

Оценка
промышленных
запасов
нефти, газа
и газоконденсата

Оценка промышленных запасов нефти, газа и газоконденсата

Оценка
промышленных
запасов
нефти,
газа
и газоконденсата

553
0-93

-15475-



ИГГ АН ССРС
МОСКВА «НЕДРА» 1981

УДК 553.98.048

Оценка промышленных запасов нефти, газа и газоконденсата/
Л. Ф. Дементьев, Ю. В. Шурубор, В. И. Азаматов и др. — М.:
Недра, 1981, 380 с.

В книге освещен опыт подсчета запасов в нефтегазоносных районах различного геологического строения с учетом последних достижений в области геологии нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений. Изложены современные методы получения единичных результатов определения параметров и расчетных величин, входящих в подсчетные формулы. Рассмотрены подсчет запасов в трещинных карбонатных коллекторах, применение математических методов при обобщении и оценке точности и надежности первичной информации и конечных результатов. Цель книги — способствовать повышению качества подсчета запасов нефти, газа и конденсата, она будет полезна работникам, связанным с проектированием и планированием геологоразведочных работ.

Книга предназначена для работников производственных и научно-исследовательских организаций.

Табл. 43, ил. 99, список лит. — 271 назв.

Авторы:

*Л. Ф. Дементьев, Ю. В. Шурубор, В. И. Азаматов,
Ю. М. Кондрушкин, А. Е. Куликович, Н. Н. Марков,
А. В. Меркулов, Н. М. Свихнушин, Ч. А. Султанов.*

Рецензенты:

д-р геол.-минер. наук *Н. С. Ерофеев* (ИГ и РГИ);
д-р геол.-минер. наук *В. П. Бухарцев* (ИГ и РГИ).

ПРЕДИСЛОВИЕ

В «Основах законодательства Союза ССР и союзных республик о недрах» указано, что предприятия, организации и учреждения, осуществляющие геологическое изучение недр, обязаны обеспечивать: 1) полноту изучения геологического строения недр, горнотехнических, гидрогеологических и других условий разработки разведанных месторождений; 2) достоверность определения количества и качества запасов основных и совместно с ними залегающих полезных ископаемых и содержащихся в них компонентов, геолого-экономическую оценку месторождений полезных ископаемых; 3) ведение работ по геологическому изучению недр методами и способами, исключающими неоправданные потери полезных ископаемых и снижение их качества.

Из этих положений видно, что советское общество на современном этапе своей истории предъявляет достаточно жесткие и конкретные требования как к процессу ведения геологоразведочных работ, так и к получению наиболее качественных результатов. С позиций этих требований подсчет запасов полезных ископаемых (в том числе нефти, газа и конденсата) заключается не только в определении их количества. Процедура подсчета запасов направлена на определение количества нефти, газа и конденсата, а также на изучение их качества (физико-химических, товарных свойств и т. п.), на исследование особенностей их залегания, определяющих горнотехнические условия и экономику извлечения полезных ископаемых из недр.

В настоящее время подсчет или пересчет запасов нефти, газа и конденсата представляет собой комплекс работ, при выполнении которых производится информация, необходимая как для оценки народнохозяйственной

значимости того или иного месторождения, так и для обоснования технологической схемы или проекта разработки залежей этих полезных ископаемых.

В «Основных направлениях экономического и социального развития СССР на 1981—1985 годы и на период до 1990 года» предусматривается «...ускоренное развитие работ по геологическому изучению территории страны, увеличению разведанных запасов минерально-сырьевых ресурсов, в первую очередь топливно-энергетических». Решение важнейших задач рационального использования природных ресурсов тесно связано с качеством разведки и методикой обобщения геологической информации при подсчете и пересчете запасов. При таком подходе запасы — это не просто кубометры или тонны нефти, газа и конденсата. Это в первую очередь кубометры горных пород, не насыщенных или насыщенных нефтью или газом, залегающих вблизи или на определенном удалении от подошвенных и контурных вод, характеризующихся различными пористостью, нефтенасыщенностью, проницаемостью, а следовательно, продуктивностью, сложно чередующихся между собой, с разной интенсивностью реагирующих на гидродинамическое воздействие (отборы, закачку воды и т. п.).

Поэтому подсчет запасов — не только совокупность арифметических действий в соответствии с известными формулами, но и процедуры, основной целью которых является изучение структуры нефтегазоносного пласта (горизонта), выявление в пределах и за пределами залежи геологических тел и изучение их свойств, увязка этих свойств с техникой и технологией добычи нефти и газа, с требованиями экономики, как это делается при установлении кондиций. Важной задачей, решаемой при подсчете запасов, должно являться установление границ выделяемых геологических тел, их неоднородности, взаимосвязанности, изолированности и т. п.

Основная задача геологического изучения месторождения или залежи состоит в изучении их строения, архитектуры или внутренней структуры. Подсчет запасов — конечная стадия решения этой задачи, причем определение количеств нефти, газа или конденсата — первая ее часть.

Это положение служит причиной появления в литературе по запасам такой задачи, как дифференциация запасов. Если запасы — производные от структуры залежи, то дифференциация запасов — не что иное, как выявление этой структуры, выделение в пределах залежи геологических тел, различающихся по интенсивности проявления полезных свойств, таких как проницаемость, нефтенасыщенность, продуктивность (характеризуемая коэффициентом продуктивности), нефтеотдача.

Методика подсчета запасов и определения подсчетных параметров, обоснование категорий запасов, их номенклатура, требования к разведке в связи с подсчетом — все эти вопросы получают систематическое освещение не только в периодической литературе, но и в монографиях. Поводом для написания этой книги явился тот факт, что в имеющейся опубликованной литературе вопросы подсчета запасов излагаются таким образом, будто в этой области геологических знаний уже не осталось нерешенных проблем. Создается впечатление, что методика подсчета запасов достигла своего совершенства. Это впечатление подкрепляется тем, что разные монографии, написанные в различное время и разными авторами, весьма сходны по своей структуре, кругу рассматриваемых вопросов, характеру изложения материала.

Книга, предлагаемая вниманию специалистов, не является пособием по подсчету запасов или руководством к применению соответствующих инструкций; она не представляет собой сборник правил и методов решения тех или иных вопросов, связанных с подсчетом. Цель монографии состоит в том, чтобы на многочисленных и разнообразных примерах месторождений различных нефтяных районов показать, что проблема подсчета запасов еще не решена, причем она усложняется, требует постоянного внимания, направленного на решение все новых и новых задач, которые возникают в связи с углублением наших знаний о природе геологических явлений, с расширением наших возможностей (например, тех, которые открывает применение ЭЦВМ).

Книга написана коллективом авторов, занимающихся подсчетом запасов нефти, газа и конденсата в залежах,

характеризующихся самыми различными геологическими условиями (терригенные и карбонатные коллекторы, геосинклинальные и платформенные области и т. п.). В процессе своей работы каждому из авторов приходилось сталкиваться с различными трудностями, искать решения различных задач, что и обусловило специфику предлагаемой книги.

В монографии освещаются такие вопросы, как современный системно-структурный подход к задачам подсчета запасов, современные методы получения единичных результатов определения параметров и расчетных величин, входящих в подсчетные формулы, использование опыта определения нефтегазоотдачи по длительно разрабатываемым залежам, подсчет запасов в трещинных и кавернозных карбонатных коллекторах, применение математических методов при обобщении первичной информации и геометризации залежей, применение ЭВМ при подсчете запасов и для оперативного управления геологоразведочными работами, а также ряд других вопросов.

Издание настоящей книги, по мнению авторов, должно способствовать повышению эффективности геологоразведочных работ и качества подсчета запасов нефти, газа и конденсата, облегчить работникам производства и научно-исследовательских институтов решение широкого круга вопросов, связанных с требованиями к результатам подсчета, проектированием разработки месторождений и планированием деятельности геологоразведочных и нефтегазодобывающих предприятий по изучению геологического строения нефтегазовых залежей.

Книга написана по инициативе профессора Л. Ф. Деметьева, разработавшего ее программу, организовавшего работу авторского коллектива и осуществившего также общую компоновку текста.

Раздел I

НЕКОТОРЫЕ ВОПРОСЫ МЕТОДОЛОГИИ ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ НЕФТИ, ГАЗА И КОНДЕНСАТА

Глава I

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕНДЕНЦИИ В РАЗВИТИИ ПРИКЛАДНОГО ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ЗНАНИЯ

Характерной особенностью научного знания во все времена является то, что в его развитии наблюдается две тенденции: дифференциация науки на отдельные отрасли по мере увеличения общего объема накопленных знаний и объединение различных научных дисциплин обобщающими фундаментальными идеями (синтез знаний) [226]. Представляется теоретически и практически важным рассмотреть под таким углом зрения некоторые современные направления прикладных геологических исследований.

Инженерная деятельность человека в основном связана с тем или иным воздействием на геологические объекты (добыча полезных ископаемых, строительство разного рода промышленных и гражданских сооружений и т. п.). При этом специфика результатов воздействия находится в прямой зависимости от специфики техники и технологии воздействия, а эффективность инженерной деятельности связана с тем, насколько правильно и полно выявлены, описаны и учтены особенности геологической обстановки, в которой протекает эта деятельность.

Существование указанной специфики техники и технологии и ее результатов явилось причиной возникновения прикладной геологии [61], включающей исследования в области нефтегазопромышленной, рудничной, инженерной геологии, а также поиски и разведку месторождений различных полезных ископаемых [16, 61, 100, 113, 167, 27 и др.].

М. А. Жданов характеризует нефтепромысловую геологию таким образом: «Нефтепромысловую геологию можно определить как науку о методах и способах изучения нефтяного месторождения по данным бурения и эксплуатации скважин и пластов с целью обеспечения максимального отбора нефти из недр» [100, с. 8].

Согласно М. Н. Альбову и А. М. Быбочкину, «всестороннее геологическое изучение месторождений в процессе их эксплуатации и

вытекающие из этого изучения практические рекомендации по максимальному извлечению их запасов составляют основные задачи обслуживания рудника или горного цеха». Этим определяются распространенные у нас в стране понятия «рудничная геология» и «рудничная геологическая служба» [16, с. 21].

В. М. Морозов так определяет инженерную геологию: это «отрасль геологии, изучающая геологические условия и динамику верхних горизонтов земной коры в связи с инженерной деятельностью человека. Конечной целью инженерно-геологических исследований является комплексная оценка геологических факторов как природных, так и вызванных инженерной деятельностью человека» [61, с. 144].

Наконец, А. Б. Каждан, вслед за В. М. Крейтером, утверждает, что разведка месторождений полезных ископаемых представляет самостоятельную геолого-экономическую науку: «Разведка представляет собой пример взаимопроникновения пограничных областей знания, которые в настоящее время оформляются в самостоятельную гибридную ветвь, сближая научные и технические интересы геологов, горняков, технологов и экономистов. Как самостоятельная научная отрасль разведка имеет свои цели, предмет и методы исследования» [113, с. 6].

Для преследуемых нами целей можно ограничиться приведенными определениями. Из них видно, как проявляется тенденция к дифференциации знания, в результате которой возникают отдельные направления исследований, претендующие на роль самостоятельных наук или ветвей науки. В зависимости от вида и свойств полезного ископаемого, от технологии его добычи или от специфики других видов инженерной деятельности в поле зрения геолога попадают разные стороны геологических объектов, используются, на первый взгляд, разные методы обработки и обобщения первичной информации, а также практического применения результатов при решении инженерных задач, что и служит оправданием претензий на роль самостоятельных ветвей науки.

Вместе с тем, в рассматриваемой области геологического знания все отчетливее начинает проступать и противоположная, интегративная тенденция. Проанализируем ее причины и формы более подробно.

Основанием для возникновения тенденции к синтезу прикладного геологического знания является тот факт, что наряду с различиями между направлениями прикладных геологических исследований имеется весьма много общего. Эта общность отчетливо проступает, если проанализировать рассматриваемые направления на основе методологического принципа, называемого структурно-системным подходом и применительно к геологии обстоятельно описанного академиком Ю. А. Косыгиным [128].

Прежде всего можно утверждать, что объектом прикладных геологических исследований является та часть статического геологического пространства, которая соответствует области локализации процессов взаимодействия инженерного сооружения с веществ-

вом, заполняющим эту часть геологического пространства. При этом под инженерным сооружением нами понимается промышленное сооружение любого характера: система эксплуатационных и нагнетательных скважин на нефтяном месторождении, система горных выработок на рудном месторождении, плотина гидроэлектростанции, карьер и т. п.

В процессе прикладных геологических исследований изучаются условия залегания, морфология, состав и свойства нефтеносных, рудоносных, водоносных и тому подобных пород или пород, служащих основанием какого-либо строящегося или построенного сооружения.

В результате любых прикладных геологических исследований создаются модели структур массивов горных пород, подвергающихся тому или иному инженерному воздействию [33, 87, 90, 91, 113, 208 и др.]. Характерная особенность этих структур состоит в том, что они являются структурами природных геологических систем, усложненных за счет выделения в них новых элементов, связей и отношений в соответствии с требованиями технологии инженерного воздействия и экономики, либо возникающих в результате этого воздействия.

В структуре систем, изучаемых при прикладных геологических исследованиях, в качестве элементов, как правило, кроме природных, естественных геологических тел, выступают также и условные геологические тела, границы которых устанавливаются в соответствии с характером и требованиями конкретных инженерных задач (например, по кондициям), а положение этих границ определяется свойствами естественных геологических тел, являющихся элементами первичной геологической системы.

Связи и соотношения, образующие структуру, выступающую как следствие взаимодействия геологической и технической систем (или как следствие технологико-экономических требований), обуславливаются, кроме естественных геологических причин, также видом и интенсивностью статических и (или) динамических нагрузок на первоначальную геологическую систему (в нефтегазопромысловой геологии, инженерной геологии и т. п.), создаваемых инженерным сооружением.

Успех в решении специфических задач, ради которых проводятся прикладные геологические исследования, зависит главным образом от того, насколько правильно понята (изучена) и насколько правильно и эффективно описана и учтена структура геологической системы, подвергающейся инженерному воздействию.

Следует также подчеркнуть, что в рамках прикладных геологических исследований любой специфики определяется ряд однотипных задач, а именно: разрабатываются методы опробования, решаются вопросы, связанные с плотностью и формой сети наблюдений, совершенствуются методы анализа и обобщения результатов наблюдений, исследуется влияние инженерного воздействия на первичные геологические условия, выявляются результаты этого воздействия и т. п.

Таким образом, мы видим, что в прикладной геологии существует довольно прочный фундамент для возникновения интегративных процессов, охватывающих все ее направления.

Как отмечается в современной литературе по методологии науки, синтез знаний протекает в двух формах: методологической и междисциплинарной [226].

Методологический синтез осуществляется на основе проникновения в разные науки обобщающих фундаментальных идей, а также на основе таких особенностей современной науки, как тенденция к унификации понятийного аппарата (появление универсальных понятий) и некоторых специальных методов исследования, а также усиление математизации знания.

Междисциплинарный синтез связан с переносом информации из одной области науки в другую, с развитием единого метода функционального анализа процессов разных классов и с выявлением лидирующей роли той или иной науки в научном знании.

Роль лидирующей науки в современной геологии, очевидно, с полным правом приобретает тектоника. Прежде всего, по выражению Ю. А. Косыгина [128, с. 12], «для решения многих практических задач именно тектоника представляет каркас, скелет, координатную систему, к которой привязываются все данные о распределении месторождений полезных ископаемых и которая позволяет прогнозировать новые месторождения. Данные тектоники используются в инженерной геологии при проектировании сооружений, в сейсмологии — для предсказания землетрясений и т. д., тектоника как отрасль геологической науки служит связующим звеном для других геологических дисциплин». И наконец, «в широком смысле слова тектонику можно было бы назвать метагеологией, поскольку она изучает структуру и закономерности геологических построений». Такая роль тектоники связана, помимо указанного выше ее места среди геологических наук, еще и с тем, что именно в рамках тектоники в настоящее время ведется интенсивная разработка методологических основ геологии, обсуждаются и намечаются пути построения геологической теории [128, 218, 230, 235 и др.]. Именно тектоника явилась источником тех фундаментальных идей, которые сегодня составляют стержень, основу методологического синтеза в геологии и, в частности, синтеза прикладных направлений геологических исследований.

Среди таких идей в первую очередь следует назвать структурно-системный подход и идею формализации геологических понятий. Именно на этой основе наблюдаются, например, процессы унификации понятий. Так, понятия геологического пространства, геологической границы, геологического тела, элементаризации геологического пространства в одном и том же объеме используются в инженерной и нефтепромысловой геологии; общеупотребительным [33, 87, 90, 208 и др.] стал термин «структура» в том понимании, как он используется в работах [128, 235 и др.].

Мощным фактором интеграции знаний в прикладных направлениях геологии стали математизация геологии и метод моделирова-

ния, завоевывающие все более широкие области [33, 87, 90, 91, 95, 113, 128, 153, 184, 208, 215, 216, 218, 235, 245, 262, 271 и др.]. Характерно, что математические методы и математическое моделирование в разных прикладных геологических дисциплинах применяются для решения одних и тех же задач: описания неоднородности геологических тел, оценки достоверности результатов наблюдений и их обработки, определения необходимого и достаточного числа наблюдений, разграничения геологических тел, изучения связей между их свойствами, описания пликтивных и дизъюнктивных дислокаций и др. Это позволяет использовать достижения, например, инженерной геологии при решении задач изучения нефтяных или рудных месторождений, о чем свидетельствуют многочисленные взаимные ссылки авторов исследований, работающих в разных областях прикладной геологии.

Таким образом, можно сделать вывод о существовании сильной интегративной тенденции в той области геологических знаний, которая связана с инженерной деятельностью. В своих методологической, методической и теоретической частях различные направления прикладной геологии становятся все более близкими, и устойчивый характер этого сближения нуждается в объяснении.

Представляется, что причина устойчивой тенденции к интеграции прикладного геологического знания состоит в следующем. Если отвлечься от специфики деятельности геолога-прикладника, связанной со спецификой инженерного воздействия на геологические системы, то в этой деятельности можно выделить основное ядро, сформулировать проблему, от решения которой зависит успех инженерной деятельности, — это выявление структуры геологической системы, являющейся объектом инженерного воздействия. При решении указанной проблемы геолог-прикладник решает ряд задач, общий характер, научное содержание которых не зависят от узкого профиля геолога: описание геологических тел, изучение их неоднородности, морфологии, условий залегания, взаимного расположения в пространстве, создание оптимальной системы наблюдений, поиск эффективных методов обобщения и отображения информации и т. п.

Методы и средства, используемые для решения указанных геологических задач (проходка горных выработок, опробование, моделирование и т. п.), в своей принципиальной основе также не зависят от характера решаемых инженерных задач.

Следовательно, разные направления прикладной геологии имеют общую цель — познание геологических систем, сходных с точки зрения своего положения на иерархической лестнице структурной организации вещества и различающихся лишь по «потребительной стоимости» для общества, т. е. по тому, какое именно из свойств той или иной системы используется обществом для достижения своих целей или удовлетворения потребностей.

Объектом прикладных геологических исследований являются геологические тела, в которые организовано вещество, заполняющее ту часть геологического пространства, которое подвергается

инженерному воздействию. Их предмет составляют модели структуры данной части геологического пространства, изучаемого на определенных уровнях структурной организации вещества. Следовательно, главной целью прикладных геологических исследований является выявление структуры области взаимодействия геологической и технической систем (технической) систем. Специфика этой структуры обуславливается тем, что она представляет собой продукт наложения новых связей и отношений, порождаемых инженерной деятельностью и ее целями, на связи и отношения первичной, изначальной геологической структуры.

Целесообразно выделить некоторые блоки задач, решаемых в рамках прикладных геологических исследований. Каждый из таких блоков будет представлять собой совокупность конкретных узких задач, специфика решений которых, возможно, зависит от специфики геологических систем, подвергающихся инженерному воздействию (например, нефтяное или рудное месторождение), и от специфики инженерного воздействия (например, добыча полезного ископаемого или строительство). Возможно выделение следующих блоков задач:

1. Определение границ области взаимодействия геологической и технической систем. Так, при решении задач разработки нефтяных и газовых месторождений важное значение имеет связанность залежи с законтурной областью, размеры упруговодонапорной системы и т. п. При изыскательских работах «установление границы области (сферы) воздействия сооружения на горные породы требуется для определения территории, в пределах которой сосредоточивают инженерно-геологическую разведку, и глубины, охватываемой исследованиями» [33, с. 15]. Границы области взаимодействия геологической и технической систем устанавливаются и при подготовке к разработке месторождений рудных, угольных и других полезных ископаемых [169, 194].

2. Построение полноопределенного геологического пространства в пределах области взаимодействия геологической и технической систем. В этот блок в первую очередь входят все задачи, решаемые в рамках стратиграфии *minimum* [235]. Кроме того, решаются задачи, связанные с изучением пликативных, дизъюнктивных и инъективных дислокаций, а также неслоистых структур.

3. Расчленение естественных геологических тел на условные с учетом требований и возможностей техники, технологии и экономики. Одной из важнейших конкретных задач, входящих в этот блок, является установление кондиций и других граничных значенных свойств естественных геологических тел.

4. Создание классификаций областей взаимодействия геологической и технической систем по типам их структур [114].

5. Проведение терминологических исследований с целью создания единого точного языка, характеризующегося использованием унифицированных терминов, поддающихся стандартизации.

Методы решения прикладных геологических задач, как и вообще методы любой науки, подразделяются на эмпирические и теоретические [64, 235]. Их анализ представляется одним из важнейших этапов логико-методологического анализа прикладной геологии.

Эмпирические методы реализуются с помощью материальных средств познания, таких как горные выработки (включая скважины) и приборы, используемые для наблюдений и измерений в горных выработках и в лаборатории, а также экспериментальные установки.

Методы наблюдения с помощью горных выработок играют настолько важную роль, что они обособились в самостоятельную область практической деятельности геологов, получившую название разведки (разведка месторождений полезных ископаемых или инженерно-геологическая разведка). Роль этих методов в достижении конечной цели прикладной геологии такова, что некоторые исследователи [113] рассматривают их как самостоятельную ветвь геологической науки. Однако эта точка зрения не является бесспорной. Более того, как отмечает А. М. Марголин [153], в спорном вопросе о том, относится ли геологоразведочное производство к сфере материального производства, «сейчас уже все склоняются к положительному ответу».

Вместе с тем, там же совершенно справедливо подчеркивается, что «геологоразведочная деятельность не относится к числу типичных производственных отраслей материального производства. Это связано с тем, что, во-первых, целью функционирования геологоразведочной отрасли является не непосредственное производство тех или иных вещественных предметов, а выявление и разведка минерального сырья как потенциального предмета труда горнодобывающей промышленности... Во-вторых, геологоразведочные работы во всех звеньях имеют не чисто производственный, а скорее научно-производственный характер, когда производственные процессы бурения скважин, проходки горных выработок, опробования горных пород, геофизических наблюдений и т. п. выполняются для сбора сведений о запасах минерального сырья, повышения точности представлений о свойствах, количестве и качестве разведанных запасов, уточнения результатов геолого-промышленных исследований» [153, с. 12, 13].

Развивая и углубляя эту мысль, следует прежде всего сказать, что разведочные работы вообще (включая инженерно-геологическую разведку) имеют экспериментальный характер, направленный на получение информации о геологических объектах, представляющих практический интерес в том или ином отношении. Их специфичность состоит в производственном характере экспериментальных средств и масштабов. Средствами проведения эксперимента в данном случае являются горные выработки, установки и приборы для осуществления опробования самых разных видов и в самых разных объемах. В проведении этого эксперимента участвуют не отдельные лица или научные коллективы, а производственные организации или научно-производственные объединения. Однако сущность вопроса от этого не меняется.

Представление о том, что разведка является самостоятельной научной отраслью, возникло вследствие запутанности представлений о причинах и следствиях в организации, проведении и интерпретации результатов разведочных работ.

А. Б. Каждан пишет: «Основным методом разведки является моделирование месторождений и важнейших свойств полезных ископаемых... Теоретические основы разведки содержат систему идей и положений, отражающих объективные законы геологического развития земной коры и процессов рудообразования, а также закономерности пространственного размещения полезного ископаемого в недрах. Методологические основы разведки включают в себя совокупность приемов исследования, обобщающих практику геологоразведочных работ с учетом требований промышленности к минеральному сырью в недрах» [113, стр. 6].

Современным знаниям о недрах мы обязаны теоретическим успехам разведки как науки, применяющей метод моделирования, разработавшей систему идей и положений, отражающих объективные геологические законы, и создавшей специальную совокупность приемов исследований. Между тем все обстоит как раз наоборот. Не наши знания расширяются и углубляются с развитием разведки как науки, а разведка как метод эксперимента в промышленном масштабе совершенствуется в связи со все более глубоким познанием свойств и строения геологических систем. Углубление наших знаний об особенностях различных геологических систем позволяет создать новые приборы и другие средства опробования, осуществлять осознанный выбор систем точек наблюдений и выбирать методы обработки информации, поступающей в результате проведения разведки, соответствующие количеству и качеству информации.

Н. П. Бусленко подчеркивает, что «только наличие соотношений, связывающих искомые технико-экономические характеристики испытуемого объекта с его параметрами, позволяет получить обоснованные суждения о перечне необходимых испытательных мероприятий и их рациональной последовательности, совокупности регистрируемых величин, о требованиях к точности измерений и частоте регистрации и т. д. Эти же соотношения служат для определения оценок искомых характеристик, удовлетворяющих соответствующим статистическим требованиям (несмещенность, минимум дисперсии и др.)» [37, стр. 6].

Другими словами, имея представление о свойствах «испытуемого объекта» и зная зависимость технико-экономических характеристик объекта от его свойств, можно эффективно организовать сбор информации о подобных объектах. Аналогичную мысль высказывает и А. М. Марголин: «Методы оценки месторождений, проводимой на той или иной стадии разведки, различаются в принципе лишь степенью сочетания априорной информации, извлекаемой из опыта разведки и разработки аналогичных месторождений, с апостериорной информацией, получаемой при разведке оцениваемого объекта» [158, стр. 28].

Таким образом, разведку (включая и инженерно-геологическую разведку) как совокупность работ и различного вида исследований, проводимых в пределах области взаимодействия геологической и технической систем (в том числе и при эксплуатации месторождений), можно полностью отнести к группе эмпирических методов прикладных геологических исследований.

Теоретические методы прикладных исследований направлены на выявление и изучение причин, связей, зависимостей, взаимодействий в области воздействия технической системы на геологическую, и оказывающих определяющее влияние на результаты этого воздействия. К числу теоретических методов относятся такие, как анализ, синтез, аналогия, моделирование и т. п. Теоретические методы реализуются с помощью таких средств, как понятия, термины, знаки и символы, обозначающие эти понятия; законы, принципы и т. п.

В качестве теоретических методов и средств прикладной геологии в первую очередь выступают теоретические положения геологических и технических наук, таких, как тектоника, стратиграфия, петрография, геохимия, геофизика, подземная гидромеханика и другие, а также отраслевая экономика, позволяющие устанавливать свойства элементов изучаемых систем, определять их границы, связи, отношения и решать другие задачи исследовательского и практического характера.

Теоретические методы в геологии вообще развиты недостаточно. Поэтому основным методом обобщения эмпирического материала является метод моделирования, при реализации которого все большее значение приобретает математическое моделирование. Математика дает средства эффективно систематизировать эмпирические данные, выявлять и описывать зависимости между ними. Методы математики выступают как средство логической систематизации фактического материала, средство идеализации результатов наблюдений, формулирования гипотез и построения моделей.

Одним из наиболее давно применяемых в геологии является геометрический метод, который исследователями рассматривается как самостоятельная научная дисциплина, получившая название горной геометрии или геометрии недр [215, 245]. При решении задач геологии должны найти применение и такие геометрии, как проективная, дифференциальная, топологическая и др. [218].

Широчайшее применение в решении прикладных задач нашли вероятностно-статистические методы. Именно с проникновением этих методов в геологические исследования [33, 87, 90, 91, 95, 113, 208, 216 и др.] стало очевидным единство объекта и предмета, целей и задач, методов и средств различных направлений прикладной геологии. Именно эти методы пока составляют теоретическую основу разведки как разновидности эксперимента, проводимого в промышленных масштабах.

Среди теоретических средств прикладной геологии особо следует остановиться на принципе симметрии [262]. В наше время инженерная деятельность людей, связанная с воздействием на геоло-

гические системы, в значительной степени протекает в рамках осадочной оболочки Земли, в понимании акад. Ю. А. Косыгина, т. е. в пределах внешней оболочки земного шара, в структуре которой «по тем или иным признакам можно распознать слои, ранее сформировавшиеся на поверхности Земли. Осадочная оболочка в принятом здесь смысле состоит из пород различного происхождения, т. е. осадочных, изверженных и метаморфических» [128, с. 94].

Симметрия слоистой структуры осадочной оболочки является мощным фактором успешного решения огромного числа как научных, так и практических задач. Сложная структура области взаимодействия геологической и технической систем в очень большом числе случаев проявляется на фоне слоистой структуры. При этом элементы слоистой структуры (слои, пласты и т. п.) рассматриваются как системы более низкого порядка, также являющиеся объектами пристального изучения с целью познания их более глубоких структур и их взаимосвязи в самом широком смысле.

Очевидно, не менее важным принципом симметрии является и при изучении геологических систем с неслоистой структурой. В работе [41, с. 112] показано, что «основным формообразующим фактором рудных полей является симметрия потоков рудоносных растворов в поле земного тяготения, создающих ореольные, конические, билатеральные и плоские морфологические типы рудных полей». На основе этого принципа там же описаны морфологические типы рудных полей и их структуры, а также охарактеризованы закономерности рудолокализации в их пределах.

Таким образом, использование принципа симметрии оказывает весьма эффективным при изучении геологических систем любого происхождения и структуры. Весьма важно то, что на основе этого принципа возможна классификация областей инженерного воздействия, а также создание специальных методов эффективного описания структур различных классов.

Естественно возникает вопрос: какую пользу можно извлечь из того факта, что прикладные геологические направления характеризуются существенным единством объекта и предмета, целей и задач, методов и средств исследований?

Прежде всего становится очевидным, что исследователи, которые утверждают, что конечной целью геологии является поиск месторождений полезных ископаемых [55, 128, 235 и др.], правы лишь отчасти. С не меньшим основанием можно утверждать, что конечной целью геологии является установление геологических фактов и законов, которые используются для решения ряда инженерных задач, не связанных с поисками. Изучаемые инженерной тектоникой геологические системы не перестают быть геологическими от того, что они являются объектами инженерного воздействия.

Ясное представление о том, что геология имеет две конечные цели — поиск месторождений полезных ископаемых и обеспечение эффективного функционирования определенных технических систем — позволяет по-иному взглянуть на содержание и характер

так называемого поисково-разведочного процесса или процесса геологоразведочных работ. На сегодня этот процесс рассматривается как «единый по своему характеру», разделяющийся на последовательные стадии, различающиеся по видам работ и их детальности [167, 169, 184, 194 и др.].

Между тем поисковые и разведочные работы имеют ряд весьма существенных различий. Объектами поисковых работ служат геологические системы, элементами структуры которых являются геологические тела порядка (по Ю. А. Косыгину) не ниже пятого (см. главу II). Отдельные элементы этих систем высокого уровня служат целью поисковых работ. Разведка, как было показано выше, — по существу экспериментальный метод, цель которого — изучение структуры элементов, являющихся объектом поиска.

Различие в уровнях структуры объектов, изучаемых при проведении поисковых и разведочных работ, и в целях этих работ обуславливает и различие в методах и масштабах исследований. Комплекс, методика и масштабы работ, направленных на открытие месторождений полезных ископаемых, существенно отличаются от комплекса, методики и масштабов работ, называемых разведкой месторождения. Если при поисках (в том числе и инженерно-геологических) основными видами работ являются геологическая съемка и полевые геофизические исследования с применением горных выработок в относительно малых количествах, то при разведке (в том числе и инженерно-геологической) горные выработки — основной источник информации. На поисковом этапе система пунктов наблюдений характеризуется существенной разреженностью, большой протяженностью профилей и т. п. При проведении разведочных работ эти показатели «миниатюризируются», сжимаются, плотность пунктов наблюдения на единицу площади возрастает на несколько порядков.

Рассмотрение поисков и разведки как единого процесса является причиной того, что эффективность (геологическая и экономическая) геологоразведочных работ оценивается в целом для всего комплекса работ путем сопоставления общих затрат с количеством запасов полезного ископаемого, подсчитанных по разным категориям. При этом исчезает возможность оценить эффективность каждого этапа отдельно, а также эффективность отдельных видов работ. Различие в масштабах изучаемых геологических систем в целях, ради которых проводятся работы, а также в масштабах и видах работ порождает необходимость отдельной оценки эффективности поисков и разведки.

В литературе нередко приходится встречать высказывания такого рода: «Разведка с формальной точки зрения занимается измерением объема рудной залежи и определением средней величины качества одного или нескольких компонентов руды» [95, с. 179]. Аналогичные высказывания можно привести и в отношении разведки залежей нефти и газа. Такой точки зрения придерживаются работники геологоразведочных предприятий. Подобная точка зрения есть следствие фетишизации запасов, приведшей к выделению

их подсчета в самостоятельную задачу. Совершенно естественно, что запасы, т. е. обнаруженное количество полезного ископаемого, являются основным критерием при решении вопроса о переходе от поисковых работ к разведочным, о постановке детальных разведочных работ, о мощности (производительности) горнодобывающего предприятия, а также при решении вопросов финансирования. Однако проведение разведки необходимо не только для «измерения объема рудной залежи» (или залежи какого-либо другого полезного ископаемого). Не менее важной задачей является выяснение горнотехнических условий эксплуатации месторождения, что невозможно без изучения его структуры. В книге И. Д. Когана [121] можно найти немало примеров, когда запасы были подсчитаны неправильно в связи с неизученностью структуры залежей или когда правильно подсчитанные запасы ГКЗ не были приняты в связи с тем, что структура не изучена. Известны также случаи неправильного проектирования добывающих (в том числе и нефтегазодобывающих) предприятий вследствие неверных представлений о структуре месторождений (см. главу V, § 2).

Познание структуры геологического пространства — основная цель прикладной геологии, а запасы — производное от структуры месторождения (залежи). При таком подходе становится очевидным, что физические запасы представляют собой совокупность элементов структуры, которых присущи полезные свойства. Процедура подсчета запасов с такой точки зрения сводится к определению суммарного объема элементов системы, характеризующихся содержанием полезного компонента в определенном количестве, и доли этого объема, приходящейся на полезный компонент.

Вместе с тем становится очевидным и то, что одной из важнейших задач подсчета запасов на современном этапе следует считать задачу выделения элементов структуры статического геологического пространства, определение их границ, а следовательно, и размеров, а также описание их свойств.

С позиций сказанного в настоящей главе представляется весьма важным рассмотрение возможностей реализации системно-структурного подхода при подсчете запасов нефти, газа и конденсата и в первую очередь выделения структуры в геологическом пространстве и определения границ элементов структуры, а также состояния методов исследований, подсчета запасов и методик разведки, соответствующих тем требованиям, которые предъявляет системно-структурный подход.

Глава II

ПРИНЦИПЫ СИСТЕМО-СТРУКТУРНОГО ПОДХОДА К ИЗУЧЕНИЮ НЕФТЕГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

В результате различных по характеру и целям исследований, проведенных в последнее десятилетие и связанных с изучением нефтега-

зовых залежей, все более рельефно формируется представление о том, что основным фактором, порождающим большинство трудностей, возникающих при решении задач разведки, подсчета запасов и разработки нефтяных и газовых залежей, является неоднородность нефтегазоносных пластов. Опыт показал, что по большинству месторождений накопление и обобщение геологических материалов, поступающих при разбуривании залежей по эксплуатационной сетке, приводит к необходимости внесения существенных изменений в ранее сложившиеся представления о строении залежей, пересчета запасов и пересмотра (или существенного корректирования) запроектированной системы разработки. Именно эти факты, пробудившие широкий интерес к проблеме неоднородности нефтегазоносных пластов, позволили понять, что применявшаяся при проектировании разработки схематизация залежей в виде простых однородных тел геометрически правильной формы является неудовлетворительной, и требуется построение моделей, по своим свойствам более близких к реальным геологическим объектам.

Правильная организация разведочных работ и подсчет запасов нефти и газа, нахождение оптимального варианта разработки и выработка наиболее эффективных мероприятий по ее регулированию, поиски путей повышения нефтеотдачи и продление срока безводной эксплуатации скважин, интерпретация результатов промыслово-геофизических и гидродинамических исследований скважин — вот далеко не полный перечень проблем, успешное решение которых существенно зависит от наших знаний о неоднородности объектов разведки и разработки, от нашего умения объективно и достаточно адекватно описывать эту неоднородность и учитывать ее при решении задач геологоразведочной и нефтегазодобывающей отраслей.

Вопросами геологической неоднородности в течение ряда лет занимались такие исследователи, как В. И. Азаматов, К. Б. Аширов, В. А. Бадьянов, Б. Т. Байшев, Ю. П. Борисов, А. И. Вашуркин, В. В. Воинов, Л. Ф. Дементьев, М. А. Жданов, А. С. Жданов, Ю. В. Желтов, А. Г. Ковалев, В. И. Колганов, А. В. Кузнецов, В. С. Мелик-Пашаев, Т. П. Миронов, М. Г. Ованесов, В. С. Орлов, З. К. Рябинина, Б. Ф. Сазонов, Е. И. Семин, В. В. Стасенков, М. Л. Сургучев, И. П. Чоловский и др. Полученные ими результаты показывают следующее.

1. При определении понятия «геологическая неоднородность» необходимо иметь в виду, что геологические объекты характеризуются иерархической структурой, причем количество структурных уровней, на которых возможно рассмотрение того или иного объекта, может быть обусловлено его природой или какими-то иными причинами.

2. Геологические объекты характеризуются множеством свойств, имеющих особенность с точки зрения распределения их значений в геологическом пространстве, что порождает широкое разнообразие представлений о неоднородности одного и того же

объекта, зависящих от того, по какому свойству (или перечню свойств) мы будем изучать неоднородность. Множественность возможных уровней рассмотрения геологического объекта порождает множество типов, а множественность свойств, которые присущи объекту, порождает множество видов неоднородности.

3. Учитывая иерархичность строения геологических объектов, говорить об их неоднородности вообще, очевидно, смысла не имеет. Понятие геологической неоднородности должно быть определено именно с учетом того, что определение должно содержать указание на объект, о неоднородности которого идет речь.

