_1$  и  $t_2$  с запасами больше  $q^*$  имеется  $k$  залежей. Ордината точки  $\ln q^*$  изменится на величину

$$\ln\left(1 - \frac{N-k}{N}\right) - \ln\left(1 - \frac{N+n-k}{N+n}\right) = \ln\left(\frac{N+n}{N}\right).$$

Таким образом, ординаты точек изменились на одинаковую величину, произошел параллельный перенос прямолинейной части графика. Новое значение (на момент  $t_2$ ) 50%-ного квантиля ( $\gamma_2$ ) меньше значений 50%-ного квантиля ( $\gamma_1$ ) на момент  $t_1$ . Если в момент времени  $t_1$  линейная аппроксимация допустима, начиная с  $q_1 > 3\gamma_1$ , а в момент времени  $t_2$  — с  $q_2 > 3\gamma_2$ , то  $q_2 > q_1$ , т.е. по мере роста разведанности линейная зависимость  $\ln(1 - \Phi)$  от  $\ln q$  становится справедливой, начиная с залежей все меньшего и меньшего размера. Справедливо ли это для сколь угодно малых  $q$ , неизвестно. По материалам распределения залежей в США постепенный, по мере разведанности, линейный вид зависимости сохраняется вплоть до  $q = 200 - 300$  тыс.т.

Косвенное указание, что такая зависимость выполняется и для более мелких скоплений, было приведено автором ранее (1972 г.). Было показано, что если такая зависимость сохраняется вплоть до скоплений в  $10^{-3}$  мг, а к залежам отнесены скопления больше 1 млн. т, то в залежах аккумулировано 10 — 15% общей массы УВ в скоплениях, т.е. получается достаточно реальное и общепринятое значение коэффициента аккумуляции.

Практически нас пока не интересует распределение столь малых скоплений, поэтому подробно на этом останавливаться не будем, а для скоплений размером выше 0,1 — 1 млн. т факт постепенной линеаризации зависимости, по мере роста изученности, устанавливается достаточно однозначно. Поэтому для любого  $q_0$  можно утверждать: когда изученность станет такой, что все залежи крупнее  $q_0$  будут выявлены, зависимость  $\ln(1 - \Phi)$  от  $\ln q$  для  $q > q_0$  будет линейной.

Следовательно, функция распределения залежей в ГС имеет вид:

$$\Phi(q) = 1 - \frac{q_0}{q}. \quad (6.8)$$

Плотность вероятностей:

$$P(q) = \frac{q_0}{q^2}. \quad (6.9)$$

Необходимо сделать одну существенную оговорку, обусловленную способом учета максимального месторождения. Поскольку  $\Phi(q_{max})$  — это доля залежей с запасами меньше  $q_{max}$  (т.е. исключая  $q_{max}$ ), то приведенные функция распределения и функция плотности вероятностей описывают распределение всех залежей крупнее  $q_0$ , исключая самую крупную залежь с запасами  $q_{max}$  (уникальную для данного региона).

Все залежи с запасами от  $q_0$  до  $q_{max}$  всегда можно таким образом разбить на  $n$  классов, что суммарные запасы залежей этих классов будут одинаковыми. Для этого достаточно, как следует из приведенных формул, чтобы значение верхней границы любого класса было в  $k$  раз ( $k = \text{const}$ ) больше значения нижней границы, т.е.  $q_{l+1} = kq_l$ . Такие классы назовем эквивалентными.

Обозначим:  $Q_{эк}$  — запасы одного эквивалентного класса;  $Q^* = nQ_{эк}$  — запасы всех эквивалентных классов;  $Q = Q^* + q_{max} = nQ_{эк} + q_{max}$  — суммарные запасы всех залежей с запасами больше  $q_0$ ;  $N^*$  — общее число залежей в эквивалентных классах;  $N = N^* + 1$  — общее число залежей размером больше  $q_0$ ;  $\bar{q}$  — средние запасы всех залежей в ГС;  $\bar{q}_l$  — средние запасы залежей  $l$ -го эквивалентного класса ( $l$  — верхняя граница класса);  $N_l$  — число залежей в  $l$ -м эквивалентном классе (т.е. размером от  $q_{l-1}$  до  $q_0$ );  $\bar{q}^*$  — средние запасы залежей всех эквивалентных классов.

Из закона распределения залежей в ГС следует

$$\int_{q_0}^{q_{max}} qNP(q) dq = \int_{q_0}^{q_{max}} qN \frac{q_0}{q^2} dq = Q^*. \quad (6.10)$$

Отсюда и из приведенных выше соотношений выводятся основные расчетные формулы, описывающие число залежей разных размеров и распределение их запасов в ГС.

**Средние запасы залежей:**

$$\bar{q}^* = q_0 \ln \frac{q_{max}}{q_0}; \quad (6.11)$$

$$\bar{q} = \frac{(N-1)\bar{q}^* + q_{max}}{N}. \quad (6.12)$$

Если  $N$  велико, то

$$\bar{q} \approx \bar{q}^* + \frac{q_{max}}{N} \approx q_0 \left( \frac{Q}{Q - q_{max}} \right) \ln \frac{q_{max}}{q_0}; \quad (6.13)$$

По этой формуле практически точный результат получается для  $N > 50$

$$\bar{q}_i = q_i \frac{\ln K}{(K-1)}. \quad (6.14)$$

Удобно принять  $K = 2$ , в этом случае число залежей в каждом эквивалентном классе удваивается и тогда

$$\bar{q}_i = 0,69 q_i. \quad (6.15)$$

#### **Запасы и доля запасов в определенном интервале:**

доля запасов от  $Q^*$  в залежах, меньших  $q$ :

$$D^*(q) = \frac{\ln q - \ln q_0}{\ln q_{max} - \ln q_0} \quad (6.16)$$

доля запасов от  $Q^*$  в залежах размером от  $q_1$  до  $q_2$  при  $q_2 > q_1$ :

$$D^*(q_1; q_2) = \frac{\ln q_2 - \ln q_1}{\ln q_{max} - \ln q_0}; \quad (6.17)$$

запасы в залежах размером от  $q_1$  до  $q_2$  ( $q_1 > q_0$ ;  $q_2 < q_{max}$ ):

$$Q(q_1; q_2) = N^* q_0 (\ln q_2 - \ln q_1); \quad (6.18)$$

доля запасов от всех ресурсов региона ( $Q$ ) в залежах, меньших  $q$ :

$$D(q) = \frac{Q - q_{max}}{Q} D^*(q); \quad (6.19)$$

доля запасов в залежах размером от  $q_1$  до  $q_2$  от всех ресурсов региона ( $Q$ ):

$$D(q_1; q_2) = \frac{Q - q_{max}}{Q} D^*(q_1; q_2); \quad (6.20)$$

**Число залежей и доля залежей определенного размера.** Здесь мы пренебрежем различием между  $N$  и  $N^*$ , поскольку в любых расчетах, связанных с определением числа залежей, оно практически неощутимо.

Число залежей в ГС:

$$N = \frac{Q - q_{max}}{q_0 \ln \frac{q_{max}}{q_0}} + 1. \quad (6.21)$$

Доля залежей с запасами меньше  $q$  задается формулой (6.8). Число залежей размером от  $q_1$  до  $q_2$ :

$$N(q_1; q_2) = Nq_0 \left( \frac{1}{q_1} - \frac{1}{q_2} \right). \quad (6.22)$$

Воспользовавшись данными соотношениями, найдем связь между потенциальными ресурсами региона  $Q$  и запасами максимальной по размерам залежи. Для этого удобно воспользоваться представлением об эквивалентных классах. При этом, как оговорено ранее, верхняя граница последнего эквивалентного класса —  $q_{max}$ , а самая уникальная залежь имеет запасы  $(q_{max} + \xi)$ , где  $\xi$  — малая величина, т.е. не входит в последний эквивалентный класс.

Поскольку распределение залежей по размерам описывается убывающей зависимостью, в каждом предыдущем эквивалентном классе должно быть хотя бы на одну залежь больше, чем в последующем, исходя из целочисленного исчисления залежей. Общее число эквивалентных классов:

$$n = \frac{\ln q_{max} - \ln q_0}{\ln K} \text{ при } K = 2, n = 1,44 \ln \frac{q_{max}}{q_0};$$

$$\bar{q}_{max} = 0,69q_{max};$$

$$Q_{эк} = 2 \times 0,69q_{max} = 1,38q_{max};$$

$$Q^* = nQ_{эк} = 2q_{max} \ln \frac{q_{max}}{q_0};$$

$$Q = 2q_{max} \ln \frac{q_{max}}{q_0} + q_{max} = 2q_{max} \ln \frac{1,6q_{max}}{q_0}. \quad (6.23)$$

Хотя связь между размером максимальной залежи и потенциальными ресурсами (и логарифмами этих величин) нелинейная, во всем диапазоне изменения  $q_{max}$  и  $Q$ , представляющем практический интерес, допустима линейная аппроксимация зависимости.

Получаем следующие упрощенные формулы (при  $q_0 = 1$ ) для прогноза взаимосвязи между размером максимальной залежи и потенциальными ресурсами:

$$\ln q_{max} = 0,82 \ln \frac{Q}{3,5}. \quad (6.24)$$

$$\ln Q = 1,22 \ln(2,72 q_{max}). \quad (6.25)$$

Таким образом, анализ распределения залежей по размерам в разведочной выборке совместно с учетом свойств ГФ позволил вывести закон распределения залежей в ГС и получить основные соотношения для прогноза размеров залежей, запасов, сконцентрированных в залежах разного размера, и др.

Обобщенно найденный закон можно сформулировать так: в ГС частота встречаемости залежей с определенными запасами обратно пропорциональна квадрату этих запасов.

#### 6.4. ПРАКТИЧЕСКОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПОЛУЧЕННЫХ ЗАВИСИМОСТЕЙ

Выведенные формулы должны применяться для анализа ресурсов в достаточно больших регионах — нефтегазоносных провинциях, нефтегазоносных областях. Обязательно должно быть известно, какого рода потенциальные ресурсы оценены в регионе: во всех залежах крупнее  $q_0$  (I рода) или в залежах, которые будут выявлены при параметре ГРФ  $\gamma$  (II рода). Как правило, исходной информацией для прогноза размера залежей служат значения  $Q$  и  $q_0$  (ресурсы I рода) или  $Q$  и  $\gamma$  (ресурсы II рода), хотя здесь могут быть и некоторые иные варианты, например задание  $q_0$  и  $q_{max}$  или  $Q$  и  $q_{max}$  и др.

Если заданы  $Q$  и  $q_0$ , то по формуле (6.24) находим  $q_{max}$ , по формуле (6.21) — общее число залежей  $N$ , по формулам (6.18), (6.20), (6.22) — число и запасы залежей с любыми заранее оговоренными градациями размеров (например, число залежей с запасами менее 5, 5 — 10, 10 — 100 млн. т и т.д.). Все эти расчеты могут быть обобщены в одну палетку. Формы палеток предложены Л.Ф. Иванхо (1976 г.) и показаны

на рис. 35. Показанные зависимости являются результатом обработки фактических данных по различным провинциям. Оказалось, что аналогичная палетка, построенная по описанным в настоящей работе теоретическим зависимостям, весьма точно отражает эмпирические связи, которые были установлены Л.Ф. Иванхо.

Палетка, обобщающая найденные нами зависимости, приведена на рис. 36. Выбор единиц измерения не имеет значения, лишь бы  $Q$ ,  $q_{max}$  и  $q_0$  замерялись одинаково.