4. Структурный уровень, а следовательно, и представление об объекте, неоднородность которого изучается, очевидно, связаны с целями изучения геологической неоднородности и с характером задач, решаемых для достижения этих целей. Поэтому определение геологической неоднородности должно содержать какое-то указание на цели и задачи исследования.

5. Положительного эффекта в решении проблемы геологической неоднородности, очевидно, можно добиться, лишь опираясь на принципы системно-структурного подхода.

Как было показано в предыдущей главе, развитие системно-структурного подхода характеризует тенденцию, свойственную в настоящее время исследованиям в области геологии вообще и в области прикладной геологии в частности.

В общем случае под системой понимается совокупность элементов, определенным образом связанных между собой и образующих некоторую целостность. Эта целостность обуславливается определенными связями и отношениями между элементами.

Совокупность связей и отношений между элементами называется структурой системы.

Согласно Ю. А. Воронину, Ю. А. Косыгину и другим исследователям, развивающим системно-структурный подход [128 и др.], в современной геологии можно выделить три четко различающихся направления исследований.

К первому направлению относятся исследования последовательности залегания слоев, формы, размеров, состава и соотношений геологических тел, выделения типов горных пород по их составу и другим вопросам, связанных с современным состоянием и пространственным расположением геологических объектов. Задачи этого направления решаются с помощью различных пространственных построений, при которых геологические объекты представляются неподвижными. К таким задачам относятся: описание химического, минералогического и петрографического состава горных пород и их физических свойств; выяснение размеров и строения залежей нефти и газа, пространственного размещения запасов и т. п.

Второе направление составляют исследования современных геологических процессов, происходящих на протяжении четвертичного периода. Здесь изучаются динамические явления, к которым

относятся современные движения земной поверхности, землетрясения, извержения вулканов, современная геологическая деятельность ветра, ледников, подземных и наземных текучих вод, моря и другие непосредственно наблюдаемые процессы. Подход к решению задач второго направления является чисто физическим и связан с измерением скоростей, сил и других подобных физических параметров.

Названные выше и аналогичные им геологические процессы могут быть смоделированы в лабораторных условиях, что облегчает их изучение.

К третьему направлению относятся разнообразные историко-генетические исследования, касающиеся реконструкции геологического времени, а также вопросов последовательности возникновения различных геологических объектов, последовательности и распространенности таких явлений геологического прошлого, как трансгрессии и регрессии моря, образование (и разрушение) залежей полезных ископаемых, оледенения и т. п. Сюда же входят различные палеогеографические, палеоклиматические, палеотектонические и тому подобные реконструкции, а также вопросы генезиса горных пород, полезных ископаемых и т. п. Решение задач третьего направления весьма специфично. Оно осуществляется методами, которые называются логическими. Ведь ни геологическую историю, ни процессы геологического прошлого мы не можем непосредственно наблюдать. Для их восстановления, выяснения происхождения геологических образований и их развития, изменений мы располагаем данными только о современном строении Земли или ее участков, о геологических объектах, их составе и соотношениях, а также данными наблюдений над современными процессами и их результатами в естественных и лабораторных условиях.

Анализируя современную статическую структуру, мы можем рассматривать геологические объекты — элементы структуры как результаты событий геологического прошлого, объясняя при этом последовательность объектов как смену событий. Сравнение объектов, возникших в результате процессов геологического прошлого, с современными образованиями (или с результатами лабораторных экспериментов) позволяет высказывать суждения о характере древних геологических процессов. Таким образом, решение задач третьей группы заключается не в проведении измерений или наблюдений, а лишь в построении различных реконструкций, основывающихся на знании свойств и характеристик наблюдаемых и измеряемых современных статических и динамических геологических систем.

Охарактеризованным направлениям соответствуют определенные типы изучаемых геологических систем — статический, динамический и ретроспективный. Каждый тип систем характеризуется свойственной только ему природой элементов, их отношений и связей (т. е. структурой), принципами исследования, типами моделей, являющихся результатами научных обобщений [128].

Вполне очевидно, что месторождения нефти и газа, заключенные в них залежи, нефтегазоносные пласты, рассматриваемые вне истории их образования и вне процессов извлечения из них нефти, газа и воды, представляют собой статические геологические системы, т. е. такие системы, в которых время является фиксированным. При изучении статических систем рассматриваются только пространственные отношения между элементами и свойства элементов. В связи со сказанным представляется необходимым более подробно рассмотреть принципы изучения статических геологических систем. Основой представлений о нефтегазоносных пластах как объектов, которые с теоретических и практических позиций целесообразно рассматривать в качестве некоторых систем, характеризующихся определенными структурами, явились результаты, изложенные в работах [87, 90, 113, 128, 129, 251, 257, 258, 261] и др.

§ 1. ПРИНЦИПЫ ИССЛЕДОВАНИЯ СТАТИЧЕСКИХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ СИСТЕМ

В основе описания геологических статических систем лежит понятие о статическом геологическом пространстве. Исследования пространственного распределения свойств вещества в осадочной оболочке, выделение и описание геологических тел, изучение их пространственных соотношений, их сравнение и классификация ведутся в той части физического пространства, которая занята осадочной оболочкой Земли. Кроме того, геологи изучают распределение вещества и в пределах Земли в целом, и в пределах любых других ее частей (помимо осадочной оболочки). В соответствии с этим под геологическим пространством понимается часть физического пространства, занятого планетой Земля, а также любая часть этой части физического пространства.

Поскольку в статических системах геологическое пространство рассматривается в фиксированный момент времени, то оно называется статическим геологическим пространством. Термин «пространство» является синонимом термина «множество» и используется для обозначения множеств, обладающих специальными свойствами. В качестве элемента пространства рассматривается точка, в которой в принципе может быть изучено как угодно большое число свойств вещества, заполняющего это пространство (литологических, геохимических, геофизических, палеонтологических, физических и т. д.). Следует иметь в виду, что можно говорить не только о трехмерном, но также и о двумерном или одномерном геологическом пространстве, когда точки, входящие в рассматриваемое множество, распределены по некоторой поверхности (например, по поверхности напластования) или по линии (по стволу скважины).

Статическое геологическое пространство может быть представлено бесконечным или конечным количеством точек, в каждой из которых может быть изучено бесконечное или конечное количество свойств вещества.

Пространство, представленное бесконечным количеством точек, каждой из которых присуще как угодно большое количество свойств, является реальным геологическим пространством, изучить которое путем непосредственных наблюдений невозможно, во-первых, потому, что сплошное обследование всего бесконечного множества точек по бесконечному списку свойств нецелесообразно с экономической точки зрения, а во-вторых, потому, что такое пространство является неконструктивным — в нем нельзя провести какие-либо построения. Именно поэтому количество точек, в которых производится изучение свойств, и число этих свойств всегда ограничены. Так, при разведке залежей наблюдения проводятся в скважинах, расположенных на некоторых достаточно больших расстояниях друг от друга, и в каждой скважине исследуются далеко не все свойства пород, которыми они характеризуются в данной точке.

В результате ограничения количества точек наблюдения изучаемое геологическое пространство оказывается представленным в виде некоторого конечного множества точек. В процессе конкретного исследования не может быть изучена и никогда не изучается вся совокупность возможных свойств вещества в каждой точке этого конечного множества. Любой специалист при изучении геологического пространства изучает те свойства, которые составляют предмет его исследования, и абстрагируется от всех остальных свойств. Так, геофизик изучает физические свойства горных пород и не рассматривает палеонтологические или гидродинамические их характеристики.

В конечном итоге в результате организованных наблюдений мы имеем дело с геологическим пространством, представленным в виде конечного множества точек, каждая из которых охарактеризована некоторой вполне определенной, соответствующей цели исследования конечной совокупностью независимо измеряемых свойств (некоторым списком свойств).

Если в точке измерены значения всех свойств из заданного списка (входящих в заданную совокупность), указаны способы измерения этих свойств и точность измерения, то такую точку называют формальной точкой статического геологического пространства. Множество формальных точек называется формальным статическим геологическим пространством. В реальном геологическом пространстве может быть построено как угодно много формальных пространств, в зависимости от того, какое количество точек мы выберем для наблюдения, каковы будут заданные списки свойств и что мы будем понимать под точкой наблюдения. Очевидно, что формальное геологическое пространство, построенное по данным разведочных скважин, будет иным, чем пространство, построенное по данным эксплуатационных скважин.

Для каждого специального геологического исследования изучаются, как уже говорилось, не все, а некоторые конкретные свойства вещества (горных пород). Например, для подсчета запасов нефти в недрах необходимо знать толщину нефтенасыщенных

пород, их пористость, нефтенасыщенность, плотность нефти. При литологических исследованиях осадочных пород изучаются петрографические свойства — размеры и окатанность зерен, их минералогический состав, форма и состав цемента и т. п. При проектировании разработки также производится учет специфических свойств горных пород. Другими словами, при специальных целенаправленных исследованиях изучаются специализированные формальные статические геологические пространства.

Частным случаем специализированного пространства является пространство, формализованное только по какому-либо одному определенному свойству. Такое пространство называется элементарным формальным статическим геологическим пространством. Таковы, например, пространства, точки которых охарактеризованы только пористостью, или только проницаемостью, или только коэффициентом продуктивности и т. п.

Формальное геологическое пространство представлено как конечное множество точек. Реальное пространство, которое представляет для нас интерес, содержит бесконечное множество точек, т. е. является непрерывным. При решении любой практической задачи необходимо знать, какие значения приобретают свойства вещества в любой точке реального геологического пространства, а не только в формальных точках.

Формальное пространство, т. е. то пространство, которое мы получаем по данным измерений и наблюдений, является неполноопределенным. Неполноопределенное пространство используется для построения непрерывного геологического пространства, в котором значения свойств вещества каким-либо способом (например, экстраполяцией или интерполяцией) определены для каждой точки. Такое пространство является полноопределенным. Переход от неполноопределенного к полноопределенному пространству является процедурой построения модели реального геологического пространства. В результате этой процедуры мы от неполноопределенного формального геологического пространства переходим не к реальному геологическому пространству, а к его модели.

По одному и тому же неполноопределенному пространству в зависимости от выбранных процедур интерполяции и экстраполяции могут быть получены разные модели, в различной степени соответствующие реальному строению изучаемого геологического пространства. Характерной особенностью моделей, обусловленной объективными закономерностями процесса познания, является то, что ни одна модель не может выразить всех свойств и отношений моделируемого объекта. Всякая модель характеризует объект лишь упрощенно, приближенно. Степень приближения (упрощения) модели зависит от ряда факторов: степени сложности строения объекта, от того, при помощи каких средств (теоретических и технических) осуществляется моделирование, от количества используемой информации, а также от целей моделирования.

Кроме того, для одного и того же реального геологического пространства можно построить несколько специализированных мо-

делей (в соответствии с упомянутым ранее принципом специализации). Между специализированными моделями можно установить корреляционные отношения, используя которые, в свою очередь можно проводить корректирование одной модели по другой, построение модели одной специализации по модели другой специализации и т. п. Использование этих возможностей способствует получению более адекватных представлений о строении реального геологического пространства. Такой подход достаточно широко используется в нефтегазопромысловой геологии, например, когда по данным об изменении проницаемости или гидропроводности объекта (модель одной специализации) судят о продуктивности разных участков залежи (модель другой специализации).

Важным элементом процедуры перехода от неполноопределенного к полноопределенному пространству, т. е. процедуры построения модели реального геологического пространства, является проведение геологических границ. До проведения границ формальное пространство является неполноопределенным, т. е. значения тех или иных признаков нам известны лишь в отдельных точках — пунктах наблюдения. Проведение границ означает разделение пространства на области, в отношении которых допускается (или считается, принимается), что внутри этих областей значения признаков известны для любой точки. В результате пространство становится полноопределенным.

Геологическая граница — это любая поверхность (линия или точка в двумерном или одномерном пространстве), проведенная в геологическом пространстве в результате некоторой однозначной процедуры. К геологическим границам, так же как и к геологическому пространству, применим принцип специализации. Геологические границы являются специализированными по тому свойству или списку свойств, по которому они выделены. Специализация границы называется ее геологической природой. Границы могут быть литологическими, геофизическими, биостратиграфическими и т. д.

Мерность границы на единицу меньше мерности пространства, в котором она выделяется: в трехмерном пространстве граница будет двумерной (плоскость или более сложная поверхность), в двумерном — одномерной (прямая или линия более сложной формы), в одномерном — точка (тело, не имеющее измерений, нулевой мерности).

Одни границы существуют в природе, и наше дело — найти их и проследить; другие, хотя и обусловлены распределением вещества в пространстве, однако положение их зависит от наших построений, т. е. от применяемой процедуры их выделения. Есть границы, не зависящие от распределения вещества в пространстве. Таким образом, геологические границы различаются по мерности, геологической природе и процедуре выделения. По мерности выделяются три разновидности границ: двумерные, одномерные и нульмерные; по геологической природе — сколько угодно; по про-

цедуре выделения — шесть типов: резкостные, дизъюнктивные, условные первого, второго и третьего типов и произвольные.

1. К резкостным границам относятся естественные границы, которые наблюдаются (различаются) по резкой смене физических свойств вещества, петрографической структуры и т. д. Таковы, например, поверхности напластования. Резкостные границы полностью определяются распределением значений свойств вещества в геологическом пространстве. Эти границы представляют собой поверхности (линии или точки), при переходе через которые резко изменяются значения отдельных свойств или производных от этих свойств, по которым формализовано пространство.

2. Дизъюнктивными границами являются границы, связанные с разрывом сплошности геологического пространства. Эти границы могут комбинироваться с резкостными или условными границами (например, нарушенные резкостные границы, нарушенные условные границы первого типа). Дизъюнктивные границы представляют собой тектонический контакт в виде поверхности, линии или точки. При переходе через такую границу свойства вещества могут резко меняться (например, когда контактируют слои разного литологического состава) или не испытывают резкого изменения (например, когда дизъюнктивная граница представлена трещиной с небольшим смещением или вообще без смещения).

3. Положение условных геологических границ первого типа зависит от распределения значений свойств вещества в пространстве, но определяется оно в зависимости от той процедуры, которую мы применяем, чтобы с учетом распределения свойств провести эту границу. К условным границам этого типа относятся поверхности (линии, точки), на которых отдельные свойства из совокупности свойств, по которым формализовано пространство, принимают некоторые фиксированные значения. Такими значениями являются, например, кондиционные значения пористости или проницаемости, которые разделяют нефтенасыщенные породы на те, из которых нефть будет поступать в скважины при данной системе разработки, и те, которые нефти отдавать не будут.

4. Условная граница второго рода также связана с распределением значений свойств вещества в геологическом пространстве, но для определения ее положения требуется применение по крайней мере двух процедур, например: выделение резкостной геологической границы и определение положения на этой границе точек со сходными геометрическими характеристиками, которые и определяют положение условной границы второго типа. Такой границей будет, например, замкнутая изогипса, определяющая размер антиклинальной складки; изогипса — это геометрическое место точек равной высоты над уровнем моря, расположенных на кровле (или подошве) пласта, являющейся резкостной границей.

5. Положение условных границ третьего типа также зависит от распределения значений свойств вещества в пространстве. В данном случае эти свойства истолковываются при помощи ретроспективных реконструкций, что предполагает использование дина-

мических систем и гипотез в соответствии с принципом актуализма. К условным геологическим границам третьего типа относятся хроностратиграфические границы — поверхности равного времени, но не биостратиграфические, выделяемые как резкостные. К ним же относятся границы, определяемые при палеопостроениях, фациальные границы и т. д.

6. Произвольные границы не связаны с распределением вещества. Их положение в пространстве зависит только от поставленных и решаемых задач, обусловлено соображениями удобства, экономической целесообразностью и т. п. Например, при изучении свойств коллекторов нефти и газа пористость, проницаемость пород определяются по образцам керна, поверхность которого может рассматриваться в качестве произвольной геологической границы. К этому типу могут быть отнесены также границы категорий запасов, не совпадающие с какими-либо естественными или условными границами, т. е. проводимые по скважинам.

Основанием для проведения геологических границ (за исключением произвольных) служат данные измерений, наблюдений или определений свойств вещества и распределение этих значений в геологическом пространстве.

Часть статического геологического пространства, ограниченно геологическими границами, называется геологическим телом. Мерность геологического тела равна мерности пространства, в котором оно выделяется. В двумерном и одномерном геологических пространствах геологические тела представляют собой части поверхности или отрезки линий. Для выделения геологического тела достаточно указать его границы. По характеру ограничения геологические тела можно разделить на резкостные, дизъюнктивные, условные первого, второго и третьего рода, ограниченные комбинированными границами.

Кроме того, геологические тела могут быть простыми и сложными. Геологические тела, внутри которых по рассматриваемой совокупности признаков (по заданному или выбранному списку свойств) нельзя провести ни одной естественной или условной границы, называются простыми, а тела, внутри которых можно провести хотя бы одну такую границу, — сложными. Тела, среди границ которых имеются и условные, называются условными геологическими телами.

При рассмотрении сложного тела как системы составляющие его безусловные или условные простые тела выступают как элементы системы. Поэтому разбиение сложного тела на простые тела называется элементаризацией сложного тела. Элементаризация имеет смысл только в конкретном формальном статическом пространстве, т. е. может быть проведена только по заданному списку свойств. Элементаризация геологического пространства является необходимой предпосылкой его описания.

После того, как тело выделено, его следует описать, чтобы иметь возможность решать практические задачи, а также сравнивать его с другими телами, классифицировать геологические тела,

что необходимо для решения более сложных структурных задач. Например, описав пласты (толщи, свиты), можно построить стратиграфические колонки и сопоставить разрезы.

Описание геологического тела без четко сформулированной задачи не может служить предметом исследования, так как оно могло бы потребовать больших непродуктивных затрат труда и времени. Всякое описание должно быть подчинено задачам исследования и ограничено в соответствии с этими задачами.

Для описания геологического тела надо указать его размеры, форму и состав. Кроме того, необходимо также отметить положение тела в пространстве (положение центра масс и ориентировку), которое используется для структурных построений.

Геологические тела различаются (или могут быть классифицированы) по порядку их размеров, т. е. могут быть выделены тела первого, второго и т. д. порядков или уровней. Это обусловлено тем, что геологические тела, принадлежащие к определенному порядку (или порядкам), обладают не только установившимися пределами размеров, но и особенностями состава, строения и происхождения, отличающими эти тела от тел других порядков (уровней). Следовательно, выделение порядков имеет смысл не только для отсеивания тел определенной крупности, но и главным образом для выделения таких множеств геологических объектов, которые позволили бы исследовать специальные вопросы геологического строения и развития.

Для отбора объектов исследования по порядку их размеров в зависимости от цели исследования и его детальности важно иметь систему оценки размеров геологических тел. Размеры геологических тел должны оцениваться относительно какого-либо единого природного масштаба и сводиться в определенные порядки. Масштаб и правила определения порядков могут быть различными в соответствии с целями и детальностью исследований.

Академик Ю. А. Косыгин в качестве одного из возможных вариантов предлагает следующий [128, с. 60]. За масштаб он рекомендует принять самое крупное геологическое тело — планету Земля, объем которой 10^{12} км³. Если разделить все множество тел на порядки таким образом, что линейные размеры тел соседних порядков будут отличаться на один порядок, то их объемные размеры будут отличаться на 10^3 .

Тогда геологические тела по размерам могут быть отнесены к порядкам, указанным в табл. 1.

Описание формы и состава геологического тела также должно проводиться в соответствии с задачами и масштабом исследования. Так, при стратиграфических исследованиях достаточно указать, что исследуемое тело имеет форму слоя. Изгибание слоя, его нарушенность сбросами и т. п. при таком исследовании роли не играют и в описание форм слоев не входят. При описании форм тела, так же как и при описании размеров, желательно иметь соответствующий «масштаб». Роль «масштаба» в данном случае должна играть классификация или перечень форм с тем, чтобы

Таблица 1

КЛАССИФИКАЦИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ТЕЛ ПО РАЗМЕРАМ

Порядок	Размеры, км ³	Примеры геологических тел
I	10^{12} — 10^9	Земной шар, ядро, земная кора
II	10^9 — 10^6	Чехлы Сибирской и Русской платформ, чехол Западно-Сибирской плиты
III	10^6 — 10^3	Прикаспийская мезозойская впадина, соляные массивы-гиганты (Чолкарский, Байчунас и др.)
IV	10^3 — 10^0	Соляные массивы Прикаспийской впадины (Доссор, Магат, Искине)
V	10^0 — 10^{-3}	Типичные газовые залежи Западной Сибири
VI	10^{-3} — 10^{-6}	Небольшие нефтяные или газовые залежи или части крупных залежей
VII	10^{-6} — 10^{-9}	Отдельные линзы или пропластки в объеме нефтегазонаосного пласта
VIII	10^{-9} — 10^{-12}	Условные тела объемом от 1 м ³ до куска керна, подвергающегося анализу на пористость или проницаемость

была возможность сопоставить описываемые тела с этим «масштабом» форм.

Состав простого тела может быть описан несколькими способами.

Первый способ описания состоит в его характеристике по средним значениям свойств. В этом случае не указывается, как изменяются значения свойств внутри тела. В качестве примера можно привести такое описание пород пласта Д₁ Шкаповского нефтяного месторождения: «Породы-коллекторы пласта Д₁ представлены мономинеральными, кварцевыми, хорошо отсортированными мелкозернистыми песчаниками и крупнозернистыми алевролитами. Цемент преимущественно контактовый, участками карбонатный и глинистый. Содержание глинистого цемента обычно не превышает 5—7% и редко доходит до 15%. Зерна кварца окатанные и полуокатанные, размеры их не превышают 0,25—0,30 мм».

В модели простого тела, описанного таким способом, нельзя провести условные границы первого типа, так как при таком описании размещение значений свойств внутри тела остается неизвестным.

Второй способ описания состава простого тела заключается в том, что значения свойств указываются для некоторого дискретного ряда точек внутри него, и таким образом описываются изменения значений свойств внутри тела. Например, при описании пласта песчаника могут быть указаны значения его пористости (проницаемости, нефтенасыщенности и т. п.) в нескольких точках (скважинах), в которых были проведены соответствующие измерения. В результате может быть построена модель простого тела, а в ней проведены условные границы первого типа на основании свойств, по которым описан состав тела. Примерами моделей простых тел, построенных по описаниям, сделанным вторым способом,

могут служить карты в изолиниях пористости, проницаемости и т. п.

Третий способ описания состава простых тел состоит в использовании математических функций различной сложности, с помощью которых описываются закономерности изменения в пространстве различных свойств простого тела (это полиномы различных степеней, сплайн-функции, случайные функции и т. д.).

Четвертый способ состоит в применении для описания состава геологического тела методов математической статистики (теории распределений, корреляционно-регрессионного анализа и т. п.).

Для описания сложного геологического тела надо прежде всего охарактеризовать его как простое тело, имея в виду существование характеристик, по которым каждое сложное тело может быть выделено как простое, т. е. как элемент некоторой более крупной системы. В качестве таких характеристик нефтегазоносных пластов служат, например, значения эффективной толщины, средние по всему объему значения пористости, проницаемости, площадь залежи и др. Сложное тело можно также подразделить на ряд простых тел, которые по отношению к этому сложному телу являются элементами его структуры. Поэтому указанное выше описание сложного тела должно быть дополнено описанием его структурных элементов как простых тел.

Важным моментом изучения статического геологического пространства является исследование его структуры, под которой понимается совокупность отношений и связей между элементами геологических систем. Когда речь идет о структуре именно геологических тел, то под отношениями понимаются пространственное положение и соотношение количеств их элементов, обладающих разными свойствами, а под связями — те силы, которые удерживают элементы в пределах системы, а также обеспечивают существование системы как органичной целостности.

В соответствии с системным подходом понятие структуры может быть применено к горным породам и другим геологическим структурно-вещественным ассоциациям, рассматриваемым в качестве систем. Очевидно, прежде чем изучать структуру горной породы или какого-то другого геологического объекта, предварительно необходимо провести элементаризацию формального геологического пространства по заданному списку свойств, соответствующих характеру (содержанию) решаемой задачи.

§ 2. СТРУКТУРНО-СИСТЕМНЫЙ ПОДХОД К НЕФТЕГАЗОВЫМ ЗАЛЕЖАМ ПРИ ПОДСЧЕТЕ ЗАПАСОВ

Для того чтобы изучить и описать структуру геологической системы, необходимо выделить элементарные геологические тела, выступающие в виде тех частей, единство которых и представляет собой изучаемую систему. Выделение таких элементов системы осуществляется в соответствии с задачами исследования, а сама

процедура разбиения, как было сказано выше, называется элементаризацией геологического пространства.

Геологические объекты характеризуются иерархическим строением, глубокой иерархией систем различных масштабов и рангов, соответствующих неодинаковым уровням структурной организации геологического пространства. Это значит, что при изменении задачи объекты, которые раньше анализировались как элементы некоторой системы, теперь могут рассматриваться в качестве систем меньшего масштаба и, наоборот, система может определяться как элемент некоторой более крупной системы.

При проведении элементаризации сложного геологического тела прежде всего нужно разобраться в естественном строении этого тела, т. е. выявить естественные структурные уровни его организации и изучить тело на уровне организации, необходимом для решения конкретной задачи.

Например, при рассмотрении терригенных нефтегазоносных пластов естественным образом выделяются следующие уровни организации:

1. Организация на уровне минерального зерна, когда отдельное минеральное зерно выступает как элементарное тело, совокупность таких тел образует систему, называемую горной породой.

2. Организация на уровне горной породы, когда горная порода определенного вида (класса), например песчаник или алевролит, залегающая в виде тела некоторой формы и размера, может рассматриваться как элемент более крупной системы, называемой в нефтегазопромысловой геологии продуктивным (нефтегазоносным, нефтегазонасыщенным и т. п.) пластом или горизонтом, или как их часть.

3. Организация на уровне части пласта или горизонта, выделяемой в результате оптимального расчленения объекта, например с помощью ГСР [87], когда такие части (песчаные и глинистые полулитмы) выступают в качестве элементов системы, представляющей собой нефтегазоносный пласт или горизонт. Если пласт (горизонт) объективно на такие части не делится, то он сразу рассматривается как элемент более крупной системы следующего уровня.

4. Организация на уровне пласта или горизонта, когда отдельные пласты, насыщенные или не насыщенные нефтью или газом, выступают в качестве элементов системы, которая может представлять собой многопластовое месторождение или эксплуатационный объект.

Таковы четыре структурных уровня, которые естественно (независимо от исследователя и решаемых задач) могут быть выделены в статическом геологическом пространстве, являющемся объектом изучения в нефтегазопромысловой геологии. Нетрудно заметить, что основным фактором, определяющим структуру геологического пространства на любом из этих уровней, является слоистая симметрия. При этом чем более крупной является рассматриваемая система, т. е. чем более высокий уровень структурной организации,

тем существеннее роль слоистости. Элементы слоистой структуры (пласты, пропластки, слои и т. п.) выступают в свою очередь как системы более низкого порядка, характеризующиеся и слоистостью (более мелкой), и невыдержанностью литологической характеристики отдельных слоев, приводящей к их разбиению на плоские тела неправильной формы, что вызывает усложнение слоистой структуры.

При изучении структуры геологических систем на указанных уровнях их структурной организации не учитываются результаты воздействия на них в процессе добычи нефти. Эта структура на любом из четырех уровней может быть изучена без учета таких свойств, как пористость пород, их проницаемость, нефтегазонасыщенность. Однако, как только мы включаем техническую систему, воздействуя на первичную геологическую систему, сразу же процесс взаимодействия этих систем порождает особенности, новые черты, новые отношения как между элементами первичной геологической системы, так и между отдельными частями первоначально представлявшихся однородными, неделимыми элементами начальной геологической системы. Оказывается, во-первых, что породы, характеризующиеся коллекторскими свойствами, в разных частях геологического пространства содержат разное количество нефти (имеют разную нефтенасыщенность); эти части характеризуются разной способностью отдавать нефть (т. е. порода имеет разную проницаемость) и т. д. Если изменение пористости или проницаемости породы-коллектора в пределах единого элемента системы, рассматриваемого до начала технического воздействия, происходит плавно и на фоне их изменения трудно провести какие-либо границы, то техническое воздействие сразу же позволяет обнаружить существование граничных значений проницаемости, разделяющих породы на отдающие и не отдающие нефть при данной системе воздействия на пласт. Точно так же взаимодействие геологической, технической и экономической систем порождает необходимость более сложного разделения первично неделимого элемента, представленного нефтенасыщенной породой, на нефтенасыщенную породу-коллектор и нефтенасыщенную породу-неколлектор.

Таким образом, взаимодействие геологической и технико-экономической систем увеличивает число ступеней структурной иерархии, порождает новый уровень структурной организации геологических тел, до технического воздействия выступавших как делимые лишь на минеральные зерна. В конечном итоге, для целей изучения взаимодействия геологической, технической и экономической систем, целесообразно выделять следующие уровни структурной организации геологических систем.

1. Уровень минерального зерна.

2. Уровень, на котором в качестве элемента системы выступает некоторый агрегат минеральных зерен, заполняющих определенную часть геологического пространства, выступающую в качестве произвольного геологического тела, которое мы называем образ-

цом горной породы. Агрегированность зерен, их существование в виде стабильной совокупности порождает такие свойства горной породы, как пористость и проницаемость (а также и многие другие), меняющиеся от образца к образцу в пределах части геологического пространства, занятого данной горной породой.

3. Уровень геологических тел, существование которых проявляется только в процессе взаимодействия геологической, технической и экономической систем. Это, например, тела, выделяемые на фоне одного и того же литологического типа пород как сложные породами-коллекторами и породами-неколлекторами, или тела, состоящие из пород, характеризующихся разной продуктивностью, и т. п.

4. Уровень горной породы как одной из форм «планетарного уровня организации вещества» [128, с. 10]; уровень части пласта (горизонта), выделяемого в результате процедур оптимального расчленения и корреляции разрезов скважин. Эти части (песчаные и глинистые полуритмы) являются элементами системы, в качестве которой выступает нефтегазоносный горизонт (пласт) в целом.

5. Уровень пласта или горизонта той части геологического пространства, к которой приурочены единичные скопления нефти или газа, называемые залежами. Пласты и их части являются элементами систем такого высокого уровня, как многопластовое месторождение или эксплуатационный объект.

В настоящее время выделять для целей промыслово-геологических исследований какие-то другие уровни структурной организации геологического пространства объективных оснований не имеется.

Для облегчения взаимопонимания целесообразно структурным уровням (или системам, элементами которых являются геологические тела указанных структурных уровней) дать свои названия.

1. Ультрамикроструктура — структура горной породы на уровне минеральных зерен.

2. Микроструктура — структура горной породы на уровне образцов, по которым изучаются ее свойства (литологические, геохимические, геолого-физические и т. п.).

3. Интраструктура — внутренняя структура горной породы, проявляющаяся лишь в процессе взаимодействия геологической и технической систем (в процессе разработки залежи, эксплуатации пласта). Границы тел, образующих интраструктуру, являются, как правило, условными геологическими границами (например, кондиции) и часто проводятся с учетом требований экономики.

4. Макроструктура — структура пласта или его части на уровне геологических тел, сложенных горными породами, проявляющаяся независимо от целей, задач и условий, в которых она изучается. Так же как ультроструктура, макроструктура является первичной (генетической) структурой нефтегазоносного пласта. Рассмотрение элементов макроструктуры на уровне интраструктуры может трактоваться как усложнение геологической макроструктуры в результате технического воздействия на нее.

5. Метаструктура — структура пласта (горизонта) или эксплуатационного объекта (или многопластового месторождения), элементами которой являются продуктивные (нефтегазоносные) пласты и их части.

Следует подчеркнуть, что изложенные выше представления об оптимальном расчленении залежей нефти или газа, нефтегазоносных пластов или эксплуатационных объектов на составные части, основанном на структурно-системном подходе к этим объектам, достаточно четко сформулированы пока лишь для геологического пространства, выполненного терригенными горными породами. Эти представления, очевидно, в значительной своей части могут быть перенесены и на карбонатные отложения, однако там они нуждаются в некотором уточнении. Это касается, в частности, выделения ультрамикроразнообразия и учета повышенной трещиноватости карбонатных пород.

Иерархичность геологических систем дает возможность выбрать способ описания элементарных геологических тел на соответствующем уровне структурной организации: на каждом структурном уровне (кроме самого нижнего) элементарное тело можно рассматривать как далее неделимое и характеризовать его одним числом либо как совокупность геологических тел более низкого уровня. В последнем случае отдельному элементарному телу более высокого уровня организации (элементу изучаемой системы) может быть не только поставлено в соответствие единственное значение базисного признака, но и также установлен строго определенный класс (интервал) значений одного или нескольких базисных признаков.

Если область пространства внутри простого (или сложного) геологического тела рассматривается как совокупность (множество) элементов, каждому из которых ставится в соответствие некоторое единственное значение того или иного геологического признака, то ее (эту область) называют полем геологического признака или геологическим полем [2, 7, 257].

Если элемент структуры характеризуется одним числом, это может быть обусловлено особенностями применяемой методики наблюдений или методики обработки поступающей информации. В первом случае значения признака на теле непосредственно «замеряются» (пористость кусочка породы в лаборатории или пористость некоторого объема пород в скважине, определяемая по данным промысловой геофизики). Во втором случае единственное значение признака, приписываемое телу, вычисляется из результатов определения этого признака в отдельных точках как среднее значение или по некоторой формуле (например, как запасы нефти одной залежи). В этом случае мы все множество значений, которые принимает признак в объеме геологического тела, принятого в качестве элемента некоторой системы, заменяем одним значением, т. е. фактически неоднородное тело рассматриваем как однородное. Именно в этом и состоит суть элементаризации геологического пространства.

Как отмечается в работе [14], «современное развитие идеи о структурных уровнях в строении материальных объектов и систем неотделимо от использования математических методов и моделей. Математический язык позволяет строго сформулировать сами проблемы, позволяет ввести в исследование новые абстрактно-обобщенные понятия, образует остов соответствующих концепций». При этом существенную роль играет соответствие применяемого математического аппарата природе изучаемых геологических явлений. В этом отношении при решении задач нефтегазопромысловой геологии весьма эффективными оказываются методы теории вероятностей и математической статистики [87, 90 и др.]. Именно в арсенале этих наук на сегодня найдено большинство методов, позволяющих эффективно описывать многие стороны и особенности нефтегазоносных пластов, а также изучать корреляции между базисными и косвенными признаками. Кроме того, сущность этих методов дает возможность характеризовать два соседних уровня структурной организации вещества, логически безупречно переходить от характеристики объекта на более низком уровне к характеристике на более высоком уровне.

«Подобная ситуация является типичной вообще для всех случаев использования теории вероятностей для познания и выражения свойств и закономерностей материального мира. Во всех этих случаях характеристики (параметры) объекта исследования делятся на два класса, относящихся по существу к различным структурным уровням его организации. Характеристики первого, «исходного» уровня — это те, которые постоянно и независимо образом изменяют свои значения при переходе от одного элемента к другому в исследуемом массовом явлении и соответственно каждое из значений которых рассматривается как случайное событие. Характеристики более глубокого¹ уровня связаны с наличием определенных закономерностей, регулярностей в массе случайных событий и выражают эту регулярность.

При этом весьма существенно, и это связано с сутью вероятностного духа исследования, что характеристики обоих уровней относительно автономны, независимы друг от друга: характеристики второго уровня, определяя вид распределения, не определяют собой каждое конкретное случайное событие. Другими словами, характеристики более глубокого уровня лишь обобщенным, интегральным образом определяют собой характеристики исходного, «непосредственно данного» уровня. В то же время связи между характеристиками более глубокого уровня носят вполне определенный «жесткий» характер. Возможность подобного «сочетания» различных классов характеристик при отображении свойств объекта исследования достигается тем, что соответствующие закономерности формулируются на языке распределений, как зависимости между ними и их свойствами» [14, с. 28].

¹ Здесь и далее понятие «глубокий» соответствует нашему понятию «высокий».

Изложенные в настоящей главе представления вскрывают суть различий между поисковыми и разведочными работами на нефть и газ (как и вообще на любое полезное ископаемое).

На поисковом этапе в качестве исследуемых систем выступают крупные геологические тела типа чехлов Русской платформы, Западно-Сибирской плиты и их частей, т. е. тела I—IV порядков (см. табл. 1). В таких системах залежи нефти или газа выступают как элементарные геологические тела, отличающиеся от других соразмерных тел одним свойством, имеющим для нас высокую потребительную стоимость, а именно — нефтегазонасыщением. Как элементарное, далее неделимое геологическое тело залежь может быть, кроме того, охарактеризована значениями толщины (эффективной и эффективной нефтенасыщенной), пористости коллекторов и т. п. Эти значения могут характеризовать залежь как тело в целом, и тогда они будут вычисляться как среднее из отдельных определений в разных точках. Знания средних значений параметров залежи и размеров площади нефтегазонасыщенности достаточно для оценки количества нефти или газа, содержащегося в данном элементе региональной геологической структуры.

Для ввода залежи в промышленную разработку знания только величины запасов сегодня уже недостаточно. Нужна более полная информация о ее строении. Поэтому смена поисковых работ разведочными одновременно означает переход от рассмотрения залежи как неделимого элемента некоторой региональной геологической системы к рассмотрению ее как системы, элементами которой являются геологические тела более низких порядков (порядки VI—VIII в табл. 1). Эффективность оценки запасов нефти и газа не только с количественной стороны, но и с точки зрения условий их извлечения существенным образом зависит от того, насколько правильно вскрыта и изучена именно эта структура, т. е. структура залежи как некоторой системы, как сложного геологического тела.

Таким образом, к подсчету запасов нефти и газа возможен двойной методический подход. С одной стороны, мы можем определить суммарное количество нефти или газа в залежи, используя значения подсчетных параметров, определяемые как того или иного вида средние значения для залежи в целом. Можно сказать, что таким способом мы производим оценку ценности обнаруженного поисковыми работами элемента некоторой региональной системы. С другой стороны, мы можем поставить перед собой задачу оценки размещения обнаруженных запасов нефти или газа в статическом геологическом пространстве, оценивая при этом запасы, приуроченные к отдельным элементам залежи как сложного геологического тела. В данном случае запасы залежи в целом могут быть определены как сумма запасов отдельных элементов.

Представляет интерес оценить существующие методы подсчета запасов с точки зрения возможности их применения при том и другом подходе. Этому вопросу посвящена следующая глава.