Пусть, например, известно, что запасы региона оценены в залежах крупнее 5 млн. т и составляют 1500 млн. т. От отметки вертикальной оси 1500 проведем горизонталь до пересечения со штриховой линией, имеющей шифр 5. Через точку пересечения проходит сплошная линия с шифром 200. Значит, самое крупное месторождение района — 200 млн. т. Опустив из этой точки вертикальную линию вниз, увидим, что всего залежей в районе будет 70. Нас интересует вопрос, как изменятся запасы этого района и число залежей, если будут учтены все залежи крупнее 1 млн. т.

Поскольку  $q_{max} = 200$ , найдем точку пересечения сплошной линии с шифром 200 и штриховой с шифром 1. Ордината этой точки 2000, абсцисса 340, т.е. запасы возрастут в этом случае до 2000 млн. т (увеличатся на 33%), а число залежей составит 340 (увеличится в 4,5 раза).

Палетка позволяет решать и обратные задачи — находить  $Q$  при заданных  $q_{max}$  и  $q_0$  или при  $N$  и  $q_0$  и др. Она наглядно отражает взаимосвязи между запасами, размером самой крупной залежи, принятым нижним пределом запасов залежей и числом их.

Выше рассмотрены случаи расчетов числа залежей для ГС. Спектр залежей, выявленных при проведении поисково-разведочных работ в регионе, будет иным. Размеры выявленных разведкой залежей можно прогнозировать двояко: либо с помощью формулы (6.4) и правила квантилей, либо используя модели, имитирующие поисково-разведочный процесс. Последним посвящена глава 7, здесь же мы покажем возможности первого пути. Необходимо оговориться, что прогноз размеров выявленных залежей возможен при условии  $3q_0 < \gamma$ , т.е. нижняя граница оцененных запасов должны быть не менее чем в 3 раза меньше размеров залежей, на выявление которых сориентирован геологоразведочный процесс в районе. Так, если ведется поиск залежей с запасами 10 млн. т и более, то потенциальные ресурсы должны быть учтены в залежах хотя бы крупнее 3 млн. т.

Выведем основные соотношения, описывающие переход залежей из ГС в РВ. Согласно формуле (6.4) средние запасы залежи в РВ

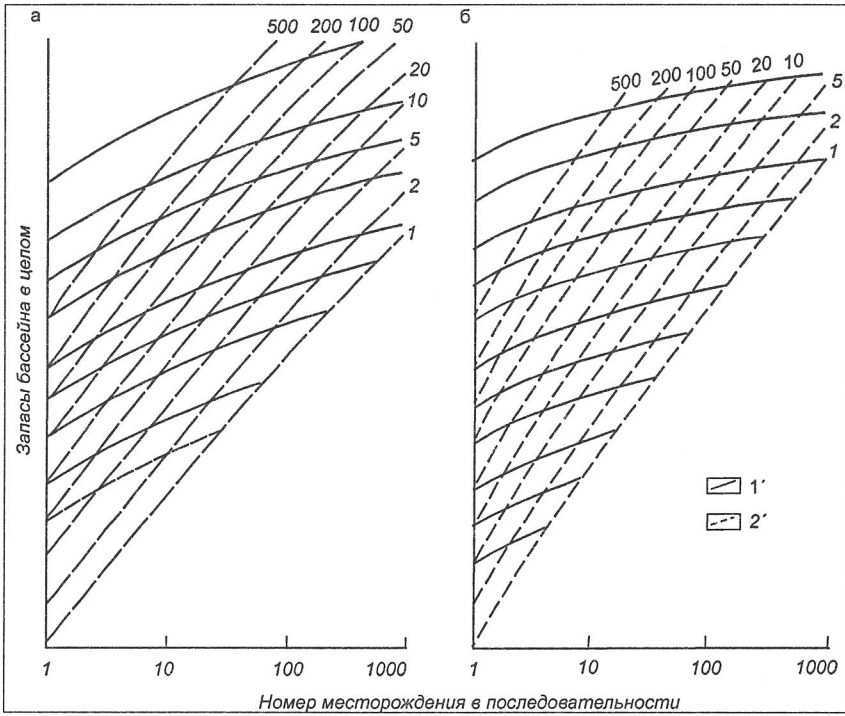


Рис. 35. Палетки Л.Ф. Иванхо:

а – платформенные области; б – межгорные бассейны; 1' –  $q_{\max}$ ; 2' –  $q_0$

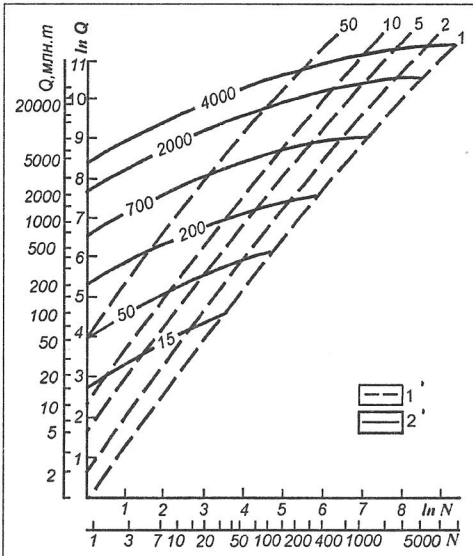


Рис.36. Палетка для прогноза размеров и числа залежей в регионе:

1' –  $q_0$ ; 2' –  $q_{\max}$

$$\bar{q}_{\text{РВ}} = \gamma \left[ \ln(q_{\text{max}} + \gamma) + \frac{\gamma}{\gamma + q_{\text{max}}} - \ln \gamma - 1 \right] \approx \gamma \left[ \ln \frac{q_{\text{max}} + \gamma}{\gamma} - 1 \right]. \quad (6.26)$$

Число залежей с запасами больше  $q$

$$N_{\text{РВ}}(q) = N_{\text{РВ}} \frac{\gamma}{q + \gamma}.$$

Число залежей с запасами  $3 \div 4\gamma$  и более – одинаковое и в РВ, и в ГС (не искаженная ГРФ часть распределения).

Поэтому

$$N_{\text{РВ}} \frac{\gamma}{4\gamma + \gamma} = N \frac{q_0}{4\gamma},$$

откуда

$$N_{\text{РВ}} = 1,25N \frac{q_0}{\gamma}. \quad (6.27)$$

Число залежей в РВ с запасами от  $q_1$  до  $q_2$

$$N_{\text{РВ}}(q_1; q_2) = N_{\text{РВ}} \left( \frac{\gamma}{q_1 + \gamma} - \frac{\gamma}{q_2 + \gamma} \right) = 1,25Nq_0 \left( \frac{1}{q_1 + \gamma} - \frac{1}{q_2 + \gamma} \right). \quad (6.28)$$

Соотношение (6.28) – искомая зависимость, описывающая переход залежей из ГС в РВ. В табл. 5 показано распределение залежей в зависимости от параметра ГРФ для одного и того же региона. Генеральная совокупность та же самая, что в рассмотренном выше примере, т.е.  $Q = 2000$  млн. т,  $q_{\text{max}} = 200$ ,  $q_0 = 1$ ,  $N = 340$ .

Видим, если РВ осуществлена при параметре ГРФ  $\gamma = 10$  (т.е. велся поиск залежей с  $q > 10$  млн. т), то из данной совокупности будет выявлено 12% залежей, содержащих 43% всех запасов. При этом будут выявлены все залежи крупнее 100 млн. т и лишь 5% от общего числа залежей с запасами менее 5 млн. т.

При сгущении разведочной сети и доведении параметра ГРФ до 3 млн. т будут выявлены все залежи крупнее 20 млн. т, при этом окажется выявленным 42% всех залежей и 68% начальных ресурсов.

Разработанные схемы расчетов позволяют оценивать число залежей разных размеров в ГС и определять последовательность выявления этих залежей в процессе геологоразведочных работ.

Таблица 5

## Сравнение распределений

Характеристика РВ и ГС	Число залежей	Суммарные запасы	Средние запасы	Число залежей разных размеров				
				$q < 5$	$5 < q < 10$	$10 < q < 20$	$20 < q < 100$	$q > 100$
ГС	340	2000	5,9	271	34	17	14	4
РВ I, $\gamma = 3$	142	1363	9,6	88	20	14	14	4
РВ II, $\gamma = 5$	85	1164	13,7	42	14	11	13	4
РВ III, $\gamma = 10$	42	858	20,4	14	7	7	10	4

Рассмотрим возможности прогноза распределения скоплений УВ для участков площадью в первые десятки тысяч квадратных километров. Ясно, что до предела площадь уменьшать нельзя. Для малых участков встает совершенно иная задача — оценка конкретных ловушек. Но и прогноз участков сравнительно небольшого размера (10 — 20 тыс. км<sup>2</sup>) также сложно осуществить. Дело в том, что скопления УВ из ГС не разбросаны по территории бассейна случайным образом. Мы получаем однотипные распределения по различным провинциям только потому, что в них встречаются различные (всевозможные) сочетания участков с разными плотностями запасов, с разными геологическими условиями. Чем меньше по размеру участок, тем меньше вероятность того, что на нем реализуется весь набор различных геологических характеристик и что распределение на нем скоплений УВ по запасам будет идентично распределению их по всей провинции.

Для того чтобы перейти к более локальному прогнозу, необходимо учесть дополнительную информацию. При уменьшении площади оцениваемого региона наиболее уязвимой становится оценка размеров максимальной залежи через суммарные запасы. В качестве дополнительной информации оказывается целесообразным в этом случае учитывать плотность запасов.

Влияние плотности запасов на размер самого крупного месторождения показано в табл. 6, где обобщены данные по различным нефтегазоносным провинциям.

Таблица 6

Связь величины самой крупной залежи с плотностью запасов в пределах участков площадью 15 – 20 тыс. км<sup>2</sup>

Плотность запасов, тыс. т/км <sup>2</sup>	Средний размер самой крупной залежи на участках данной плотности, млн. т	Колебания размеров максимальной залежи, млн. т	Число проанализированных участков
Менее 3	7,2	3 – 12	4
3 – 10	14,5	7 – 30	6
10 – 20	49,6	30 – 110	12
20 – 40	108	30 – 200	7
40 – 80	143	60 – 250	3
80 – 160	437	200 – 650	4

Уравнение, описывающее связь запасов максимальной залежи ( $q_{max}$ ) с плотностью запасов ( $\rho$ ), имеет вид:  $q_{max} = 3\rho$ . Чтобы оценить  $q_{max}$  для района, нужно найти участок с максимальным значением  $\rho$  и по нему определить  $q_{max}$ . Таким образом заданы  $Q$ ,  $q_{max}$  и неизвестно  $q_0$ ,  $N$ . Найти их можно по сводной палетке или по формулам. Пусть  $Q = 2000$  млн. т,  $q_{max} = 300$  млн. т. Из формулы (6.23)

$$q_0 = \exp\left(\ln 1,6q_{max} - \frac{Q}{2q_{max}}\right).$$

В нашем примере  $q_0 = 17$ .

По формуле (6.21) имеем

$$N = \frac{2000 - 600}{17 \ln \frac{300}{17}} + 1 = 30.$$

Число залежей с запасами крупнее  $q$  (например, крупнее 100 млн. т) вычислим по соотношению

$$N(q) = N \frac{q_0}{q} = 30 \frac{17}{100} \approx 5.$$

Любопытно сравнить полученное решение с материалами табл. 5. В примерах различаются размеры максимальных залежей. Это привело к тому, что в случае с большим  $q_{max}$  резко сократилось число мелких месторождений и возросло число крупных, и при таких соотношении-

ях  $Q$  и  $q_{max}$  залежей меньше 17 млн. т вообще не ожидается (если не занижена оценка  $Q_{max}$ ).