Глава III

МЕТОДЫ КОЛИЧЕСТВЕННОЙ ОЦЕНКИ ЗАПАСОВ НЕФТИ, ГАЗА И КОНДЕНСАТА

Разработка методов подсчета запасов тесным образом связана с развитием нефтегазодобывающей промышленности (особенно теории и методов разработки месторождений нефти и газа). При этом следует подчеркнуть, что, хотя отечественная нефтедобывающая промышленность существует свыше 100 лет, работа по подсчету запасов нефти в целом по стране была проведена сравнительно недавно — лишь к XVII Международному геологическому конгрессу (г. Москва, 1937). Запасы газа были оценены значительно позже, в послевоенные годы. Эта работа имела не только народнохозяйственное, но и большое научное значение, так как в процессе ее выполнения отрабатывались и проверялись возникшие ранее и создаваемые вновь методы и методики определения как самих запасов, так и различных геолого-физических параметров, знание которых необходимо для подсчета [102].

В течение последующего времени вплоть до наших дней советскими и зарубежными геологами ведется большая работа по совершенствованию методики подсчета запасов как важнейшего этапа геологоразведочных работ, как необходимого мероприятия по подготовке нефтяных и газовых месторождений к разработке. Результаты этой работы ежегодно публикуются в периодической печати, а также систематически обобщаются в монографиях и учебниках. Поэтому на сегодня существующие методы подсчета запасов и определения отдельных подсчетных параметров, получившие статус стандарта или разработанные для более или менее идеализированных условий, а также некоторые специфические подходы нашли широкое освещение в ряде руководств и монографий [34, 75, 76, 99, 102, 103, 119, 166, 195]. В связи с этим в настоящей главе методы количественной оценки запасов рассматриваются преимущественно с позиций их методологической сущности, т. е. с точки зрения того, насколько они приспособлены к учету свойств залежей нефти и газа как систем, состоящих из некоторых элементов, каждый из которых также характеризуется некоторым запасом нефти или газа.

§ 1. СУЩНОСТЬ ОБЪЕМНОГО МЕТОДА

В основе объемного метода подсчета запасов нефти и газа лежит представление о нефтяных и газовых месторождениях и вмещающих их блоках земной коры как о сложных, нерархически построенных геологических системах, для описания которых, однако, в принципе достаточно тех параметров, которые могут быть оценены непосредственно в процессе геологической разведки. Поскольку оказывается, что этих параметров, определяемых при разведке путем исследования литологии и коллекторских свойств пород,

вскрытых буровыми скважинами, состава и свойств флюидов, содержащихся в указанных породах, в общем достаточно и для составления проектов разработки залежей нефти и газа, объемный метод является основным и наиболее универсальным методом оценки запасов как нефти, так и газа.

Обязательным условием успешного применения объемного метода является выбор разумной, не противоречащей действительному положению вещей схемы расчленения (элементаризации) исследованного блока земной коры на продуктивные и непродуктивные толщи, продуктивных толщ — на залежи и разделяющие их массы непродуктивных пород, залежей — на пласты, продуктивных пластов — на подсчетные объекты и блоки. В связи с указанным обстоятельством процесс подсчета запасов нефти и газа объемным методом фактически складывается из трех относительно обособленных стадий.

1. Детальная корреляция разрезов скважин, заканчивающаяся выделением (на исследуемой площади, взятой в целом, и в каждой скважине, вскрывшей данный элемент) отдельных залежей, которые расчленяются на пласты, а последние в свою очередь подразделяются на подсчетные объекты и блоки, т. е. на некоторые внутренние сравнительно слабо изменчивые (хотя бы по некоторым из параметров, нужных для подсчета запасов) элементы.

2. Геометризация подсчетных объектов, обычно сводящаяся к построению различных карт или (в условиях использования ЭВМ) к расчету численных моделей соответствующих геологических полей и по существу выступающая в качестве заключительного этапа процедуры (начинающейся корреляцией разрезов скважин) перехода от неполноопределенного формального геологического пространства к полноопределенному. На этой стадии фактически конструируются те формальные пространства (например, модели поля отметок кровли подсчетного объекта, поля эффективных нефтенасыщенных толщин, поля пористости, поля удельных запасов и т. п.), операции, которые позволяют определить положение границ подсчетных объектов в плане и разрезе, исследовать и учесть при оценке запасов характер пространственного изменения этих объектов, выполнить подсчет запасов как для объекта в целом, так и по его отдельным составным частям или по совокупности из нескольких подсчетных объектов или их составных частей.

3. Подсчет запасов.

В самом общем виде формула для определения содержащихся в недрах запасов нефти Q в подсчетном объекте, площадь проекции которого на горизонтальную плоскость равна F , в случае выражения запасов в единицах измерения массы нефти, переведенной в поверхностные условия, записывается следующим образом:

$$Q = \iint_F h_{\text{н.н}}(x, y) m(x, y) k_{\text{н}}(x, y) \theta(x, y) \rho_{\text{н}}(x, y) dx dy, \quad (\text{III.1})$$

где x, y — координаты любой из точек проекции подсчетного объекта на горизонтальную плоскость; $h_{\text{н.н}}(x, y)$ — функция, ко-

торая для каждой точки площади F задает значение вертикальной эффективной нефтенасыщенной толщины подсчетного объекта; $m(x, y)$ — функция, которая для точек площади F задает значения пористости нефтенасыщенных пород в соответствующих пересечениях подсчетного объекта вертикальными прямыми (пористость, усредненная по пересечению со взвешиванием по толщинам нефтенасыщенных прослоев); $k_{\text{н}}(x, y)$ — функция, описывающая изменение по площади F коэффициента нефтенасыщенности порового пространства, определенного усреднением по вертикальным пересечениям со взвешиванием по произведениям толщин нефтенасыщенных прослоев на пористости слагающих их пород или по объемам поровых пространств отдельных прослоев; $\theta(x, y)$ — функция, отражающая закономерности пространственного изменения так называемого пересчетного коэффициента нефти, учитывающего усадку нефти при ее дегазации в процессе извлечения на земную поверхность и при последующем длительном нахождении в поверхностных условиях (усредненно по пересечению со взвешиванием по объемам нефти, заключенным в отдельных прослоях, или по произведениям толщин прослоев на их пористости и нефтенасыщенности); $\rho_{\text{н}}(x, y)$ — функция, отражающая характер изменения по площади F плотности нефти, переведенной в поверхностные условия (для пересечения подсчетного объекта вертикальной прямой усредненно со взвешиванием по относительным объемам нефти, которую можно извлечь на поверхность из соответствующих прослоев, или со взвешиванием по произведениям толщин прослоев на их пористости, нефтенасыщенности и пересчетные коэффициенты заключенных в них нефтей).

Поскольку выделение подсчетных объектов обычно осуществляется таким образом, что функции $\theta(x, y)$ и $\rho_{\text{н}}(x, y)$ практически равны некоторым постоянным (или, по меньшей мере, должны быть условно приравнены к некоторым постоянным из-за того, что закономерности пространственного изменения пересчетного коэффициента и плотности нефти изучить не удастся), то принимают

$$\theta(x, y) = \theta, \quad \rho_{\text{н}}(x, y) = \rho_{\text{н}}$$

где θ и $\rho_{\text{н}}$ — оценки средних значений соответствующих параметров по подсчетному объекту в целом. В связи с этим формула (III.1) упрощается и принимает вид

$$Q = \theta \rho_{\text{н}} \iint_F h_{\text{н.н}}(x, y) m(x, y) k_{\text{н}}(x, y) dx dy. \quad (\text{III.2})$$

На использовании этой формулы базируется одна из разновидностей объемного метода подсчета запасов нефти, относящегося к группе разновидностей, которые Ф. А. Гришин [76] называет «методами изолиний». Пожалуй, более подходящим названием для разновидности объемного метода, использующей формулу (III.2), будет термин «метод полей нефтенасыщенных объемов пор», поскольку для оценки значения интеграла приходится

строить карты изолиний или рассчитывать числовые модели полей произведения вертикальной эффективной нефтенасыщенной толщины объекта на пористость и на коэффициент нефтенасыщенности, т. е. произведения, отражающего именно нефтенасыщенный объем пор.

Если подсчетный объект выделен таким образом, что для него целесообразно из-за относительного постоянства соответствующего параметра или приходится из-за недостатка фактических данных принимать, что функция $k_n(x, y)$ также равна постоянной k_n ($k_n(x, y) = k_n$, где k_n — оценка среднего значения коэффициента нефтенасыщенности по подсчетному объекту в целом), то объемный метод подсчета запасов реализуется с использованием формулы

$$Q = k_n \theta \rho_n \iint_F h_{э.н}(x, y) m(x, y) dx dy, \quad (III.3)$$

т. е. как «метод полей объемов пор», представляющий собой еще одну из разновидностей объемного метода из числа выделяемых Ф. А. Гришиным «методов изолиний». Применение рассматриваемого метода связано с построением карт изолиний или с расчетом числовых моделей полей произведений вертикальной эффективной нефтенасыщенной толщины объекта на пористость, отражающих объемы пор в соответствующих пересечениях подсчетного объекта вертикальными линиями.

Наконец, если пористость нефтенасыщенных пород при переходе от одного вертикального пересечения подсчетного объекта вертикальной прямой к другому пересечению меняется мало или из-за недостатка фактических данных никаких надежных заключений о функции $m(x, y)$ сформулировать не удастся, то принимается, что и $m(x, y)$ равна постоянной m , представляющей собой оценку средней пористости нефтенасыщенных пород по объекту в целом. Тогда формула (III.3) подвергается дальнейшему упрощению и переходит в формулу

$$Q = m k_n \theta \rho_n \iint_F h_{э.н}(x, y) dx dy. \quad (III.4)$$

Поскольку интеграл в формуле (III.4) фактически равен произведению площади F горизонтальной проекции подсчетного объекта на среднее арифметическое значение $h_{э.н}$ вертикальной эффективной нефтенасыщенной мощности подсчетного объекта, то формулу (III.4) можно переписать в более простом виде:

$$Q = F h_{э.н} m k_n \theta \rho_n, \quad (III.5)$$

т. е. мы приходим к той формуле, которую обычно приводят в руководствах по подсчету запасов нефти в качестве основной формулы объемного метода.

Именно эта формула лежит в основе большинства разновидностей объемного метода подсчета запасов, в том числе и в основе тех вариантов метода, которые Ф. А. Гришин именуется собственно объемным, объемно-статистическим, объемно-весовым и гектарным методами [76, с. 131].

При использовании собственно объемного метода так или иначе определяют площадь F горизонтальной проекции подсчетного объекта и оценивают присущие ему средние значения вертикальной эффективной нефтенасыщенной толщины $h_{э.н}$, пористости нефтенасыщенных прослоев m , коэффициента нефтенасыщения k_n , пересчетного коэффициента θ и плотности ρ_n в поверхностных условиях, которые затем и подставляются в формулу (III.5).

Объемно-статистический метод отличается от собственно объемного только тем, что все или некоторые из параметров m , k_n , θ , ρ_n или какое-то произведение этих параметров определяются не по результатам исследования данного подсчетного объекта, а переносятся на данный объект по аналогии с другого объекта.

В объемно-весовом методе, применяемом в основном на близкоповерхностных залежах, где можно отобрать крупные блоки нефтенасыщенных пород и, исследовав их, определить, сколько нефти содержится в 1 м³ породы, раздельная оценка подсчетных параметров m , k_n , θ , ρ_n не производится, а сразу находится оценка среднего значения произведения $m k_n \theta \rho_n$, величина которой и подставляется в формулу (III.5) вместо соответствующего произведения.

Так называемый гектарный метод является разновидностью объемно-статистического, предусматривающего перенос на данный объект по аналогии с другого объекта значения произведения $m k_n \theta \rho_n$ или даже произведения $h_{э.н} m k_n \theta \rho_n$.

Сравнивая формулу (III.5) с формулой (III.1), легко понять, в чем заключается принципиальное различие между ними. Фигурирующий в (III.1) интеграл от произведения функций, описывающих поля различных пространственных переменных, заменен в формуле (III.5) произведением площади, по которой выполняется интегрирование, на оценки средних значений функций, произведение которых подлежит интегрированию. Эта операция не является вполне безобидной и может служить причиной появления систематических ошибок в подсчете запасов.

Формула (III.1) учитывает, что параметры могут изменяться взаимосвязанно в том смысле, что участки повышенных значений одного из параметров (например, вертикальной эффективной нефтенасыщенной толщины), как правило, характеризуются и повышенными (или пониженными) значениями другого параметра (например, пористости). Формула (III.5) это обстоятельство игнорирует, и поэтому она может считаться эквивалентной формуле (III.1) в том случае, когда связей такого типа ни между параметрами, взятыми попарно, ни между различными произведениями этих параметров, взятых в сочетаниях, не имеющих общих членов, нет. Такая ситуация «абсолютной взаимной независимости» подсчетных параметров, конечно, маловероятна, в связи с чем с точки зрения системно-структурного подхода всегда следует стремиться к тому, чтобы подсчет запасов выполнялся по таким объектам, на которых параметры, закономерности измене-

ния которых по площади исследовать не удастся, меняются как можно меньше, и по формулам, в которых используется интеграл от произведения остальных параметров, а не произведение средних значений параметров на площадь.

Исходя из указанного требования к формулам подсчета запасов, следует признать, что с позиций системно-структурного подхода «самой лучшей» должна быть признана формула (III.1) и «самыми худшими» эквивалентные друг другу формулы (III.4) и (III.5), что, если степень изученности подсчетного объекта это допускает, собственно объемный метод следует заменять тем или иным из «методов изолиний» или некоторой другой процедурой, меньше, чем собственно объемный метод, отличающейся от «методов изолиний».

Предположим, что по некоторому объекту мы выполнили подсчет запасов двумя методами: собственно объемным и методом полей объемов пор. Как будут отличаться результаты? Если в пределах площади F коэффициент корреляции между функциями $h_{в.г}(x, y)$ и $m(x, y)$ равен нулю, то различие между результатами будет иметь случайный характер, и в этой ситуации собственно объемный метод можно признать более подходящим как из-за его простоты, так и из-за того, что в данных условиях от этого метода можно ожидать меньшей случайной погрешности. Если же функции $h_{в.г}(x, y)$ и $m(x, y)$ в пределах площади F коррелированы друг с другом, т. е.

$$\iint_F [h_{в.г}(x, y) - h_{в.г}] [m(x, y) - m] dx dy \neq 0,$$

то ситуация резко меняется. Собственно объемный метод будет систематически занижать запасы при наличии прямой корреляционной связи между функциями и систематически завышать их при наличии обратной корреляционной связи.

С таких же позиций поучительно сравнить собственно объемный метод с объемно-весовым. Ясно, что объемно-весовой метод в отличие от собственно объемного позволяет очень полно учесть взаимосвязи между четырьмя из пяти параметров, нужных для подсчета запасов (при известной площади F). Поэтому, если условия разведки это допускают, следует пользоваться объемно-весовым методом.

Что касается объемно-статистического и гектарного методов, то, приняв решение о необходимости и возможности применения одного из этих методов, следует помнить, что, если аналогия достаточно глубока и распространяется на взаимосвязи между параметрами, то лучше переносить на исследуемый объект данные о величине произведения нескольких параметров, а не средние значения отдельных параметров. Кстати, так и делается [76] в одной из предназначенных для подсчета извлекаемых запасов разновидностей объемно-статистического метода, предусматривающей перенос по аналогии так называемого коэффициента использования пор (произведение коэффициентов нефтенасыщенности и нефтеотдачи).

Поскольку запасы газа, содержащегося в недрах, принято выражать в единицах объема, приведенного к нормальным условиям (давление 760 мм рт. ст., температура 20° С), то подсчет запасов газа (G) объемным методом основан на использовании формулы

$$G = \frac{f_t}{V_0} \iint_F h_{в.г}(x, y) m(x, y) k_r(x, y) dx dy, \quad (III.6)$$

где x, y — координаты любой из точек проекции подсчетного объекта на горизонтальную плоскость; F — площадь этой проекции; $h_{в.г}(x, y)$ — функция, описывающая закономерности пространственного изменения вертикальной эффективной газонасыщенной толщины объекта; $m(x, y)$ — функция, которая для точек площади F задает значения пористости газонасыщенных пород в соответствующих пересечениях подсчетного объекта вертикальными прямыми (пористость, усредненная по пересечению со взвешиванием по толщинам газонасыщенных прослоев); $k_r(x, y)$ — функция, характеризующая изменение по площади F коэффициента газонасыщенности (определяется для каждого пересечения подсчетного объекта вертикальной прямой усредненно со взвешиванием по произведениям толщин нефтенасыщенных прослоев на пористости слагающих их пород); f_t — температурная поправка, равная отношению стандартной температуры (293 К) к пластовой температуре подсчетного объекта; последняя тоже выражается в градусах Кельвина; v_0 — объемный коэффициент пластового газа, который определяется по формуле

$$v_0 = \frac{p_{ст} \alpha_{с.г}}{p_0 \alpha_0}, \quad (III.7)$$

где $p_{ст}$ и p_0 — соответственно стандартное давление (760 мм рт. ст.) и начальное пластовое давление по залежи; $\alpha_{с.г}$ и α_0 — поправки на отклонение углеводородных газов от закона Бойля — Мариотта соответственно при давлениях p_0 и $p_{ст}$.

Аналогично формуле (III.1), формула (III.6), если $k_r(x, y)$ и $m(x, y)$ заменяются некоторыми постоянными k_r и m , являющимися оценками средних значений газонасыщенности и пористости газонасыщенных пород для объекта подсчета, взятого в целом, а интеграл

$$\iint_F h_{в.г}(x, y) dx dy$$

заменяется произведением площади F на оценку $h_{в.г}$ средней вертикальной эффективной газонасыщенной толщины объекта, переходит в приводимую в большинстве современных руководств формулу

$$G = \frac{F h m k_r}{v_0}. \quad (III.8)$$

Из сравнения формулы (III.6) с формулой (III.1) ясно, что в общем для газа применимы (с соответствующими поправками)

все те разновидности объемного метода, которые могут использоваться при подсчете запасов нефти, кроме объемно-весового. Достоинства и недостатки этих разновидностей можно применить к подсчету запасов газа.

§ 2. СОВРЕМЕННЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ИССЛЕДОВАНИЙ ПО СОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ ОБЪЕМНОГО МЕТОДА ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ НЕФТИ

Как отмечалось в предыдущем параграфе, точность подсчета запасов может быть повышена двумя путями: 1) за счет использования более сложных формул подсчета, полнее учитывающих взаимосвязь между параметрами; 2) при более дробной элементаризации залежей, позволяющей выделить подсчетные объекты, в пределах которых пространственная изменчивость некоторых подсчетных параметров настолько низка, что вынос этих параметров за знак интегрирования практически никакого отрицательного влияния на результаты подсчета не оказывает.

Во многих случаях, когда по тому или иному из параметров из-за недостатка фактических данных судить о закономерностях его пространственного изменения не представляется возможным, второй путь — более дробная элементаризация — оказывается единственно приемлемым. Этот путь используется в некоторых новейших разновидностях объемного метода, в частности, в методах литологических карт, геолого-статистических разрезов и в так называемом интегральном методе, известном также под названием метода однородных элементов [88, 119].

Метод литологических карт впервые использован в Татарии [58]. Он был предложен экспертной комиссией ГКЗ при пересчете запасов нефти горизонта D_1 Ромашкинского месторождения и в дальнейшем применялся при подсчете запасов Новоелховского, Бондюжского и других месторождений Татарии.

Сущность метода заключается в том, что на площади горизонтальной проекции подсчетного объекта выделяются зоны развития трех типов пород: непродуктивных («глины»), среднепродуктивных («алевролиты») и высокопродуктивных («песчаники»). Запасы, связанные с «алевролитами» и «песчаниками», оцениваются отдельно с использованием собственно объемного метода. Это позволяет, во-первых, дать дифференцированную оценку запасов применительно к разным типам коллекторов, что весьма полезно с точки зрения задач геолого-промыслового анализа разработки и, во-вторых, способствует повышению точности подсчета запасов, поскольку формула (III.5) начинает применяться для элементов, внутри которых ряд подсчетных параметров меняется относительно мало, что должно в какой-то мере нейтрализовать основной недостаток этой формулы — отсутствие прямого учета факта коррелированности подсчетных параметров.

Как показал специальный анализ [223], в своем первоначальном варианте метод литологических карт, дающий в общем правильное представление о величине геологических запасов суммарно по горизонту D_1 и по отдельным его пластам, приводил к некоторому искажению балансовых и особенно извлекаемых запасов по типам коллекторов («песчаники» и «алевролиты»). Имелись сложности и при определении средних значений пористости и нефтенасыщенности по отдельным литологическим полям. Поэтому метод был усовершенствован. В частности, было устранено содержавшееся в первоначальном варианте метода требование обязательного выделения полос «алевролитов» на срединных отрезках, соединяющих соседние скважины, одна из которых вскрыла «глины», а вторая — «песчаники». Границы полей развития коллекторов различных типов начали проводиться строго по фактическим данным, что позволило получить более соответствующее действительности представление о характере строения резервуара нефти и о пространственном распространении коллекторов различного типа. И. Б. Розенбергом [210] подсчитано, что в связи с переходом к использованию нового варианта метода литологических карт (без изменения исходных фактических данных) извлекаемые запасы по горизонту D_1 Ромашкинского месторождения возросли на 4,3% против утвержденных ГКЗ на основании подсчета, выполненного с помощью прежнего варианта того же метода. При этом по «алевролитам» произошло уменьшение запасов на 1,3%, а по «песчаникам» — увеличение на 5,6%. По отдельным площадям, где наблюдается частое замещение «песчаников» «глинами» (например, Холмовская площадь), увеличение запасов в связи с переходом к использованию усовершенствованного варианта метода литологических карт оказалось еще более существенным (до 9,7%).

Сущность метода геолого-статистических размеров, разработанного для целей оперативного подсчета запасов по залежам, отдельным их участкам, блокам, пластам и т. п., заключается в том, что продуктивный пласт разделяется на ряд небольших внутренне слабо изменчивых объектов с помощью метода сводно-статистических разрезов, предложенного в 1964 г. для целей корреляции разрезов [25]. Метод дал хорошие результаты при подсчете запасов нефти на центральных, хорошо разбуренных площадях Ромашкинского месторождения, позволил широко использовать вычислительную технику при обработке больших объемов фактических данных [58].

Однако в условиях приконтурных зон, например на Азнакаевских площадях, применение метода геолого-статистических разрезов иногда давало искаженные результаты, что указывает на необходимость дальнейшего совершенствования метода, в первую очередь за счет включения в него процедур, позволяющих учесть влияние внешнего контура нефтеносности. В целом метод может быть рекомендован для условий хорошо разбуренных месторождений типа Ромашкинского, особенно при оперативной оценке

запасов, осуществляемой в связи с анализом разработки залежей.

В основу процедуры метода однородных элементов [88, 119] положено постепенное накапливание (интегрирование) запасов нефти или газа, приходящихся на породы с различной (принадлежащей разным интервалам ряда распределения) пористостью. Для каждой скважины, по которой имеются необходимые данные, формируется ряд распределения значений пористости с интервалом группирования, ширина которого не превышает величину погрешности определения пористости. Затем в разрезе скважины определяются суммарные эффективные нефте- или газонасыщенные толщины прослоев, характеризующихся значениями пористости, принадлежащими тем или иным интервалам ряда распределения. Произведение значений пористости на соответствующие им значения эффективных толщин и коэффициентов газонасыщенности дает приходящийся на единицу площади эффективный объем коллектора с определенной пористостью. От набора таких произведений, характеризующих отдельные скважины, нетрудно перейти как к дифференцированной оценке запасов по коллекторам с различной пористостью, так и к оценке суммарных запасов объекта, в общем довольно полно учитывающей взаимосвязь между подсчетными параметрами, практически так же полно, как она учитывается формулами (III.2) и (III.6).

§ 3. МЕТОД МАТЕРИАЛЬНОГО БАЛАНСА

В рамках объемного метода каждая залежь нефти или газа рассматривается как сложная, иерархически построенная геологическая система, для характеристики которой достаточно данных, получаемых в процессе выполнения геологоразведочных работ (до начала эксплуатации залежи). Метод материального баланса базируется на рассмотрении подсчетного объекта в качестве единого целого, т. е. в виде системы, скорее технической или геолого-технической, чем геологической, не подлежащей «объемной элементаризации», но меняющей состояние во времени. Основным методом исследования этой системы является обобщение данных ее достаточно длительной эксплуатации. Предполагается, что единство объекта предопределено следующими факторами: 1) его относительной изолированностью от вмещающей среды, по меньшей мере в том аспекте, что количество углеводородов, содержащихся в подсчетном объекте в момент начала его эксплуатации, во время эксплуатации не может изменяться за счет поступления их из вмещающей среды или за счет оттока в эту среду; 2) постоянством (в течение всего периода эксплуатации для одних параметров и в каждый данный момент эксплуатации для других) по всему объему объекта некоторых параметров, характеризующих свойства флюидов, содержащихся в объекте, и горных пород, вмещающих эти флюиды, что и позволяет отказываться от «объемной элементаризации».

Метод материального баланса известен в нескольких вариантах. Как отмечает Ф. А. Гришин [76], классификация вариантов связана с классификацией режимов залежей нефти и газа. В упомянутой книге Ф. А. Гришина дается исчерпывающая характеристика всех известных вариантов метода материального баланса. Поэтому мы ограничимся некоторыми общими замечаниями относительно этого метода и условий его применения и приведем конкретный пример практического применения одного из вариантов метода, интересный с методической точки зрения и в какой-то мере дающий представление о сложности тех задач, которые приходится решать при использовании метода материального баланса.

Поскольку метод материального баланса базируется на рассмотрении подсчетного объекта (залежи) в качестве меняющей свое состояние во времени геолого-технической системы, обязательным условием успешного применения метода является тщательное изучение всех изменений в залежи, возникающих в процессе ее разработки. В частности, особенно важным является исследование динамики изменения пластового давления. В первую очередь, конечно, с максимально возможной точностью должно быть определено начальное пластовое давление, поскольку ошибка в определении начального пластового давления всего на 1—2 кгс/см² приводит к ошибке в определении запасов на 20—30%. Так же тщательно следует определять и величины текущих пластовых давлений, замеряя их в зависимости от величины и характера залежи ежеквартально или раз в полгода.

Большое внимание необходимо уделять изучению физических свойств пластовых нефтей: систематически отбирать глубинные пробы нефтей и определять по ним давление насыщения нефти газом. При значительной (более 200 м) высоте залежи давление насыщения нужно оценивать равномерно по всей высоте. По этим же пробам оцениваются объемные коэффициенты и коэффициенты сжимаемости нефти при начальном пластовом давлении и при снижении его до давления насыщения и ниже давления насыщения. Самым тщательным образом должны определяться коэффициенты сжимаемости пород, вмещающих нефть. Помимо этого, необходимы надежные статистические данные о добыче нефти, газа и воды хотя бы в целом по залежи.

Как отмечает Ф. А. Гришин [75], наиболее широко метод материального баланса используется в сложных геологических условиях, в которых применение объемного метода оказывается вообще невозможным или может привести к грубым ошибкам. В период с 1965 по 1975 г. метод материального баланса был принят в качестве основного при подсчетах запасов нефти Кумертауского месторождения, по менилитовой залежи Долинского месторождения, по месторождению Челекен. Во всех упомянутых случаях применение объемного метода оказалось невозможным в связи с тем, что не удалось установить кондиционные значения пористости.

В качестве примера, когда ГКЗ СССР при утверждении запасов нефти приняла как основной метод материального баланса, хотя на рассмотрение были вынесены результаты подсчета и объемным методом, можно привести подсчет запасов нефти в трещинно-кавернозных породах верхнемелового возраста месторождений ЧИАССР Хаян-Корт (1972 г.) и Брагуны (1978 г.). Такая позиция ГКЗ обусловлена тем, что при проведении разведочных работ некоторые расчетные параметры, входящие в формулу объемного метода, остались по существу необоснованными. В то же время в процессе проведения пробной эксплуатации и разработки накопилось значительное количество данных, наличие которых позволило применить разработанную В. Н. Майдебором модификацию метода материального баланса, сущность которой заключается в следующем.

При больших глубинах залегания залежей нефти (более 4000—5000 м), хорошей гидродинамической связи по площади и разрезу вмещающих пород по прошествии некоторого периода пробной эксплуатации при отсутствии прямых данных о положении начального ВНК начальный объем пород ($V_{зал}$), вмещающих залежь нефти, можно оценить по формуле

$$V_{зал} = \frac{Q_n}{\Delta p \beta^*}, \quad (III.9)$$

где Q_n — суммарная (накопленная) добыча нефти к моменту снижения давления на Δp , выраженная в m^3 , применительно к пластовым условиям; β^* — упругость системы (нефть, вода, порода), cm^2/kgc .

Одним из наиболее сложных вопросов в данной модификации метода является определение момента начала вторжения и количества вторгающейся в залежь пластовой воды. Для установления факта вторжения в пласт воды необходимо строить графики изменения пластового давления $\Delta p_{пл}$ и нарастающих отборов жидкости во времени (t). В связи с некоторым разбросом точек на графике $p_{пл} = f(t)$ проводится осредненная кривая, затем с помощью этих графиков через определенные промежутки времени определяются осредненные величины давлений, которые сопоставляются с соответствующими им нарастающими отборами жидкости. Эти данные используются для построения графика зависимости накопленного отбора жидкости ($Q_{ж-н}$) из пласта от снижения пластового давления (рис. 1). Если залежь нефти является запечатанной, то эта зависимость имеет прямолинейный характер. Практически таких залежей почти нет. Поэтому как только упругая волна (воронка депрессии) достигает ВНК, начинается внедрение в залежь приконтурных вод и фактическая кривая отборов жидкости (см. рис. 1) отклоняется от теоретической. К начальному участку кривой проводится касательная, наклон которой зависит от темпов отбора жидкости из пласта и размеров водяной зоны.

Упругость системы можно оценить несколькими способа-

ми. Для сложно построенных карбонатных коллекторов с развитием в них различных пустот вторичного происхождения и практически непроницаемой матрицей с содержащейся в ней неподвижной водой упругость (β^*) целесообразно определить по формуле

$$\beta^* = m_{вт} k_n \beta_n + m_v (\beta_v - \beta_n) + (1 - m_{вт} k_n) \beta_p, \quad (III.10)$$

где $m_{вт}$ — вторичная пористость, доли единицы; m_v — пористость водонасыщенной части породы, доли единицы; β_n , β_v , β_p — соответственно коэффициенты сжимаемости нефти, воды и зерен породы, cm^2/kgc ; k_n — коэффициент нефтенасыщенности вторичных пустот, доли единицы.

При использовании метода материального баланса сложность определения объема пород, вмещающего залежь нефти, обуславливается тем, что наиболее достоверно он может быть оценен по прошествии некоторого периода эксплуатации, т. е. после снижения пластового давления на значительную величину. Однако в связи со снижением пластового давления изменяются коэффициенты сжимаемости нефти (β_n) и объемный (b). Поэтому особое значение приобретают специальные исследования глубинных проб нефти с целью установления изменения β_n и b в зависимости от снижения пластового давления.

На рис. 2 показаны зависимости коэффициента сжимаемости и коэффициента объемного расширения нефти от давления, установленные по анализам глубинных проб, отобранных из залежи нефти нижнемелового возраста Старогрозненского месторождения. Исследования, проведенные под руководством В. Ф. Кондратьева на специально сконструированной установке для давлений, достигающих $700 kgc/cm^2$, показывают, что, например, при снижении пластового давления от 700 до $550 kgc/cm^2$ коэффициент сжимаемости нефти увеличивается от $24 \cdot 10^{-5}$ до $33 \cdot 10^{-5} cm^2/kgc$, а коэффициент объемного расширения нефти — от $2,3$ до

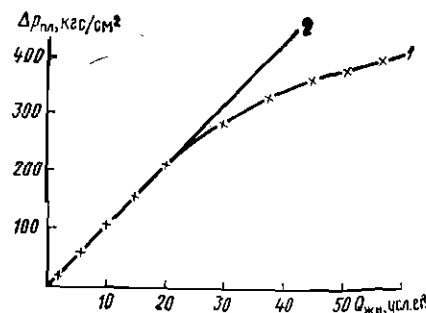


Рис. 1. Зависимость снижения пластового давления $\Delta p_{пл}$ от накопленного отбора жидкости ($Q_{ж-н}$) из залежи
1 — фактическая кривая $\Delta p = f(Q_{ж-н})$; 2 — продолжение прямолинейного участка

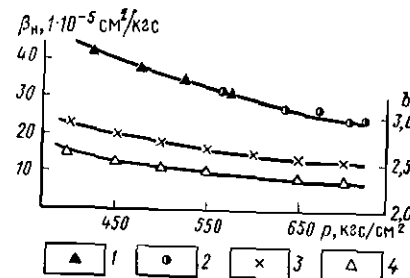


Рис. 2. Зависимость изменения коэффициента сжимаемости (β_n) и коэффициента объемного расширения (b) нефти от давления (p)
Значения β_n по скважинам: 1—702, 2—709; значения b по скважинам: 3—701, 4—702

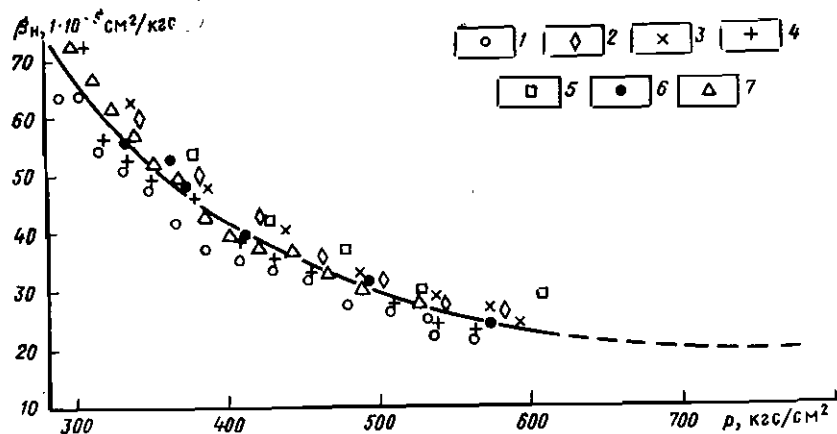


Рис. 3. Зависимость коэффициента сжимаемости нефти β_n от давления (p)
Данные по скважинам: 1—39, 2—40, 3—43, 4—46, 5—49, 6—52, 7—78

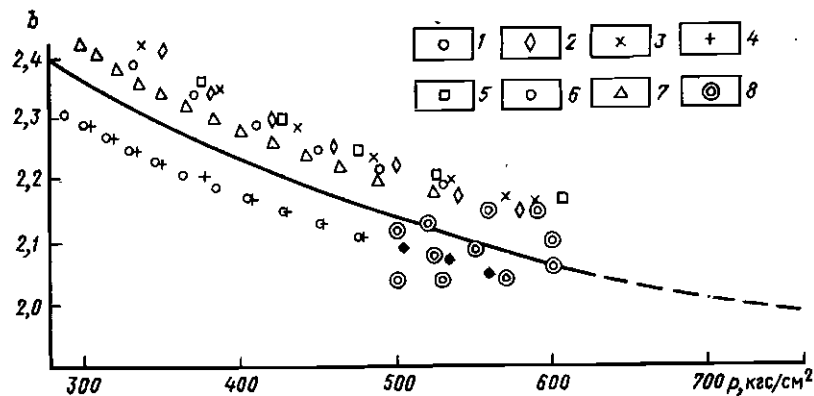


Рис. 4. Зависимость коэффициента объемного расширения нефти (b) от давления (p)
Данные по скважинам: 1—39, 2—40, 3—43, 4—46, 5—49, 6—52, 7—78, 8—единичные замеры по другим скважинам

2,4 (скв. 702). С увеличением глубины залегания продуктивных отложений начальное пластовое давление в верхнемеловых залежах ЧИАССР резко возрастает. Для таких уникальных давлений лабораторные исследования глубинных проб нефти, отобранных из отдельных скважин с целью выявления зависимостей вида $\beta_n=f(p)$ и $b=f(p)$, не всегда удается осуществить. Поэтому на основании многочисленных исследований по ряду скважин целесообразно строить общую зависимость для залежи и экстраполировать ее до величины начального пластового давления. На рис. 3, 4 показаны зависимости $\beta_n=f(p)$ и $b=f(p)$ для давлений до 600 кгс/см². Для залежи нефти верхнемелового возраста месторождения Брагуны характерно начальное пластовое давление

Таблица 2

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ РАСЧЕТА НАЧАЛЬНОГО КОЭФФИЦИЕНТА СЖИМАЕМОСТИ ВЕРХНЕМЕЛОВОЙ ЗАЛЕЖИ НЕФТИ СТАРОГРОЗНЕНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Перепад давления, кгс/см ²	Добытая нефть в пластовых условиях, 10 ⁶ м ³	Объем пород залежи, 10 ⁶ м ³	Коэффициент сжимаемости, 10 ⁻⁵ см ² /кгс	Перепад давления, кгс/см ²	Добытая нефть в пластовых условиях, 10 ⁶ м ³	Объем пород залежи, 10 ⁶ м ³	Коэффициент сжимаемости, 10 ⁻⁵ см ² /кгс
77	10	19,5	0,67	223	40	19,5	0,92
127	20	19,5	0,81	260	50	19,5	0,98
186	30	19,5	0,83	293	60	19,5	1,05

770 кгс/см². Поэтому обе кривые экстраполируются до этой величины. Неучет изменения β_n и b по мере падения давления при подсчете запасов нефти, например в верхнемеловых отложениях Старогрозненского месторождения, мог привести к ошибке в определении величины запасов до 17%.

Начальную величину коэффициента сжимаемости можно определить путем вычисления кажущегося коэффициента сжимаемости залежи нефти при различных $\Delta p_{пл}$. Упругость системы порода — жидкость в процессе разработки меняется. По одному из месторождений ЧИАССР построена зависимость $\Delta p_{пл} = f(Q_{ж-н})$ (рис. 5). По данным, взятым из этого графика, вычислен кажущийся коэффициент сжимаемости (табл. 2). Как видно из табл. 2, коэффициент сжимаемости системы с увеличением депрессии на пласт возрастает по закону прямой (рис. 6). Начальная величина коэффициента сжимаемости при $\Delta p=0$ составила $0,53 \cdot 10^{-5}$ см²/кгс. Отмечается полное совпадение ее величины, рассчитанной по вышеприведенной формуле, с фактической.