При учете еще одного дополнительного параметра — плотности запасов в пределах контура залежи или месторождения — расчеты производятся по такой схеме. Обозначим  $\Omega$  — плотность запасов в пределах месторождения,  $v$  — доля продуктивной площади. Тогда

$$v = \frac{\rho}{\Omega}$$

Если  $F$  — площадь района, а  $N_i$  — число месторождений в некотором  $i$ -м классе со средними запасами  $q_i$  и со средней площадью  $S_i$ , то

$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^r N_i q_i &= Q; \\ \sum_{i=1}^r N_i S_i &= Fv. \end{aligned} \quad (6.29)$$

Предварительно оценим  $N_i$  по выведенным формулам или по палетке. Если равенство (6.29) не выполняется и левая часть больше правой, значит завышена при оценке  $N_i$  доля мелких месторождений, если больше правая часть, — завышена доля крупных месторождений. В обоих случаях необходимо произвести трансформацию предварительно рассчитанного распределения. Для этого предложена процедура дробления — укрупнения, которая основана на анализе изменения фактических распределений месторождений (табл. 7). Суть ее в следующем.

Таблица 7

Пример процедуры дробления — укрупнения

Классы месторождений по запасам, млн. т	Число месторождений						
	Дробление			Предварительное распределение	Укрупнение		
	III	II	I		I	II	III
2,5 — 5	252	190	128	64	32	16	8
5 — 10	30	31	32	32	24	16	10
10 — 20	14	15	16	16	14	11	7
20 — 40	6	7	8	8	8	7	6
40 — 80	2	3	4	4	4	4	3
80 — 160	—	1	2	2	2	2	3
160 — 320	—	—	—	1	2	2	2
320 — 640	—	—	—	—	—	1	2

При дроблении половина запасов самого крупного класса остается в этом классе, а другая половина запасов переносится в следующий более бедный класс и суммируется с учтенными там запасами; половина этой суммы переносится в следующий класс и так до самого мелкого класса. При укрупнении то же повторяется в обратном порядке — от самого мелкого класса к самому крупному. Укрупнение или дробление последовательно повторяется до тех пор, пока не выполнится равенство (6.29). Полученное распределение принимается за искомое.

## **6.5. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПО ВЕЛИЧИНЕ ЗАПАСОВ**

Если мы имеем дело с однозалежными месторождениями, их распределение может быть сведено к распределению залежей. Довольно часто горизонтальные проекции залежей пересекаются, образуя единое месторождение. Это приводит прежде всего к поглощению мелких залежей. В районах высокой концентрации запасов единичные мелкие залежи хотя и присутствуют в больших количествах (20 — 40% от общего числа), но редко образуют соответствующие самостоятельные мелкие месторождения. Можно сказать, что размещение залежей контролируется объемом, а размещение месторождений — площадью региона. Рассмотрение взаимосвязи размеров изучаемого региона и характера концентрации в нем ресурсов важно и с другой позиции. Когда мы переходим к анализу распределения залежей и месторождений в сравнительно небольших регионах, то нет гарантии, что этот регион выделен правильно. Интуитивно ясно, что когда устанавливается связь между размером самого крупного месторождения и потенциальными ресурсами, речь идет о крупном регионе. Нельзя вокруг крупного месторождения как угодно стягивать границы района и надеяться, что суммарные запасы в этих границах останутся неизменными. Задача поиска соответствия распределения месторождений по размерам и площадей изучаемых районов была поставлена в 1973 г. В.Д. Наливкиным при обсуждении наших результатов на семинаре во ВНИГРИ. Некоторые исследования, выполненные в этом направлении и позволяющие осуществить переход от распределения залежей к распределению месторождений, излагаются ниже.

Прежде всего необходимо установить статистическую связь между площадью и запасами самих месторождений. Для платформенных областей такая зависимость имеет вид:

$$S = aq^r. \quad (6.30)$$

Значение  $r$  зависит от геометрии залежей и варьирует в небольших пределах от 0,8 до 0,85;  $a$  отражает коллекторские свойства продуктивных пластов в данном НГК, число их в пределах месторождения. Для многозалежных месторождений с хорошими коллекторскими свойствами  $a \approx 1$ , для однозалежных с плохими коллекторами  $a \approx 4$ , обычно значение  $a$  изменяется от 1,5 до 3.

В конкретном нефтегазоносном комплексе значения коэффициентов  $a$  и  $r$  устанавливаются достаточно надежно уже на ранних стадиях изучения, когда открыто 6 – 10 месторождений. Коэффициент  $a$  может быть найден и на основании сведений о пористости, нефтегазонасыщенности коллекторов и этажности месторождений. Дальнейшие расчеты можно осуществлять несколькими способами в зависимости от того, как происходит процесс поглощения самых мелких залежей, вернее, представляет ли для нас какой-либо интерес небольшое число мелких залежей, которые не вошли в более крупные месторождения и образовали самостоятельные мелкие месторождения.

Поясним ситуацию примером. Пусть  $q_0 = 1$ ,  $q_{max} = 500$  и имеется 100 залежей с запасами от 1 до 5 млн. т, 30 – с запасами от 5 до 100 млн. т и 5 с запасами больше 100 млн. т. Пусть залежи наложились в пространстве друг на друга таким образом, что из 100 залежей с запасами до 5 млн. т 97 оказались совмещенными с залежами более крупными и было следующее число месторождений: с запасами до 5 млн. т – 3, с запасами 5 – 100 млн. т – 20 и с запасами больше 100 млн. т – 6.

В общем случае значение  $q_0$  не изменилось (осталось равным 1 млн. т), но число месторождений с запасами 1 – 5 млн. т стало пренебрежимо мало. В ряде случаев вообще самые мелкие залежи не образуют самостоятельных месторождений. В рассмотренном примере можно либо положить, что после объединения залежей в месторождения прежнее значение  $q_0$  потеряло смысл и для расчета числа месторождений нужно отыскать новое значение  $\hat{q}_0$  для месторождений, либо же считать, что число месторождений с запасами, близкими  $q_0$ , остается для нас интересным и необходимо внести коррективы в частотные характеристики встречаемости месторождений с запасами от  $q_0$  до  $q_{max}$ .

Ситуация А – значение  $q_0$  для последовательности залежей сохраняется неизменным и для последовательности месторождений.

Ситуация Б – если  $q_0$  – нижний предел запасов последовательности залежей, то для последовательности месторождений, образованных этими залежами, нижний предел равен  $\hat{q}_0$ , где  $\hat{q}_0 > q_0$ .

В ситуации А можно рекомендовать следующие алгоритмы перехода от распределения залежей к распределению месторождений.

А-1 — численное моделирование. Описанная выше процедура дробления — укрупнения, использованная только в части укрупнения, моделирует последовательное приближение распределения залежей к распределению месторождений. После каждого шага процедуры суммарная площадь залежей  $i$ -го класса рассчитывается по формуле (6.30).

А-2 — аналитические расчеты. А.Э. Конторович и В.И. Демин предложили аналитическое выражение закона распределения залежей, в котором частота встречаемости залежей данного размера зависит от параметра  $\alpha$ , который равен доле залежей с запасами больше некоторого  $q$  [Конторович А.Э., Демин В.И., 1977]. Этот параметр как бы корректирует частотную характеристику при неизменных  $q_0$  и  $q_{max}$ . Чем выше плотность запасов, тем дальше заходит процесс объединения залежей в месторождения и выше становится значение  $\alpha$ . Если  $\alpha$  для месторождения можно каким-либо образом прогнозировать, то, подставляя его значение в предложенные авторами формулы, можно найти число месторождений разных размеров, положив в качестве  $q_0$ ,  $q_{max}$  уже не размеры соответствующих залежей, а размеры месторождений.

А-3 — геометрическое моделирование. Суть модели в следующем. На участке площадью  $F$  расположен круг радиусом  $R_1$  и площадью  $S_1$ . На этот участок случайным образом кидается круг радиусом  $R_2$  и площадью  $S_2$ . Каждый круг радиусом  $R_i$  соответствует одной залежи с запасами  $q_i$ . Соответствие  $R$ ,  $q$  и  $S$  задается формулой (6.30). Если круги пересекутся, принимается, что эти залежи объединились в месторождение. Из центра круга  $R_1$  проведем окружность радиусом  $(R_1 + R_2)$ . Если центр круга  $R_2$  попадает в любую точку области, ограниченной этой окружностью, то  $R_1$  и  $R_2$  пересекаются. Вероятность такого попадания (геометрическая вероятность)

$$P_1 = \frac{\pi (R_1 + R_2)^2}{F}$$

Пусть имеется  $m_2$  кругов радиусом  $R_2$  (сорт  $R_2$ ). Возьмем из них  $n_2$  кругов. Пусть расчетная вероятность того, что первый круг из серии  $n_2$  не пересекается с другими, равна  $P_2$ , а вероятность того, что при бросании последнего ( $n_2$ -го) круга он ляжет на свободное место, равна  $P_2^*$ . Если различия  $P_2$  и  $P_2^*$  пренебрежимо малы в рамках исследуемой задачи, будем для всей серии кругов в числе  $n_2$  приписывать одну и ту же вероятность событий. Тогда число кругов сорта  $R_2$ , пересекающих-

ся с кругом  $R_1$ , на I этапе эксперимента равно  $n_2P_1$ , число кругов, попавших на свободное место, —  $n_2P_2$ .

Продолжим моделирование процесса объединения залежей. Отберем из кругов сорта  $R_2$  следующую серию объемом  $n_3$ , такую, что  $n_3$  отвечает условию независимости. По формуле (6.30) найдем площади, радиусы и соответственно зоны влияния для месторождений, сформированных на I этапе. Имеется одно месторождение с запасами  $(q_1 + n_2P_1q_2)$ , радиусом  $R_{1,1}$ , площадь его влияния при бросании кругов сорта  $R_2$  равна  $\pi(R_{1,1} + R_2)^2$  и имеется  $n_2P_2$  месторождений с запасами  $q_2$ , радиусом  $R_2$  и суммарной зоной влияния  $\pi(R_2 + R_2)^2n_2P_2$ . Возможны три события при бросании круга сорта  $R_2$  на II этапе (мы пренебрегаем ситуацией, когда  $R_2$  пересечется с несколькими соседними ранее сформировавшимися месторождениями, в связи с тем, что суммарная площадь кругов принимается много меньшей  $F$ ):

1) круг сорта  $R_2$  попадет на месторождение с запасами  $q_1 + n_2P_1q_2$

$$P_{1,1} = \frac{\pi(R_{1,1} + R_2)^2}{F};$$

2) круг сорта  $R_2$  попадет на месторождение с запасами  $q_2$

$$P_{2,1} = \frac{\pi(R_2 + R_2)^2n_2P_2}{F};$$

3) круг сорта  $R_2$  ляжет на свободное место

$$P_{3,1} = 1 - P_{1,1} - P_{2,1}.$$

Наиболее вероятно, что из числа залежей (кругов)  $n_3$  в первом событии будет занято  $n_3P_{1,1}$  залежей, во втором  $n_3P_{2,1}$  и в третьем —  $n_3P_{3,1}$ .

В результате окажется: одно месторождение с запасами  $q_1 + n_2P_1q_2 + q_2n_3P_{1,1}$ ;  $n_3P_{2,1}$  месторождений с запасами  $2q_2$  и  $n_3P_{3,1} + (n_2P_2 - n_3P_{2,1})$  месторождений с запасами  $q_2$ .

Продолжая моделирование до исчерпания кругов всех сортов, пересчитывая на каждом этапе по формуле (6.30) площадь месторождения в связи с изменением его запасов, получим наиболее вероятный вариант распределения залежей по месторождениям и месторождений по запасам.

Моделирование осуществляется на ЭВМ. При этом в качестве  $F$  принимается не вся площадь района, а предельно возможная продуктивная площадь ( $\hat{S}$ ). Доля продуктивной площади  $\nu$  зависит от плот-

ности запасов района  $\rho$ , параметра  $a$  из формулы (6.30) и  $q_0$ . Процесс размещения начинается с самой крупной залежи. В общем случае получается распределение месторождений, близкое к тому, что дает процедура укрупнения, однако пересчет на каждом этапе продуктивной площади объектов вносит ряд существенных отличий.

Рассмотрим прогноз числа месторождений разных размеров в ситуации Б.

Число залежей с запасами от  $q$  до  $(q + \Delta q)$ , где  $\Delta q$  малая величина, равно  $NP(q)\Delta q$ , а их суммарная площадь  $NP(q) \times S(q)\Delta q$ . Для всех месторождений размером<sup>1</sup> от  $q_0$  до  $q_{max}$  запишем

$$\hat{S} = N \int_{q_0}^{q_{max}} P(q)S(q) dq. \quad (6.31)$$

Поскольку  $P(q) = q_0/q^2$ ;  $S(q) = aq^r$ , то

$$\hat{S} = N \int_{q_0}^{q_{max}} \frac{q_0 a q^r}{q^2} dq = a N q_0 \frac{q_0^{r-1} - q_{max}^{r-1}}{1-r} = a \frac{q_0^{r-1} - q_{max}^{r-1} (Q - q_{max})}{(1-r) \ln \frac{q_{max}}{q_0}} \quad (6.32)$$

Формула (6.32) позволяет найти новые значения  $q_{max}$  и  $q_0$  и перейти от распределения залежей к распределению месторождений и, кроме того, оценить суммарную площадь региона, в котором может разместиться данная последовательность месторождений, если плотность запасов в регионе  $\rho$ . Нетрудно увидеть, что для нефтегазоносных комплексов, отличающихся по литологическому строению и коллекторским свойствам, т.е. на значения параметра  $a$ , результаты будут различными. Для НГК с постоянным значением  $a$  такие характеристики, как площадь района, плотность запасов, доля продуктивной площади, общие запасы, запасы в месторождениях разных размеров, запасы максимального и минимального месторождений, взаимосвязаны формулами (6.21), (6.22), (6.23), (6.30).

Действительно, зададимся некоторыми значениями плотности запасов  $\rho$  и площади района  $F$ . Тогда  $Q = \rho F$ . Зададимся некоторым значением  $q_0$ . Тогда по формуле (6.23) найдем значение  $q_{max}$ , которое соответствует данным  $Q$  и  $q_0$ . При известных  $a$  и  $r$  этих данных ( $Q$ ,  $q_{max}$  и  $q_0$ ) достаточно, чтобы рассчитать  $\hat{S}$ . Но  $\hat{S}/F = \nu$ ,  $Q/S = \Omega$ ,  $a = \frac{\rho}{\Omega}$

<sup>1</sup> Мы опустим специальные значки для  $q_0$  и  $q_m$ , оговорившись, что здесь имеются в виду нижний и верхний пределы размеров не залежей, а месторождений.

=  $v$ . Эти рассчитанные теоретические соотношения приведены на рис. 37, 38.

На рис. 37 показано изменение площади района в зависимости от  $\rho$ ,  $q_{max}$  и  $q_0$ . Собственно, это – решение задачи учета при изучении распределения месторождений площади провинции, области, района. Например, если рассчитан спектр месторождений от  $q_0 = 5$  млн. т до  $q_{max} = 1$  млрд.т, на какой площади он может разместиться? При региональной плотности запасов (геологических) 100 тыс. т/км<sup>2</sup> это возможно только в районе площадью 150 тыс. км<sup>2</sup>, а при плотности запасов 10 тыс. т/км<sup>2</sup> площадь региона должна быть более 1 млн. км<sup>2</sup>.

Интересен и такой вопрос: Можно ли в районе с плотностью запасов 20 тыс. т/км<sup>2</sup> обнаружить месторождение с запасами 5 млрд. т? Из графика следует: можно, если площадь такого региона больше 2,5 млн. км<sup>2</sup>. График позволяет осуществить ряд проверок. Например, утверждение, что в районе с плотностью запасов 40 тыс. т/км<sup>2</sup> и площадью 150 тыс. км<sup>2</sup> учтены все запасы в место-

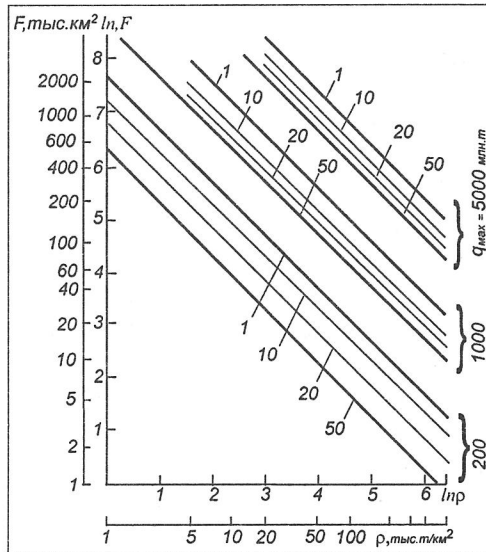


Рис. 37. Связь площади района, удельных запасов и значений  $q_0$  и  $q_{max}$ .

Шифр линий –  $q_0$  в млн. т

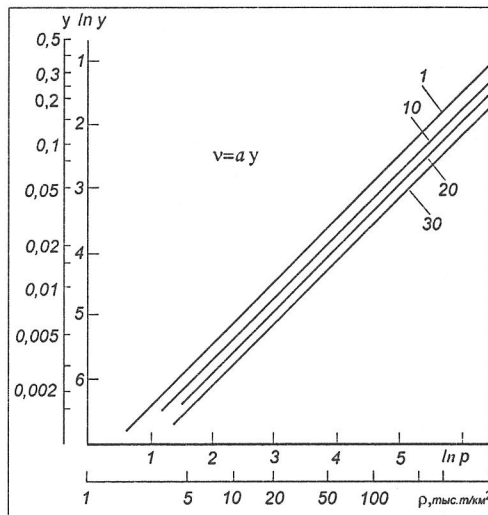


Рис.38. Связь доли продуктивной площади ( $v$ ) с плотностью запасов ( $\rho$ ).

Шифр линий –  $q_0$  в млн. т

рождениях от 1 млн. т до 1 млрд. т, представляется маловероятным. Скорее всего, учтены только ресурсы крупных месторождений с запасами больше 40 — 50 млн. т, учет всех месторождений района с запасами до 1 млн. т приведет к возрастанию плотности запасов до 80 — 100 тыс. т/км<sup>2</sup>.

С помощью полученных формул и графика удобно в ситуации Б переходить от распределения залежей к распределению месторождений. Задача сводится к нахождению нового значения  $q_0$  или  $q_0$  и  $q_{max}$  по известным  $\rho$  и  $F$ , после чего применимы для расчета распределения месторождений все формулы, выведенные ранее для распределения залежей. Помощь в решении этой задачи могут оказать и сведения об изменении доли продуктивной площади в районе ( $\nu$ ). На графике (рис. 38) показано изменение в зависимости от плотности запасов величины  $\nu$ , которая связана с  $\nu$  соотношением  $\nu = a\nu$ , где коэффициент  $a$  определяется структурой разреза и находится из формулы, связывающей площадь месторождения  $S$  и запасы месторождения  $q$ :  $S = aq^2$ . Для многозалежных месторождений с хорошими коллекторами  $a = 1$ , для однозалежных с плохими коллекторами  $a = 4$ ; для платформенных структур равен 0,80 — 0,85.

Доля продуктивной площади изменяется прямо пропорционально плотности запасов  $\rho$  и литологическому параметру  $a$  и убывает при возрастании  $q_0$ . Размер  $q_{max}$  оказывает на  $\nu$  слабое влияние.

Интересно, что при равной плотности запасов ухудшение коллекторов ведет к увеличению доли продуктивной площади. Вывод, на первый взгляд, неожиданный, но согласующийся с практикой. Видимость того, что в нефтегазоносном комплексе с низкими коллекторскими свойствами невелика доля продуктивной площади, обусловлена тем, что в этом комплексе обычно низкая плотность запасов. В районах же с близкими значениями  $\rho$  зависимость  $\nu$  от  $a$  такая же, как и полученная теоретически.

Таким образом, в результате комплекса исследований, посвященных распределению залежей и месторождений по величине запасов, удалось получить достаточно однозначные выводы о важной роли параметров ГРФ в формировании совокупности выявленных залежей, показать принципиальное различие в распределении скоплений УВ в природе и выявленных залежей, дать количественное описание ряда процессов и разработать методы прогноза числа месторождений и залежей в различных реальных ситуациях применительно к различным задачам.

## ГЛАВА 7

### ДИНАМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОГНОЗНЫХ РЕСУРСОВ

Расчет величиныготавливаемых запасов во времени или в зависимости от объемов проводимых работ — типичная задача прогноза группы Б. Обычно на основании анализа динамики подготовки запасов в хорошо изученных районах выбирается функция подходящего вида, по материалам разведки изучаемого района определяются неизвестные коэффициенты этой функции и полученная зависимость используется для прогноза динамики подготовки ресурсов или эффективности их подготовки в будущем. В зарубежной практике такой подход получил широкое распространение (М. Хаббер, Д. Зонн, 1976 г. и др.). В нашей стране в этом направлении получены интересные результаты М.С. Моделевским [«Методы...», 1979], В.С. Стасенковым и др. (1976 г.), М.Г. Аванесяном, Ю.Н. Швембергером (1978 г.) и др. Обобщили исследования в этом направлении Н.И. Буялов и др. (1979 г.), ими обоснован вид функции, пригодной для такого прогнозирования, при этом в качестве исходного параметра предложено учитывать оценку прогнозных ресурсов района, которая, как показано выше, является обобщенной характеристикой геологии района. Здесь обобщаются технологии поисково-разведочных процессов, по различным регионам, в различные периоды и в усредненном виде переносятся на данный регион с корректировкой на его ресурсы. Обобщение предыдущего опыта — сильная и слабая сторона такого подхода. Когда речь идет о районах принципиально новых, например Аляска или Западная Сибирь, о районах, где внедряются ускоренные методы разведки, отличия от обобщенных зависимостей могут быть существенными. Поэтому В.И. Шпильман, Г.И. Плавник (1978 г.) и И.И. Нестеров, В.И. Шпильман (1979 г.) рассмотрели другой путь прогнозирования подготовки запасов, который базируется на использовании моделей, имитирующих поисково-разведочный процесс. Такой подход позволяет более полно учесть разработанные методы прогноза числа месторождений, условий залегания УВ в недрах.

Моделируются: 1) очередность выявленных месторождений разных размеров; 2) затраты объема поискового бурения; 3) затраты объема разведочного бурения.

## 7.1. ОЧЕРЕДНОСТЬ ВЫЯВЛЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ РАЗНЫХ РАЗМЕРОВ

В главе 6 показано, что месторождения выбираются из ГС не случайным образом. Если разбить месторождения по каким-то признакам на классы, то на каждом шаге поиска выявленное число месторождений каждого класса пропорционально суммарной площади месторождений данного класса. Пусть события  $A$  — попадание поисковой скважины в месторождение,  $B_i$  — попадание поисковой скважины в месторождение класса  $i$ ,  $P(A)$  и  $P(B_i)$  — вероятности этих событий. Тогда

$$P(B_i) = P(A)P(C_i), \quad (7.1)$$

где  $P(C_i)$  — условная вероятность, характеризующая вероятность попадания поисковой скважины в месторождение класса  $i$  при условии, что скважина действительно попала в месторождение. Эта условная вероятность может быть, как показала практика, сопоставлена с геометрической вероятностью. Разобьем все месторождения в ГС на  $m$  классов, используя при классификации наиболее важные для последующей разведки признаки (запасы, тип залежей, коллекторские свойства). Для каждого  $i$ -го класса должны быть известны:  $n_i$  — число месторождений в классе;  $q_i$  — средние запасы месторождений  $i$ -го класса;  $S_i$  — их средняя площадь. Тогда

$$P(C_i) = \frac{n_i S_i}{\sum_{i=1}^m n_i S_i}. \quad (7.2)$$

Условимся за один шаг извлекать из ГС  $l$  месторождений. Тогда после одного шага будет выявлено  $lP(C_i)$  месторождений  $i$ -го класса, т.е. наиболее вероятное число месторождений разных классов, если всего выявлено  $l$  месторождений. В соответствие поисковому процессу ставится серия таких безвозвратных и неслучайных выборок, и каждый раз на  $k$ -м шаге рассчитывается новая вероятность  $P_k(C_i)$ , учитывающая, что часть месторождений на предыдущих этапах уже извлечена из ГС. Так, на втором шаге моделирования вероятность обнаружения

$$P_2(C_i) = \frac{S_i n_i - lP(C_i)}{\sum_{i=1}^m [S_i n_i - lP(C_i)]},$$

а число выявленных месторождений  $i$ -го класса —  $lP_2(C_i)$  и т.д.