Практика подсчета запасов показала, что применение метода материального баланса вполне возможно после 2—3 лет с начала разработки залежи. При этом определяется величина «активных» (вовлеченных в разработку) запасов в зоне отбора. Оценка этих запасов позволяет более глубоко проанализировать состояние разработки в зоне отбора, оценить возможность интенсификации добычи, изменения текущих отборов флюидов по скважинам и т. д. [74, 154].

Применение метода материального баланса на конечной стадии разработки позволяет определить объем остаточных извлекаемых запасов нефти непосредственно в пластовых условиях. Известно, что в многопластовых залежах, разрабатываемых как один эксплуатационный объект с единой системой законтурного или внутриконтурного заводнения, возможно образование отдельных целиков или полей остаточной нефти в зоне отбора. Это может быть связано с различием коллекторских свойств пластов и

сов еще не выработана, оказывается не вовлеченной в разработку, и методом материального баланса не учитывается.

§ 4. СТАТИСТИЧЕСКИЙ МЕТОД

Применение статистического метода в его общепринятых в настоящее время вариантах связано с рассмотрением объектов подсчета запасов в качестве технических систем, элементами которых являются отдельные скважины. Предполагается, что будущие дебиты нефти по скважинам могут быть предсказаны по их текущим дебитам на основе существования общей для всех скважин или для больших групп скважин статистической зависимости между дебитами данного и непосредственно предшествующего ему периода фиксированной длины (обычно месяц). Единство рассматриваемой технической системы трактуется как проявляющееся в наличии общей статистической зависимости (или общего полностью определенного набора таких зависимостей) между дебитами предшествующего и последующего периодов. Фактически в основе метода лежит очень глубокая и конструктивная теоретико-вероятностная идея цепей Маркова, хотя, насколько нам известно, в литературе это обстоятельство никогда не отмечалось.

Статистический метод обычно применяется для подсчета запасов на старых нефтяных месторождениях, находящихся если не на завершающей, то на достаточно поздней стадии эксплуатации [76]. Он базируется на изучении кривых падения дебита скважин, построение которых основывается на изучении статистического материала о добыче за прошлое время. В связи с тем, что суммарный дебит скважины определяется величиной начального дебита и динамикой его изменения до конца работы скважины, все типы кривых могут быть разделены на две основные группы: 1) кривые начального дебита и 2) кривые производительности. Кривые начального дебита в настоящее время не применяются. С целью определения начального дебита для новых скважин пользуются данными аналогий с ближайшими, геологически сходными разбуренными пластами.

После определения начального среднесуточного дебита в скважине для установления темпа падения начального дебита по годам и вычисления, таким образом, запаса нефти по данной скважине применяют вероятную кривую производительности. В отличие от кривых других типов при построении вероятной кривой производительности зависимость дебита от времени исследуется не по залежи (эксплуатационному объекту) в целом, а по отдельным скважинам путем изучения характера падения последующих дебитов в зависимости от предыдущих.

Применение корреляционных таблиц для подсчета запасов нефти устранило существовавший недостаток в построении кривых, позволило получить объективное суждение о форме связи между двумя ближайшими дебитами на основе анализа их при

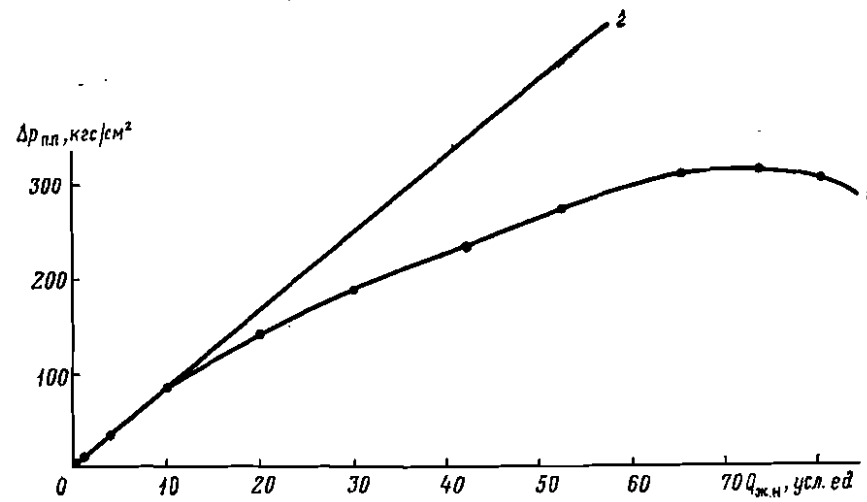


Рис. 5. Зависимость снижения пластового давления $\Delta p_{пл}$ от суммарного отбора жидкости ($Q_{ж.н}$) по верхнемеловой залежи Старогрозненского месторождения

При условиях: 1 — вторжения воды в залежь, 2 — запечатанности залежи

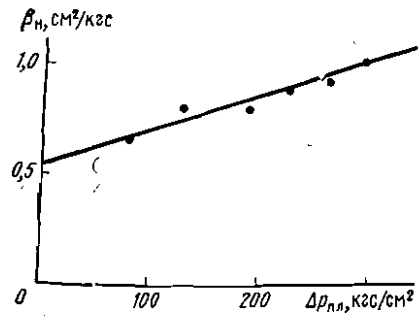


Рис. 6. Зависимость коэффициента сжимаемости (β_n) верхнемеловой залежи от снижения пластового давления ($\Delta p_{пл}$)

неравномерным влиянием нагнетательных скважин на отбор нефти из каждого пласта. В этом случае пересчет запасов объемным методом на разных стадиях разработки, как правило, дает только общую оценку остаточных балансовых и извлекаемых запасов нефти. В то же время анализ разработки залежи на разных стадиях позволяет наметить положение границ текущего контура нефтеносности, дать детальную картину пространственного распределения пластовых давлений, суммарных отборов флюидов и объемов заводнения. В данной ситуации подсчет и пересчет остаточных извлекаемых запасов нефти методом материального баланса позволяют оценить запасы не только по залежи в целом, но и по блокам разработки.

При сравнении результатов подсчетов запасов, выполненных по одной и той же залежи разными методами, следует иметь в виду, что запасы, подсчитанные объемным методом, как правило, больше, чем подсчитанные методом материального баланса, поскольку некоторая часть запасов при любой системе разработки на тех стадиях, когда значительная часть извлекаемых запа-

помощи математической статистики. Использование корреляционных таблиц позволяет провести тщательный геолого-технический анализ закономерностей изменения дебитов с целью выявления отдельных точек, отклоняющихся от общей тенденции расположения точек в таблице. Таким анализом находят дополнительные факторы, которые должны быть учтены при последующем построении кривых, а также исключаются те данные, которые явно не отвечают общей тенденции в расположении точек.

После заполнения корреляционной таблицы и выполнения определенных расчетов по полученным данным составляется вероятная кривая производительности, по которой, зная некоторый исходный дебит скважины, можем отыскать последующий. Недостатком вероятной кривой производительности является механическое сопоставление предыдущих и последующих дебитов без выявления причин изменения дебитов. Это может приводить к значительным отклонениям отдельных фактических дебитов от кривой. Несмотря на вышеуказанный недостаток, вероятные кривые производительности широко применяются ввиду их удобства и все более широкого внедрения в практику методов группировки скважин по типам и зависимости между предыдущим и последующим дебитами, позволяющей в какой-то мере учесть причины изменения дебитов.

Наиболее благоприятные условия для использования статистического метода создаются при эксплуатации залежей в режимах растворенного газа, газонапорного (режим газовой шапки) и неэффективно водонапорного без проведения дополнительных мероприятий по воздействию на пласт. В совокупности с другими методами статистический метод может быть полезен для оценки извлекаемых запасов по отдельным блокам разработки на длительное время в эксплуатирующихся залежах в гораздо более широком диапазоне условий.

§ 5. ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ СВОБОДНОГО ГАЗА ПО ПАДЕНИЮ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ

Подобно методу материального баланса, подсчет запасов свободного газа по падению давления основан на трактовке газовой залежи как геолого-технической системы, не подлежащей «объемной элементаризации», но изменяющей свое состояние во времени. Специфическим свойством системы, позволяющим использовать метод подсчета запасов свободного газа по падению давления, считается следующее: в первом приближении количество газа, извлекаемого при снижении пластового давления на 1 кгс/см², остается постоянным в течение всего периода разработки.

Подсчет запасов газа по падению давления может производиться по ограниченному числу скважин, и в принципе этот метод не требует знания таких параметров пластового резервуара, как площадь, мощность и пористость. Следует, однако, иметь в виду, что в ряде случаев незнание размеров пласта может при-

вести к существенным ошибкам, например, при расчете средневзвешенного пластового давления. Важно также знать, что залежь, для которой определяются запасы газа по падению давления, не разбита тектоническими нарушениями на отдельные блоки, и давление, замеренное в любой точке пласта, характеризует всю залежь. Наиболее эффективные результаты при использовании метода падения давления получаются в том случае, когда объем пласта, первоначально занятый газом, практически не изменяется во времени (газовый режим) или изменяется незначительно. Расчеты по этому методу производятся обычно после некоторого периода эксплуатации залежи, когда отобрано примерно 20% от начальных запасов газа. Метод подсчета запасов газа по падению давления дает хорошие результаты и при смешанном режиме работы пласта (газовый режим в начальный период разработки и режим вытеснения газа водой в последующий период). В этом случае начальные запасы газа рассчитываются по данным начального периода разработки.

При активном внедрении воды с первых лет эксплуатации залежи для достаточно достоверной оценки запасов газа необходимо знать количество газа, вытесненного водой, определение которого обычно весьма затруднительно.

Если через ΔG обозначить количество (объем в нормальных условиях) газа, извлекаемого за период падения давления в процессе разработки залежи от начального p_0 до равного p , то объем газа $G_{из}$, который может быть извлечен из месторождения (промышленные запасы газа) при снижении давления от p_0 до некоторого принятого конечного давления p_k с учетом коэффициента сжимаемости реальных газов z , можно определить по выражению

$$G_{из} = \frac{\Delta G \left(\frac{p_0}{z_0} - \frac{p_k}{z_k} \right)}{\left(\frac{p_0}{z_0} - \frac{p}{z} \right)} \quad (III.11)$$

При оценке запасов газа по методу падения давления следует иметь в виду, что падение давления в процессе разработки наиболее резко происходит обычно в пластах с высокой пористостью и хорошо проницаемых и менее значительно в малопроницаемых пластах. Это может повлиять на заключение о природе изменения среднего давления в пласте и занижить запасы газа в слабопроницаемых пластах.

§ 6. ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ РАСТВОРЕННОГО В НЕФТИ ГАЗА, КОНДЕНСАТА И СОПУТСТВУЮЩИХ КОМПОНЕНТОВ

Нефтяная залежь, как правило, содержит так называемый попутный, или растворенный в нефти газ, обычно состоящий в основном из углеводородов метанового ряда. В составе газа, кроме метана, содержатся также этан, пропан, бутан, пентан и более

высокомолекулярные углеводородные соединения, часть из которых представлена парами веществ, в стандартных условиях температуры и давления являющихся жидкостями. Растворенный в нефти газ часто содержит значительное количество азота. В месторождениях Пермской области, например, содержание азота в попутном газе достигает 30—40 об.%, а в Удмуртии даже 80—90 об.%

В настоящее время большое внимание уделяется изучению менее распространенных компонентов свободного и растворенного в нефти газа, прежде всего таких, как гелий и сероводород, а также исследованию возможности конденсатообразования, состава конденсата и его содержанию (в расчете на единицу объема газа).

Содержание газа, растворенного в нефти, может меняться в зависимости от условий формирования, глубины залегания и естественного режима залежи от десятка до многих сотен кубических метров на 1 т нефти. При подсчете запасов растворенного в нефти газа определяют: суммарные запасы растворенного газа; запасы гелия, содержащегося в растворенном газе (по результатам исследования специальных пластовых проб на гелиеносность); запасы сероводорода, содержащегося в растворенном газе, что особенно важно в случае существенно азотного состава газа; запасы стабильного конденсата, выделяющегося из растворенного в нефти газа. При подсчете запасов сероводорода следует учитывать требования промышленности к сырью для извлечения серы, а при подсчете запасов конденсата руководствоваться соответствующей Инструкцией по исследованию газоконденсатных залежей [110].

Подсчет запасов газа, растворенного в нефти, производится по результатам оценки балансовых Q_0 и извлекаемых $Q_{изв}$ запасов нефти, выраженных в единицах объема применительно к стандартным условиям. Для любого режима работы залежи балансовые запасы попутного газа R_0 , выраженные в единицах объема применительно к стандартным условиям, определяются через растворимость газа в пластовых условиях (r_0 — пластовый газовый фактор) по формуле

$$R_0 = Q_0 r_0. \quad (III.12)$$

Обычно значение параметра r_0 для залежи, находящейся в промышленной разведке или введенной в разработку, достаточно надежно оценивается по результатам исследований пластовых проб. Если же таких данных нет или слишком мало, то для оценки запасов попутного газа привлекаются результаты замеров газовых факторов на устьях скважин. При этом следует учитывать, что на первых стадиях разработки залежей значения газовых факторов обычно бывают очень высокими, и их использование может стать причиной необоснованного завышения запасов попутного газа (иногда в 2—3 раза). Для того чтобы избежать таких ошибок, рекомендуется пользоваться графиками

зависимостей «давление в пласте — дебит нефти» и «дебит нефти — газовый фактор», с помощью которых пластовый газовый фактор оценивается с меньшей долей условности, чем непосредственно по результатам замеров газовых факторов на устьях скважин.

Извлекаемые запасы растворенного в нефти газа $R_{изв}$ для залежей с водонапорным режимом (пластовое давление не ниже давления насыщения нефти газом) определяются по формуле

$$R_{изв} = Q_{изв} (r_0 - r_T), \quad (III.13)$$

где r_T — потери газа в системе сбора при запроектированном давлении в трубопроводе $p_T = 5 \text{ кгс/см}^2$.

Для нефтяных залежей с неводонапорным режимом извлекаемый объем растворенного газа будет больше объема, определенного по формуле (III.13), поскольку оставшаяся в пласте нефть при снижении пластового давления даст усадку и выделит дополнительное количество газа. Методы расчета извлекаемых запасов растворенного в нефти газа для залежей с неводонапорным режимом описаны в работах [76, 102].

Запасы различных компонентов, входящих в состав свободного и растворенного в нефти газа, определяются через запасы газа и содержания соответствующих компонентов в газе.

Согласно Инструкции [111], при подсчете и утверждении запасов нефтяных месторождений и проектировании их разработки вопрос об оценке запасов гелия и возможности его промышленного использования рассматривать совершенно обязательно. Детально требования к изучению нефтяных месторождений, содержащих гелий, и вопросы подсчета запасов гелия по результатам оценки запасов свободного и попутного газа рассмотрены в работе [163].

Сероводород, входящий в состав свободных и попутных газов газовых и нефтяных месторождений, до недавнего времени считался вредной примесью, и наличие его в газе и нефти при оценке запасов рассматривалось как отрицательный фактор, снижающий качество сырья. За последние годы разработана технология получения из сероводорода свободного и попутного газа серы, и в связи с принятыми правительственными решениями о комплексном использовании полезных ископаемых оценка запасов сероводорода стала обязательным требованием к подсчету запасов нефти и газа.

Содержание сероводорода в свободном и попутном газе оценивается по результатам исследования пластовых проб и проб, отобранных на устье скважин. Промышленный интерес могут представлять газы, содержащие сероводород в концентрациях порядка 0,02 об.% и более высоких. При подсчете запасов сероводорода следует иметь в виду, что на результаты исследования проб с целью определения в них концентрации сероводорода существенное влияние оказывают условия отбора и хранения, что концентрация сероводорода в процессе разработки нефтяной или га-

зовой залежи не остается постоянной и закономерности ее изменения пока что изучены недостаточно полно.

Содержание конденсата свойственно как свободному углеводородному газу, так и газу, растворенному в нефти.

Различают конденсат сырой, получаемый в промысловых сепараторах ($t=20^{\circ}\text{C}$, $p=760$ мм рт. ст) и содержащий газообразные углеводороды, и стабильный (при тех же условиях температуры и давления), состоящий только из жидких углеводородов, т. е. пентанов и вышекипящих.

Газоконденсатные залежи содержат не только конденсат, но и значительные запасы легких газообразных углеводородов — этана, пропана, бутана. Расчет запасов этих компонентов проводится раздельно от конденсата и только на основе изучения состояния газа в пластовых условиях [76].

Балансовые запасы стабильного конденсата включают запасы газа (в м^3) и содержащихся в нем соответствующих жидких углеводородов (в г/см^3). Извлекаемые запасы определяются с учетом потерь конденсата в пласте за весь срок разработки.

Глава IV

ДИФФЕРЕНЦИАЦИЯ ЗАПАСОВ НЕФТИ В СВЯЗИ С ТРЕБОВАНИЯМИ РАЦИОНАЛЬНОЙ РАЗРАБОТКИ

В условия оптимальной разведанности залежей нефти или газа входит подсчет запасов — четкое выделение различных видов запасов, их дифференциации по признакам на разных стадиях разведки и разработки залежи. Дифференциация запасов является основой для постановки и проведения работ, связанных с доразведкой, контролем, регулированием и интенсификацией процесса разработки [9].

Дифференциация запасов нефти может быть проведена по категориям, пластам, нефтяной, водонефтяной частям залежи, участкам залежи с однотипным разрезом, активности запасов в процессе разработки, по типам коллекторов, по зонам различной продуктивности и т. п., при этом возникают различного рода методические вопросы, касающиеся обоснования подсчетных параметров, решение которых, как правило, конкретно для каждой залежи. Рассмотрим дифференциацию запасов нефти в связи с требованиями рациональной разработки. Этот вопрос весьма важен, сложен и актуален. Об этом свидетельствует довольно большое число работ, появившихся в последние годы в различных нефтяных районах страны и направленных на методическое и практическое решение вопросов дифференциации запасов нефти по их активности, подвижности и степени участия в разработке. К числу этих работ относятся исследования М. А. Жданова,

В. В. Стасенкова, М. М. Ивановой, И. П. Чоловского, И. С. Гутмана, В. И. Азаматова, В. М. Гусева, И. Б. Розенберга, Н. М. Свихнушина, Ф. С. Акбашева, И. Э. Носенкова, А. С. Жданова, Н. Р. Ковальчук, Н. С. Предтеченской и др.

Нетрудно видеть, что дифференциация запасов нефти в связи с рациональной разработкой тесно связана с проблемой нижних пределов параметров продуктивных пород, кондициями.

Как уже отмечалось, дифференциация запасов нефти проводится по различным признакам, что определяется конечной целью, при этом необходимо решать следующие задачи: 1) обоснование нижних пределов и других граничных значений параметров продуктивных пород с целью подсчета и картирования балансовых и забалансовых запасов нефти и газа, а также запасов, приуроченных к элементам разной продуктивности, и т. п.; 2) обоснование коэффициента вытеснения для расчета величины физически подвижных запасов; 3) качественное и количественное разделение балансовых запасов по степени их активности в процессе разработки (с учетом приуроченности запасов к коллекторам различной продуктивности); 4) обоснование дифференцированной модели объекта разработки с учетом неоднородности строения резервуара и активности запасов.

В первом приближении задача отражения распределения запасов нефти и газа по площади и разрезу залежи решается с помощью карт эффективной нефтенасыщенной толщины пластов и удельных запасов. Однако обе карты дают представление о распределении запасов по площади, но не характеризуют качество запасов в отдельных точках залежи и степень участия их в разработке. Для отражения степени участия запасов в разработке при дифференциации запасов применяются методы, учитывающие изменчивость параметров пластов (проницаемости, пористости, сочетаний пористости и проницаемости, гидропроводности), оказывающих влияние на процессы разработки.

Метод дифференциации балансовых запасов в зависимости от проницаемости продуктивных пластов предусматривает подсчет запасов по пластам различной проницаемости и выдачу результатов в виде таблиц и кривых распределения запасов по всему спектру проницаемости. Построив карты распространения пород различной проницаемости, можно получить представление о распределении запасов нефти в этих породах по площади залежи. Недостатком такого подхода является низкая точность результатов вследствие большой погрешности оценки проницаемости по геофизическим данным (при отсутствии керновых данных) и из-за значительной неоднородности по проницаемости пластов-коллекторов.

В практике разработки для анализа и других целей широко применяются карты гидропроводности, которые в принципе можно использовать для дифференциации запасов. Известно, что гидропроводность определяет фильтрационную способность продуктивного пласта. Обычно в условиях неоднородных коллекторов

карты гидропроводности строятся по зональному принципу, т. е. все породы по этому параметру разделяются на несколько классов и показывается их размещение в пределах залежи. Это позволяет учитывать взаиморасположение плохих и хороших зон пласта (по фильтрационным свойствам и запасам) при гидродинамических расчетах, оценке нефтеотдачи, расстановке нагнетательных и эксплуатационных скважин и т. п.

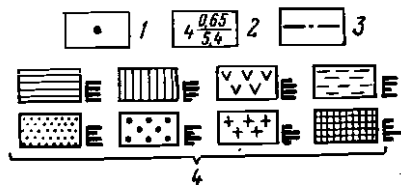
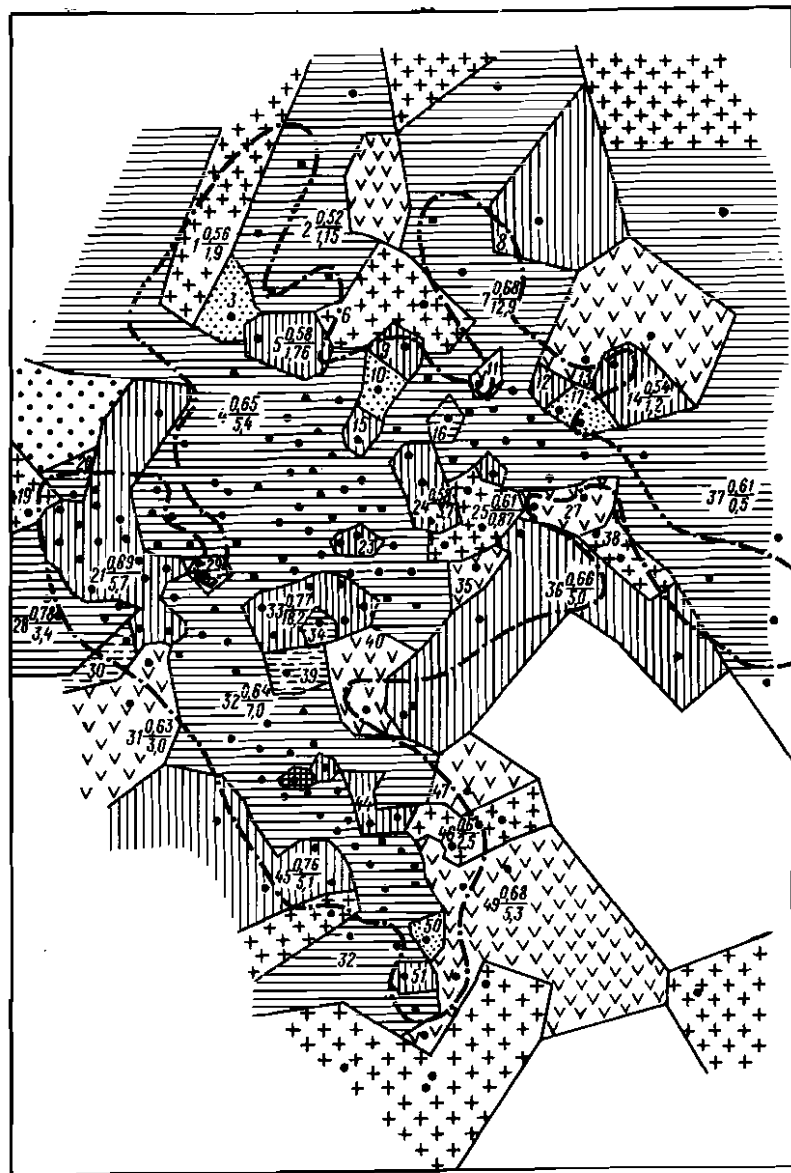
На месторождениях Татарии основным методом дифференциации запасов по степени участия их в разработке является упоминавшийся выше метод литологических карт. Он применяется на Ромашкинском, Новоелховском, Бондюжском и других месторождениях. Этим методом дифференцируются как балансовые, так и извлекаемые запасы. С этой целью для каждого типа коллекторов («песчаники», «алевролиты») были рассчитаны и приняты (при утверждении запасов в ГКЗ) усредненные значения коэффициентов нефтеотдачи: 0,6 — для «песчаников» и 0,2 — для «алевролитов». Очевидно, что такой подход не является строгим, поскольку условия выработки того или иного типа коллектора сильно зависят от его пространственного положения среди других коллекторов, системы разработки и т. п. В частности, возникают расхождения между фактическими и расчетными показателями нефтеотдачи месторождений Татарии [171]. Весьма существенным недостатком литологических карт является также следующее обстоятельство. При проведении анализа разработки расчлененного объекта в целом (в условиях Татарии — горизонт D_1) с целью выработки каких-либо мероприятий по интенсификации разработки приходится одновременно пользоваться литологическими картами всех пластов горизонта D_1 , что представляет большое неудобство. В связи с этим возникла необходимость в замене отдельных пластовых карт единой для всего горизонта, на которой имеется информация о важнейших параметрах скважин. В работе [182] была предложена подобная карта, отражающая максимум необходимых при геолого-промысловом анализе данных об объекте разработки: индексы пластов, зоны их слияния, характер насыщения, мощности пластов, тип коллекторов. На карте также выделены зоны, где нефтеносными являются одни и те же пласты, одинаковое их сочетание или одинаковый тип разреза [123]. Эта карта с определенной долей вероятности позволяет предположить, какие нефтеносные пласты и какой примерно мощности встретит вновь бурящаяся дополнительная скважина, а также какого типа коллекторы она вскроет. Совмещая указанную карту с зонами распространения типов коллекторов и картой удельных извлекаемых запасов, можно получить обобщенную модель горизонта, которую предлагается использовать при выборе скважин под очаговое или избирательное заводнение [175]. Безусловно, эта модель дифференциации коллекторов и их запасов по комплексу существенных признаков имеет практический смысл. Однако очевидна ее сложность и некоторая условность.

Все изложенное указывает на необходимость использования других критериев при разделении запасов по степени участия их в разработке.

Для этой цели было предложено использовать карты зон различной продуктивности [9]. Как известно, коэффициент продуктивности является непосредственным критерием производительной способности нефтяного пласта [174]. Он представляет собой величину, зависящую от большого количества факторов, таких как проницаемость, пористость, мощность, водонасыщенность, трещиноватость, глинистость и др. На наш взгляд, использование этого комплексного параметра позволяет получать всестороннюю характеристику пространственной неоднородности залежи, а сам коэффициент продуктивности можно рассматривать в качестве обобщающего показателя неоднородности [9]. Следует отметить, что коэффициент продуктивности в настоящее время является одним из основных при расчете показателей разработки залежей [175]. Важным обстоятельством является также то, что данный параметр характеризует больший объем прискважинной части пласта, чем керн и промыслово-геофизические методы, несущие информацию лишь о малой части объема пласта, дренируемого скважиной.

Для построения карты зон различной продуктивности весь диапазон изменения значений коэффициента продуктивности по скважинам подразделяется на несколько классов, с последующим выделением границ классов или зон продуктивности в пределах залежи. Очевидно, что количество классов для каждой конкретной залежи будет неодинаковым, а нижний предел продуктивности обосновывается с учетом экономической целесообразности. Полученная карта совмещается с картой изопахит соответствующего объекта подсчета или с картой удельных запасов и в пределах каждой зоны продуктивности рассчитываются балансовые запасы с учетом изменчивости всех подсчетных параметров. Таким образом, можно не только получить представление о величине и площади распространения запасов той или иной продуктивности, но и представить качественный характер изменения этих запасов по площади залежи. Впервые этот метод был применен при подсчете и дифференциации запасов нефти крупнейшего месторождения Хасси-Месауд, кембрийская залежь которого приурочена к неоднородным терригенным коллекторам. Полученные результаты были использованы при проектировании разработки этой залежи и оказались полезными при выборе системы разработки, расчете коэффициента нефтеотдачи, при рассмотрении очередности разбуривания, ввода в разработку участков залежи и т. п.

Замеры коэффициента продуктивности, как правило, осуществляются в части скважин месторождения. В тех случаях, когда они отсутствуют или вызывают сомнения, коэффициенты продуктивности могут быть рассчитаны, например, методом многомер-



ного регрессионного анализа по комплексу геологопромысловых данных [202].

В условиях месторождения Хасси-Месауд разработанный метод оказался весьма эффективным, что обусловлено, в первую очередь, представительностью имевшегося керна материала.

Однако, как правило, объем керна материала бывает ограниченным. В связи с этим решение многих задач по оценке параметров пластов, в том числе и коэффициента продуктивности, проводится в промышленной геофизике, которая показала при этом высокую эффективность. Возможные варианты решения такой задачи приведены в работах [10, 45].

Одним из конечных результатов геологопромыслового изучения залежи должно быть построение дифференцированной модели объекта разработки. В качестве примера можно привести такую модель, предложенную для месторождений Пермского Прикамья.

Для отображения соотношения пластов в плане и в разрезах отдельных скважин используется несколько усовершенствованная методика, описанная в работе [123]. Каждый пласт обозначается (сверху—вниз) порядковым номером 1, 2, 3 ... и т. д. В случае отсутствия пласта в разрезе номер его не проставляется. Нефте-, водонасыщенные пласты и пласты, в которых отбивается ВНК, обозначаются соответствующим цветом или условным знаком. Затем зоны одинаковых типов разрезов картируются и выделяются либо цветом, либо определенной штриховкой. Эта карта, отражающая макростроение неоднородного резервуара, предлагается в качестве основы для построения дифференцированной модели.

Далее с учетом результатов оценки коэффициентов вытеснения и продуктивности карта типов разрезов дополняется в пределах каждого из выделенных участков или блоков залежи количественной характеристикой коэффициентов продуктивности и вытеснения. Это позволяет в пределах блоков выделять балансовые запасы нефти, оценивать их предполагаемую активность (с учетом продуктивности коллектора), физические подвижные запасы нефти (как произведение балансовых запасов на коэффициент вытеснения).

Полученная в результате дифференцированная модель объекта разработки может быть использована при решении, например, таких важных задач проектирования и анализа разработки, как расчет коэффициента охвата, нефтеотдачи, распределения добычи по блокам и разрезу и т. п. На рис. 7 приведена подобная модель для Павловского месторождения Пермской области. Как будет

Рис. 7. Дифференцированная модель объекта разработки Павловского нефтяного месторождения

1 — скважина; 2 — перед дробью — номер поля, в числителе — коэффициент вытеснения, в знаменателе — коэффициент продуктивности; 3 — внешний контур нефтеносности; 4 — обозначения типов разрезов объекта разработки в скважинах: длинная черта — пласт в разрезе присутствует; короткая черта — пласт в разрезе отсутствует. См. [123]

показано ниже, она оказалась эффективной при решении задачи оптимальной расстановки дополнительных скважин и при расчете текущей нефтеотдачи по отдельным участкам залежи, что было использовано при выработке мероприятий по улучшению состояния разработки указанного месторождения.

Таким образом, мы видим, что дифференциация запасов предполагает оценку их размещения в пространстве и гидродинамической активности.

Опыт разработки залежей, приуроченных к неоднородным пластам, показал необходимость учета именно системных свойств залежей, приуроченных к таким пластам. Первым шагом на этом новом пути и являются рассмотренные выше методы дифференциации запасов. В соответствии с новыми потребностями начали появляться и новые варианты объемного метода, который, как это очевидно, является единственным методом, обеспечивающим возможность дифференциации.

Наиболее полный «набор» задач дифференциации запасов нефти возникает на крупных залежах, что вполне очевидно. Крупные залежи, как правило, разбурены весьма значительным числом скважин. При этом происходит постоянный рост числа скважин. В этих условиях для учета вновь поступающей информации и ее оперативной обработки необходимо использовать вычислительную технику. Впервые это было сделано для некоторых месторождений Татарии [Азаматов В. И., Порман Д. А., 1967 г.] и месторождения Хасси-Месауд АНДР [Азаматов В. И. и др., 1969 г.]. Полученные при этом результаты решения некоторых задач дифференциации запасов нефти на основе использования ЭВМ приведены в монографии [11].

Глава V

НОМЕНКЛАТУРА, КЛАССИФИКАЦИЯ И ОЦЕНКА ТОЧНОСТИ ПОДСЧЕТА ПРОМЫШЛЕННЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ, ГАЗА И КОНДЕНСАТА

§ 1. НОМЕНКЛАТУРА ЗАПАСОВ

Современная номенклатура запасов нефти и газа приведена в работе [76, с. 25]. Табл. 3 заимствована оттуда, однако в части, касающейся балансовых запасов, в нее внесены некоторые изменения, необходимость которых вытекает из современных представлений о процессах, протекающих в нефтегазоносных пластах при разработке. Рассмотрим номенклатуру запасов наиболее подробно.

Согласно [168, с. 5] начальные потенциальные ресурсы — это «общее количество промышленных запасов нефти и газа, содержащихся до начала разработки в известных месторождениях,

Таблица 3

НОМЕНКЛАТУРА ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА



а также перспективные запасы и количественная оценка прогнозов нефтегазоносности, т. е. сумма уже извлеченной нефти, разведанных (категории $A+B+C_1$), перспективных (категории C_2) запасов и прогнозной оценки (группа Д)».

Накопленная добыча включает в себя всю добычу нефти и газа, извлеченных из недр с момента получения промышленного притока до той даты, на которую производится тот или иной расчет, связанный с оценкой ресурсов. Оставшееся в недрах количество нефти или газа составляет текущие потенциальные ресурсы, т. е. «количественную оценку нефти и газа, содержащихся в настоящее время в известных (разведанных, разрабатываемых и др.), а также предполагающихся и возможных к открытию и использованию в будущем источниках добычи нефти и газа. В районах, где еще отсутствует добыча нефти и газа, начальные и текущие потенциальные ресурсы будут одинаковыми» [168, с. 6]. Далее разъясняется, что текущие потенциальные ресурсы «объединяют в себя две крупные и резко различающиеся между собой группы запасов. В первую из них входят уже разведанные и в

значительной мере вовлеченные в разработку запасы, а во вторую — запасы, лишь предполагаемые и прогнозируемые на той или иной территории на основании имеющихся геолого-геофизических материалов и сложившихся представлений о геологическом строении и нефтегазоносности» [168, с. 6].

Как отмечает Ф. А. Гришин, «к группе разведанных запасов относятся такие запасы, которые с той или иной степенью достоверности выявлены в результате проведенных исследований и геологоразведочных работ и в основном подготовлены для последующей их разработки или доразведки. Разведанные запасы представляют собой естественную базу функционирования современных нефтяных и газовых промыслов» [76, с. 22].

Согласно действующим инструкциям и правилам [111, 199], разведанные запасы нефти, горючих газов и сопутствующих компонентов разделяются на две группы, подлежащие отдельному учету:

— балансовые, удовлетворяющие промышленным условиям и горнотехническим условиям эксплуатации;

— забалансовые, разработка которых вследствие ограниченности их размеров, низкого качества нефти и газа, малой производительности скважин, особой сложности условий эксплуатации в настоящее время нерентабельна, но они могут рассматриваться в качестве объекта промышленного освоения в будущем.

В числе балансовых запасов нефти и газа выделяются запасы извлекаемые, т. е. запасы, которые можно получить при наиболее полном и рациональном использовании современной технологии и техники добычи. В отличие от этой формулировки, содержащейся в Инструкции по применению классификации запасов к месторождениям нефти и горючих газов [111], в Правилах [199] под извлекаемыми понимаются те запасы, которые можно извлечь при наиболее полном и рациональном использовании современной технологии и техники разработки нефтяных месторождений. Таковы характеристики групп запасов нефти и газа (а также сопутствующих полезных компонентов), выделяемых в общепринятой сегодня номенклатуре запасов. В табл. 3 представлена несколько иная номенклатура балансовых запасов, целесообразность введения которой обосновывается следующими соображениями.

Согласно [255] коллекторами называются горные породы, обладающие способностью вмещать нефть и газ и отдавать их в промышленных количествах. Вместе с тем, понятие «промышленное количество нефти» является относительным, меняющимся в зависимости от района нефтедобычи и других конъюнктурных условий. Разделение пород на коллекторы и неколлекторы, т. е. оценка содержащейся в породе нефти как промышленной или непромышленной, осуществляется путем установления кондиционных значений параметров нефтегазоносных пород, которые в свою очередь могут быть установлены на основании технологических или экономических соображений.

Нам представляется, что в целях более правильного определе-

ния количества той нефти (или газа), которая в соответствии с условиями залегания может быть извлечена из недр, при отнесении породы к классу коллекторов или неколлекторов необходимо исходить из физического состояния нефти в поровом пространстве. В соответствии с этим под коллектором следует понимать такую нефтенасыщенную породу, которая характеризуется фазовой проницаемостью для нефти больше нуля, т. е. которая содержит нефть, продвигающуюся в поровом пространстве, — физически подвижную нефть. Как показывает практика, не все породы-коллекторы, содержащие физически подвижную нефть, отдают ее при существующей технологии и системе разработки. Очевидно, полезно различать породы-коллекторы, отдающие и не отдающие нефть при данной системе разработки. При этом указанные группы коллекторов должны разделяться некоторыми граничными значениями свойств пород, например емкостно-фильтрационных.

Коллектор, характеризующийся значениями свойств ниже, чем упомянутые граничные, хотя и содержащий физически подвижную нефть, но при существующей системе разработки ее не отдающий, будем называть непродуктивным коллектором (в отличие от продуктивного коллектора, отдающего физически подвижную нефть при данной системе разработки).

Если водонасыщенность пород, содержащих нефть, характеризуется величиной, при которой фазовая (эффективная) проницаемость для нефти равна нулю, то такие породы нефть отдавать не будут ни при какой технологии и системе разработки. Это — породы-неколлекторы. Граничные значения свойств пород, разделяющие непродуктивные коллекторы и неколлекторы, можно назвать двухфазными граничными значениями (пределами).