В результате получаем спектр выявляемости месторождений в изучаемом районе. На классы месторождения разбиваются с учетом методических возможностей прогноза. Например, для условий Западной Сибири все залежи разбивают на две группы в зависимости от величины коэффициента  $a$ , который характеризует этажность месторождений и емкостные свойства коллекторов и существенно различается для залежей в юре, в ачимовской толще и в нижнем мелу. Каждая из групп делится на 16 классов по запасам (до 1, 1 – 5, 5 – 10 млн. т и т.д.), в каждом классе выделяются два подкласса: высокодебитные и низкодебитные залежи, а последние делятся еще на два подкласса: нефтяные и нефтегазовые – итого 128 классов.

Распределение в ГС месторождений по классам, средние запасы и площади месторождений каждого класса задаются формулами, описанными в гл. 6.

## 7.2. ОБЪЕМ ПОИСКОВОГО БУРЕНИЯ

На первом этапе моделирования мы рассмотрели, каковы будут открытые месторождения при условии, что поисковые скважины попали в контур месторождения. Теперь же рассмотрим, сколько нужно поисковых скважин, чтобы открыть  $I$  месторождений, т.е. то их число, которое задано объемом одного шага.

В районе имеются поисковые объекты – структуры. Часть из них не содержит промышленных скоплений, поэтому из числа объектов, введенных в поиск, на части их будет получен отрицательный результат. Но для того чтобы доказать (с определенной доверительной вероятностью), что на поисковом объекте нет промышленного скопления, необходимо пробурить, как правило, более чем одну скважину, и месторождение также может быть открыто не первой скважиной, следовательно, в общем случае поисковый процесс надо рассматривать не как размещение единичных скважин, а как размещение по объектам групп скважин, при этом число скважин в группе зависит от свойства каждого объекта поиска. Если среди объектов, вводимых в поиск, часть не содержит промышленных скоплений, то наиболее вероятно, что примерно такая же часть групп поисковых скважин окажется размещена на непродуктивных объектах. Обычно долю выявленных продуктивных объектов от общего числа объектов, введенных в поиск, называют коэффициентом успешности разведки  $\beta$ . Если истинная доля продуктивных объектов  $\eta$ , то  $\beta < \eta$ , поскольку не равна нулю вероятность того, что на «пустом» по материалам поиска объекте пропущена залежь.

На этом этапе моделирования стоят, таким образом, две задачи: задать параметр  $\beta$  и задать объем группы  $r$ .

**Коэффициент успешности разведки** ( $\beta$ ) зависит от доли площади, приходящейся на еще не выявленные месторождения, от размеров еще неоткрытых максимального и минимального месторождений в районе, от удельных запасов в контуре месторождения, от качества подготовки структур. Все эти параметры изменяются по мере опоискования региона, поэтому изменяется и  $\beta$ .

Значительную часть изменчивости  $\beta$  контролирует величина плотности запасов ( $\rho$ ). Связь этих величин задается формулой

$$\beta = 0,145 \ln(\rho - 5). \quad (7.3)$$

При моделировании расчет самой величины  $\rho$  не вызывает затруднений только на первом шаге — это удельные потенциальные ресурсы района. После выявления части месторождений из процесса поиска оказываются выведенными не только часть запасов, но и часть площади района. Должна быть исключена не только площадь самих месторождений, но и некоторые их окрестности, а также площадь «пустых» объектов.

Будем считать, что за время реализации одного шага моделирования (выявление / месторождений)  $\rho$  не изменяется, т.е. первый шаг осуществляется при начальном значении удельной плотности запасов. Суммарная площадь / выявленных месторождений известна

$$\hat{S} = \sum_{i=1}^m S_i n_i.$$

Полагая, что средняя площадь «пустых» объектов такая же, как продуктивных, получим оценку площади всех опоискованных за первый шаг объектов

$$F_{1,1} = \frac{\hat{S}}{\beta}.$$

Площадь окрестностей продуктивных объектов, подлежащая исключению ( $F_{1,2}$ ), зависит от доли продуктивной площади, удельных запасов. В районах распространения структурных залежей радиус окрестности не должен превышать двух радиусов месторождений, что в среднем соответствует расстоянию от вершины структуры до днища смежной мульды. В этом случае  $F_{1,2} = 3\hat{S}$ . Однако часть этой площади, обычно  $\frac{1}{3}$ , может приходиться на неструктурные залежи и их окрест-

ности, т.е. также не может быть исключена из поиска. С учетом этого  $F_{1,2} = 2\hat{S}$ . Общая площадь, выводимая из поиска после выявления месторождений суммарной площадью  $\hat{S}$ , составит:

для районов распространения структурных ловушек

$$F_c = \frac{\hat{S}}{\beta} + 3\hat{S} = \hat{S} \frac{1 + 3\beta}{\beta}; \quad (7.4)$$

для районов со структурными и неструктурными ловушками

$$F_{cl} = \frac{\hat{S}}{\beta} + 2\hat{S} = \hat{S} \frac{1 + 2\beta}{\beta}. \quad (7.5)$$

Величина выявленных запасов за один шаг определяется спектром выявленных месторождений. Новая плотность запасов на начало следующего шага находится как отношение оставшихся запасов к оставшейся непоискованной площади.

Как правило, такая текущая плотность запасов по мере разведанности падает, что обуславливает, по формуле (7.3), и падение коэффициента успешности разведки. Если в поиск вводятся не все объекты (структуры, литологические ловушки), а лишь отвечающие некоторым критериям, т.е. поиск ведется с учетом предварительной оценки перспективности, коэффициент успешности разведки будет иным. Рассмотрим некоторые характерные ситуации.

1. Методика позволяет надежно выделить группу пустых объектов. Вероятность того, что объект, отнесенный к пустым, окажется продуктивным, 0,05. Вероятность погрешностей во втором классе, т.е. когда объект отнесен к продуктивным, а оказался пустым, неизвестна. В этом случае учетверенная площадь отбракованных объектов вычитается из площади района и все запасы делятся на эту скорректированную площадь, что дает новую оценку плотности запасов ( $\rho^*$  — плотность запасов в пределах района поиска). Подставляя  $\rho^*$  в формулу (7.3), находим  $\beta$ . Возрастание  $\beta$  — показатель эффективности методики перспективного прогноза.

2. Все объекты, вводимые в поиск, оценены, и известна вероятность того, что положительная оценка структуры не подтвердится. Тогда эта вероятность служит оценкой для  $\beta$ , и если предполагается, что методика и дальше будет такой же эффективной, то на всех шагах моделирования  $\beta$  — постоянная величина. Несмотря на то что многие методики, опробованные на экзаменационных выборках, позволяют надеяться, что мы часто имеем дело с такой ситуацией, фактиче-

ски же при применении существующих методик в реальных условиях погрешности классификации часто оказываются иными. Связано это с тем, что при решении практических задач приходится выходить на новые участки, некоторые свойства которых не отражены в материале обучения и экзамена, а равномерное рассредоточение оцениваемых объектов между изученными встречается крайне редко. В этом случае полезно для контроля воспользоваться формулой (7.3), скорректировав плотность запасов за счет исключенных из поиска мало-перспективных структур.

3. Все объекты имеют перспективные оценки запасов (в том числе и нулевые оценки). В поиск вводятся вначале объекты с максимальными запасами, по мере их исчерпания нижняя граница запасов для вводимых в поиск структур понижается.

Пусть в поиск вводятся структуры с запасами больше  $q$ . Среди структур с запасами меньше  $q$  доля пустых структур  $\chi$ . Для совокупности исключенных структур  $\beta_1 = \chi$ , что позволяет рассчитать площадь, выведенную из поиска вместе с этими структурами. Исключенные запасы тоже известны. Разделив оставшиеся запасы на оставшуюся площадь, найдем  $\rho$  и соответствующее значение  $\beta$  для совокупности вводимых в поиск объектов.

**Число скважин, затрачиваемых на опоскование одного объекта ( $r$ ).** Надежность картирования поднятия, соответствие размеров подготовленной структуры размеру скопления, которое разыскивается на этой структуре, предопределяет то число скважин, после бурения которых можно утверждать, что структура пустая, или наиболее вероятное число скважин, которые придется пробурить до открытия залежи. Важным фактором, предопределяющим  $r$ , является степень искажения на сейсмических картах истинной формы поднятия. В.М. Глаговский и В.Х. Кивелди [«Оптимизация...», 1974] моделируют на ЭВМ возможные варианты структурных поверхностей при заданной (в виде структурной карты) одной реализации случайного процесса, применяя метод Монте-Карло. Близкий путь был использован для этой цели автором (В.И. Шпильман, 1979 г.). При этом решались более ограниченные вопросы, чем моделирование всей поверхности, рассматривались смещение свода и вероятность раскрытия замкнутой формы. Результаты такого моделирования, доведенные непосредственно до расчета необходимого числа поисковых скважин, приведены в табл. 8.

Для упрощенного расчета, исходя из среднего размера сети профилей, среднего размера структур и залежей, для Западной Сибири  $r \approx 3$ .

Таблица 8

Число поисковых скважин для выявления залежей в различных ситуациях

Перспективные запасы, усл. ед.	Расстояние между сеймопрофилями																								
	2 км						4 км						6 км						10 км						
	2-4	8-10	30-40	60-100	200-300	600	2-4	8-10	30-40	60-100	200-300	600	2-4	8-10	30-40	60-100	200-300	600	2-4	8-10	30-40	60-100	200-300	600	
1	2	3	4	6	-	-	-	4	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5	2	2	3	4	5	-	-	2	3	4	-	-	-	4	5	5	-	-	-	-	-	-	5	-	-
20	-	1	1	2	3	-	-	1	2	2	3	-	-	2	2	2	4	-	-	-	3	4	-	-	-
50	-	-	1	1	2	-	-	-	1	1	2	4	-	-	2	2	4	-	-	-	-	2	2	3	-
100	-	-	1	1	2	2	-	-	1	1	2	3	-	-	1	2	2	3	-	-	2	2	3	4	4
200	-	-	-	1	1	2	-	-	-	1	1	2	2	-	-	1	1	2	-	-	-	2	2	3	3
500	-	-	-	-	1	1	-	-	-	-	1	1	1	-	-	-	1	2	-	-	-	-	1	2	2

Зная  $r$  и  $\beta$ , определим необходимое число поисковых скважин ( $N_n$ ) для выявления  $l$  месторождений.

$$N_n = r \frac{l}{\beta}, \quad (7.6)$$

а умножив  $N_n$  на среднюю глубину – объем поискового бурения.