Изложенные соображения показывают, что нефтенасыщенные породы могут быть подразделены на три группы: неколлектор, непродуктивный коллектор и продуктивный коллектор. Практика показывает, что на многих месторождениях как в нашей стране, так и за рубежом непродуктивные коллекторы имеют весьма большое распространение в объеме залежи, и к ним оказываются приуроченными большие запасы нефти, которые при изменении технологии разработки могут быть в какой-то мере извлечены на поверхность [178]. Знание величины этих запасов весьма важно, так как они являются одним из резервов для увеличения нефтеотдачи пластов, при эксплуатации которых применяемая система разработки обеспечивает извлечение нефти только из продуктивных коллекторов.

Рассмотрим понятия балансовых и забалансовых запасов. В действующих инструкциях и правилах не сказано, относятся ли эти понятия к залежам в целом или указанные группы запасов могут быть выделены в пределах одной залежи. На наш взгляд, к забалансовым может быть отнесена часть запасов нефти, содержащейся в непродуктивных коллекторах или в коллекторах низкой продуктивности, которые по экономическому критерию не могут быть отнесены к балансовым.

Величина забалансовых запасов может в этом случае быть значительной. Так, например, при оценке запасов нефти месторождения Хасси-Месауд было установлено, что продуктивные пласты ухудшаются к периферии, где они располагаются в виде значительных по площади зон низкой продуктивности и примыкают к зонам повышенной продуктивности. Бурение эксплуатационных скважин на этих участках в настоящее время нерентабельно. По данным разведочных скважин, вскрывших низкопродуктивные зоны, величина запасов нефти, содержащихся в них, существенна, и по своему качеству они отнесены к забалансовым. Несомненно, что в связи с истощением запасов нефти и газа, с появлением необходимости в новых источниках химического сырья и т. д. подобные запасы явятся объектом разработки в будущем.

Поскольку при расчетах технологических показателей разработки залежей нефти и газа используются балансовые и извлекаемые запасы, естественно, методам их подсчета, дифференциации по качеству и количеству уделяется основное внимание. Что касается забалансовых запасов, то в практике отечественного подсчета запасов нефти и газа весьма мало примеров их выделения. Это связано с рядом причин, одной из которых являлось отсутствие до последнего времени универсальной методики выделения нижних пределов параметров пород-коллекторов. Практически первой можно считать методику, принятую при оценке запасов нефти и газа терригенных залежей Татарии [165]. Основным недостатком ее, по нашему мнению, является отсутствие экономического критерия при выделении границ между породами различной продуктивности.

В последние годы на основе опыта подсчета запасов нефти и газа ряда месторождений за рубежом, в Татарии и Западной Сибири появились работы, учитывающие экономические и геологические условия разработки залежей при обосновании кондиционных границ. Введение экономического критерия позволяет выделить в числе общих (сумма балансовых и забалансовых) запасов нефти и газа забалансовые, согласно вышеприведенному определению. При этом в зависимости от геологических условий можно рассматривать два основных варианта распределения этих запасов [Азаматов В. И., Кувькин Ю. С., 1975 г.]:

1) запасы какой-либо залежи имеют низкую продуктивность или низкое качество нефти и газа, вследствие чего целиком относятся к забалансовым;

2) в пределах залежи выделяются зоны низкопродуктивных коллекторов, отдельные низкопродуктивные пласты или пропластки, местоположение которых фиксируется данными исследования скважин.

Основные сложности при оценке и учете забалансовых запасов возникают при рассмотрении второго случая. Частично он рассматривается при учете неоднородности в процессе проектирования и анализа разработки залежей [175, 228].

Однозначно забалансовые запасы могут быть выделены на ос-

нове принципов, изложенных в [7] и позволяющих давать интегральную и дифференцированную оценку забалансовых запасов. В связи с этим особую актуальность приобретают вопросы, связанные с объемами и качеством керновых исследований. Поскольку низкая продуктивность «забалансовых зон» определяется в первую очередь геологическими причинами и, в частности, литологическими изменениями пород, необходимость изучения этих изменений по керну очевидна. Например, важные данные о качественном и количественном содержании цемента, характере его распределения можно получить лишь по керну. При этом необходимую информацию можно иметь в том случае, если керн характеризует весь разрез. Поэтому целесообразно при разведке залежей производить сплошной отбор керна в нескольких скважинах по интересующему разрезу. Количество этих скважин определяется размерами залежей. Такой подход позволит наиболее полно изучить литолого-петрографическую и коллекторскую характеристики разреза, что совершенно необходимо при выяснении мероприятий по вовлечению в разработку низкопродуктивных коллекторов.

Как известно, параметры закона распределения проницаемости пласта используются в настоящее время в различного рода расчетах при проектировании разработки залежей. В связи с этим также ценными окажутся данные о проницаемости на основе сплошного кернового опробования, охватывающие весь диапазон ее изменения в пределах продуктивного пласта. На основе изучения распределения проницаемости пласта в низкопродуктивных зонах следует подсчитанные забалансовые запасы распределять по классам проницаемости. Это позволит оценить долю этих запасов в различных по коллекторским свойствам пластах и пропластках и решить вопрос о целесообразности и путях вовлечения их в дальнейшем в разработку.

Кроме рассмотренных случаев, в качестве третьего случая забалансовых запасов предлагается рассматривать не извлекаемую при современных технике и технологии часть балансовых запасов. Как известно, по большинству выработанных залежей коэффициенты нефтеотдачи не превышают 0,5, а газоотдачи 0,7—0,9 [264]. Оставшаяся в недрах часть нефти и газа, как правило, нигде не фиксируется, но она должна учитываться и рассматриваться в качестве дорогостоящего резерва будущего. Сюда же, видимо, относятся запасы, оставшиеся после разработки залежей в тупиковых зонах, отдельных линзах, «зашемленные» водой и др. В связи с этим также очевидна актуальность дифференцированного подсчета запасов нефти и газа.

С учетом всех вариантов забалансовых запасов нефти и газа можно полагать, что их величина в целом по стране весьма значительна и непрерывно возрастает. В связи с этим целесообразно усилить научно-исследовательские работы по созданию оборудования, позволяющего обеспечить высокие технико-экономические показатели добычи из малодобитного фонда скважин, по разработке принципиально новых методов воздействия на низкопродуктивные

пласты, по методам извлечения дополнительных нефти и газа из «выработанных» залежей и вовлечения в разработку всех видов забалансовых запасов.

При подсчете и пересчете запасов нефти и газа все виды забалансовых запасов должны учитываться отдельно с предварительной оценкой возможности и целесообразности их разработки в будущем.

Рассмотрим более подробно и понятие извлекаемых запасов. Их величина определяется через балансовые запасы и коэффициент нефтеотдачи. Коэффициент нефтеотдачи η_n определяется как произведение коэффициентов вытеснения нефти $\eta_{вт}$ и охвата заводнением $\eta_{охв}$. Если предположить, что коэффициент охвата заводнением равен единице, т. е. что воздействие оказывается на все части пласта, сложенные продуктивными коллекторами, без исключения, то коэффициент нефтеотдачи будет равен коэффициенту вытеснения нефти и извлекаемые запасы будут характеризовать полное количество физически подвижной нефти, содержащейся в залежи при данных коллекторских свойствах пласта и физико-химических свойствах нефти. Очевидно, что подвижные запасы составляют часть балансовых.

Однако коэффициент охвата заводнением не бывает равным единице. Он существенно зависит от выбранной системы разработки и главным образом от того, насколько структура системы эксплуатационных и нагнетательных скважин адекватна структуре залежи как системы, состоящей из элементарных геологических тел. Поэтому при разработке часть подвижных запасов остается неизвлеченной, т. е. составляет потери в недрах (за счет тупиковых зон, участков ухудшенных коллекторских свойств, не охваченных воздействием на пласт, и т. п.). Величина этих потерь равна разности между подвижными и извлекаемыми запасами, определяемыми с учетом фактического коэффициента охвата заводнением.

Для одного из объектов Западной Сибири (довольно однородный, высокопористый и высокопроницаемый пласт) была оценена величина подвижных запасов нефти [85]. Она составила 62 268 усл. ед. Извлекаемые запасы того же объекта при коэффициенте нефтеотдачи 0,6 оказались равными 52 928 усл. ед. Таким образом, из тех запасов, извлечению которых из пласта не препятствует ничто, кроме условий, создаваемых системой разработки, в пласте остается 9340 усл. ед., или более 15% подвижных запасов. Как видим, потери весьма существенны. Следует иметь в виду, что эти потери фактически еще больше, так как количество нефти, извлекаемой за весь период разработки, обуславливается также величиной конечной обводненности залежи, когда ее дальнейшая разработка становится нерентабельной. Этот фактор рекомендуется учитывать вводом в формулу коэффициента нефтеотдачи еще одной величины, называемой коэффициентом заводнения.

Изложенные выше представления, связанные с номенклатурой разведанных запасов, в компактной форме сведены в табл. 4. Эти

Таблица 4

ПЕРЕХОД ОТ ВОДОНАСЫЩЕННОЙ ТЕРРИГЕННОЙ ПОРОДЫ С МЕЖГРАНУЛЯРНОЙ ПОРИСТОСТЬЮ К ПРОДУКТИВНОМУ КОЛЛЕКТОРУ (ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ДАННЫЕ)

Водонасыщенная порода		Нефтеподвижна при данной технологии разработки		Нефтеподвижна при данной технологии разработки	
Неколлектор	Нефть физически неподвижна	Непродуктивный коллектор	Нефть неподвижна при данной технологии разработки	Низкопродуктивный коллектор	Высокопродуктивный коллектор
	Нефть физически подвижна		Нефть подвижна при данной технологии разработки		
Порода, не содержащая запасов нефти		Порода, содержащая геологические запасы нефти		Порода, содержащая геологические запасы нефти	
Абсолютный предел свойств нефтенасыщенной породы	Двухфазный предел свойств коллектора	Забалансовые по технологическим условиям	Забалансовые по экономическому критерию	Балансовые	
				Физически неподвижные (неизвлекаемые)	Подвижные
				Извлекаемые	Потери в недрах
				Кондиционные значения свойств коллектора	

данные, очевидно, могут быть распространены и на карбонатные нефтегазоносные породы.

В заключение необходимо подчеркнуть, что мы считаем рассмотренную номенклатуру разведанных и балансовых запасов весьма полезной в том отношении, что в ней четко выделяются извлекаемые запасы, как следствие достоинств и недостатков реализуемых на месторождении (залежи) системы и технологии разработки, и потери, как следствие только недостатков или несовершенства системы разработки. Величина потерь может быть использована в качестве одного из показателей эффективности принятой системы разработки и воздействия на пласт. Запасы, содержащиеся в непродуктивных коллекторах, и те, которые мы рассматриваем как потери, являются крупным резервом повышения нефтеотдачи нефтегазоносных пластов.

§ 2. ДЕЙСТВУЮЩАЯ КЛАССИФИКАЦИЯ ЗАПАСОВ

В настоящем параграфе дается общая характеристика действующей в СССР классификации и условий ее применения, а также высказываются некоторые соображения о возможных путях ее дальнейшего совершенствования.

Сравнение советской и зарубежной классификаций достаточно эффективно проведено, например, в работах Ф. А. Гришина [76] и Л. М. Томашпольского [239]. Из этого сравнения следует, что принципы классификации запасов нефти и газа, используемые в СССР, капиталистических и развивающихся странах, существенно различны. Поэтому попытки сопоставления этих классификаций, как правило, оказываются неудачными. Это, в свою очередь, делает невозможным сопоставление абсолютных величин запасов нефти [75, 76, 100, 239].

В соответствии с классификацией, действующей в СССР, запасы нефти, горючих газов и содержащихся в них сопутствующих компонентов по степени изученности подразделяются на четыре категории — А, В, С₁ и С₂ [111].

Запасы сопутствующих компонентов, содержащихся в нефти и горючих газах, подсчитываются и учитываются по категориям, соответствующим степени изученности этих компонентов.

К категории А относятся запасы залежи (или ее части), изученной с детальной, обеспечивающей полное определение формы и размеров залежи, ее эффективной нефтегазонасыщенной толщины, характера изменения коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности продуктивных пластов, качественного и количественного состава нефти, горючих газов и содержащихся в них сопутствующих компонентов и других параметров, а также основных особенностей залежи, от которых зависят условия ее разработки (режим залежи, продуктивность скважин, давление, проницаемость коллекторов, гидро- и пьезопроводность и другие особенности). Запасы категории А подсчитываются для залежей, находящихся в разработке.

Категория В — запасы залежи (или ее части), нефтегазоносность которой установлена на основании получения промышленных притоков нефти или горючих газов в скважинах на различных гипсометрических отметках и наличия благоприятных промыслово-геофизических данных и керна. Форма и размеры залежи, эффективная нефтегазонасыщенная толщина, характер изменения коллекторских свойств, нефтегазонасыщенность продуктивных пластов и другие параметры, а также основные особенности, определяющие условия разработки залежи, изучены приближенно, но в степени, достаточной для проектирования разработки залежи; состав нефти, горючих газов и содержащихся в них сопутствующих компонентов в пластовых и поверхностных условиях проанализированы детально.

По нефтяным залежам проведена пробная эксплуатация отдельных скважин. По газовым залежам установлено отсутствие нефтяной оторочки или определена ее промышленная ценность.

Категория С₁ — запасы залежей, нефтегазоносность которых установлена на основании получения промышленных притоков нефти или горючих газов в отдельных скважинах (часть скважин может быть опробована испытателем пластов) и благоприятных промыслово-геофизических данных в ряде других скважин, а также запасы части залежи (тектонического блока), примыкающей к площадям с запасами более высоких категорий. Условия залегания нефти или горючих газов установлены проверенными для данного района методами геологических и геофизических исследований, коллекторские свойства продуктивных пластов и другие параметры определены по отдельным скважинам или приняты по аналогии с более изученной частью залежи и соседними разведанными месторождениями.

Категория С₂ — запасы нефти и горючих газов, наличие которых предполагается на основании благоприятных геологических и геофизических данных в отдельных неразведанных полях, тектонических блоках и пластах, а также запасы в новых структурах в пределах нефтегазоносных районов, оконтуренных проверенными для данного района методами геологических и геофизических исследований. Забалансовые запасы категории С₂ не подсчитываются.

Согласно Инструкции по применению классификации запасов нефти и газа [111], утверждение проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений и выделение капитальных вложений на строительство промысловых сооружений должны производиться при наличии по месторождению (залежи) утвержденных ГКЗ СССР запасов нефти и горючих газов категорий В и С₁. При этом для отдельных групп месторождений устанавливается следующее соотношение запасов указанных категорий.

I группа. К этой группе относятся месторождения простого геологического строения, продуктивные пласты которых характеризуются выдержанностью толщины и коллекторских свойств по площади и разрезу. Для месторождений этой группы должно быть

разведано по категории В в новых районах не менее 30%, а в районах с развитой нефтегазодобывающей промышленностью не менее 20%. Значительное превышение разведанных запасов категории В по сравнению с указанными пределами без должного обоснования нецелесообразно.

II группа. К этой группе относятся месторождения сложного геологического строения, характеризующиеся невыдержанностью мощности и коллекторских свойств продуктивных пластов (горизонтов). Для месторождений этой группы выявление запасов категории В нецелесообразно вследствие высокой стоимости разведочных работ. Утверждение проектов и выделение капитальных вложений на строительство промысловых объектов и промышленных сооружений допускаются на базе категории С₁. Проектирование разработки и обустройства месторождений обеих групп по согласованию с ГКЗ может осуществляться на базе апробированных Министерством нефтяной промышленности СССР оперативно подсчитанных запасов.

Нефтяные и нефтегазовые месторождения с извлекаемыми запасами до 25 млн. т, находящиеся в районах действующих нефтепроводов, газопроводов и нефтепромыслов, могут вводиться по согласованию с ГКЗ в разработку на срок до трех лет на базе оперативно подсчитанных запасов, с последующим подсчетом запасов и утверждением их в ГКЗ.

По газовым месторождениям (залежам), не имеющим запасов нефти промышленного значения: 1) проектные и изыскательские работы по строительству промысловых объектов и промышленных сооружений, а также составление проектов опытно-промышленной эксплуатации и проектов разработки месторождений (залежей), находящихся в новых районах, производятся на базе оперативно подсчитанных запасов газов категорий В+С₁ и 50% запасов категории С₂; 2) утверждение проектов разработки месторождений (залежей) и выделение капитальных вложений на строительство промысловых объектов и промышленных сооружений осуществляются только при наличии запасов категорий В+С₁, утвержденных в ГКЗ. При этом для месторождений I группы с простым геологическим строением и выдержанными толщинами и коллекторскими свойствами продуктивных пластов не менее 20% запасов должно быть разведано по категории В, а для месторождений II группы со сложным геологическим строением и невыдержанными толщинами и коллекторскими свойствами продуктивных пластов утверждение проектов и выделение капитальных вложений на строительство промысловых объектов и промышленных сооружений допускаются на базе запасов категории С₁; 3) ввод в разработку месторождений (залежей), находящихся в районах действующих газопроводов, может производиться на срок до трех лет на базе оперативно подсчитанных запасов, с последующим подсчетом запасов и утверждением их в ГКЗ.

Возможность проектирования и строительства нефтедобывающего или газодобывающего предприятия при наличии на место-

рождении I группы меньших количеств запасов категории В против количеств запасов, указанных выше, устанавливается ГКЗ при утверждении запасов.

По многопластовым месторождениям, введенным в эксплуатацию на основании утвержденных в ГКЗ запасов нефти или горючих газов, разработка запасов, содержащихся во вновь выявленных промежуточных и вышезалегающих пластах (горизонтах), при отсутствии необходимости в связи с этим дополнительного выделения большого объема капитальных вложений на реконструкцию промысловых объектов и промышленных сооружений может осуществляться на базе оперативного подсчета запасов, произведенного по данным бурения эксплуатационных скважин.

По нефтяным и газовым месторождениям (залежам), введенным в разработку, перевод запасов в более высокие категории должен производиться по данным бурения и исследования эксплуатационных скважин, а в случае необходимости — по данным бурения дополнительных разведочных скважин.

При обосновании категорий в отчетах по подсчету запасов необходимо обращать внимание на следующее.

При отнесении запасов залежи (или ее части) к той или иной категории принимается во внимание степень изученности форм и размеров залежи, нефтегазонасыщенной толщины, коллекторских свойств продуктивных пластов и других параметров, характеризующих условия залегания и особенности разработки залежей нефти и газа.

К категории А относятся наиболее изученные запасы, которые определяются только в процессе разработки, когда залежь (или ее часть) разбурена сеткой эксплуатационных скважин в соответствии с проектом разработки.

На вновь открытых месторождениях по результатам разведочных работ выделяются запасы категорий В, С₁ и С₂. Стоимость подготовки запасов категории В достаточно высокая, поэтому инструкции ГКЗ СССР предусматривают обязательное выделение запасов этой категории только на месторождениях простого геологического строения. Если месторождение имеет сложное геологическое строение, то для ввода его в разработку достаточно выделить запасы только категории С₁.

Если залежь, по которой выделяются запасы категории В, имеет простое геологическое строение, то наряду с выполнением указанных выше требований необходимо получение промышленных притоков нефти или газа не менее чем в трех скважинах в различных частях залежи. В этом случае запасы категории В подсчитываются в контуре изогипсы, соответствующей наиболее низкой отметке пласта, с которой получен промышленный приток безводной продукции.

Категория В по залежам со сложным геологическим строением выделяется в пределах площади, которая оконтурена скважинами, давшими промышленные притоки безводной нефти или газа. Практика рассмотрения отчетов в ГКЗ показывает, что запасы катего-

рии В имеют фактически более строгое толкование, особенно в отношении определения границ подсчетного участка. Практически всегда запасы категории В выделяются на площади, которая оконтурена скважинами, давшими промышленные притоки нефти или газа.

Весьма важная роль принадлежит в настоящее время запасам категории С₁, поскольку на основе запасов этой категории осуществляется выделение капитальных вложений на промышленное строительство и ввод в разработку большинства новых залежей и месторождений. Поэтому требования к обоснованию запасов этой категории достаточно высокие.

Количество опробованных скважин, данные по которым используются для обоснования категории С₁, в инструкциях не оговорено. Оно определяется для каждой конкретной залежи в зависимости от ее размеров, сложности строения геологической структуры и условий залегания углеводородов. Кроме того, для новых залежей предусматривается необходимость изучения строения и размеров складки, определение контуров нефтегазоносности по данным промыслово-геофизических исследований и результатам опробования скважин. Нефтегазонасыщенные толщины горизонтов, коллекторские свойства пластов, а также коэффициенты продуктивности должны быть определены по отдельным скважинам. При соблюдении указанных выше условий запасы категории С₁ по вновь выявленным залежам практически всегда выделяются в пределах площади, ограниченной изогипсой, соответствующей наиболее низкой отметке пласта, с которой получен промышленный приток нефти или газа.

Запасы категории С₂ (предполагаемые запасы) выделяются как на изученных месторождениях, так и на новых структурах в пределах известных нефтегазоносных районов. В связи с этим запасы этой категории неоднородны по своей структуре и степень их достоверности различна.

На изученных месторождениях к категории С₂ относят запасы залежей, расположенных в интервалах разреза выше и ниже горизонтов, а также между горизонтами, которые при опробовании дали промышленные притоки нефти и газа. Кроме того, в категорию С₂ входят запасы неопробованных полей и тектонических блоков в пределах изученных залежей, в которых по данным опробования отдельных скважин выделены запасы категории С₁. Запасы категории С₂ в таких условиях имеют достаточно высокую надежность, так как пласты и зоны залежей, к которым они приурочены, обычно вскрыты разведочными скважинами и изучены по данным промыслово-геофизических исследований.

В связи с изложенным запасы категории С₂ на изученных месторождениях ближе по степени достоверности к запасам промышленных категорий, в то время как обоснованность запасов категории С₂ на новых структурах приближается к группе прогнозных запасов.

Анализ действующей классификации запасов нефти и газа и ин-

струкций по ее применению позволяет высказать следующие соображения.

Как совершенно справедливо сообщают авторы книги [184], категория запасов является наиболее общим, интегральным показателем степени изученности и подготовленности месторождения или залежи к разработке. В связи с этим установление категорий требует конкретной, свободной от субъективизма оценки условий, в которых находится месторождение, с точки зрения количества и качества полученной по нему информации.

«Тем не менее до сего времени определение категории носит субъективный характер. Причины этого заключаются в следующем.

Во-первых, представление о категории как о комплексном показателе формируется из суммы целого ряда частных представлений, отражающих степень сложности геологического объекта и его размеров, объемы проведенных геологоразведочных работ, технико-экономические условия разведки, разработки и транспортировки продукции, а также некоторую специфичность вида полезного ископаемого и прочие общеэкономические соображения. Неточное представление названных факторов, лишенное какого-либо количественного выражения и оценки степени влияния каждого из них, приводит к тому, что достаточно четких границ между категориями провести невозможно, а представление о категории является недостаточно конкретным.

Во-вторых, оценка определенных технико-экономических показателей разведки и разработки по районам меняется с течением времени, что также должно контролироваться соответствующим экономическим обоснованием меняющихся требований к категории» [184, с. 130—131].

Далее авторы справедливо считают, что категоричность запасов должна характеризоваться единым количественным показателем, который включал бы ряд частных показателей, зависящих от геологических, технико-экономических и других условий месторождения. В качестве такого показателя предлагается использовать оптимальную точность подсчета извлекаемых запасов. Пути его использования при оценке степени подготовленности запасов к промышленному освоению в работе [184] рассмотрены достаточно подробно.

В дополнение к сказанному представляется полезным рассмотреть вопрос о соответствии классификации современным принципам разработки нефтяных и газовых месторождений.

В современном представлении нефтяная залежь выступает как единое целое с более обширной гидродинамической системой, простирающейся на десятки, а иногда и сотни километров. Нефтеносная и водоносная области этой системы находятся в тесном взаимодействии. В связи с этим отбор жидкости из залежи сопровождается изменением гидродинамических условий не только в месте отбора, но и во всей залежи, а очень часто и во всей гидродинамической системе. Ввод месторождения в разработку осуществляется по научно обоснованным технологическим схемам или проектам

разработки, в которых обязательно освещается геологическое строение залежи, определяется схема размещения и число эксплуатационных и нагнетательных скважин, рассчитываются уровни добычи и объемы закачки воды или другого агента в залежь, устанавливается общий срок разработки и решается ряд других задач, требующих в определенном объеме конкретных данных о залежи в целом.

В соответствии с этими взглядами § 120 «Правил...» [199] допускает ввод нового нефтяного месторождения в разработку при условии, если «нефтяное месторождение достаточно разведано (установлено положение контуров нефтеносности, водонефтяного и газонефтяного контактов, определена продуктивность нефтяных скважин, изучена физико-химическая характеристика нефти в поверхностных и пластовых условиях и геолого-физическая характеристика пластов)».

Из вышеизложенного видно, что одним из основных требований к изученности месторождений, вводимых в разработку, является обязательное определение положения контуров нефтеносности. В действующей классификации о контурах ничего не говорится. Упоминания о контурах нефть — газ — вода в Инструкции по применению классификации [111] неконкретны и играют второстепенную роль. Согласно классификации границы высоких, наиболее достоверных категорий проводятся по скважинам, а границы низких категорий — на основании общегеологических соображений. В связи с этим на практике в процессе разведки часто даже не стремятся подтвердить предполагаемое положение контуров бурением законтурных скважин, так как при возможности отнесения запасов одной залежи к разным категориям (в том числе и низким) формально этого не требуется. Такое положение часто приводит к большим осложнениям и ошибкам при проектировании и вводе месторождений в разработку.

В качестве примера можно привести краткую историю разведки и ввода в разработку яснополянской залежи Ярино-Каменноложского месторождения Пермской области.

Первый подсчет запасов этого месторождения был проведен по данным семи разведочных скважин. Запасы были утверждены в 1956 г. по категориям А (28%), В (46%) и С₁ (26%) с правом разработки. При этом в законтурной части были только две скважины. Положение внешнего контура нефтеносности в основном было определено по данным структурного анализа. По материалам подсчета запасов была составлена технологическая схема разработки залежи, утвержденная в августе 1956 г. В процессе разбуривания залежи в соответствии с этой схемой выяснилось, что два ряда эксплуатационных скважин, запроектированных на западном крыле в пределах границ категории В, попадают за внешний контур нефтеносности. Поэтому возникла необходимость в составлении нового проекта разработки, базирующегося на уточненных представлениях о положении контура нефтеносности. Такой проект был принят в апреле 1959 г. Однако при составлении этого проекта

положение внешнего контура нефтеносности на северной и южной периклиналях было неизвестно. В результате нагнетательные скважины, которые по проекту должны были располагаться на внешнем контуре, оказались частично размещенными в нефтяной части залежи. Это было установлено по данным продолжавшегося разведочного бурения, показавшего, что рассматривавшееся в проекте и подсчете запасов месторождение продолжается далеко на юг и представляет собой одно целое с другой залежью.

В 1961 г. были утверждены запасы по месторождению в целом. Подсчет проводился по данным 139 разведочных и эксплуатационных скважин. Вдоль внешнего контура нефтеносности запасы отнесены к категории С₁, что указывает на слабую изученность положения контура, так как на дату подсчета на восточном борту структуры не было пробурено ни одной законтурной скважины.

Приведенный пример показывает, что отсутствие в классификации требования обязательного оконтуривания залежи и допущение отнесения части запасов залежей, вводимых в разработку, к низким категориям (предусмотренным действующей классификацией) часто приводит к неправильной ориентации разведочных работ и серьезным просчетам при проектировании разработки. Таким образом, в свете современной теории и практики разработки нефтяных и газовых месторождений целесообразность отнесения запасов одной залежи к различным категориям нуждается в специальном рассмотрении.

Детальное сопоставление классификаций запасов твердых полезных ископаемых и запасов нефти и газа показывает, что они построены на одинаковых принципах. Категории запасов в обоих случаях должны характеризовать степень изученности залежей полезного ископаемого. Обе классификации допускают возможность отнесения запасов одной и той же залежи к различным категориям. Для оценки подготовленности к промышленному освоению месторождения подразделяются на группы, одной из характеристик которых является соотношение запасов различных категорий. Такая идентичность принципов классификации является исторически объяснимой, поскольку классификация запасов нефти и газа появилась в период, когда нефтяные месторождения, так же как и месторождения твердых полезных ископаемых, вводились в разработку по частям путем постепенного увеличения фонда эксплуатационных скважин. Задача бурения разведочных скважин состояла в последовательном наращивании нефтеносной площади при одновременной эксплуатации залежи.

Однако то, что правильно для месторождений твердых полезных ископаемых, не соответствует характеру процессов, протекающих в залежах нефти и газа при их разработке. Тело твердого полезного ископаемого может быть расчленено на не связанные между собой (с точки зрения разработки) в различной степени изученные части. Каждая из таких частей может быть самостоятельно введена в разработку. При этом разработка запасов одной

категории никак не влияет на величину, условия залегания и количество запасов, отнесенных к какой-либо другой категории, которые во всех отношениях остаются в том же состоянии, что и до начала разработки одного из участков. Если говорить о залежи нефти или газа (или ее тектонически или литологически изолированной части), то выделить в ней такие, не связанные между собой с точки зрения разработки участки невозможно. Введение в разработку любого ее участка и даже ввод в эксплуатацию одной скважины неизбежно влечет за собой изменение первоначальных гидродинамических условий: перераспределения давления, перемещения нефти, внедрение контурных и подошвенных вод и т. д. Вследствие этого при осуществлении, например, водонапорного режима запасы эксплуатируемого участка в течение определенного времени практически могут оставаться постоянными, так как отбор нефти из пласта компенсируется притоком нефти с соседних, не разбуренных участков.

Какая-либо часть залежи может рассматриваться изолированно лишь в том случае, когда она согласно технологической схеме или проекту разработки выделяется как самостоятельный участок, искусственно отделенный от залежи, например, разрезающим рядом нагнетательных скважин. Для этого предварительно нужно изучить геологическое строение всей залежи, чтобы правильно отметить положение участков самостоятельной разработки.

С изложенной точки зрения отнесение запасов одной залежи на различных участках к неодинаковым категориям, очевидно, является не всегда правильным, приводящим к тому, что только 20—30% запасов (категория В) оказываются изученными в степени, достаточной для проектирования разработки. Об остальных запасах приходится судить по одиночным, как правило, плохо исследованным скважинам и главным образом по аналогии с хорошо изученным участком, запасы на котором отнесены к категории В. Проводить такую аналогию не всегда можно, так как до категории В обычно разведываются лучшие и центральные участки, по своим геолого-физическим характеристикам существенно отличающиеся от участков, запасы на которых относятся к категории С₁.

В результате изложенного следует сделать еще один вывод. При рассмотрении действующей классификации запасов нефти и газа видим, что она направлена на обеспечение в результате поисковых работ высокой надежности определения количества нефти и газа при минимальных (в лучшем случае оптимальных) средствах. При этом нужны разработки, вопросы надежного обеспечения качественного ее проектирования во внимание по существу не принимаются. Именно поэтому отнесение запасов к наиболее высокой категории А, гарантирующей и надежное определение количества нефти и газа, и достаточно детальное познание структуры залежи в том понимании, как это показано в главе II, предусматривается лишь для залежей, уже разбуренных по эксплуатационной сетке и находящихся какое-то время в разработке.

Поэтому ввод месторождений в разработку, проектирование разработки, выделение капитальных вложений на промышленное строительство разрешаются для месторождений с простым строением на 20—30% запасов категории В, когда «основные особенности, определяющие условия разработки залежи, изучены приближенно», а для сложнопостроенных месторождений, для которых «выявление запасов категории В нецелесообразно вследствие высокой стоимости разведочных работ», — на запасах категории С₁. Из сказанного видно, что действующая классификация запасов одной из важнейших своих задач имеет удешевление разведочных работ. Правильно ли это?

Раскрыть сущность проблемы можно с позиций системно-структурного подхода. В главе II было показано, что залежь нефти или газа можно рассматривать как систему, характеризующуюся определенной структурой. Точно так же мы можем говорить о системах эксплуатационных и нагнетательных скважин, промышленного сбора нефти и т. п. В первом случае мы имеем дело с геологической системой, во втором — с технической. Процесс разработки залежи с таких позиций может рассматриваться как процесс взаимодействия геологической и технической систем. Каждая из взаимодействующих систем имеет свои структуры. Высокая геологическая и экономическая эффективность их взаимодействия, очевидно, определяется степенью адекватности и совмещенности их структур.

При современной методике разведки, отвечающей требованиям действующей классификации запасов нефти и газа и инструкции по ее применению, поступающее количество информации, как правило, достаточно лишь для определения величины запасов, но совершенно недостаточно для выявления внутренней структуры залежи, знание которой существенно повысило бы эффективность проектирования разработки. Между тем незнание этой структуры ведет к тому, что уже в процессе интенсивной эксплуатации залежи для обеспечения достижения проектных показателей разрабатываются дополнительные мероприятия, одно из которых — бурение резервных скважин — предусматривается еще в процессе проектирования разработки. Число таких скважин составляет значительную долю от общего числа проектных скважин. Таким образом, экономя на разведке, но не нарушая при этом действующих инструкций и правил, дефекты проектов разработки, возникающие в связи с недостатком информации, пытаются компенсировать за счет бурения резервных скважин, число и суммарная стоимость которых во много раз больше разведочных. При этом нередко усилие не приводит к цели: проектные уровни добычи, например нефти, часто не достигаются или достигаются не теми средствами, которые были первоначально запроектированы.

В связи с изложенным выше структура сети эксплуатационных и нагнетательных скважин (по геометрии, плотности, размещению и т. п.) проектируется без должного учета внутренней структуры залежи. В результате в процессе разработки в пласте складываются

сь устойчивая структура фильтрационных потоков, обуславливающая извлечение запасов в размерах 30—50%. Перестроить эту структуру с помощью резервных скважин невозможно.

Таким образом, действующая классификация запасов нефти и газа, направленная на удешевление разведочных работ, способствует возникновению видимости экономического эффекта. В условиях социалистического народного хозяйства удешевление разведки (экономия по одной статье государственных расходов) перекрывается увеличением затрат на эксплуатационное бурение за счет расходов на резервные скважины (перерасход по другой статье государственных расходов). Вместе с тем экономия на разведке порождает еще один недостаток, который в дальнейшем ничем не компенсируется: возникновение больших потерь нефти в недрах вследствие неадекватности структур взаимодействующих геологической и технической систем.

Замечания, высказанные по поводу действующей классификации запасов нефти и газа, свидетельствуют о возможности и необходимости ее дальнейшего совершенствования.

В заключение остановимся на одном из вариантов количественной оценки категорий запасов нефти, осуществленном на основе изучения изменчивости запасов нефти ряда залежей Татарии, а также Пермской области [11]. Изменчивость запасов нефти, а также каждого из подсчетных параметров отмечалась по фактически утвержденным данным (ГКЗ, ЦКЗ), а также для различных сеток скважин (искусственное разрежение). На основе анализа полученных результатов были предложены следующие величины погрешностей: категория А—10÷15%, В—15÷30%, С₁—30÷60%. Эти величины предлагается использовать в качестве количественных критериев при обосновании категорий запасов при проведении разведки залежей. Практически это осуществляется следующим образом. Разведка месторождения проводится на основе принятых и апробированных методов в данном регионе в соответствии с требованиями практики и существующей инструкции ГКЗ. После того как закончена разведка и, по мнению геологов, полученные данные достаточны, например, для категории В, переходят к статистической обработке результатов геологической разведки. С этой целью рассчитывают распределение запасов в пределах оконтуренной площади, принимая постоянной площадь залежи, а в качестве переменных — все остальные подсчетные параметры по каждой скважине. В качестве меры погрешности подсчитанных запасов используется ошибка подсчета средней величины запасов $m = 2\sigma/\sqrt{n}$. Если ошибка не согласуется с величиной погрешности для данной категории, то в зависимости от необходимости проводится дальнейшая разведка залежи или на ней выделяется категория, соответствующая этой погрешности. Очевидно, что поскольку величина погрешности сильно зависит от неоднородности залежи, то и расстояния между разведочными скважинами для какой-либо одной категории для залежей, сильно различающихся показателями неоднородности, могут сильно от-

личаться. Таким образом, плотность разведочной сети формируется «автоматически», основываясь на результатах конкретного геологического изучения данной залежи и принятых (наперед заданных) норм погрешностей при обосновании категорий запасов. Как показал специальный анализ [11], предлагаемая методика количественной оценки категорий запасов в условиях месторождений Пермской области оказалась достаточно эффективной; использование количественных критериев выявляет недостатки разведки, связанные, например, с недостаточностью отбираемых объемов керна или проб флюидов.

§ 3. ОЦЕНКА ТОЧНОСТИ ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ

Вопросы оценки точности подсчета запасов становятся объектом все более детальных исследований, особенно в связи с широким внедрением ЭВМ в научные исследования [63, 76, 88, 184 и др.]. В настоящее время опубликованы основные формулы, по которым можно оценить погрешности определения подсчетных параметров, объемов нефтегазонасыщенных пород и самих запасов [54, 63, 159, 184]. Цель настоящего параграфа — осветить отдельные вопросы методологии и показать важность задач оценки точности результатов подсчета.

Существующая методика оценки точности результатов геологических наблюдений и определений основана на положениях теории ошибок измерений [105].

В задачу каждого измерения входит и оценка точности получаемого результата. Следует всегда иметь в виду, что измерение любой физической величины не может быть выполнено абсолютно точно. Его результат всегда содержит некоторую ошибку. Ошибки измерений можно подразделить на несколько видов.

Систематические ошибки вызываются факторами, действующими во всех актах повторения одного и того же измерения. Выявление ошибок этого вида из-за систематического однонаправленного характера очень затруднено, но при обнаружении они могут быть устранены. Так, например, систематической ошибки в расчете объема продуктивного пласта при планиметрировании можно избежать за счет перехода к численному интегрированию карт изопакит на ЭВМ (см. с. 85).

Случайные ошибки измерений характеризуются разносторонней направленностью, они неизбежны в любых измерениях и расчетах, отличаются друг от друга в отдельных измерениях, и эти различия имеют случайный характер. Правила оценки случайных ошибок изучаются в теории ошибок — математической дисциплине, основанной на законах теории вероятностей.

Грубые ошибки (промахи) измерений и расчетов обычно весьма значительны по своей абсолютной величине. При подсчете запасов нефти и газа они возникают из-за значительных ошибок в лабораторных измерениях, при включении в расчеты данных по неподставительным образцам керна и некачественно отобраным пробам флюидов. Грубые ошибки возможны при планиметриро-

ваний карт, при простейших арифметических расчетах, выполняемых вручную или с помощью несложных вычислительных машин. Устранению промахов в любых измерениях и расчетах прежде всего способствуют аккуратность и тщательность в работе, контроль результатов путем повторения измерений и расчетов. Следует также отметить, что промахи при подсчете запасов в районах, где уже установлены определенные закономерности в изменении параметров продуктивных пластов, легко обнаруживаются специалистом даже при самом беглом анализе результатов измерений и расчетов.

Качество результатов измерений и расчетов можно охарактеризовать абсолютной величиной Δ случайной ошибки. Однако в практике подсчета запасов при оценке точности полученных (замеренных или рассчитанных) значений параметров чаще пользуются относительной ошибкой, представляющей собою выраженное в процентах отношение абсолютной ошибки Δ к значению самой измеряемой величины. Это связано с тем, что подсчетные параметры имеют различную размерность, поэтому одинаковые по абсолютной величине ошибки измерений двух разных параметров могут оказывать совершенно несоизмеримые влияния на точность подсчета. Относительная ошибка в смысле ее влияния на конечные результаты подсчета запасов дает более содержательное представление о качестве измерений.

Практика подсчета запасов показала, что, несмотря на большую трудоемкость работ по оценке точности, их проведение является весьма полезным, так как оценка точности результатов позволяет сравнивать методы обработки первичных материалов и выбирать из них менее трудоемкие и более точные, выявлять систематические и грубые ошибки, получать дополнительные обоснования при выделении категорий запасов и т. д. Кроме того, появляется дополнительный критерий для выбора того или иного метода подсчета запасов.

Применение методики количественной оценки точности подсчета запасов позволяет осуществлять сравнительную оценку достоверности подсчета разными методами в зависимости от степени геологической изученности и продолжительности сроков разработки залежи, в связи с чем может появиться возможность уменьшения или даже исключения (грубых и систематических) погрешностей и повышения надежности результатов.

Рассмотрим некоторые аспекты оценки точности подсчета разными методами.

Как уже отмечалось в предыдущей главе, объемный метод подсчета запасов является универсальным, применение которого возможно на любой стадии изучения месторождения. Результаты специально проведенных исследований показали, что величины ошибок определения отдельных параметров, входящих в формулу объемного метода, и ошибок подсчета запасов в среднем по ряду нефтяных районов характеризуются данными, приведенными в табл. 5 [252].

Таблица 5

ОТНОСИТЕЛЬНЫЕ ОШИБКИ (в %) ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОДСЧЕТНЫХ ПАРАМЕТРОВ И ЗАПАСОВ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Категория запасов	Площадь нефтеносности	Эффективная нефтенасыщенная толщина	Пористость	Нефтенасыщенность	Плотность нефти	Пересчетный коэффициент	Балансовые запасы
C ₁	20	15	15	10	2	10	33
B	12	4	5	5	1	5	15
A	2	3	3	2	0,5	2	5

При оценке извлекаемых запасов нефти основное значение имеют ошибки определения нефтеотдачи, удельный вес которых составляет около 40% общей ошибки. Средние ошибки определения извлекаемых запасов значительно выше, чем балансовых, и для разных категорий составляют: C₁ — 47%, B — 23%, A — 9% [252].

Работу по исследованию точности подсчета запасов нельзя считать законченной, о чем свидетельствует следующий пример. Несмотря на широкое использование в практике подсчета метода интегрирования полей подсчетных параметров с помощью планиметра, то обстоятельство, что при подсчете запасов нефтяных и газовых залежей применение метода, как правило, ведет к систематическому завышению запасов, выяснилось совсем недавно [200, 265]. Рассмотрим этот пример более детально.

При подсчете запасов нефтегазонасыщенный объем продуктивного пласта обычно определяют по картам эффективной нефтегазонасыщенной толщины с помощью планиметра. Планиметрированием находят площади S_i тех полей карты, которые заключены между смежными изопахитами с отметками h_i и $h_{i+1} = h_i + \delta$, где δ — шаг изолиний. Все площади S_i умножают на полусуммы

$$\frac{1}{2}(h_i + h_{i+1}) = h_i + \frac{\delta}{2}$$

отметок изопахит, их ограничивающих, и на масштабный множитель M , что дает оценки

$$V_i = MS_i \left(h_i + \frac{\delta}{2} \right) \quad (V.1)$$

объемов нефтегазонасыщенных пород между смежными изопахитами. Суммируя V_i' всех полей карты, вычисляют оценку нефтегазонасыщенного объема для пласта в целом.

На картах эффективной нефтегазонасыщенной толщины каждое поле, ограниченное смежными изопахитами, как правило, имеет кольцеобразную форму. Изопахита, отвечающая внешней границе, обычно имеет длину большую, а значение толщины меньше, чем изолиния внутренней границы поля. Для исследования оценки

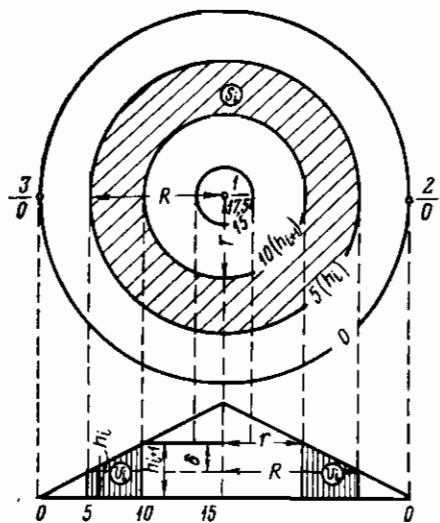


Рис. 8. Графическая модель карты изопахит

объема по формуле (V.1) примем, что площадь S_i ограничена изопахитами h_i и $h_{i+1} = h_i + \delta$, имеющими форму окружностей, центры которых находятся в одной и той же точке, а радиусы равны R и r , где $R > r$ и R — радиус внешней изопахиты с отметкой $h_i < h_{i+1}$ (рис. 8). При оценке объема естественно предполагать, что значения h вдоль радиуса кольца меняются линейно. Тогда при $M=1$ объем V_i , связанный с рас-

считываемым кольцом, нужно принять равным сумме объемов цилиндра радиуса R и высоты h_i и усеченного конуса с высотой δ и с радиусами оснований, равными R и r , уменьшенной на объем цилиндра с радиусом r и высотой $h_{i+1} = h_i + \delta$. В общем случае для $M \neq 1$ получим

$$V_i = M \left[\pi R^2 h_i + \frac{\pi \delta}{3} (R^2 + r^2 + Rr) - \pi r^2 (h_i + \delta) \right] = \pi M \left(R^2 h_i + \frac{1}{3} \delta R^2 - \frac{2}{3} \delta r^2 + \frac{1}{3} \delta Rr - r^2 h_i \right).$$

Оценка V'_i объема той же кольцевой зоны по формуле (V.1) будет

$$V'_i = M \pi (R^2 - r^2) \left(h_i + \frac{\delta}{2} \right) = \pi M \left(R^2 h_i + \frac{1}{2} \delta R^2 - r h_i - \frac{1}{2} \delta r^2 \right).$$

Следовательно, в рассматриваемом примере абсолютная ошибка Δ_i обычной оценки V'_i объема, связанного с кольцевой зоной, площадь которой $S_i = \pi (R^2 - r^2)$, получится равной

$$\Delta_i = V'_i - V_i = \pi M \left(\frac{1}{6} \delta R^2 + \frac{1}{6} \delta r^2 - \frac{1}{3} \delta Rr \right) = \frac{\pi}{6} M \delta (R - r)^2.$$

Умножив и разделив правую часть последнего равенства на $S_i = \pi (R^2 - r^2)$ и обозначив длины изопахит l_i и l_{i+1} , ограничивающих поле, соответственно через $l_i = 2\pi R$ и $l_{i+1} = 2\pi r$, приходим к более общей формуле

$$\Delta_i = \frac{1}{6} M S_i \delta \frac{l_i - l_{i+1}}{l_i + l_{i+1}}, \quad (V.2)$$

вывод которой можно найти в работе [265].

Это означает, что ошибка определения объема с помощью формулы (V.1) имеет систематический характер (объем завышается, поскольку обычно $l_i - l_{i+1} > 0$) и пропорциональна шагу изопахит δ , а также относительной разности $\frac{l_i - l_{i+1}}{l_i + l_{i+1}}$ длин изопахит, ограничивающих поле.

От систематической ошибки в оценке нефтегазонасыщенных объемов продуктивных пластов легче всего избавиться за счет перехода к численному интегрированию карт изолиний эффективной нефтегазонасыщенной толщины на цифровых ЭВМ. Эта задача может быть решена, в частности, с помощью программы ПЛАНиметрия, реализованной на ЭВМ «Минск-32» [200].

Когда программа применяется с целью оценки нефтегазонасыщенного объема, исходными данными для нее служат снятые с карты значения h эффективной нефтегазонасыщенной толщины в узлах плотной сетки, по возможности близкой к квадратной или прямоугольной, и координаты (x, y) узлов, для которых указаны значения h . Эти данные должны характеризовать прямоугольник $(x_0 \leq x \leq x_K, y_0 \leq y \leq y_K)$, площадь которого полностью перекрывает площадь проекции подсчетного объекта на карте. Общее количество узлов, в которых заданы значения h , принимается равным $100 \div 500$. Обязательно выполнение следующего условия: в любом прямоугольнике, полностью расположенном на площади $(x_0 \leq x \leq x_K, y_0 \leq y \leq y_K)$, имеющем стороны, параллельные осям координат x и y , с длинами, соответственно равными $\frac{x_K - x_0}{\delta_x}$ и $\frac{y_K - y_0}{\delta_y}$,

должно находиться не менее трех лежащих на одной прямой узлов с заданными значениями h (смысл δ_x и δ_y ясен из приводимой ниже формулы (V.3)).

Зависимость $h = f(x, y)$ программа ПЛАНиметрия аппроксимирует косинус-полиномом Фурье вида

$$h = \sum_{n=0}^{\delta} \sum_{m=0}^{\delta} a_{mn} \cos \frac{n\pi(x-x_0)}{x_K-x_0} \cos \frac{m\pi(y-y_0)}{y_K-y_0}, \quad (V.3)$$

подбирая коэффициенты a_{mn} из условия минимизации суммы квадратов отклонений фактических значений h в узлах от значений, которые в тех же узлах принимают выражение (V.3). В результате получается описание поля значений h для всего прямоугольника $(x_0 \leq x \leq x_K, y_0 \leq y \leq y_K)$, имеющее вид матрицы:

$$\begin{pmatrix} a_{00} & a_{01} & a_{02} & \dots & a_{08} \\ a_{10} & a_{11} & a_{12} & \dots & a_{18} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ a_{80} & a_{81} & a_{82} & \dots & a_{88} \end{pmatrix}, \quad (V.4)$$

содержащей 81 коэффициент a_{mn} .

Коэффициент a_{00} равен среднему значению h на прямоугольнике $(x_0 \leq x \leq x_K, y_0 \leq y \leq y_K)$. Поэтому нефтегазонасыщенный объем V продуктивного пласта может быть определен по формуле

$$V = Ma_{00}(x_k - x_0)(y_k - y_0), \quad (V.5)$$

где M — масштабный множитель, с помощью которого осуществляется переход от площади участка на карте к площади того же участка в натуре.

Одновременно с определением объема V программа ПЛАНиметрия оценивает относительную случайную погрешность ϵ этого определения по приближенной формуле:

$$\epsilon = \frac{\sigma}{a_{00}\sqrt{N-81}} \left(1 + \left| \frac{\bar{h} - a_{00}}{a_{00}} \right| \right), \quad (V.6)$$

где σ — среднее квадратическое отклонение заданных значений h в узлах от значений, которые в тех же узлах принимает косинус-полином (V.3); N — общее число узлов, в которых заданы значения h ; \bar{h} — среднее арифметическое из заданных значений h в узлах.

Применяя такую схему определения объема нефтегазонасыщенных пород, мы полностью избавляемся от систематической погрешности и одновременно количественно оцениваем точность полученного значения объема. Сравнение результатов подсчета объемов нефтегазонасыщенных пород (продуктивных объемов) с помощью программы ПЛАНиметрия с результатами выполненных по тем же данным «ручных» подсчетов с помощью планиметра показывает (табл. 6), что в условиях рассмотренных залежей подсчет объема по картам эффективной нефтегазонасыщенной толщины (сечение изолиний 2÷4 м) с помощью планиметра в подавляющем большинстве случаев приводил к завышению объема (и запасов), достигавшему иногда почти 8% и в среднем составлявшему 2,5%. Только в отдельных случаях объем по машинному подсчету выше подсчитанного вручную, по-видимому, в

Таблица 6

ОТКЛОНЕНИЯ МАШИННЫХ ОЦЕНОК ПРОДУКТИВНОГО ОБЪЕМА ОТ «РУЧНЫХ» (В ПРОЦЕНТАХ ПО ОТНОШЕНИЮ К «РУЧНЫМ» ОЦЕНКАМ)

Месторождение	Номенклатура продуктивных пластов							В целом по месторождению
	Средний карбон			Нижний карбон				
	КВ ₁	В ₃ В ₄	Бш	Тл ₁	Тл ₂	Бб ₁₊₂	Г	
Альняшское	-3,0				-0,8	-1,1		-1,2
Васильевское					-5,6	-0,6		-2,6
Гондыревское	-0,2	-4,0	-2,8		-1,4	-1,7		-1,3
Красноярско-Куединское		-3,4	-1,5		-3,9	-3,8	-4,2	-2,7
Кокуйское			-1,3		-7,7	-3,6		-3,6
Рассветное и Маячное			-2,5	-3,2	-3,6		-2,1	-2,7
Падунское			-1,1			-2,6	-2,7	-1,6
Баклановское		-4,4	-4,3		-2,3			-3,7
Ольховское			-4,1		-3,4	-2,3	-1,3	-2,4
Кухтымское					-1,9	-2,6		-2,2
Савинско-Москудьинское	-1,2	-1,0	-2,2		-2,1	-2,2	-0,3	-1,6

результате компенсации систематической ошибки ручного подсчета отрицательной случайной погрешностью ручного или (и) положительной случайной погрешностью машинного подсчета.

В том, что завышение объема при ручном подсчете, базирующемся на формуле (V.1), действительно имеет систематический характер, легко убедиться с помощью простого эксперимента. Возьмем карту эффективной нефтегазонасыщенной толщины, построенную с шагом изопахит 4 м, и подсчитаем по ней объем V_1 с помощью планиметра. Дополним ту же карту новыми изопактами с шагом 2 м, а затем с шагом 1 м и вычислим по этим картам оценки объема V_2 и V_3 . Оказывается, что $V_3 < V_2 < V_1$, чем подтверждается справедливость формулы (V.2), согласно которой подсчет объема по формуле (V.1) характеризуется систематической ошибкой в сторону завышения, пропорциональной шагу изопакит. По мере уменьшения шага изопакит результаты ручного подсчета все больше сближаются с результатами машинного подсчета, основанного на использовании программы ПЛАНиметрия.

Заметим, что если в правой части формулы (V.5) под M понимать не масштабный множитель, а произведение коэффициентов пористости, нефтенасыщенности, плотности нефти и коэффициента, учитывающего усадку нефти, то программа ПЛАНиметрия будет вместо величины нефтегазонасыщенного объема залежи сразу определять запасы нефти. Аналогичным образом программой можно использовать и для непосредственного получения величины запасов газа.

Как видно из вышеизложенного, программа ПЛАНиметрия не только подсчитывает объем (запасы) залежи и оценивает точность выполненного подсчета, но и описывает все поле значений эффективной нефтегазонасыщенной толщины h с помощью матрицы (V.4). Опираясь на эту матрицу, по формуле (V.3) можно оценить значение h в любой точке прямоугольника ($x_0 \leq x \leq x_k$, $y_0 \leq y \leq y_k$), что позволяет использовать матрицу (V.4) для подсчета объема (запасов) по любому участку прямоугольной площади ($x_0 \leq x \leq x_k$, $y_0 \leq y \leq y_k$), подсчитать объем или запас по любому блоку, принадлежащему указанной площади.

Подсчет объемов (запасов) по блокам осуществляется программой БЛОКИ, реализованной как и ПЛАНиметрия на машине «Минск-32». Применению программы предшествует выделение на карте в пределах прямоугольника ($x_0 \leq x \leq x_k$, $y_0 \leq y \leq y_k$) ряда участков, имеющих форму выпуклых многоугольников (рис. 9). Участки выделяются таким образом, чтобы любой из блоков, по которым нужно подсчитать объем или запасы, мог быть представлен алгебраической суммой многоугольных участков. Количество подсчетных блоков всегда принимается больше единицы с таким расчетом, чтобы сумма запасов по блокам равнялась запасу, связанному со всем прямоугольником ($x_0 \leq x \leq x_k$, $y_0 \leq y \leq y_k$), т. е. блоки, не перекрываясь друг с другом, должны охватывать всю площадь, в пределах которой эффективная толщина не везде равна нулю. Для каждого блока указывается, с какими множителями

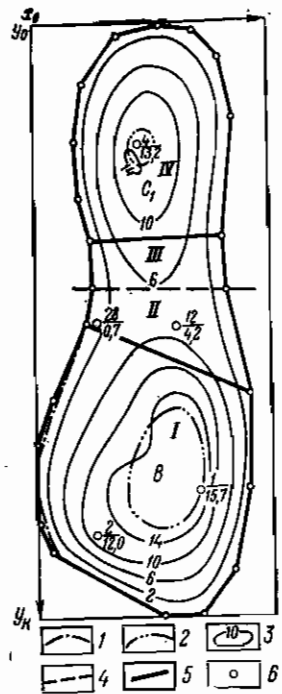


Рис. 9. Карта эффективной нефтенасыщенной толщины турнейского пласта Ножовского месторождения
 Контур нефтенасыщенности: 1 — внешний; 2 — внутренний; 3 — изопакхиты; границы: 4 — запасов различных категорий; 5 — многоугольника; 6 — вершина многоугольника; I—IV — вспомогательные участки для применения программы БЛОКИ

(0; 1 или —1) должны войти в него запасы по каждому из выделенных многоугольных участков.

Исходными данными для работы программы БЛОКИ служат: 1) суммарный нефтегазонасыщенный объем (или запас нефти, газа) в прямоугольнике ($x_0 \leq x \leq x_k$, $y_0 \leq y \leq y_k$), вычисленный с помощью программы ПЛАНиметрия; 2) матрица (V.4) коэффициентов косинус-полинома (V.3), полученных с помощью той же программы ПЛАНиметрия; 3) характеристики выделенных многоугольных участков и 4) характеристики подсчетных блоков. Каждый многоугольный участок характеризуется координатами вершин многоугольника, его ограничивающего, и координатами одной произвольной точки, находящейся внутри

участка. Подсчетный блок описывается набором множителей (в обычных условиях принимающих лишь значения 0; 1, —1), с которыми запасы по различным многоугольникам должны войти в линейную комбинацию, представляющую запасы данного блока. Число множителей в описании каждого блока равно числу выделяемых многоугольных участков.

Программа БЛОКИ вначале подсчитывает объемы или запасы, связанные с каждым из многоугольников, путем численного интегрирования функции (V.3) в пределах площади этого многоугольника. Затем, пользуясь соответствующими наборами множителей, она вычисляет объемы или запасы в блоках, исправляет полученные значения с целью их согласования с суммарным объемом или запасом прямоугольной площади ($x_0 \leq x \leq x_k$, $y_0 \leq y \leq y_k$) и результаты выдает на печать.

Таким образом, программы ПЛАНиметрия и БЛОКИ имеют большое прикладное значение при подсчете запасов нефти и газа и проектировании разработки месторождения и позволяют: 1) полностью заменить подсчет планиметром при определении объемов по готовым картам эффективной нефтенасыщенной мощности. Замена ручного планиметрирования машинным подсчетом дает экономию времени и повышает точность подсчета для залежей значительной площади распространения; 2) подсчитать суммарный объем (запасы) в целом по прямоугольному участку площади, избежав при этом систематического завышения, характерного для ручного пла-

ниметрирования; 3) распределить суммарный объем (запасы) по блокам (полям) различных категорий разведанности (А; В; С₁; С₂) залежей нефти или газа; 4) разместить подсчитанные суммарные запасы нефти и газа по блокам разработки залежей, границы которых проведены по разрезающим рядам нагнетательных скважин.

Мы рассмотрели некоторые вопросы, касающиеся повышения точности подсчета запасов с помощью наиболее часто применяемого метода определения объема залежи и ее частей, — метода, основанного на использовании карт изопакхит. Наряду с этим методом в практике используются также оценка объема по среднему арифметическому из значений эффективной нефтегазонасыщенной толщины и метод графического интегрирования по профилям. Обсужденные рекомендации по применению того или иного из указанных методов в зависимости от типа залежи, условий ее залегания и степени изученности в литературе отсутствуют. Нет ясности и в вопросе о точности каждого из методов.

В этой связи представляют интерес исследования В. Г. Умнова [244]. Были использованы правильные геометрические фигуры, объем которых определяется точно по известным формулам. Рассмотрены половина эллипсоида вращения, полушар и шаровые сегменты. Принятые для расчетов модели по своей форме близки к сводовым массивным и пластово-массивным залежам нефти. Проведено сопоставление объемов этих фигур, вычисленных по формулам, с объемами, определенными с помощью следующих методов: 1) графического интегрирования; 2) горизонтальных параллельных сечений; 3) среднего арифметического; 4) карты вертикальных толщин; 5) карты нормальных толщин.

Точность оценки объемов подсчитывалась для различного числа исходных данных (площади сечений, толщины в тех или иных точках фигуры), которые определялись при помощи формул аналитической геометрии. В. Г. Умнов приводит данные (табл. 7) определения объема половины эллипсоида вращения и шарового сегмента методом параллельных сечений. Как видим, оба метода отличаются высокой степенью точности. При наличии 8—11 сечений относительная ошибка составляет менее 1%.

Объем этих фигур определяется также методом среднего арифметического (табл. 8). Этот метод показывает низкую точность. Результаты зависят от характера размещения точек (скважин). В отличие от метода графического интегрирования, дающего несколько заниженные результаты, особенно при большой кривизне поверхностей, метод среднего арифметического дает как заниженные, так и завышенные значения объема залежи.

Методом карты вертикальных толщин определялись объемы полного и полога полушара (пластовая залежь). В табл. 9 приведены данные, свидетельствующие о том, что этот метод имеет более низкую точность по сравнению с методом графического интегрирования, но выше, чем метод среднего арифметического. При наличии более 40 определений мощности точность определения

№ Таблица 7

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ ТОЧНОСТИ МЕТОДОВ ПАРАЛЛЕЛЬНЫХ СЕЧЕНИЙ (ПО В. Г. УМНОВУ)

Метод вертикальных параллельных сечений										
Половина эллипсоида вращения с полуосями: $a=22$ см, $b=14,1$ см	Число сечений	1	3	7	9	11	15	21	43	
	Относительная ошибка определения объема, %	25,0	5,4	2,5	1,3	0,8	0,6	0,25	0,14	
Шаровой сегмент высотой $h=12$ см и радиусом $R=36$ см	Число сечений	1	3	5	7	11	17	23	35	71
	Относительная ошибка определения объема, %	17,4	3,0	1,1	0,6	0,3	0,2	0,1	0,09	0,08

Продолжение табл. 7

Метод горизонтальных параллельных сечений										
Половина эллипсоида вращения с полуосями: $a=22$ см, $b=14,1$ см	Число сечений	1	2	3	4	5	8	14	29	
	Относительная ошибка определения объема, %	25,0	6,6	2,9	2,2	1,1	0,8	0,2	0,1	
Шаровой сегмент высотой $h=12$ см и радиусом $R=36$ см	Число сечений	1	2	3	4	5	6	8	17	33
	Относительная ошибка определения объема, %	6,3	1,9	0,9	0,6	0,2	0,13	0,11	0,03	0,01

Таблица 8

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ТОЧНОСТИ МЕТОДА СРЕДНЕГО АРИФМЕТИЧЕСКОГО (ПО В. Г. УМНОВУ)

Число точек определения толщины		1	3	3	3	11	17	37	40	69	147
Сетка размещения точек, см×см		10×10	8×8	6×6	5×5	4×4	3×3	2×2	Δ2*	1×2	1×1
Половина эллипсоида вращения с полуосями: $a=10$ см, $b=5$ см	Относительная ошибка определения объема, %	-50,0	-10,0	-30,0	-36,6	4,3	-15,5	-5,8	-5,0	-9,7	-7,3
Половина полого эллипсоида вращения с полуосями: $a=10$ см, $b=5$ см, $a_1=5$ см, $b_1=2,5$ см		14,2	2,9	-20,0	-27,5	7,7	-8,5	-4,7	-1,5	-8,0	-3,7

Продолжение табл. 8

Число точек определения толщины		1	5	9	9	21	37	69	74	147	305
Сетка размещения точек, см×см		10×10	8×8	6×6	5×5	4×4	3×3	2×2	Δ2	1×2	1×1
Полушар с радиусом $R=10$ см	Относительная ошибка определения объема, %	-50,0	17,7	-5,3	-21,5	-12,4	2,8	-9,9	-5,1	-5,0	-2,3
Полый полушар с радиусами $R=10$ см, $r=5$ см		14,4	0,3	-11,0	-22,6	-0,1	3,6	-7,2	-4,2	-4,3	-1,9

* Система размещения точек наблюдения по вершинам равностороннего треугольника с длиной стороны, равной 2 см.

Таблица 9

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ ТОЧНОСТИ МЕТОДА КАРТ ВЕРТИКАЛЬНЫХ ТОЛЩИН (ПО В. Г. УМНОВУ)

Число точек определения толщины	1	5	9	13	17	21	29	37	69	305
Сетка размещения точек, см×см	10×10	5×5	4×4	3×3	2×2	4×4	2×2	1×1	2×2	1×1
Полушар с радиусом $R=10$ см	49,7	28,9	8,0	4,7	6,5	2,9	3,5	2,2	2,4	1,7
Полый полушар с радиусами: $R=10$ см, $r=5$ см	70,8	18,6	16,5	6,4	8,7	3,4	4,3	1,4	3,2	1,1
Относительная ошибка определения объема, %										

объема достигает 1,5—3%. Систематический характер погрешности метода (постоянное завышение объема) заставляет подозревать, что недостатки метода карт вертикальных толщин в работе В. Г. Умнова несколько преувеличены из-за использования неудачной процедуры интегрирования карт, вероятно, близкой к применяемой при подсчете запасов на основе планиметрирования карт изопакит. Возможно, что переход на интегрирование, скажем, с помощью охарактеризованной выше программы ПЛАНиметрия дал бы лучшие результаты.

Сущность метода карты нормальных толщин сводится к построению развернутой на горизонтальную плоскость кровли пласта и карт изопакит с использованием данных о нормальных толщинах. Результаты исследования точности метода карты нормальных толщин (по В. Г. Умнову) показывают, что шаровые сегменты с радиусами $R=100$ см, $r=80$ см при высоте сегментов 100; 80; 60; 40 см имеют соответственно относительную ошибку определения объемов 24,4; 18,0; 12,7; 9,0 и 11,3%. Метод карт нормальных толщин независимо от количества данных дает значительное завышение объема сводовых залежей с крутопадающими крыльями. Метод приемлем для пологих платформенных структур.

Рассмотренные методы определения объема залежей были применены для оценки объемов некоторых залежей ЧИАССР.

Метод графического интегрирования был принят в качестве эталона, так как проведенные исследования показали наименьшее отклонение от теоретической модели. В табл. 10 приведены данные об ошибках определения объемов залежей. Они подтверждают теоретические исследования.

Резюмируя вышеизложенное, следует отметить, что для определения объемов залежей необходимо применять метод графического интегрирования (для массивных и пластово-массивных залежей) и метод карт вертикальных толщин (для пластовых залежей).

Таблица 10

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ТОЧНОСТИ РАЗЛИЧНЫХ МЕТОДОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОБЪЕМА ЗАЛЕЖИ

Метод	Залежи нефти		
	Малгобек-Вознесенка (верхний мел)	Карабулак-Ачалуки (нижний мел)	Хаян-Корт (нижний мел)
Вертикальных и горизонтальных сечений	0*	0	0
Среднего арифметического	6—14 сеч.	5—7 сеч.	4—14 сеч.
Карты вертикальных толщин	—5,9	—10	5,8
Карты нормальных толщин	39	22	16
	8,95	4,6	9,0
	39	22	16
	—	—	—4,8
			16

* В числителе указана величина относительной погрешности (в %), в знаменателе—число сечений или скважин, использованных при определении объема.

Остальные методы могут быть использованы только для ориентировочных расчетов.

Следует обратить особое внимание на выбор вертикальных сечений на структурах с нарушениями, по которым произошло смещение отдельных блоков. Рассмотрим пример, приведенный на рис. 10. Если провести сечения по линиям 1—1, 2—2, 3—3, то при построении заключительного графика для определения объема залежи объемы между сечениями 1—1 и 2—2 и между сечениями 2—2 и 3—3 будут искусственно завышены. В таких случаях сече-

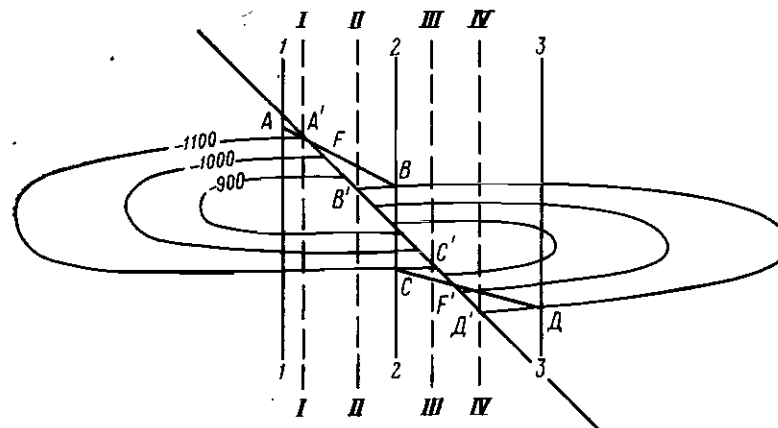


Рис. 10. Схема проведения линий профилей для графического интегрирования 1—IV и 1—3 — линии профилей

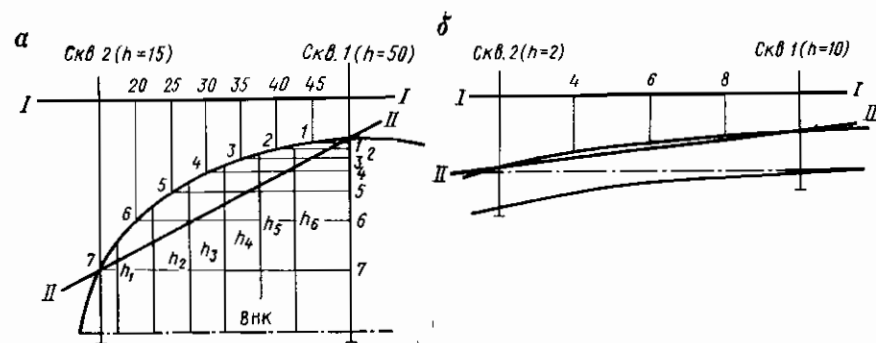


Рис. 11. Определение общего объема пород толстого (а) и тонкого (б) пластов I—I; II—II — линии профилей

ния следует проводить через точки пересечения изогипс с линией нарушения (сечения I—I, II—II, III—III).

В том случае, если исследуемая структура имеет большие углы падения пород и значительную мощность, применение метода карт изопакит ведет к существенному занижению объема. При определении объема пород верхнемеловых залежей ЧИАССР, характеризующихся приуроченностью к узким структурам, при больших толщинах продуктивных толщ (300—500 м) встречаются определенные трудности. На рис. 11, а показан профиль структуры между скв. 1 и 2. При построении карты изопакит между скв. 1 и 2 проведена линейная интерполяция через 5 м (линия I—I). При за мере площадей между соседними изопакитами и перемножении их на среднюю толщину определяется объем пород. На рис. 11, а проведены линии 1—1, 2—2, 3—3 и т. д., расстояние между которыми должно быть равным 5 м. Однако вследствие искривления поверхности пласта шаг сечения изопакит не имеет постоянного значения, и объем пород в рассматриваемом примере занижается на 22%. На рис. 11, б показан маломощный пласт с небольшими углами падения. Занижение объема пород незначительно. Ошибку можно уменьшить, применяя нелинейную интерполяцию. Однако этот процесс весьма трудоемкий и по существу субъективный, так как использовать нелинейную интерполяцию можно в случае, если известен закон, которому подчиняется нарастание углов искривления поверхности пласта.

Особенно следует учесть то обстоятельство, что вновь обнаруживаемые залежи нефти залегают на больших глубинах. Происходит разрежение сеток разведочных и эксплуатационных скважин. Поэтому ошибки определения объемов пород будут увеличиваться.

Таким образом, при определении объемов мощных пластов глубокозалегающих структур с крутыми нарастающими углами падения крыльев необходимо применять главным образом метод графического интегрирования.

При подсчете запасов нефти объемным методом одним из основных расчетных параметров является эффективная нефтенасыщенная толщина. Для ее определения обычно строятся карты эффективных нефтенасыщенных толщин и за расчетное значение принимается средневзвешенное по площади. При оценке объема нефтенасыщенных пород по картам эффективных толщин вносятся определенные погрешности (до 17%), причем их знак зависит от характера изменения эффективных мощностей в водонефтяной зоне. Дело в том, что, как показывает опыт, карты эффективных нефтенасыщенных толщин не всегда могут быть построены с необходимой точностью. Это выяснилось при подсчете запасов нефти в аптском ярусе Малгобек-Вознесенского месторождения (ЧИАССР).

Залежь приурочена к песчано-глинистым горизонтам, залегающим с углами падения до 10—30°. В разрезе выделяются три продуктивных горизонта, толщина которых изменяется от 5 до 65 м. Эффективные (проницаемые) прослои выделены по материалам промыслово-геофизических исследований в 24 скважинах, причем 18 из них находятся в нефтяной части залежи. Ширина водонефтяной зоны по различным горизонтам изменяется от 50 до 200 м и составляет по отношению к площади, ограниченной внутренним контуром, 11,7—45%.

При подсчете запасов нефти по описанной залежи пришлось отказаться от построения традиционных карт эффективных нефтенасыщенных толщин в пределах водонефтяной зоны. Это было связано с тем, что, во-первых, интерполяция от нуля на внешнем контуре до 20—65 м на внутреннем практически невозможна из-за малой ширины «межконтурной» зоны; во-вторых, отбрасывание данных по шести законтурным скважинам вызывает существенное уменьшение и без того малого объема информации.

В связи с этим подсчет объема нефтенасыщенных пород проводился по следующей методике. Строилась карта эффективных толщин с учетом всех имеющихся скважин. Раздельно в пределах внутреннего контура и в водонефтяной зоне вычислялись средневзвешенные по площади значения эффективной толщины, которые умножались на соответствующую площадь. Вертикальное сечение водонефтяной зоны схематически представлялось в виде параллелограмма (рис. 12) (в пространстве — призмой). Нефтенасыщенной является лишь верхняя часть параллелограмма, расположенная над плоскостью водонефтяного раздела. Поэтому полученное значение объема породы в водонефтяной зоне уменьшалось в 2 раза (см. рис. 12). В случае когда эффективные мощности на внешнем и внутреннем контурах не равны, параллелограмм превращается в трапецию, и уменьшение объема в 2 раза вносит некоторую погрешность.

Элементарные расчеты показывают, что величина ошибки зависит от соотношения эффективных толщин на внешнем и внутреннем контурах. На рис. 12, б, в эффективная толщина в пределах водонефтяной зоны изменяется в 1,5 раза. Площади фигур соот-

ветственно равны 7,5 и 2,5 квадратной единицы, а уменьшаемые в 2 раза — соответственно 3,75 и 1,25.

Относительная ошибка вычисления нефтенасыщенной части площади может быть определена, исходя из формулы

$$\delta = \frac{(S_1 + S_2) - S_1}{S_1} \cdot 100 = \frac{S_2 - S_1}{2S_1} \cdot 100. \quad (V.7)$$

Подставляя исходные данные (см. рис. 12, б, в), соответственно получим (в %)

$$\delta_1 = \frac{4,5 - 3}{2 \cdot 3} \cdot 100 = 25$$

и

$$\delta_2 = \frac{1,5 - 1}{2} \cdot 100 = 25.$$

Здесь относительная ошибка зависит только от соотношения толщин, в то время как абсолютная зависит и от ширины водонефтяной зоны.

Отношение эффективных толщин на внешнем и внутреннем контурах нефтеносности не превышает обычно 1,1—1,2. Относительная ошибка при таком отношении составляет $\frac{2,2 - 2,0}{2,0} \cdot 100 =$

$= 10\%$, а абсолютная ошибка ввиду небольшой ширины зоны оказывается незначительной. Общая погрешность должна быть ниже 10%, так как эффективная толщина на одних участках залежи уменьшается, а на других увеличивается по направлению внешнего контура.

Тщательного обоснования и высокой точности определения подсчетных параметров требует метод материального баланса. Параметры, входящие в подсчетные формулы этого метода, тесно взаимосвязаны и находятся в прямой зависимости от качества измерения начального и текущего пластовых давлений, отборов нефти и газа по скважинам, количества внедрившейся в пласт воды и т. д. Сложности, связанные с решением указанных задач, сдерживают применение метода материального баланса как контрольного.

Специальные исследования по установлению влияния ошибок измерения отдельных параметров на результат подсчета запасов нефти методом материального баланса были проведены в СевКав-

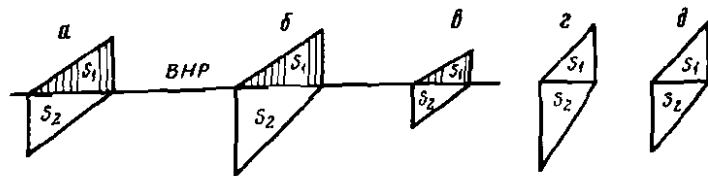


Рис. 12. Схемы вертикальных сечений газонефтяных зон

а — $S_1 = S_2 = 3$; б — $S_1 = 3, S_2 = 4,5$; в — $S_1 = 1, S_2 = 1,5$; г — $S_1 = 2, S_2 = 3$; д — $S_1 = 2, S_2 = 2,4$

НИПИнефть под руководством А. В. Меркулова применительно к формуле

$$Q = \frac{Q_{\text{доб}} m_{\text{вт}} k_{\text{н}} b}{\gamma b_0 \Delta p [m_{\text{вт}} k_{\text{н}} \beta_{\text{н}} + m_{\text{в}} (\beta_{\text{в}} - \beta_{\text{п}}) + (1 - m_{\text{вт}} k_{\text{н}}) \beta_{\text{п}}]}, \quad (V.8)$$

где Q — балансовые запасы, т; $Q_{\text{доб}}$ — количество нефти (т), добытой к моменту снижения пластового давления по сравнению с начальным на Δp (кгс/см²); $k_{\text{н}}$ — коэффициент нефтенасыщения, доли ед.; γ — плотность нефти, т/м³; b_0 и b — объемные коэффициенты расширения нефти соответственно при пластовом давлении и при снижении его на Δp ; $m_{\text{вт}}$, $m_{\text{в}}$ — вторичная и водосодержащая пустотности, доли ед.; $\beta_{\text{н}}$, $\beta_{\text{в}}$, $\beta_{\text{п}}$ — коэффициенты сжимаемости (см²/кгс) соответственно нефти, воды и зерен породы.