### 7.3. РАСЧЕТ НЕОБХОДИМОГО ЧИСЛА РАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН НА КАЖДОМ ШАГЕ

Число скважин для полной разведки месторождения зависит от его размеров и типа залежей. Эта зависимость может быть выведена при обработке данных по разведанным месторождениям провинции. По месторождениям Западной Сибири исследованиями Г.И. Плавника и др. (1978 г.) установлена следующая связь числа необходимых разведочных скважин ( $N_p$ ) с запасами залежи ( $q$ ):

для нефтяных залежей в структурных пластовых ловушках

$$N_p = e^{\frac{0,2}{0,092 - 0,0053 \ln q}} - N_n; \quad (7.7)$$

для нефтяных залежей в структурно-литологических ловушках

$$N_p = e^{\frac{0,2}{0,092 - 0,0053 \ln q}} + 0,65\sqrt{q} - N_n; \quad (7.8)$$

для нефтегазовых залежей (нефть)

$$N_p = e^{\frac{0,2}{0,092 - 0,0053 \ln \omega}} + 0,65\sqrt{q} - N_n; \quad (7.9)$$

где  $\omega = e^{\frac{0,2}{0,092 - 0,0053 \ln q}}$ .

Формулы (7.7) – (7.9) немного изменены по сравнению с предлагаемыми Г.И. Плавником и др. В них добавлен член  $N_n$ , поскольку из способа расчета коэффициентов ясно, что учитывались все скважины, пробуренные на месторождении, в том числе и поисковые ( $N_n$ ).

И.И. Нестеров, Ю.П. Тихомиров и др. (1979 г.) предлагают определять необходимое на разведку число скважин, используя не запасы залежи, а отдельные подсчетные параметры.

Так, для залежей пластового типа

$$N_p = (2,5377 \lg z^2 - 7,9596 \lg z + 5,9471)\theta + R - N_{\text{п}}, \quad (7.10)$$

где  $z = \frac{\bar{h}_0 S}{\bar{h} \bar{m} \bar{\eta}}$ ;  $\theta = \sqrt[3]{\frac{1-K}{K}}$ ;  $\bar{h}_0$  – среднее значение общей мощности;  $\bar{h}$  – среднее значение эффективной мощности;  $\bar{m}$  – средняя пористость;  $\bar{\eta}$  – средняя нефтенасыщенность;  $S$  – предполагаемая площадь залежи;  $K$  – коэффициент нефтеотдачи;  $R = 3 \div 5$ .

Для залежей массивного типа одна из формул имеет вид:

$$N_p = (14,3 \ln z_1 - 19,9726)\theta + R - N_{\text{п}}; \quad (7.11)$$

где  $z_1 = \frac{\bar{h}_0 a}{\bar{h}}$ ;  $a$  – высота залежи.

Специфика обоих подходов очевидна. Когда параметры пласта можно прогнозировать достаточно точно, предпочтительны формулы (7.10) – (7.11), когда прогноз этих величин становится неопределенным, для моделирования лучше воспользоваться формулами (7.7) – (7.9).

При моделировании процесса разведки возникает еще один важный вопрос: какие из выявленных на каждом шаге моделирования месторождения будут вводиться в разведку. Полный ответ на него могут дать детальные экономические расчеты [«Методика...», 1979], экономико-математические модели. При моделировании динамики подготовки ресурсов мы пытаемся получить их обобщенную характеристику, отражающую прежде всего геологию района, его возможности. Поэтому и вопрос о вводе месторождений в разведку решается для некоторых крайних предельных случаев. Если не все выявленные месторождения вводятся в разведку, а только наиболее крупные, это приводит к повышению эффективности на первых этапах по сравнению с вариантами, когда разведываются все месторождения, и к более резкому ее падению в последующем.

Поскольку геологоразведочный фильтр действует таким образом, что половина выявленных месторождений меньше того размера, на который был ориентирован комплекс поисково-разведочных работ, то, уж если быть последовательным при проведении работ до конца, в детальную разведку на каждом этапе работ необходимо вводить только половину выявленных месторождений, наиболее крупные из них.

Введем следующие обозначения:  $l_k$  — последовательность месторождений на  $k$ -м шаге моделирования;  $L_k$  — последовательность всех месторождений, не введенных до  $k$ -го шага и выявленных на  $k$ -м шаге.

Разобьем  $l_k$  на две части, такие, что  $l_k^*$  содержит месторождения из последовательности  $l_k$  с номером от 1 до  $\frac{l_k}{2}$ , а  $l_k^{**}$  — от  $\frac{l_k}{2}$  до  $l_k$ . Аналогичным образом разобьем последовательность  $L_k$  на  $L_k^*$  и  $L_k^{**}$ .  $V_k$  — совокупность месторождений, вводимых в разведку на  $k$ -м шаге. Тогда для любого шага моделирования

$$L_k = l_k \vee L_{k-1}^{**},$$

а в разведку вводится последовательность месторождений

$$V_k = L_k^{**}.$$

Это один из предельных вариантов стратегии, когда, преднамеренно ухудшая эффективность работ в будущем, мы получаем повышение эффективности на ранних этапах разведки региона.

Другой крайний случай — в разведку вводятся все выявленные на  $k$ -м шаге месторождения. Эти два варианта задают коридор возможных значений эффективности работ, динамики подготовки промышленных запасов.

Для каждого  $i$ -го класса месторождений определим по формулам (7.7) — (7.11) значение  $N_{pi}$  и, умножив на число месторождений каждого класса, вводимых на  $k$ -м шаге в разведку, найдем общее число разведочных скважин для  $k$ -го шага, а умножив на глубину нефтегазового комплекса, — объем разведочного бурения.

#### 7.4. ПОСТРОЕНИЕ СВОДНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК

Таким образом, для каждого шага моделирования оказываются рассчитанными: выявленные запасы, запасы, подготовленные по промышленным категориям, объем поискового бурения, объем разведочного бурения. Это позволяет рассчитать эффективность работ, процент перевода потенциальных ресурсов в промышленные категории, построить графики изменения величины подготовки запасов, соотношения объемов поискового и разведочного бурения, эффективности работ в зависимости от объемов работ или от процента перевода потенциальных ресурсов в промышленные категории (рис. 39).

В результате рассчитываются динамические характеристики ресурсов каждого нефтегазоносного комплекса. Ниже рассмотрим ситуацию, когда в районе несколько нефтегазоносных комплексов.

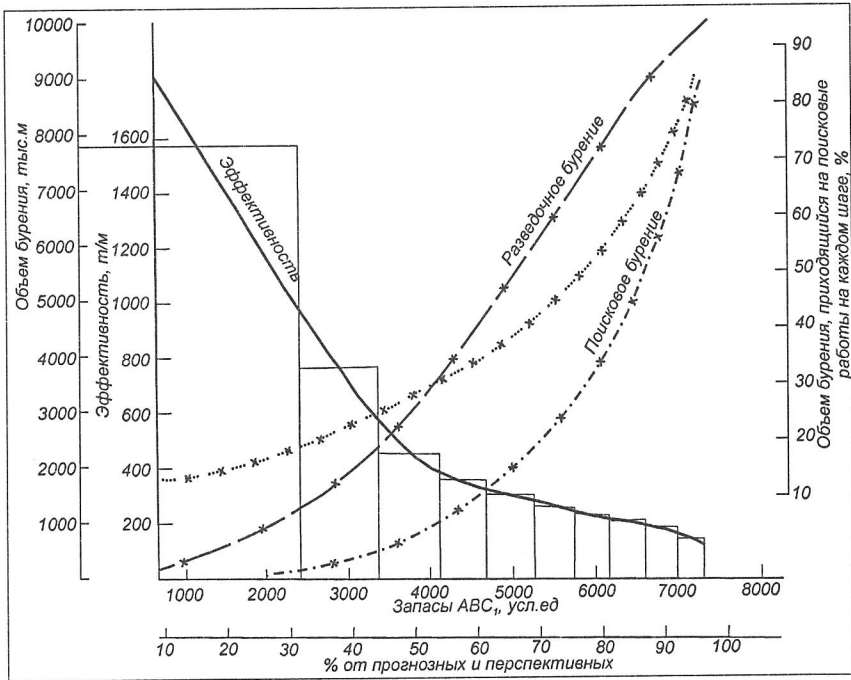


Рис.39. Пример моделирования поисково-разведочного процесса, прогноза эффективности работ

### 7.5. ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАБОТ ПРИ РАЗВЕДКЕ ДВУХ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ КОМПЛЕКСОВ (НГК)

Рассмотрим случай, когда в пределах всего нефтегазоносного района площадью  $F$  перспективны и верхний НГК<sub>I</sub>, и нижний НГК<sub>II</sub>. При этом, конечно, не все месторождения содержат залежи в обоих комплексах сразу. Обозначим:  $S_1$  — площадь месторождений в НГК<sub>I</sub>;  $v_1 = \frac{S_1}{F}$  — доля продуктивной площади для НГК<sub>I</sub>; соответственно введем  $S_2$  и  $v_2 = \frac{S_2}{F}$ . Если  $\rho$  — плотность запасов УВ в районе, а  $\Omega$  — плотность запасов в контуре месторождений, то  $\alpha = \rho/\Omega$ . Отсюда  $S_1 = F\rho_1/\Omega_1$ ,  $S_2 = F\rho_2/\Omega_2$ .

Если комплексы взаимонезависимы, то вероятность ( $P_1$ ) попадания скважины в зону площадью  $S_1$  составит  $P_1 = S_1/F$ , площадью  $S_2$  соответственно  $P_2 = S_2/F$ , а в зону, где продуктивны оба комплекса —  $Z = P_1 P_2 = v_1 v_2$ . ( $P_1 - Z$ ), ( $P_2 - Z$ ) и  $Z$  пропорциональны площадям зон, где продуктивны соответственно только НГК<sub>I</sub>, только НГК<sub>II</sub> и оба комплекса совместно.

Величину  $Z = \frac{\rho_1 \rho_2}{\Omega_1 \Omega_2}$  назовем долей совместно продуктивной площади. Если плотность запасов УВ для каждого НГК оценена и известны характеристики открытых залежей, то  $Z$  можно вычислить на довольно ранних стадиях изученности района. Пусть имеем для НГК<sub>I</sub> эффективность  $\Theta_1$ , глубину  $H_1$ , для НГК<sub>II</sub> —  $\Theta_2$  и  $H_2$  — и известна величина  $Z$ . Если мы «случайным» образом пробуем в районе некоторое число скважин, то доля скважин в каждой из зон (продуктивен только НГК<sub>I</sub> — первая зона, только НГК<sub>II</sub> — вторая зона и продуктивны оба НГК — третья зона) будет пропорциональна площадям этих зон. Поскольку оба комплекса перспективны в пределах всего района, нам для расчета достаточно знать только величину  $Z$  и для числа скважин в каждой зоне можем записать: если в первой зоне число скважин  $n$ , то во второй зоне также  $n$ , а в третьей зоне  $nZ/(1 - Z)$ .

Если мы изучаем бурением оба комплекса одновременно, то может быть два крайних случая. Первый — когда известно положение границ между первой, второй и третьей зонами и мы имеем возможность в первой зоне бурить скважины глубиной  $H_1$ , а во второй и третьей — глубиной  $H_2$ , второй — когда разграничение участков не задано и при совместной разведке обоих комплексов придется бурить все скважины глубиной  $H_2$ .