Исследования выполнены на примере одного из месторождений ЧИАССР. Полученные результаты отражены на рис. 13—15.

На рис. 13 показано влияние изменения пористости матрицы (водосодержащей пустотности) и нефтенасыщенности на оценку балансовых запасов при постоянных значениях остальных параметров. Видно, что при низкой пористости ошибка в ее определении весьма существенно скажется на оценке запасов. Например, изменение пористости от 2 до 4% при нефтенасыщенности 80% приводит к изменению запасов на 26,7%. При том же нефтенасыщении

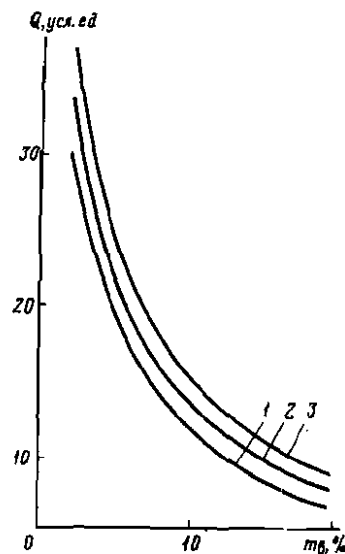


Рис. 13. Зависимость оценки балансовых запасов нефти (Q) от изменения пористости матрицы ($m_{\text{н}}$) при $\beta_{\text{в}} = 30 \cdot 10^{-5}$ см²/кгс. Нефтенасыщенность ($k_{\text{н}}$ в %): 1 — 90; 2 — 80; 3 — 70

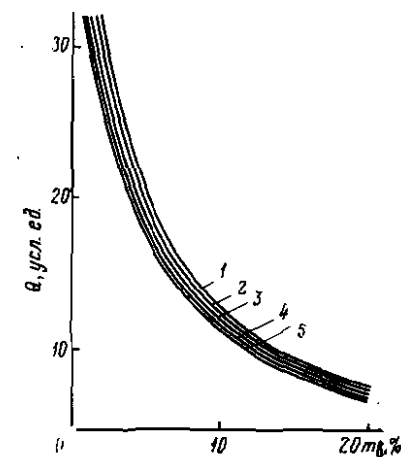


Рис. 14. Зависимость оценки балансовых запасов нефти (Q) от изменения пористости матрицы породы ($m_{\text{н}}$)

Для различных значений коэффициента сжимаемости нефти ($\beta_{\text{н}}$, см²/кгс:

1 — $15 \cdot 10^{-5}$; 2 — $30 \cdot 10^{-5}$; 3 — $45 \cdot 10^{-5}$; 4 — $60 \cdot 10^{-5}$; 5 — $75 \cdot 10^{-5}$

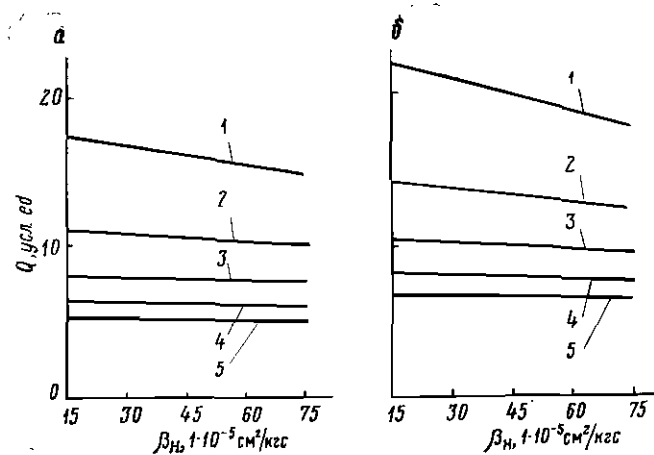


Рис. 15. Влияние изменения коэффициента сжимаемости нефти (β_n) и пористости матрицы (m_n) на оценку балансовых запасов нефти (Q) при $k_n=70\%$ (а) и $k_n=90\%$ (б)
Пористость матрицы (в %): 1 — 1; 2 — 8; 3 — 12; 4 — 16; 5 — 20

изменение пористости от 10 до 20% ведет к снижению оценки запасов на 42,8%. При пористости образца порядка 10% погрешность определения пористости близка к 1%, что может быть причиной ошибки в запасах, равной 9%.

Как видно из рис. 14, ошибка в определении коэффициента сжимаемости нефти наиболее существенно влияет на оценку балансовых запасов также при низкой пористости пород.

На рис. 15 видно, что при фиксированных значениях нефтенасыщения ($k_n=70\%$ и $k_n=90\%$) изменение коэффициента сжимаемости нефти при значениях пористости более 12% практически не сказывается на конечном результате подсчета запасов нефти. Только при пористости менее 12% двукратная ошибка в определении коэффициента сжимаемости приводит к изменению запасов на 8,3%.

Оценка точности подсчета запасов важна не только с точки зрения установления надежности результатов подсчета. Погрешности подсчета существенно сказываются на результатах гидродинамических и экономических расчетов при проектировании и анализе разработки.

Во ВНИИнефть проведены специальные исследования по изучению степени изменения технико-экономических показателей разработки по рациональному варианту, ожидаемых через 10 лет после начала и за весь срок разработки, при различных отклонениях исходных геологических параметров от вероятных, значения которых вычисляются по данным разведки. На основании диапазона расхождений исходных параметров пласта и зафиксированного размаха в значениях себестоимости добычи были вычислены среднеквадратические ошибки подсчета запасов и обусловленные ими ошибки определения себестоимости.

Связь между ошибками подсчета запасов и оценки себестоимости добычи нефти [184] следующая: при относительной среднеквадратической ошибке подсчета запасов залежи (%) 5, 10, 15, 20, 25, 30, 35, 40, 45, 50, 55, 60 относительная среднеквадратическая ошибка подсчета проектной себестоимости добычи нефти, ожидаемой через 10 лет, составит соответственно (в %) 4, 8, 12, 15, 18, 21, 24, 26, 28, 30, 33, 34.

Ошибка в определении запасов существенно сказывается на точности определения технико-экономических показателей разработки, и в частности такого важного, как себестоимость 1 т добываемой нефти.

Вопросы точности определения отдельных подсчетных параметров залежей нефти и газа рассмотрены также в соответствующих последующих разделах книги.

Таким образом, результаты исследований точности подсчета запасов позволяют: 1) дать объективную оценку состояния геологической изученности месторождения; 2) получить дополнительные данные количественного характера для обоснования категоричности запасов; 3) обосновать бурение скважин и проведение других исследований, необходимых для доразведки залежи; 4) правильно определить задачу геологических исследований, проводимых в процессе разработки месторождения. Они способствуют выявлению и устранению систематических ошибок и промахов при обосновании подсчетных параметров и проведении расчетов и повышению достоверности подсчета запасов в целом. В ряде случаев исследование вопросов точности подсчета запасов способствует существенному совершенствованию самой методики подсчета. Поэтому оценка точности подсчета запасов нефти и газа, несмотря на большую сложность и высокую трудоемкость этой задачи, должна стать составной частью отчетов, представляемых на рассмотрение и утверждение ГКЗ СССР. Наряду с прочими обстоятельствами, такое требование диктуется необходимостью совершенствования планирования развития нефтяной и газовой промышленности и всемерного повышения ее эффективности.

ВОПРОСЫ МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ ПОДСЧЕТНЫХ ПАРАМЕТРОВ, ПОДСЧЕТА И ПЕРЕСЧЕТА ЗАПАСОВ НЕФТИ, ГАЗА И КОНДЕНСАТА

Глава VI

ЕМКОСТЬ КОЛЛЕКТОРОВ НЕФТИ И ГАЗА

Вопросы методики прямого лабораторного или косвенного (по геофизическим и гидродинамическим данным) определения объемов пустотного пространства коллекторов нефти и газа рассмотрены в ряде монографий, посвященных как подсчету запасов, так и проблемам физики нефтегазоносных пластов [34, 75, 76, 99, 100, 102, 103, 119, 134, 166, 183, 195, 228, 256 и др.].

Вместе с тем полнота освещения этих вопросов не может считаться удовлетворительной на современном этапе познания свойств коллекторов нефти и газа. В частности, в опубликованной литературе как монографического характера, так и в периодической печати недостаточно внимания уделено характеристике фактической точности различных методов определения емкостных показателей. Слабо рассмотрены вопросы влияния такого фактора, как различия в литологической характеристике пород, заполняющих разные части геологического статического пространства, в качестве которого выступает нефтегазоносный пласт. Другими словами, в литературе слабо освещены вопросы влияния структуры пласта, рассматриваемого как система, на точность определения его емкости в целостном объеме.

Особенно слабо освещены эти вопросы в отношении карбонатных коллекторов. Поэтому в настоящей главе почти не рассматриваются вопросы методики определения единичных значений емкостных свойств или вопросы методики определения средних значений пористости терригенных коллекторов. Главное внимание уделено влиянию различных геолого-физических факторов на качество решения рассматриваемых вопросов, а также изучению емкостных свойств и определению емкости карбонатных коллекторов.

§ 1. ТОЧЕЧНАЯ ОЦЕНКА ЕМКОСТНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

В общем случае емкость коллекторов нефти и газа обуславливается суммарным объемом пор, каверн и трещин. При этом к кавер-

нам мы относим и карстовые полости. В песчано-глинистых коллекторах основной вклад в емкостную характеристику вносит поровая емкость, получившая название пористости и связанная с коэффициентом пористости. В карбонатных породах основная масса коллекторов имеет смешанный тип емкости и в зависимости от ее преобладания относится к сложным коллекторам того или иного вида [228].

Коэффициент пористости в поровых коллекторах определяется как отношение объема пор к видимому объему породы

$$m = \frac{V_{\text{пор}}}{V_{\text{п}}} = \frac{V_{\text{п}} - V_{\text{ТВ}}}{V_{\text{п}}}, \quad (\text{VI.1})$$

где m — коэффициент пористости, $V_{\text{пор}}$, $V_{\text{п}}$, $V_{\text{ТВ}}$ — объемы пор, породы и ее твердой части.

Если в выражении (VI.1) использовать суммарный объем всех пор в породе, то получится коэффициент абсолютной или полной пористости (m_e). Если в качестве $V_{\text{пор}}$ взять только сообщающиеся поры, которые могут быть заполнены флюидом при насыщении, то результатом будет коэффициент открытой пористости (m_o). Если же за $V_{\text{пор}}$ принять объем пор, которые могут быть заполнены нефтью или газом при наличии в породе связанной воды, то такой коэффициент получил название эффективной пористости (m_a).

Перечисленные коэффициенты можно измерить непосредственно на образцах керна. Для этой цели разработаны различные методики, позволяющие получить соответствующие коэффициенты в сухих образцах, насыщенных водой, керосином или другой жидкостью, не реагирующей с поверхностью коллектора [134, 228, 256]. В песчано-глинистых коллекторах их емкость однозначно характеризуется названными коэффициентами. Если породы трещиноваты, то емкость трещин в общей емкости коллектора весьма незначительна [134, 256].

В карбонатных породах строение пустотного пространства намного сложнее, чем в песчано-глинистых. Объем пустот в карбонатных коллекторах в общем случае определяется объемом пор или межзерновых пустот, каверн и трещин. По аналогии с кластическими коллекторами емкостная характеристика карбонатных коллекторов задается коэффициентами пористости, кавернности и трещинной пористости. Каждый из перечисленных коэффициентов определяется как отношение объема соответствующих пустот к объему образца или объемом пор, каверн, трещин в единице объема породы. Коэффициент полной пористости карбонатных коллекторов трактуется как сумма коэффициентов пористости, кавернности и трещинной пористости

$$m_e = m_{\text{п}} + m_{\text{кв}} + m_{\text{т}}, \quad (\text{VI.2})$$

где m_e — коэффициент полной пористости породы, $m_{\text{п}}$, $m_{\text{кв}}$, $m_{\text{т}}$ — соответственно коэффициенты пористости, кавернности и трещинной емкости.

В карбонатных породах различают емкостное пространство первичного и вторичного происхождения. Под первичной емкостью пустот понимается емкость седиментационного и диагенетического происхождения, под вторичной — емкость постдиагенетического (эпигенетического) происхождения.

Первичные пустоты имеют размер, равный размеру зерен карбонатной породы или менее. Соединяются межзерновые поры каналами, длина которых соразмерна размерам пор или менее их.

Вторичные пустоты образуются в результате эпигенетической перекристаллизации, доломитизации и растворения. Размер вторичных пустот равен или более размера зерен породы. Форма пустот самая разнообразная. Распределены они неравномерно. Вторичные пустоты сообщаются между собой межзерновыми каналами и трещинами. Трещины бывают литогенетического и тектонического происхождения. Тектонические трещины имеют значительную протяженность и группируются в определенные системы. Как правило, трещины более позднего происхождения являются открытыми. В трещинах интенсивно развиваются пустоты выщелачивания, кавернозности и карста.

Вдоль трещин наблюдаются расширения самой разнообразной формы. Среди трещин выделяется группа стилолитовых образований [22]. Они возникают за счет диагенетических и эпигенетических процессов, а также могут иметь тектоническое происхождение. Морфология стилолитов, как и трещин, зависит от вещественного состава пород и их структурно-текстурных особенностей. Вдоль стилолитов иногда имеются различные пустоты, сообщающиеся между собой.

Существуют различные способы отдельного определения лабораторным путем первичной и вторичной пористостей. Для карбонатных коллекторов верхнемелового возраста ЧИАССР в лабораторных условиях определение первичной пористости осуществляется путем выбора в керне части образца, в которой при визуальном исследовании не отмечается наличия пустот вторичного происхождения. Затем производится оценка пористости насыщения по способу, предложенному И. А. Преображенским. Необходимо отметить, что часть вторичных пустот при такой методике определения будет входить в величину пористости насыщения. Вероятно, более близкие к действительности результаты дает метод оценки первичной пористости по шламу [116].

Метод состоит в замещении пластовой воды в порах частиц породы на жидкость, отличающуюся по плотности и взаимно растворимую с водой (например, спирт), что позволяет по измеренной разности массы пробы шлама рассчитать объем пор, заполняемых последовательно жидкостями разных плотностей. Пористость породы $m_{п}$ определяется из отношения объема пор к объему пробы шлама (обе величины измеряются пикнометрическим способом):

$$m_{п} = \frac{V - V_{д.ж}}{V_{шл} - V_{д.ж}} = \frac{V_{пор}}{V_{шл}}, \quad (VI.3)$$

где V — объем поровой и доливаемой в пикнометр жидкости; $V_{д.ж}$ — объем доливаемой в пикнометр жидкости; $V_{шк}$ — объем пикнометра; $V_{пор}$ — объем пор частиц шлама; $V_{шл}$ — объем пробы шлама.

Способ определения сводится к следующему. Шлам, в порах которого находится вода, помещают в пикнометр и взвешивают. В пикнометр со шламом доливают воду до определенной отметки, вакуумируют и затем взвешивают до получения постоянной массы. После удаления воды в пикнометр несколько раз заливают жидкость с другой плотностью (например спирт) и вакуумируют. Массу пикнометра со шламом и жидкостью доводят до постоянной. Все взвешивания производят при постоянной температуре жидкостей в пикнометре.

По полученным данным рассчитывают величины пористости по формуле

$$m_{п} = \frac{(P_{ш.в} - P) - (P_{ш.ж} - P) \frac{P_{ш.в} - P_{ш}}{\delta_{в} - \delta_{ж}}}{\frac{P_{в} - P}{\delta_{в}} - \frac{P_{ш.в} - P_{ш}}{\delta_{в}}}, \quad (VI.4)$$

где P — масса пикнометра; $P_{в}$ — масса пикнометра с водой; $P_{ш}$ — масса пикнометра со шламом; $P_{ш.в}$ — масса пикнометра со шламом и водой; $P_{ш.ж}$ — масса пикнометра со шламом и жидкостью, замещающей воду в порах породы; $\delta_{в}$ — плотность воды; $\delta_{ж}$ — плотность жидкости, замещающей воду в порах породы.

Полноту замещения воды в порах контролируют путем определения минералогической плотности для той же пробы шлама.

Определение таким способом пористости насыщения по керну и шламу показывает весьма высокую сходимость результатов (табл. 11).

При определении пористости большое значение имеет точность способа оценки плотности зерен породы с помощью пикнометра по известной методике, когда навеска породы в пикнометре вместе с жидкостью взвешивается непосредственно на воздухе. При таком способе возникает значительная погрешность, обусловливаемая тепловым расширением жидкости в объеме пикнометра при колебаниях температуры в период термостатирования. Для снижения этих погрешностей М. С. Баговым и Д. Н. Кузьмичевым предложен способ определения плотности зерен породы на воздухе в сухом

Таблица 11

СОПОСТАВЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОРИСТОСТИ ПОРОД ПО ШЛАМУ И ПО КЕРНУ

Порода	Пористость по шламу, %	Пористость по керну, %	Порода	Пористость по шламу, %	Пористость по керну, %
Известняк	30,7	30,5	Известняк	19,1	20,5
Мелоподобный известняк	27,6	28,5	„	8,2	7,9

виде и под уровнем жидкости в пикнометре. Эти два взвешивания позволяют определить объем зерен породы и, следовательно, их плотность.

Изменение температуры жидкости при взвешивании зерен породы в жидкости также влияет на результат определения объема зерен, но это влияние намного меньше, чем при использовании старого способа. Это можно показать с помощью формул для расчета относительной ошибки в определении плотности зерен за счет изменения температуры при термостатировании пикнометра с породой перед взвешиванием:

а) по старому способу относительная ошибка

$$\varepsilon_1 = \left[\alpha_{ж} - \alpha_3 - 2(\alpha_{ж} - \alpha_{ст}) \frac{V_{п}}{V_3} \right] \Delta T; \quad (VI.5)$$

б) по новому способу относительная ошибка

$$\varepsilon_2 = \left[\alpha_{ж} - \alpha_3 + 2(\alpha_{ж} - \alpha_{ст}) \frac{V_{ст}}{V_3} \right] \Delta T, \quad (VI.6)$$

где $\alpha_{ж}$, α_3 , $\alpha_{ст}$ — коэффициенты объемного теплового расширения рабочей жидкости, зерен породы и материала пикнометра (стекло); $V_{ст}$, $V_{п}$, V_3 — объем материала пикнометра, емкость пикнометра, объем зерен породы соответственно.

Сравнение формул показывает, что погрешности определения плотности зерен породы по новому способу в N раз меньше погрешностей определений по старому способу, причем

$$N = 2 \frac{(\alpha_{ж} - \alpha_{ст}) \left(\frac{V_{п}}{V_3} + \frac{V_{ст}}{V_3} \right) + \alpha_{ж} - \alpha_3}{(\alpha_{ж} - \alpha_3) + 2(\alpha_{ж} - \alpha_{ст}) \frac{V_{ст}}{V_3}} - 1.$$

Так как $\alpha_{ст} \approx \alpha_3$, то формула упрощается до вида

$$N \approx \frac{\frac{V_{п}}{V_3} + 0,5}{\frac{V_{ст}}{V_3} + 0,5}, \quad (VI.7)$$

где V_3' , V_3'' — объемы зерен породы при определении плотности по старому и новому способам соответственно.

На рис. 16 приведены результаты расчета отношения погрешностей N при определении пористости (для пикнометра емкостью 25 мл) как функции от величины навески зерен породы. Расчеты и график показывают, что при навеске породы 1 г ошибки в определении плотности по старому способу почти в 70 раз превышают ошибки нового способа, при навеске 10 г — в 6,5 раза. В табл. 12 приведены результаты экспериментального определения плотности зерен образцов пород по старому и новому способам, откуда можно видеть, что новый способ определения плотности зерен породы

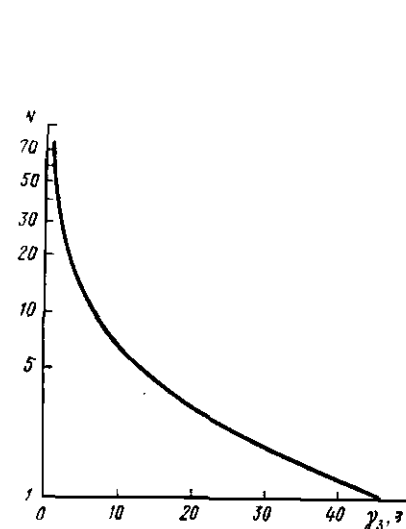


Рис. 16. Зависимость отношения погрешностей определения плотности (N) по старому и новому способам от величины навески породы (γ_3)

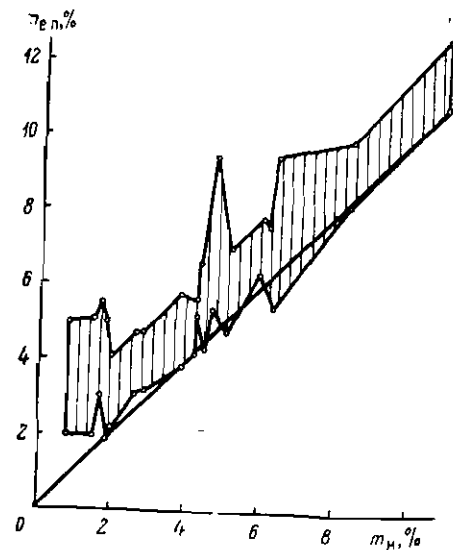


Рис. 17. Зависимость полной пористости образцов ($m_{н.п}$), определенной методом парафинирования, от пористости (m_n), установленной методом насыщения

дает более стабильные результаты, что подтверждает более высокую его точность.

Точность определений существенно зависит также от объемного коэффициента теплового расширения жидкости, используемой в опыте. Замена керосина на воду снижает погрешности определений в 5 раз.

В связи с литологической неоднородностью карбонатных пород высокая степень точности единичных определений первичной пористости не является столь необходимой. Пористость имеет различную величину не только в пределах небольшого участка пласта,

Таблица 12

РЕЗУЛЬТАТЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ УДЕЛЬНОГО ВЕСА ЗЕРЕН ПОРОДЫ РАЗНЫМИ СПОСОБАМИ

Порода	Старый способ			Новый способ		
	масса пробы, г	плотность зерен, г/см ³	относительное среднев квадратическое отклонение, %	масса пробы, г	плотность зерен, г/см ³	относительное среднев квадратическое отклонение, %
Песчаник	8	2,692	0,144	40	2,691	0,056
		2,694				
		2,685				
Известняк	5	2,722	0,092	25	2,725	
		2,726				
		2,727				
		2,720				

но и в пределах одного и того же образца. Поэтому наиболее достоверное представление о пористости получается по нескольким достаточно точным определениям пористости. Средняя величина вполне характеризует первичную пористость исследуемого образца.

Карбонатные коллекторы имеют различные соотношения пустот вторичного происхождения. Например, верхнемеловые известняки ЧИАССР характеризуются развитием трещиноватости, пустот выщелачивания, каверн небольших размеров и различных полостей вдоль сутуро-стилолитовых швов. В связи с этим представляет интерес вопрос: насколько велика разница между полной пористостью и пористостью насыщения. Для его изучения в процессе бурения на различных площадях отбирался керн. Исследованию подвергались тысячи образцов [22].

Результаты определения пористости образцов известняков методами парафинирования ($m_{e.n}$) и насыщения в зависимости от пористости насыщения образцов (m_n) приведены на рис. 17. Оказалось, что пористость насыщения m_n и пористость $m_{e.n}$, найденная методом парафинирования, мало отличаются друг от друга, но все же пористость, определенная методом насыщения, меньше пористости, вычисленной методом парафинирования. В табл. 13 приведены средние результаты определения полной пористости методом парафинирования и пористости насыщения верхнемеловых образцов пород по некоторым месторождениям ЧИАССР.

В случае наличия в образце крупных каверн (диаметром более 1 мм) определение полной пористости по наиболее широко применяемому на практике методу Мельчера приводит к существенным ошибкам за счет проникновения парафина в каверны, что приводит к искусственному занижению их емкости. В связи с этим предлагается [133] после экстракции, высушивания и взвешивания поверхность образца покрыть водонепроницаемой пленкой и затем парафинировать его. При использовании хлорвиниловой изоляционной ленты вследствие незначительной ее массы (1 см² весит 0,0017 г) ошибка в определении объема образца составляет малую величину, которой можно пренебречь. В дальнейшем определение объема образца практически сводится к применению метода Мельчера. Определив плотности образца кавернозно-трещиноватой породы, минеральной и пористой частей, легко рассчитать полную, вторичную и первичную пористости.

Таблица 13

СРЕДНИЕ ЗНАЧЕНИЯ ПОЛНОЙ ПОРИСТОСТИ, НАЙДЕННОЙ МЕТОДАМИ ПАРАФИНИРОВАНИЯ И НАСЫЩЕНИЯ ВЕРХНЕМЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЧИАССР

Метод определения пористости	Карабулак-Ачалуки	Заманкул	Малгобек-Вознесенка	Хаян-Корт
Парафинирование, %	5,02	5,65	5,68	3,48
Насыщение, %	4,93	5,47	5,41	3,18

В том случае, если кавернозность относительно равномерно распространена по породе, ее можно оценить по просветности каверн на цилиндрической поверхности керна путем деления площади сечения каверн на площадь поверхности керна. Так, например, определение кавернозности среднетриасовых отложений месторождения Долни-Дыбник по поверхности кернов показало, что она достигает в среднем 2,1%.

При изучении пористости применялся метод определения трещинной пористости, основанный на визуальном исследовании микротрещин породы в петрографических шлифах под микроскопом. После замера в шлифах под микроскопом средней ширины трещин (C_T , см), суммарной длины их (l_T , см), а также площади шлифа ($S_{ш}$, см²) определяется трещинная пористость

$$m_T = \frac{C_T l_T}{S_{ш}} \quad (VI.8)$$

Следует отметить, что определенная по шлифам трещинная пористость почти всегда меньше действительной ее величины. Это объясняется тем, что изучение трещинной пористости выполняется по шлифам из образцов керна, представляющих наиболее плотную и наименее трещиноватую часть разреза. Вынос керна из трещиноватых пород, как правило, не превышает 30—40%. Сильно трещиноватые породы при бурении колонковым долотом не выносятся на поверхность. Порода рассыпается на отдельные кусочки. Изучение трещиноватости по шлифам верхнемеловых отложений ЧИАССР показывает, что она изменяется от 0,16 до 0,34%.

Помимо определения вторичной пустотности по кернам, представляется возможным произвести оценку ее по данным гидродинамических исследований скважин и по данным о разработке залежей нефти.

Наиболее широкое распространение и апробирование в ГКЗ СССР получил метод Ф. И. Котяхова [131, 139], позволяющий определить проточную часть трещин в гидродинамически совершенной скважине по формуле

$$m_{э.т} = \frac{1}{577,9} \sqrt[3]{\frac{K_0 b \mu \delta_T^2 \lg \frac{R_k}{r_c}}{h}} \quad (VI.9)$$

где $m_{э.т}$ — коэффициент эффективной (проточной) трещиноватости пласта при начальном пластовом давлении, доли ед.; K_0 — начальный коэффициент продуктивности скважины при условно стационарном режиме работы, обусловленный трещиноватостью пласта, м³/сут·кгс; b — объемный коэффициент пластовой нефти; μ — абсолютная вязкость нефти в пластовых условиях, спз; R_k , r_c — соответственно радиусы контура питания и скважины, м; h — нефтенасыщенная толщина пласта, м; δ_T — коэффициент густоты трещин, 1/см.

По вышеприведенной формуле определяется приближенная величина проточной трещиноватости, поскольку R_k , K_0 и δ_T оцени-

ваются с невысокой степенью точности. Если залежь нефти находится в промышленной эксплуатации, то R_k принимается равным половине расстояния между работающими скважинами; если в пробной эксплуатации, то равным расстоянию до контура питания. В связи со значительной сжимаемостью трещин, превышающей сжимаемость пор, по мере увеличения депрессии в пласте коэффициент продуктивности скважин уменьшается. Поэтому по прошествии некоторого периода эксплуатации определяется текущий коэффициент продуктивности, который всегда меньше K_0 . В настоящее время некоторые исследователи предлагают определять густоту трещин δ_T путем фотографирования стенок скважин против продуктивного пласта. Однако в подавляющем большинстве случаев практически невозможно произвести фотографирование вследствие того, что продуктивная часть пласта перекрывается колонной обсадных труб, иногда невозможно заменить в скважине нефть на воду из-за высоких пластовых давлений, высоких температур и др. Помимо этого, при фотографировании стенок ствола скважины при наличии в породе микротрещин последние не фиксируются на фотографии.

В связи с этим при оценке запасов нефти с использованием формулы Ф. И. Котяхова возникает некоторая условность, так как густота трещин обычно принимается равной единице. Опыт фотографирования стенок скважины показывает, что величина δ_T колеблется в пределах от 1 до 2 1/см. В случае принятия $\delta_T = 1,5$ 1/см при действительном $\delta_T = 1$ 1/см коэффициент проточной трещиноватости завышается в 1,3 раза, а при действительном $\delta_T = 2$ 1/см — занижается в 1,22 раза. Следовательно, условный выбор величины δ_T приводит к значительным погрешностям.

Исследования, проведенные Л. П. Гмид [69], показывают, что густота трещин для известняков и доломитов в зависимости от различных процессов (эпигенетическая доломитизация, кальцитизация) с ростом глубины залегания пород увеличивается. Следовательно, при расчетах по формуле Ф. И. Котяхова необходимо для различных стратиграфических комплексов и разных глубин принимать густоту трещин, равную не единице, а более. Например, для верхнемеловых отложений Л. П. Гмид на основе исследований многочисленных образцов пород, отобранных на глубинах 2100—2550 м, указывает густоту трещин 0,8—1,3 1/см. Отмечается закономерное увеличение густоты трещин с глубиной (табл. 14). На рис. 18 видно, что на глубинах свыше 3500 м густота трещин может достигать 2,0—2,5 1/см.

Приток жидкости в скважину обычно происходит по толщине пласта, которая меньше эффективной нефтенасыщенной толщины пласта. Наиболее правильно работающая толщина устанавливается по профилям притока и приемистости, которые определяются с помощью глубинных дебитометров и расходомеров. Однако в обсаженных скважинах дебитометрирование может привести к завышению или занижению работающей толщины. Обычно эту толщину принимают равной ширине перфорированного интервала, так как

Таблица 14
ИЗМЕНЕНИЕ ПОРИСТОСТИ И ГУСТОТЫ ТРЕЩИН С ГЛУБИНОЙ
(БАШКИРИЯ, ТАТАРИЯ)

Геологический возраст	Интервал, м	Количество исследованных образцов	Пористость, %	Густота трещин, 1/см
C_2 , верейский и каширский горизонты	800—1000	30	18	0,1
P_1 , швагеринский горизонт	1250—1650	25	15	0,15
C_2 , башкирский ярус	1700—1780	15	14	0,2
C_1 , осинский горизонт	2100—2300	25	3,5	0,8
D_3 , верхнефранский подъярус	2600—2750	20	3	1,0
T_2 , кровля среднего триаса	3200—3400	35	1,5	1,4

практически весьма трудно определить целостность цементного камня за колонной обсадных труб.

Если значение работающей толщины определено неточно, то ошибка в оценке $m_{э.т}$ может быть весьма существенной. При замене действительной толщины h ее ошибочной оценкой h' при точно определенных значениях других переменных, фигурирующих в формуле (VI.8), вместо истинного значения проточной трещиноватости будет получено

$$m'_{э.т} = m_{э.т} \sqrt{\frac{h}{h'}}. \quad (VI.10)$$

Влияние ошибок в определении «работающей» толщины на оценку проточной трещиноватости по формуле (VI.8) иллюстрируется следующими данными.

Например, при изменении оценок проточной трещиноватости на 0,57; 0,79; 0,93; 1,26; 1,44; 1,59 погрешности определения толщины пласта соответственно составят 0,2; 0,5; 0,8; 2,0; 3,0 и 4,0.

Для повышения точности оценки проточной трещиноватости было предложено [132] исключить из формулы (VI.9) отношение $\frac{R_k}{r_c}$ за счет совместного использования индикаторных кривых и кривых восстановления давления. Если исследование скважины методом снятия кривой восстановления давления выполняется сразу по завершении периода работы ее в режиме установившегося отбора, то коэффициент проточной (эффективной) трещиноватости $m_{э.т}$ может быть вычислен по формуле

$$m_{э.т} = 1,04 \cdot 10^{-3} e^{\beta'_T \Delta p} \sqrt[3]{\frac{\mu b \delta_T^2 q_T}{i h}}, \quad (VI.11)$$

где β'_T — коэффициент сжимаемости вторичных пустот, $\text{см}^2/\text{кгс}$; q_T — дебит скважины перед ее остановкой для снятия кривой восстановления давления, $\text{м}^3/\text{сут}$; Δp — разность между пластовым давлением и давлением на забое, отвечающим началу прямолинейного (в координатах давление — время, прошедшее с момента начала восстановления давления) участка кривой восстановления

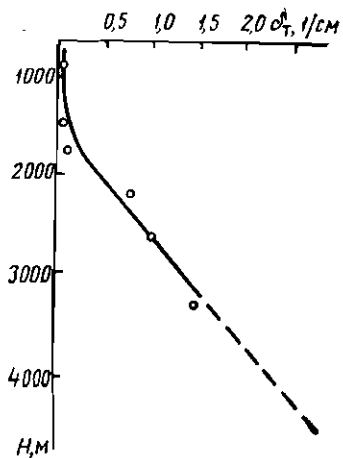


Рис. 18. Зависимость густоты трещин (δ_τ) от глубины залегания (H)

давления, кгс/см²; i — тангенс угла наклона прямолинейного (в указанной выше системе координат) участка кривой восстановления давления.

Коэффициент сжимаемости вторичных пустот можно определить по различным методикам [160]. Для карбонатных коллекторов трещинно-кавернового типа, развитых в ЧИАССР, по данным В. Н. Майдебора, он колеблется

в пределах от $20 \cdot 10^{-3}$ до $8 \cdot 10^{-3}$ см²/кг. Для Речицкого и Осташковичского месторождений Белоруссии Ф. И. Котяхов приводит значения $\beta_\tau = (1,6 \div 8,0) \cdot 10^{-3}$ см²/кгс.

Проточная трещиноватость, вычисленная для коллекторов трещинного типа различных месторождений ЧИАССР, изменяется в широких пределах — от 0,02 до 0,57%.

Вычисленная по формуле проточная трещиноватость по существу позволяет оценить минимальные извлекаемые запасы нефти. Это объясняется тем обстоятельством, что приток жидкости в скважину контролируется минимальными раскрытиями трещин, пересекаемых стволом скважины.

В табл. 15 показано сопоставление объема фактически добытой нефти с оценкой объема извлекаемой нефти, определенной с использованием формулы Ф. И. Котяхова.

Рассматриваемые верхнемеловые залежи нефти почти полностью выработаны. Отмечается, что количество фактически добытой нефти существенно превышает его предварительную оценку, полученную при помощи формулы Ф. И. Котяхова. Объяснить это явление можно несколькими причинами. Однако основной причиной является отсутствие достоверных данных о густоте трещин.

Таблица 15

СОПОСТАВЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ РАСЧЕТА ПО ФОРМУЛЕ Ф. И. КОТЯХОВА С ФАКТИЧЕСКИМИ ДАННЫМИ

Месторождение	Проточная трещиноватость, %	Оценка объема извлекаемой нефти по формуле Ф. И. Котяхова, усл. ед.	Объем фактически добытой нефти, усл. ед.
Карабулак-Ачалуки	0,27	5,65	6,75
Малгобек-Вознесенка	0,29	17,20	27,0
Хаян-Корт	0,16	1,34	2,65

Можно полагать, что проточная (эффективная) трещиноватость $m_{э.т}$ в какой-то мере является отражением вторичной пустотности $m_{вт}$. На рис. 19 видно, что с увеличением вторичной пустотности отмечается рост проточной трещиноватости. Обработка фактических данных показывает, что коэффициент корреляции между $m_{э.т}$ и $m_{вт}$ равен 0,86. Связь между проточной трещиноватостью и вторичной пустотностью описывается следующим уравнением регрессии:

$$m_{э.т} = 0,033 + 0,351m_{вт}.$$

Помимо этого отмечается закономерное изменение вторичной пустотности и проточной трещиноватости от глубины залегания пород (рис. 20, 21).