Для первого случая эффективность работ при совместной разведке двух комплексов

$$\hat{\Theta} = \frac{nH_1\Theta_1 + nH_2\Theta_2 + \frac{nZ}{1-Z}(H_1\Theta_1 + H_2\Theta_2)}{nH_1 + nH_2 + \frac{nZ}{1-Z}H_2} = \frac{H_1\Theta_1 + H_2\Theta_2}{H_1(1-Z) + H_2};$$

$$\text{для второго случая } \Theta = \frac{H_1\Theta_1 + H_2\Theta_2}{3H_2(1-Z)}.$$

В действительности же эффективность работ окажется где-то между этими оценками. С одной стороны, не известно реальных разграничений между зонами. Но с другой стороны, после бурения нескольких скважин в пределах площади на нижней НГК и получения

данных о его неперспективности остальные скважины пойдут на разведку открытой залежи в верхнем НГК и будут иметь глубину  $H_1$ . Реальная эффективность обычно находится ближе к большему значению  $\Theta$  в связи с неслучайным характером бурения скважин. Поэтому среднее значение можно рассматривать как гарантированное, выдаваемое с некоторым запасом прочности, и использовать его для планирования работ

$$\Theta_{\text{пл}} = \frac{\widehat{\Theta} + \Theta^*}{2}.$$

**Пример 1.**  $H_1 = 1500$  м;  $\Theta_1 = 500$  т/м;  $H_2 = 3000$  м;  $\Theta_2 = 300$  т/м;  $Z = 0,2$ . Подставляя эти данные в формулы, найдем  $\widehat{\Theta} = 393$  т/м;  $\Theta^* = 229$  т/м;  $\Theta_{\text{пл}} = 311$  т/м. В этом случае нетрудно увидеть, что подключение нижнего комплекса снижает эффективность работ по сравнению с разведкой только верхнего комплекса.

**Пример 2.**  $H_1 = 2000$  м;  $\Theta_1 = 500$  т/м;  $H_2 = 3000$  м;  $\Theta_2 = 1200$  т/м;  $Z = 0,4$ . Тогда  $\widehat{\Theta} = 1095$  т/м;  $\Theta^* = 852$  т/м;  $\Theta_{\text{пл}} = 973$  т/м. Здесь подключение к одновременной разведке нижнего объекта увеличивает эффективность работ.

Результаты примеров 1 и 2 кажутся самоочевидными, поскольку в первом случае богаче верхний комплекс, а во втором — нижний. Однако может быть и наоборот.

**Пример 3.**  $H_1 = 2000$  м;  $\Theta_1 = 1000$  т/м;  $H_2 = 2500$  м;  $\Theta_2 = 800$  т/м;  $Z = 0,7$ . Тогда  $\widehat{\Theta} = 1290$  т/м;  $\Theta^* = 1777$  т/м;  $\Theta_{\text{пл}} = 1534$  т/м. В этом случае подключение нижнего, более бедного комплекса повышает эффективность работ по сравнению с разведкой более богатого верхнего в 1,5 раза.

Во всех случаях, когда

$$\frac{\Theta_1}{\Theta_2} < \frac{H_2}{H_2 - H_1 Z},$$

подключение нижнего комплекса повышает эффективность работ.

При решении вопроса о вовлечении в поисково-разведочные работы нижних горизонтов приходится считаться и с тем, что время бурения скважин глубиной  $H_2$ , по сравнению со временем бурения скважин глубиной  $H_1$ , возрастает быстрее, чем увеличиваются их глубины, т.е. скорость подготовки запасов при фиксированной мощности предприятия падает по мере роста числа скважин глубиной  $H_2$ .

Скорость подготовки запасов (на станок в месяц) возрастает при подключении нижнего комплекса, если выполняется следующее неравенство:

$$\frac{\Theta_1}{\Theta_2} < \frac{H_2}{H_1 \left( \frac{t_2}{t_1} - Z \right)},$$

где  $t_1$  и  $t_2$  — время, необходимое на сооружение скважин соответственно глубиной  $H_2$  и  $H_1$ ;  $t_1$  и  $t_2$  могут быть найдены по фактическим скоростям бурения скважин глубиной  $H_1$  и  $H_2$ .

Чтобы располагать возможностью определить  $t_i$  для любых  $H_i$ , введем предположение, что бурение скважины осуществляется равномерно, т.е.

$$H = v_0 t - \frac{at^2}{2}.$$

Зная по фактическим данным для двух типов скважин глубиной  $H_1$  и  $H_2$  их время бурения, найдем  $v_0$  и  $a$  и получим возможность определять  $t_i$  для любых  $H_i$

$$t_i = \frac{v_0 \pm \sqrt{v_0^2 - 2aH_i}}{a}.$$

**Пример 4.** Пусть для данного района  $v_0 = 2000$  м/ст-мес.;  $a = 500$  м/(ст.-мес./мес.);  $H_1 = 2000$  м;  $\Theta_1 = 500$  т/м;  $H_2 = 3000$  м;  $\Theta_2 = 1200$  т/м;  $Z = 0,4$ . Подставляя в формулу, найдем:  $t_1 = 1,2$  мес.;  $t_2 = 4$  мес.;  $\Theta_1/\Theta_2 = 0,42$ ;

$\frac{H_2}{H_1 \left( \frac{t_2}{t_1} - Z \right)} = 0,51$ . В рассмотренном примере подключение нижнего комплекса ведет не только к возрастанию эффективности работ в тоннах на метр (см. пример 2), но и к увеличению скорости подготовки запасов.

Принимая решение о вовлечении нижних горизонтов в разведку, необходимо иметь в виду, что вообще задержка с их разведкой ведет к уменьшению эффективности на конечной стадии работ в районе. Если же выполняются введенные выше соотношения, это значит, что отказ от вовлечения в поисково-разведочные работы нижних горизонтов не оправдан не только для всего периода работ в районе, но и для данного сравнительно небольшого отрезка времени (год, пятилетка).

Выведенные формулы могут быть использованы для анализа эффективности работ в двух районах, при этом  $Z = 0$ .

Рассмотренные в настоящей главе имитационные модели позволяют завершить прогнозную оценку района динамическими характеристиками ресурсов, расчетом эффективности работ и обеспечить работы по планированию всем необходимым объемом обобщенной геологической информации.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Прогноз нефтегазоносности все в большей мере превращается в комплексный инженерный расчет величины ресурсов в недрах. Это не означает, что удастся получить точные знания о неоткрытых запасах, а лишь свидетельствует о том, что как сами оценки ресурсов, так и вероятные интервалы их колебаний можно строго обосновать и рассчитывать.

В связи с уменьшением доли интуитивных умозаключений прогнозные расчеты становятся воспроизводимыми. Применяя некоторые однозначные методологические приемы, можно получать однозначные оценки исследуемых регионов при использовании одной и той же информационной базы. Появляется реальная возможность проверять произведенные прогнозы с помощью строгих литологических построений и расчетов. Для этого необходимо оценить внутреннюю непротиворечивость использованных моделей, адекватность моделей реальным геологическим процессам, полноту и достоверность материала обучения, качество математического аппарата, с помощью которого на материале обучения производится расчет моделей, полноту и достоверность информации по оцениваемым объектам, отсутствие погрешностей в расчетах при подстановке в итоговые зависимости параметров оцениваемых объектов. В приведенной схеме оценки качества прогноза отсутствует такая операция, как заключение о правомочности полученной итоговой цифры прогнозных ресурсов. Качественно выполненный прогноз часто дает именно неожиданные итоговые результаты, которые проистекают от одновременного учета многих разнонаправленно действующих параметров. Эта неожиданность должна побуждать проверить еще раз основные элементы расчетной схемы, и если они верны, то следует принять результат.

Геолого-математические модели, описывающие процессы нефтегазообразования и нефтегазокнакопления, получили широкое распространение. Проведенный анализ показал, что в различных нефтегазоносных провинциях влияние на нефтегазоносность ведущих геолого-геохимических параметров описывается одинаковыми количественными зависимостями. Следовательно, становится реальным создание единой количественной модели, описывающей изменение концентрации ресурсов нефти и газа в недрах любой нефтегазоносной провинции. На пути к этой цели стоит еще много нерешенных задач. Весьма схематично удается прогнозировать тип и concentra-

цию исходного для генерации нефти и газа вещества. При этом одно из главнейших свойств РОВ — степень его измельченности, дисперсности — изучается крайне недостаточно, хотя именно суммарная свободная поверхность частичек РОВ предопределяет динамику термокаталитических и радикально-сопряженных реакций. При этом, если концентрация РОВ в осадочном бассейне изменяется обычно на порядок, то при одной и той же концентрации изменение дисперсности РОВ приводит к изменению свободной поверхности на 3 — 4 порядка.

Важнейшими элементами обобщения фактических материалов по региону являются фациальные, палеогеографические построения. Они, с одной стороны, базируются на моделях седиментации, упорядочивающих следование в пространстве различных зон, а с другой — обобщают весь фактический материал, от визуального керна до тонких рентгеноструктурных анализов.

Скорее всего, именно эти реконструкции (обеспечивающие региональность исследования) и детальные геохимические анализы единичных образцов (обеспечивающие глубину познания процессов) должны служить основой прогноза свойств исходного для генерации УВ вещества. Для этого необходимо найти количественные зависимости, предопределяющие влияние фациальных обстановок на концентрацию и дисперсность РОВ, на соотношения концентраций в захороняющемся ОВ липидных, липоидных, белковых, углеводных структур, лигнина. Необходимо разработать более широкий набор моделей генерации УВ с учетом более дробной характеристики свойств исходного РОВ.

Достаточно слабо разработано математическое описание процессов массопереноса вещества, приводящих к формированию и разрушению залежей. Здесь пересекаются две сложные задачи. С одной стороны, сегодня много работ, посвященных некоторым частным механизмам миграции, имеющим прежде всего объяснительную силу, но очень мало обобщающих исследований, описывающих изменение концентрации различных компонентов системы в целом. С другой стороны, миграция происходит в сложно построенных геологических объектах, хороших методов описания которых не существует, а замена их идеальными геологическими телами приводит в ряде задач прогноза к чрезмерным «загрублениям» процесса.

Близкая задача требует своего скорейшего разрешения и при формировании массивов исходной информации. Необходима разработка математического аппарата, описывающего изменения геолого-геохимических параметров в трехмерном пространстве и

позволяющего в этом пространстве выделять геологические объекты сложной структуры, накапливать информации о строении этих объектов.

Много нерешенных задач имеется и в области локального прогноза. Это прежде всего специфические задачи для процессов и объектов данной масштабности, изучение литологических неоднородностей оцениваемых объектов в зоне нефтегазонакопления, процессов, происходящих в зонах замещения проницаемых объектов непроницаемыми, выделение и картирование оцениваемых объектов, учет динамики их тектонического развития, включение в общегеологические методы локального прогноза результатов разработок по «прямым поискам». В общем здесь, как уже отмечалось, на первое место выдвигаются задачи выделения самих локальных объектов, поскольку сегодня обычно решается проблема, сколько УВ может быть сконцентрировано в данной локальной ловушке, хотя потом часто оказывается, что в оцениваемом объеме пород нет самого объекта оценки — ловушки.

Большой круг задач требует своего разрешения при прогнозе условий залегания УВ в недрах и прогнозе результатов воздействия техносферы на геосферу. Все наши знания по геологии региона формируются в результате такого взаимодействия, а обобщенных методов описания поисково-разведочного процесса пока не существует, поэтому в значительной мере на учитываются те искажения, которые вносят в геологические данные разнородные системы наблюдений.

Разработки в указанных направлениях позволят создать единую методику строгого расчета величины ресурсов УВ в недрах любой провинции. Однако уже сегодня выполненные исследования позволили создать обобщенные модели процессов нефтегазонакопления, строгие алгоритмы прогноза и на их основе разработать автоматизированный комплекс прогноза нефтегазонасности для Западной Сибири. Комплекс позволяет рассчитывать модели, хранить всю исходную информацию по подсчетным и эталонным участкам, залежам, структурам, производить подсчет прогнозных и потенциальных ресурсов, выдавать различные сводные документы, рассчитывать условия залегания УВ в недрах, ожидаемую динамику их выявления и эффективность подготовки запасов. Широкое внедрение вычислительной техники позволило реализовать описанные в работе теоретические построения, установить важные геологические закономерности и внедрить в практику оценки ресурсов новые количественные методы прогноза.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

*Бакиров Э.А.* Принципы выделения и классификации нефтегазоносных комплексов и покрышек — В кн.: Губкинские чтения. М., 1972, с. 274 — 281.

*Бухарцев В.П.* Вероятностный прогноз нефтегазоносности. — В кн.: Математика, ЭВМ и АСУ в геологии нефти и газа. М., 1973, с. 7 — 41.

*Буялов Н.И.* Методика прогнозирования нефтегазоносности. — Геол. нефти и газа, 1977, №12, с. 12 — 18.

*Вассоевич Н.Б.* Теория осадочно-миграционного происхождения нефти (исторический обзор и современное состояние). — Изв. АН СССР. Сер. геол., 1967, №10, с. 137 — 142.

*Вассоевич Н.Б.* Основные закономерности, характеризующие органическое вещество современных и ископаемых осадков. — В кн.: Природа органического вещества современных и ископаемых осадков. М., 1973, с. 11 — 59.

*Вебер В.В.* Влияние фаций отложений на превращение органического вещества в процессе литогенеза. — Труды ВНИГНИ, М., вып. 158, 1974, с. 3 — 10.

*Волков А.М.* Прогноз нефтегазоносности локальных поднятий методами распознавания образов. — Труды ЗапСибНИГНИ, Тюмень, вып. 88, 1975, с. 168.

*Высоцкий И.В.* Теоретическая модель вертикального распределения скоплений углеводородов в стратиффере. — В кн.: Современные проблемы геологии и геохимии горючих ископаемых. М., 1973, с.108 — 114.

*Галимов Э.М.* Изотопы углерода в нефтегазовой геологии. М., Недра, 1973.

Геология нефти и газа Западной Сибири/ *А.Э. Конторович, И.И. Нестеров, Ф.К. Салманов и др.* М., Недра, 1975.

*Гольдин С.В., Волков А.М., Гольдина Н.А.* Аксиоматическая классификация залежей нефти и газа и ее применение для описания месторождений Тюменской области. М., Недра, 1970.

*Гороховский В.М.* Математические методы и достоверность гидрогеологических и инженерно-геологических прогнозов. М., Недра, 1977.

*Жданов М.А., Гординский Е.В.* Подсчет прогнозных запасов нефти и газа. М., Недра, 1968.

*Ивахненко А.Г.* Долгосрочное прогнозирование и управление сложными системами. Киев, Техника, 1975.

*Калинко М.К.* Основание закономерности распределения нефти и газа в земной коре. М., Недра, 1964.

*Кноринг Л.Д.* Основы теории оптимизации разведки нефтяных месторождений. Л., Недра, 1980.

*Конторович А.Э.* Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности. М., Недра, 1976.

*Конторович А.Э., Демин В.И.* Методы оценки количества и распределения по запасам месторождений нефти и газа в крупных нефтегазоносных бассейнах. — Геол. нефти и газа, 1977, №12.

Критерии количественной оценки нефтегазоносности крупных территорий/ *В.Д. Наливкин, В.С. Лазарев, М.Д. Белонин и др.* М., ВИЭМС, 1975.

*Максимов С.П., Кунин Н.Я., Сардонников Н.М.* Цикличность нефтегазообразования и вторичная миграция. — Геол. нефти и газа, 1977, №8, с. 30 – 38.

Методика ускоренной разведки нефтяных и газовых месторождений. — Труды ЗапСибНИГНИ, Тюмень, вып. 150, 1979, с. 117.

Методы оценки прогнозных запасов нефти и газа. *Под ред. Джона Д. Хона.* М., Недра, 1978.

Методы оценки перспектив нефтегазоносности/ *М.Д. Белонин, Н.И. Буялов, Е.В. Захаров и др.* М., Недра, 1979.

*Мясникова Г.П., Шпильман В.И.* Метод оценки выдержанности покрышки. — В кн.: Пути повышения эффективности геологоразведочных работ на нефть и газ в Западной Сибири. Тюмень, 1977, с. 7 – 9.

*Мясникова Г.П., Плавник Г.И., Шпильман В.И.* Способ оценки количественной характеристики фаций. — Труды ЗапСибНИГНИ, Тюмень, вып. 120, 1977, с. 4 – 7.

*Напольский М.С.* Качественная оценка перспектив нефтегазоносности. Количественная оценка перспектив нефтегазоносности. — В кн.: Принципы оценки перспектив нефтегазоносности крупных территорий. М., 1964.

*Неручев С.Г.* О возможностях оценки прогнозных запасов нефти на генетической основе. — Геол. нефти и газа, 1964, №7, с.8 – 11.

*Неручев С.Г.* К изучению главной фазы нефтеобразования. — В кн.: Современные проблемы геологии и геохимии горючих ископаемых. М., 1973, с. 43 – 49.

*Нестеров И.И.* Критерии прогнозов нефтегазоносности. — Труды ЗапСибНИГНИ, Тюмень, вып. 15, 1969.

*Нестеров И.И., Потеряева В.В.* К методике оценки ресурсов нефти и газа новых нефтегазоносных территорий. — Геол. нефти и газа, 1971, №6, с. 5 – 10.

Новые характеристики потенциальных ресурсов/ *И.И. Нестеров, В.И. Шпильман, Г.П. Мясникова и др.* — Геол. нефти и газа, 1977, №12, с. 26 – 32.

Оптимизация геофизических работ при поисках и разведке залежей нефти и газа. М., ВНИИОЭНГ, 1974.

Оценка перспективности структур на основе моделирования процессов формирования залежей углеводородов. Труды ЗапСибНИГНИ, Тюмень, вып. 99, 1975, с. 5 – 81.

*Романкевич Е.А.* Геохимия органического вещества в океане. М., Наука, 1977.

*Ростовцев Н.Н.* К методике определения продуктивности структур в нефтегазоносных районах. — Геол. нефти и газа, 1964, №7, с. 1 – 8.

*Рудкевич М.Я.* Тектоника Западно-Сибирской плиты и ее районирование по перспективам нефтегазоносности. М., Недра, 1969.

*Румер Ю.Б., Рывкин М.Ш.* Термодинамика, статистическая физика и кинематика. М., Наука, 1972.

*Салманов Ф.К.* Закономерности распределения и условия формирования залежей нефти и газа. М., Недра, 1974.

Теоретические основы и методы поисков и разведки скоплений нефти и газа/ *А.А. Бакиров, Э.А. Бакиров, В.С. Мелик-Пашаев и др.* М., Высшая школа, 1976.

Теоретические основы прогнозирования нефтегазоносности. — Геол. нефти и газа, 1977, №12, с. 7 – 12.

*Тиссо Б., Пеле Р.* Новые данные о механизме генезиса и миграции нефти, математическое моделирование и его применение при разведке. — В кн.: Последние достижения в понимании происхождения, миграции и аккумуляции нефти и газа и соответствующие методы оценки перспектив нефтегазоносности. М., 1971, с. 75 – 97.

*Трофимук А.А., Конторович А.Э.* Некоторые вопросы теории органического происхождения нефти и проблема диагностики нефтепроизводящих толщ. — Геол. и геофиз., 1965, №12, с. 3 – 14.

Формальная постановка задачи прогноза нефтегазоносности. Краткие сведения об алгоритмах и программах/ *Ю.А. Воронин, А.Э. Конторович, Э.Э. Фотиади и др.* — В кн.: Применение математических методов и ЭВМ для решения задач нефтяной геологии и минерального сырья. М., 1972.

*Шпильман В.И.* Использование методов математической статистики при подсчете прогнозных запасов нефти и газа в Западной Сибири. — Геол. нефти и газа, 1970, №3, с. 8 – 14.

*Шпильман В.И., Плавник Г.И., Завгородняя Л.Д.* Принципы планирования оптимальной подготовки запасов. — В кн.: Методы оптимального планирования геологоразведочных работ на нефть и газ. Тюмень, 1978, с. 3 – 18.

*Burke R.J., Gardner F.J.* The world's monsters oil fields and now they rank. — Oil and Gas Journ., 1969, no.2, p. 43 — 49.

*David A. White, Harny M. Gehman.* Methods of Estimating oil and Gas resources. — Bull. Amer. Assoc. of Petrol. Geol., 1979, vol.63/12, December, p. 2183 — 2192.

*Hinte I.E., Van A.* Jurassic time Scale. — Bull. Amer. Assoc. of Petrol. Geol., 1976, vol. 60, no.4.

*Ivanhoe L.F.* Oil/gas potential in basins estimated. — Oil and Gas Journ., 1976, no 6, vol. 74.

*Rowlands N.I., Sampey D.* Zipf's law — an aid to resource inventory prediction in partially explored areas. Math. Geol., 1977, vol. 9, no. 4, p. 383 — 391.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие.....	3
<b>Глава 1. Задачи и общие принципы количественного прогноза нефтегазоносности.....</b>	<b>5</b>
1.1. Цели и задачи.....	5
1.2. Масштабность, детальность и глубина прогноза.....	11
1.3. Общие принципы решения задач нефтегеологического прогноза.....	14
1.4. Наиболее часто применяющиеся методы прогноза нефтегазоносности.....	28
<b>Глава 2. Модели геологических процессов.....</b>	<b>35</b>
2.1. Модели тектонических процессов.....	35
2.2. Модели нефтегазонакопления.....	66
<b>Глава 3. Объекты количественного анализа и прогноза (для задач регионального прогноза).....</b>	<b>121</b>
3.1. Эталонный участок.....	121
3.2. Подсчетный участок.....	128
3.3. Выделение объектов в разрезе.....	131
3.4. Объекты обобщения и выдачи информации.....	140
<b>Глава 4. Параметры прогноза и краткая характеристика изучаемых объектов.....</b>	<b>145</b>
4.1. Литолого-фациальные характеристики.....	145
4.2. Тектонические и структурные параметры.....	151
4.3. Геохимические и гидрохимические параметры.....	152
4.4. Геотермические параметры.....	152
4.5. Краткая характеристика нефтегазоносных комплексов и их покровов.....	153
<b>Глава 5. Расчет моделей нефтегазонакопления.....</b>	<b>173</b>
<b>Глава 6. Концентрация запасов в залежах и месторождениях различных размеров.....</b>	<b>183</b>
6.1. Геологоразведочный фильтр.....	186
6.2. Обработка данных по разведочным выборкам (РВ).....	188
6.3. Закон распределения залежей в генеральной совокупности (ГС).....	191
6.4. Практическое использование полученных зависимостей.....	197
6.5. Распределение месторождений по величине запасов.....	204

<b>Глава 7. Динамическая характеристика прогнозных ресурсов.....</b>	<b>211</b>
7.1. Очередность выявления месторождений разных размеров.....	212
7.2. Объем поискового бурения.....	213
7.3. Расчет необходимого числа разведочных скважин на каждом шаге.....	218
7.4. Построение сводных характеристик.....	220
7.5. Эффективность работ при разведке двух нефтегазоносных комплексов (НГК).....	221
Заключение.....	226
Список литературы.....	229

ВЛАДИМИР ИЛЬИЧ ШПИЛЬМАН

КОЛИЧЕСТВЕННЫЙ  
ПРОГНОЗ  
НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Редактор *Н.В. Кольмаберг*

Корректор *Н.В. Кольмаберг*

Компьютерная верстка *Ю.В. Мистюриной*

Сдано в набор 12.04.2010. Подписано в печать 11.08.2010.  
Формат 70x100/16. Тираж 500 экз. Заказ № 179.

Типография "Уральский центр академического обслуживания"  
620219, г. Екатеринбург, ул. Первомайская, 91