В настоящее время для отдельных типов карбонатных коллек-

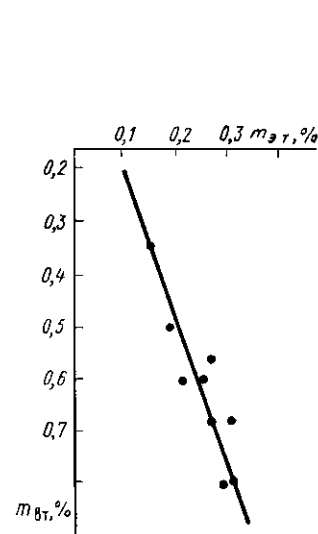


Рис. 19. Зависимость проточной (эффективной) трещиноватости ($m_{э.т}$) от величины вторичной пустотности ($m_{вт}$) карбонатных коллекторов одного из месторождений ЧИАССР

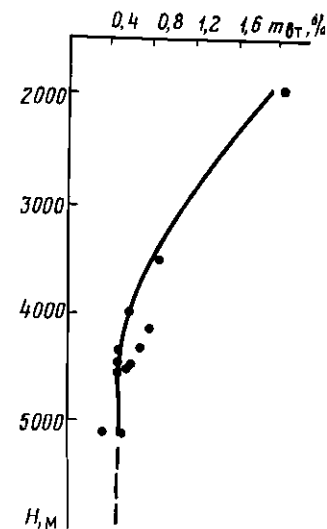


Рис. 20. Зависимость вторичной пустотности ($m_{вт}$) карбонатных пород от глубины залегания (H) Уравнение регрессии: $m_{вт} = 4,599 - 1,723H + 0,181H^2$

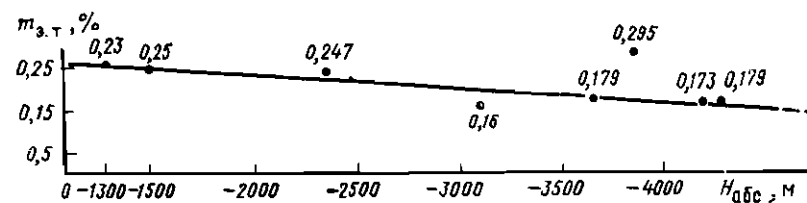


Рис. 21. Зависимость проточной (эффективной) трещиноватости ($m_{э.т}$) верхнемеловых отложений от глубины их залегания ($H_{обс}$)

торов разработаны методики определения вторичной пустотности по материалам промыслово-геофизических исследований разрезов скважин. В СССР основоположником промыслово-геофизических методов определения вторичной пустотности в карбонатном трещинно-каверновом коллекторе является А. М. Нечай. Сущность методики заключается в том, что при помощи НГК определяется общая пустотность пород. По данным исследования разрезов скважины методом БКЗ или БК оценивается объем пустот, заполненных водой. По разнице между общей пористостью, вычисленной по данным НГК, и пористостью, определенной по БКЗ (БК), оценивается нефтесодержащая емкость. Если в первичных порах (матрице) нефть отсутствует, то промыслово-геофизические методы исследования скважин дают возможность определить вторичную пустотность. При этом оцениваются закрытые и открытые поры совместно. В том случае, если нефть содержится в первичных и вторичных пустотах, метод дает возможность получить суммарную нефтесодержащую емкость.

Точность и достоверность комплексной методики определения коллекторских свойств геофизическими методами зависит от ряда факторов. Применяемая аппаратура при повторной записи кривых ГК и НГК обеспечивает воспроизведение с точностью $\pm 1 \div \pm 1,5\%$. Однако из-за приближенного характера сведений о взаимосвязи пористости пород и их свойств, непосредственно влияющих на результаты промыслово-геофизических измерений в скважинах, относительные погрешности в определении полной и вторичной пустотности в среднем по всему разрезу скважины могут достигать 15—20%, а при единичных определениях вторичной пустотности, величина которой не превышает 0,5%, относительная погрешность может превысить 100% [240].

§ 2. ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ОЦЕНКУ ЕМКОСТИ КОЛЛЕКТОРОВ В ОБЪЕМЕ ЗАЛЕЖИ

По величине пористости песчано-глинистые коллекторы подразделяются на высокоемкие, средней емкости и низкоемкие. В этих группах иногда производятся еще более дробные разделения. Заранее обусловленных величин граничных значений коэффициентов пористости в общем случае нет. Однако в настоящее время они устанавливаются по зависимости пористости от проницаемости для принятых граничных величин газопроницаемости.

В карбонатных породах определение типа коллектора производится по соотношению различных видов емкости в общем объеме пустотного пространства. Такая классификация карбонатных коллекторов разработана Е. М. Смеховым [228] и успешно применяется при изучении нефтяных и газовых залежей, приуроченных к карбонатным коллекторам. По соотношению типов емкости выделяются: поровый, каверновый, трещинный и сложные типы коллекторов: трещинно-поровый, порово-каверновый, трещиновато-каверново-поровый и т. п. Особенно важно определить тип коллектора

для оценки извлекаемых запасов нефти в карбонатных породах, пустотное пространство которых представлено различными видами пустот.

В связи с определением общих запасов нефти и газа в залежи, выделением из их числа балансовых и извлекаемых запасов, применением при разработке различных методов активного воздействия на пласт при оценке пористости продуктивных пород важно выполнить ряд требований: а) обеспечить достаточную точность определений как для исследуемой залежи в целом, так и для отдельных ее частей; б) дать количественные характеристики коэффициентов как абсолютной, так и открытой и вторичной пористостей, причем последнюю необходимо разделить на каверновую и трещинную.

Точность оценки средних значений пористости определяется рядом факторов, и в зависимости от конкретных условий меры по обеспечению достаточной надежности средних оценок будут различными. В настоящее время разработано много разных методов оценки пористости по керну и геофизическим данным. На практике наиболее широкое распространение получили методы определения полной пористости по керну (метод Мельчера), определения открытой пористости по керну (метод насыщения), определения полной емкости породы (парафинирования или геометрических размеров) и многочисленные геофизические методики. Очевидно, что надежность оценки пористости как в каждом пластовом пересечении, так и среднего значения для залежи в целом будет определяться погрешностями оценки коэффициента пористости с помощью той или иной методики и дисперсией пористости по объему залежи.

Для методики определения различных коэффициентов пористости по керну метрологические ошибки неодинаковы и изменяются в существенных пределах. На рис. 22 показана зависимость относительной погрешности $\Delta m_e/m_e$ определения полной пористости от величины пористости, заимствованная из [183]. Хорошо виден характер изменения метрологической ошибки определения m_e по методике Мельчера. Расчет величин метрологических погрешностей определения открытой пористости методом насыщения показал, что они изменяются от 0,02 до 1,6% в зависимости от используемых весов.

При определении полной емкости на образцах методом парафинирования ошибки ее по величине близки к ошибкам вычисления полной пористости методом Мельчера.

Предельная метрологическая ошибка полной емкости, определенная методом взвешивания геометрически правильных образцов, будет складываться из погрешностей весовых характеристик, которые не превышают 0,8% при применении технических весов, 0,1% при использовании аналитических весов, и измерения геометрических размеров образца. Согласно зависимости относительной ошибки определения объема образца от его размеров при измерении штангенциркулем (ошибка порядка 0,1 мм), относительная

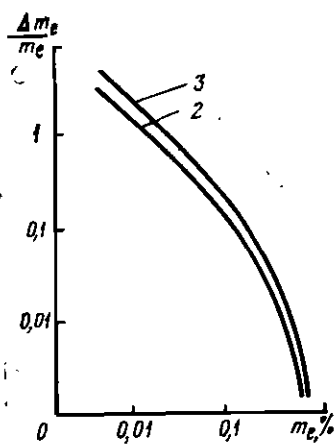


Рис. 22. Зависимость относительной ошибки определения полной пористости ($\Delta m_e/m_e$) от пористости (m_e)
Шифр кривых (2, 3) — плотность твердой части, г/см³

ошибка для стандартных образцов (30×30 мм) не превышает 2%. Отсюда суммарная метрологическая ошибка определения полной емкости методом взвешивания составляет не более 3%.

Приведенный анализ показывает, что случайные метрологические ошибки единичного определения находятся в пределах 0,02—15,0%. Учитывая случайный характер метрологических погрешностей, ошибка среднего, вы-

численного по данным единичных определений, может быть достаточно мала.

Вторая причина погрешности определения среднего значения коэффициента пористости — дисперсия пористости по объему коллектора. Для определения этой величины был измерен коэффициент пористости на образце большого размера песчано-глинистой породы. После этого образец был расколот на части и в каждом куске повторно измерен коэффициент пористости [134]. Изменение значений коэффициента пористости происходило в пределах до 1% (абсолютная величина).

В карбонатных коллекторах со сложной структурой пустотного пространства такие отличия еще больше. В табл. 16 приведе-

Таблица 16

РЕЗУЛЬТАТЫ ИЗМЕРЕНИЯ ПОЛНОЙ ПОРИСТОСТИ НА ОБРАЗЦАХ БОЛЬШОГО РАЗМЕРА И ИЗГОТОВЛЕННЫХ ИЗ НИХ ОБРАЗЦОВ СТАНДАРТНЫХ РАЗМЕРОВ

Номер образца	Пористость образца, %		$\Delta m_e = m_e - m'_e$	Номер образца	Пористость образца, %		$\Delta m_e = m_e - m'_e$
	большого размера m_e	малого размера m'_e			большого размера m_e	малого размера m'_e	
10	0,9	1,0	-0,1	709	0,6	0,6	0
12	1,9	2,0	-0,1	710	0,8	1,0	-0,2
25	2,8	5,0	-2,2	711	0,7	0,9	-0,2
45	11,6	9,2	+2,4	715	10,9	7,4	+2,5
54	10,2	10,1	+0,1	717	1,2	1,1	+0,1
60	5,9	7,3	-1,4	718	5,0	7,1	-2,1
61	8,5	9,3	-0,8	723	2,9	5,2	-2,3
88	3,8	2,4	+1,4	725	2,9	6,5	-3,6

ны результаты измерения полной пористости на образце большого размера карбонатной породы и на изготовленных из него образцах стандартных размеров.

Как видим, полученные расхождения существенно больше, чем наблюдаемые в песчано-глинистых породах. Это хорошо увязывается с большей неоднородностью карбонатных отложений. Приведенные результаты показывают, что даже в пределах небольшого объема пород-коллекторов дисперсия пористости не позволяет результат одного определения принимать в качестве истинной величины коэффициента пористости этого объема.

Анализ изменения значений коэффициентов открытой пористости в отдельных пластовых пересечениях песчано-глинистых пород позволил установить зависимость между коэффициентом вариации и среднеарифметическими значениями пористости для песчано-глинистых отложений. В табл. 17 приведены результаты расчета параметров для 10 скважин (горизонт Д₁ Урало-Поволжья).

На рис 23 показана зависимость между коэффициентом вариации и среднеарифметическим значением открытой пористости. Степень однородности коллекторов с увеличением их пористости возрастает. В коллекторах с пониженным значением коэффициента пористости неоднородность пород намного выше, чем в высокопористых. Это свидетельствует о том, что при одной и той же толщине пластов в высокопористых пластах необходимое количество образцов для получения оценки среднеарифметического значения коэффициента пористости пласта с наперед заданной точностью будет меньше, чем в неоднородных низко- и среднепористых.

Необходимое количество образцов для определения среднего значения пористости пласта с наперед заданной точностью можно оценить, исходя из выражения, определяющего относительную ошибку средней по малой выборке [84].

Таблица 17

ИЗМЕНЧИВОСТЬ ОТКРЫТОЙ ПОРИСТОСТИ ПОРОД ГОРИЗОНТА Д₁ УРАЛО-ПОВОЛЖЬ Я

№ п/п	Скважина	Интервал глубин, м	Толщина пласта, м	Количество образцов	Средняя пористость образца, абс. %	Среднеквадратическое отклонение пористости образцов, абс. %	Коэффициент вариации пористости образцов, отн. %
1	54	1746—1757	10,6	5	20,4	0,89	4,4
2	59	1713—1719	6,4	15	20,4	0,95	4,6
3	68	1793—1797	4,0	9	19,3	1,39	7,2
4	93/20	1645—1647	2,6	9	21,7	1,28	5,9
5	93/20	1659—1664	5,2	11	22,3	1,07	4,8
6	214	1677—1683	6,4	10	19,8	0,90	4,5
7	3600	1887—1901	13,8	30	17,9	1,74	9,7
8	5041	1729—1738	9,0	38	22,1	1,20	5,4
9	5067	1764—1769	5,6	29	23,1	0,80	3,5
10	5067	1770—1787	16,4	35	22,4	0,54	2,4

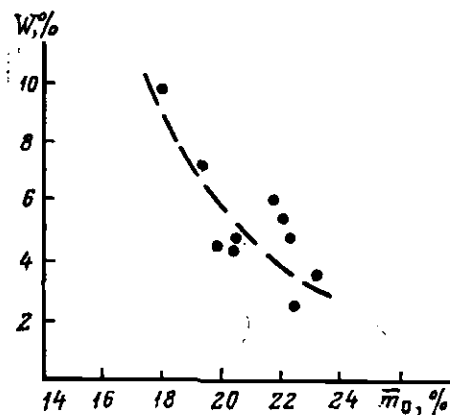


Рис. 23. Зависимость коэффициента вариации (W) от среднеарифметического значения открытой пористости (\bar{m}_0)

Известно, что

$$\varepsilon'_m = \pm \frac{tV}{\sqrt{n-1}}, \quad (\text{VI.12})$$

где ε'_m — относительная ошибка определения средней по малой выборке; t — гарантийный коэффициент, показывающий, что вычисленная ошибка не будет выходить за заданные пре-

делы с соответствующей вероятностью; V — коэффициент вариации; n — объем выборки.

Для целей подсчета запасов можно применять уровень вероятности для величины наперед заданной ошибки 0,95. При этом t для $n \geq 20$ равно 2. При $n < 20$ величина находится по соответствующим таблицам [84]. На рис. 24 показана зависимость количества образцов, необходимого для определения среднего значения коэффициента открытой пористости с относительной ошибкой 2% и менее для $t=2$ ($P=0,95$). Коэффициенты вариации для соответствующих средних значений пористости взяты по осредненной зависимости (см. рис. 23). Как видно на рис. 24, при снижении пористости пласта и соответствующем увеличении его неоднородности для получения среднего с высокой точностью требуется резкое увеличение количества определений пористости по керну. Как правило, на практике при изучении месторождений нефти и газа пористость отдельных пластов бывает определена по единичным образцам. Поэтому добиться высокой точности оценки средней величины коэффициента пористости по керну в целом для залежи практически невозможно. На рис. 25 показана зависимость между относительной ошибкой средней пористости пласта и числом анализов для пласта с пористостью 19% и коэффициентом вариации пористости, равным 7%. Как видим, при относительной ошибке 6% в данных условиях число необходимых анализов по пласту сокращается до шести, что уже вполне приемлемо для практики. Вместе с этим следует отметить, что в настоящее время только один коэффициент пористости в формуле объемного метода вносит ошибку, равную предельной ошибке оценки запасов по категории А [166].

Оценку погрешности определения пористости по геофизическим данным можно провести на основании дисперсий пористости, рассчитанных по петрофизическим зависимостям, по керну и геофизическим данным. Как известно, при определении пористости по геофизическим данным прежде всего выбирается, корректируется

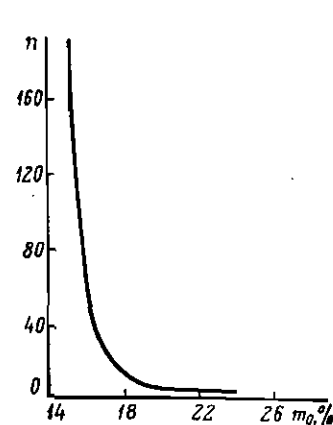


Рис. 24. Зависимость количества образцов (n), необходимого для определения среднего значения открытой пористости (m_0) с относительной ошибкой $\sigma m = 2\%$ и менее при доверительной вероятности $P=0,95$, от пористости пласта

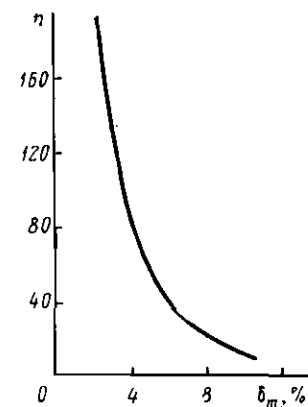


Рис. 25. Зависимость между относительной ошибкой (σm) оценки средней пористости (m) и количеством использованных образцов (n) при средней пористости пласта $m=19\%$ и коэффициенте ее вариации, равном 7%

или устанавливается эталонная зависимость между коэффициентом пористости и геофизическими параметрами. При сопоставлении используются средние значения пористости и геофизических параметров. Тогда можно считать, что среднеквадратическая погрешность эталонного уравнения регрессии вычисляется по формуле

$$\sigma_{m,r} = \sqrt{\sigma_{m,k}^2 + \sigma_{r,m}^2}, \quad (\text{VI.13})$$

где $\sigma_{m,k}$ — среднеквадратическая погрешность оценки средней пористости пласта по керну; $\sigma_{r,m}$ — среднеквадратическая погрешность оценки пористости пласта по геофизическим данным по сравнению с точным значением пористости.

Из (VI.13) следует, что

$$\sigma_{r,m} = \sqrt{\sigma_{m,r}^2 - \sigma_{m,k}^2}, \quad (\text{VI.14})$$

т. е. величина среднеквадратической ошибки пористости, определенной по геофизическим данным, может быть меньше, чем при определении по керну [93].

Расчет среднего значения коэффициента пористости по залежи или отдельной ее части проводится по средним оценкам этого параметра, определенным для каждого пересечения продуктивного пласта скважиной. Вопрос о выборе простой средней или взвешенной по мощности решается индивидуально для конкретной залежи [84, 166]. Оценка среднего значения пористости может быть проведена по статистическому распределению коэффициента пористости пород-коллекторов в залежи. Для этой цели исследуется распределение пористости пород-коллекторов, подбирается

соответствующий теоретический закон распределения. В качестве средней величины коэффициента пористости в случае нормального или другого симметричного закона распределения принимается средняя арифметическая полученного эмпирического распределения или математическое ожидание соответствующего теоретического распределения. При таком подходе к оценке средней величины коэффициента пористости продуктивных коллекторов залежи нефти или газа необходимо учитывать ряд особенностей формирования исходной выборки. К таким особенностям относятся представительность образцов по отношению к керну, поднятому при проходке скважины, керна по отношению к породам с различными фильтрационно-емкостными свойствами. Представительность первого типа легко обеспечить путем равномерного отбора образцов на анализы. Обеспечить представительность второго типа намного сложнее и не всегда удается в связи с избирательным выносом керна. По вопросу избирательного выноса керна как в песчано-глинистых, так и в карбонатных разрезах имеются самые противоречивые мнения. Однако большинство исследователей склоняются к тому, что из высокопористых, высокопроницаемых пород вынос керна существенно уменьшается. Обобщение фактических результатов по некоторым площадям Припятской впадины, проведенных рядом организаций (трест Белоруснефтегеофизика, УкрпроНИИнефть), показало, что вынос высокоемких карбонатных коллекторов составляет 0,12—0,15% от проходки. При этом закономерное снижение выноса керна начинает наблюдаться при пористости 4—6%.

На рис. 26 показано сопоставление средней пористости в интервале долбления с выносом керна. Как видно из приведенных данных, при средней пористости более 10% 100%-ного выноса керна не отмечается, и с увеличением средней пористости происходит резкое снижение выноса керна. Такой характер изменения выноса керна приведет к закономерному смещению всего распределения в область низких значений пористости. На рис. 27 показаны две гистограммы распределения пористости коллекторов по одной из залежей нефти. При построении гистограммы использованы результаты анализов по скважинам, в которых вынос керна составлял 75—85%. После этого частоты в исходной выборке были изменены в соответствии с кривой выноса керна (рис. 26), а частоты пересчитаны, исходя из нового количества образцов. На рис. 27 существенный сдвиг распределения пористости относится к области низких значений. Среднее значение пористости в рассматриваемой залежи уменьшилось от 10,0 до 9,1%. Таким образом, при расчете средней величины пористости залежи или отдельных ее участков лучше производить расчет по средним значениям отдельных пластовых пересечений, установленных по керновым и геофизическим данным. Рассчитанное среднее значение следует контролировать фактическим и теоретическим распределениями коэффициента пористости пород-коллекторов залежи, построенным по результатам анализов керна с учетом выноса керна

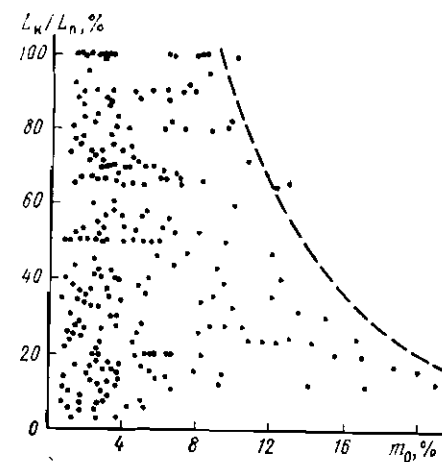


Рис. 26. Зависимость выноса керна (L_k/L_p) от средней пористости (m_0) карбонатных отложений Припятской впадины
 L_k — длина вынесенного керна, L_p — длина интервала проходки с отбором керна

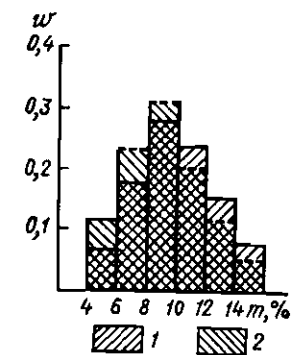


Рис. 27. Изменение гистограммы распределения пористости (m) в результате неравномерного выноса керна
 w — частота значений пористости:
1 — истинная гистограмма распределения пористости; 2 — гистограмма, искаженная выборочным выносом керна

в каждом конкретном случае. Использование распределений коэффициентов пористости коллекторов и их параметров для расчета средних значений позволяет оценить погрешности полученных значений. При этом если пористость коллекторов распределена по нормальному закону, то погрешности среднего вычисляются по формулам, приведенным в [84].

При оценке средней пористости залежей, приуроченных к отложениям, в которых попластовая корреляция затруднена или практически невозможна, полезно применять геолого-статистические разрезы [8]. Геолого-статистический разрез отображает изменение средних величин коэффициентов пористости единичных интервалов по разрезу залежи, начиная от самого верхнего нефтегазонасыщенного пласта-коллектора. Очевидно, что средняя пористость пород будет определяться отношением суммы величин пористости единичных интервалов к их количеству. Если мощность единичного интервала будет равна 1 м, то средняя пористость разреза определяется как отношение суммы значений пористости метровых интервалов к мощности нефтегазонасыщенной части залежи. На рис. 28 приведен пример определения средней пористости одной из залежей нефти, приуроченной к карбонатным отложениям турнейского яруса, показаны средние значения пористости по метровым интервалам. Сумма произведений средних значений пористости на толщину интервалов составляет 332,0%·м. При общей толщине исследуемого горизонта 35 м средняя величина пористости составит 9,5%.

Наряду с величиной общей емкости в коллекторах со сложной структурой пустотного пространства необходимо выделить отдельно объемы пустотного пространства, приходящиеся на каверны, трещины, поры. Необходимость такого разделения диктуется условиями разработки и процессами вытеснения нефти водой в сложных коллекторах. При высоких темпах отбора нефти из залежей с активными приконтурными водами или с применением заводнения происходит «поршневое» вытеснение нефти водой из каверн, трещин и наиболее крупных хорошо сообщающихся пор. В средне- и мелкопоровом пространстве вытеснение нефти происходит в результате капиллярной противоточной пропитки. Поскольку по скорости эти два процесса существенно отличаются, то необходимо производить раздельный учет запасов нефти и газа, приходящихся на объем вторичного пустотного пространства и поровую блоковую часть. Исходя из поставленной задачи, прежде всего необходимо установить нефтегазонасыщение блоковой части пород. По этому вопросу в настоящее время не существует единого мнения [228]. Это связано с тем, что в условиях одного нефтепромыслового района отмечаются случаи, когда блоковая (матричная) часть, характеризующаяся поровым типом пустотного пространства, бывает нефте- и водонасыщенной. Задача нефтегазонасыщения блоковой части может быть уверенно решена на основании изучения насыщенности зерна с привлечением порометрической характеристики пород. По результатам порометрических измерений с учетом данных исследования пород под микроскопом возможно разделение пород на несколько типов, характеризующихся различными соотношениями объемов пор сверхкапиллярного, капиллярного и субкапиллярного размеров.

Для примера рассмотрим результаты порометрических и микроскопических исследований образцов пород из продуктивных отложений нефтяных месторождений Припятской впадины [191]. На приводимом нами рис. 29 показаны кривые капиллярного давления и порометрические характеристики трех типов пород, к которым приурочена нефтяная залежь. Исследования проводились на кусочках зерна объемом 2—4 см³, поэтому приведенные результаты характеризуют блоковую, или матричную часть породы. При испытании всех интервалов, откуда отобраны образцы, получены промышленные притоки нефти, что указывает на приуроченность залежи ко всем трем типам пород. Однако при визуальном исследовании зерна нефтенасыщение отмечено лишь в породах первого типа. Эти породы представлены равномернопористыми, кавернозными доломитами, развивающимися по водорослевым известнякам. Диапазон изменения радиусов пор (r_n) этого типа пород колеблется от 40 мкм до субкапиллярных. Относительное содержание субкапиллярных пор составляет в среднем 14%. Поровое пространство пород второго типа, представленных плотными известняками и доломитами, характеризуется резким снижением доли капиллярных пор и резким увеличением субкапиллярных. Крупные поры встречаются редко, и они разобщены.

Рис. 28. Геолого-статистический разрез, отображающий изменение пористости (m) в карбонатных отложениях турнейского яруса

L — расстояние от кровли залежи до интервала осреднения

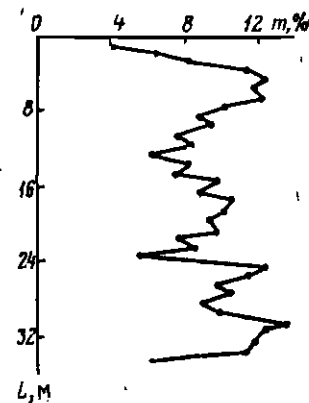
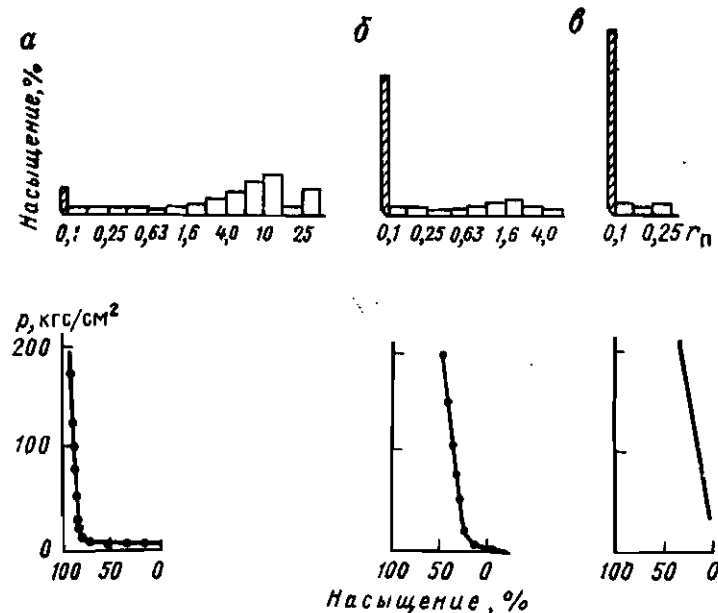


Рис. 29. Порометрические характеристики и кривые капиллярного давления различных типов пород

Заштрихованные столбики характеризуют относительную распространенность субкапиллярных пород. Тип пород: а — первый; б — второй; в — третий



Нефтенасыщение образцов пятнистое. Поровое пространство блоковой части пород третьего типа практически полностью представлено субкапиллярными порами. Нефтенасыщение образцов пород визуально не отмечается. Окраска растворителя при экстрагировании образцов слабая. Это показывает, что блоковая часть пород третьего типа и частично второго не может быть нефтенасыщенной, и всю величину емкости пор следует исключить из эффективного порового объема.

Изучение относительной распространенности пор, каверн и трещин проводится на основании применения различных методов определения емкостных характеристик пород. При этом в некоторых залежах устанавливается достаточно четкая связь между

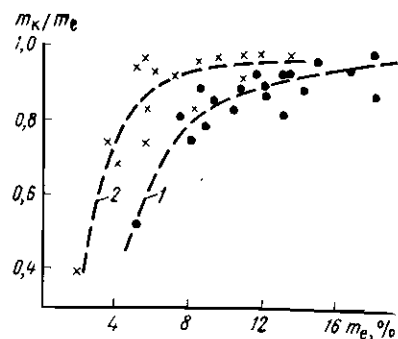


Рис. 30. Зависимость относительного объема каверн (m_k) от полной емкости (m_e) трещинных каверно-поровых пород месторождений Припятской впадины

Отложения девона: 1 — межсолевые; 2 — подсолевые

каверновой и полной емкостями карбонатных каверно-поровых пород. На рис. 30 приведены зависимости относительного объема

каверн от полной емкости пород для карбонатных пород межсолевых (1) и подсолевых (2) отложений некоторых месторождений Припятской впадины. Приведенные зависимости достаточно четкие и тесные, корреляционные отношения для них соответственно равны 0,79 и 0,86. Эти зависимости позволяют оценивать каверновую пористость коллекторов m_k по их полной пористости m_e . Допустим, что полная средняя емкость коллекторов исследуемой залежи $m_e = 7,5\%$. Тогда по рис. 30 (кривая 1) находим, что доля каверн в этой емкости составляет 0,76, или емкость каверн составляет 5,7 абс.%, а пор — 1,8 абс.%

Изучение долевого участия емкости трещин в общей емкости трещинно-поровых коллекторов зависимостей между емкостью трещин и полной пористостью установить не позволило. Поэтому оценку вторичной емкости в трещинных коллекторах обычно проводят по результатам исследования емкости пород геофизическими методами и по керну. В этом случае можно получить средние величины полной и вторичной емкостей. Для этого рассматривается распределение полной емкости, определенной по геофизическим данным, например НГМ. Результаты, полученные по НГМ, отражают суммарное водородосодержание пород, эквивалентное полной емкости, если учтено водородосодержание, обусловленное кристаллизационной и гигроскопической прочно связанной водой. Полученная пористость сопоставляется с полной пористостью, установленной по керну. Полагая, что в малых образцах керна измеряется только емкость пор, а не емкость каверн и особенно открытых трещин, распределение, построенное по керну, будет характеризовать только поровую емкость матрицы. Разность между параметрами двух распределений характеризует величину вторичной емкости, обусловленную открытыми трещинами и сообщающимися кавернами.

Известны случаи, когда трещинную емкость удавалось оценить только по геофизическим данным (см. в настоящей главе § 1) без прямого использования сведений о пористости образцов керна, отобранных в исследуемом интервале. Однако при таком подходе рассчитывать на успешное решение задачи можно далеко не всегда и не везде. Более приемлем другой путь: по комплексу

промысловых и геофизических данных выделяют трещинные коллекторы [144], затем их емкость оценивается по геофизическим и керновым данным.

§ 3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНОЙ ВЕЛИЧИНЫ ПОРИСТОСТИ ПЛАСТОВ БОЛЬШОЙ ТОЛЩИНЫ

Существует несколько способов определения расчетной величины пористости продуктивного пласта, взятого в целом. Выбор того или иного способа зависит прежде всего от объема информации и диктуется необходимостью применения такого метода обработки фактических данных, который позволяет свести расхождение получаемой оценки средней пористости с истинным значением этого параметра к минимуму, достижимому в данной ситуации. Хотя способы усреднения данных неоднократно описывались в литературе [34, 75, 76, 84, 87, 99, 100, 102, 103, 119, 166, 195], ряд вопросов, требующих специфического подхода, еще не получил достаточного освещения. К ним, например, относится задача определения расчетной величины пористости для продуктивных карбонатных толщ очень большой (до 500 м) толщины.

Конечно, средняя пористость продуктивной толщи, имеющей большую толщину, может быть рассчитана как среднеарифметическое из единичных определений по всем скважинам. Однако первый способ дает неплохие результаты лишь в тех случаях, когда значения пористости относительно мало меняются как по разрезу каждой отдельной скважины, так и от скважины к скважине, т. е. только в однородных литологически выдержанных коллекторах.

Расчетная величина пористости также может быть определена взвешиванием среднеарифметических величин пористости в отдельных скважинах по площади залежи. Второй способ почти не отличается от предыдущего. Однако расчетное значение получается более точным, так как среднеарифметические по отдельным скважинам взвешиваются по площади. Оба указанных способа дают более точные результаты, если количества малых и больших значений пористости по отдельным скважинам близки друг к другу. Преимущество второго способа перед первым заключается еще в том, что при построении карт могут быть учтены значения пористости за контуром нефтеносности, что позволяет рекомендовать второй способ для применения при оперативном подсчете запасов нефти на первых стадиях разведочных работ, когда фактических данных о пористости пород еще мало. Естественно, при этом запасы нефти должны быть отнесены к низкой категории.

В качестве примера решения вопроса о выборе метода расчета средней пористости можно рассмотреть данные по алтской залежи месторождения Малгобек-Вознесенка, характеризующейся небольшим количеством результатов определения пористости по скважинам.

Залежь нефти приурочена к узкой складке субширотного про-

стирания. Отложения представлены чередующимися глинистыми мелкозернистыми песчаниками и алевролитами. Встречаются прослойки песчаных глин. Для большей части пород характерен карбонатный цемент. Всего в разрезе аптских отложений выделяется пять песчано-алевролитовых горизонтов (II, III, IV, V₁ и V₂), разделенных между собой алевролитами и песчанистыми глинами. Три горизонта (II, III и IV) являются продуктивными.

Обработка результатов исследования скважин (индикаторные кривые и кривые восстановления пластового давления) показала, что проницаемость коллекторов составляет 20—30 мД, в то время как по данным анализов кернов она не превышает десятых долей мД. Сопоставление результатов анализов кернов с данными обработки индикаторных кривых и кривых восстановления пластовых давлений дало основание сделать вывод, что коллекторы в аптских отложениях следует отнести к типу порово-трещинных. Фильтрация жидкости в них осуществляется главным образом по трещинам. Емкость обусловлена гранулярными порами и в меньшей степени трещинами. Пористость по данным анализов кернов обычно составляет 6—11%.

Вследствие весьма низкого процента проходки колонковым долотом (2,03%) разрез почти не освещен керновым материалом. Имеющиеся образцы малопредставительны и не могут быть положены в основу определения расчетной величины пористости для подсчета запасов нефти и газа. Поэтому пористость эффективных прослоев оценивалась по промыслово-геофизическим данным. Определение расчетной величины пористости проведено несколькими способами.

При первом из них по каждой скважине рассчитывалась средневзвешенная по толщине слоев величина пористости для каждого горизонта и по полученным данным строились карты пористости (в изолиниях). Расчетная величина определялась как средневзвешенная по площади. Описанный способ привел к получению заниженной величины пористости, так как при построении карт учитывались законтурные скважины, в которых пористость значительно ниже по сравнению со сводовыми и присводовыми скважинами. Если же не использовать данные по законтурным скважинам, то вследствие малого объема имеющихся материалов построить карту пористости вообще не представляется возможным.

Помимо этого, при построении карт пористости шаг изолиний должен не менее чем в три раза превышать погрешность определения пористости. Применявшаяся методика обеспечивает оценку пористости с относительными погрешностями 17—20% или абсолютными $\pm 2\%$. Следовательно, при построении карт пористости шаг изолиний должен быть порядка 6—8%, что ввиду незначительного изменения пористости практически невозможно осуществить.

Вторым способом расчетная величина пористости определялась для каждого продуктивного горизонта как среднеарифметическая из средневзвешенных по толщине прослоев значений пористости

в каждой скважине. Расчеты проведены в одном случае для внутриконтурных и законтурных скважин, а в другом случае только для внутриконтурных скважин. Оказалось, что пористость нефтяной части для каждого продуктивного горизонта получилась выше, чем пористость нефтяной и водяной частей, взятых совместно. Более детальный анализ показал, что и в данном способе среднее значение пористости занижается, поскольку он не учитывает неравноценность скважин по эффективным нефтенасыщенным толщинам горизонтов. В данном случае такой учет необходим, поскольку наблюдается явная тенденция к увеличению пористости при возрастании эффективной нефтенасыщенной толщины (см. главу III, § 1).

Поэтому был применен третий способ расчета средних значений пористости, предусматривающий усреднение данных о пористости, относящихся к отдельным нефтяным скважинам, со взвешиванием по эффективным толщинам нефтенасыщенных пластов в скважинах, который и дал результаты, оцениваемые как наиболее близкие к истине, по той причине, что вся процедура в какой-то степени приблизилась к наиболее точному с теоретической точки зрения методу расчета средних со взвешиванием по объемам нефтенасыщенных пород.

Для реализации расчета средней пористости со взвешиванием по объему нефтенасыщенных пород в полной мере необходимо строить две карты изолиний — пористости и эффективной нефтенасыщенной толщины продуктивного пласта. Наличие этих карт позволяет рассчитать среднюю пористость со взвешиванием одновременно по площади и толщине, т. е. по объему. Насколько значительным может быть эффект от перехода к расчету средней пористости со взвешиванием по объему, продемонстрируем на модели нефтенасыщенного пласта (план в изолиниях), изображенной на рис. 31.

Для простоты выбрана такая модель, на которой изолинии эффективной нефтенасыщенной толщины, проведенные с шагом 2 м, и изолинии пористости, проведенные с шагом 2%, совмещаются. Рассчитав по этой модели среднюю пористость как простое среднеарифметическое из значений в отдельных скважинах, получим среднюю пористость $m_{ср}^{(1)} = 7\%$.

Проведя усреднение со взвешиванием по площади, в силу равенства площадей, приходящихся на каждый из промежутков

Рис. 31. Модель нефтенасыщенного пласта с закономерно (по линейному закону) меняющимися в пространстве пористостью и эффективной нефтенасыщенной толщиной (план в изолиниях)

1 — скважина и зафиксированные в ней значения параметров: числитель — толщины (м), знаменатель — пористости (%); 2 — изолинии пористости и толщина пласта; 3 — границы исследуемого участка



между соседними изолиниями пористости, и ввиду размещения скважин в центральных частях промежуточной получим средневзвешенное по площади значение $m_{\text{ср}}^{(2)} = 7\%$, не отличающееся от предыдущего. Средняя пористость со взвешиванием по площади и толщине пласта, т. е. по объему, будем иметь

$$m_{\text{ср}}^{(3)} = \frac{2 \cdot 9 + 4 \cdot 11 + 6 \cdot 13 + 8 \cdot 15 + 10 \cdot 17 + 12 \cdot 19}{9 + 11 + 13 + 15 + 17 + 19} = 7,83\%$$

Умножение на площади зон не проводилось, так как в силу равенства площадей друг другу оно не изменит результатов.

Относительная величина различия пористости (6%) между результатами будет

$$\Delta m = \frac{m_{\text{ср}}^{(3)} - m_{\text{ср}}^{(2)}}{m_{\text{ср}}^{(2)}} \cdot 100 = 11,8.$$

В рассмотренном примере максимальное значение пористости превышает минимальное в 13 раз, а толщины пласта — только в 2,5 раза. Если же и толщина пласта увеличится в 13 раз по сравнению с наименьшим значением, то относительная величина различия средних пористостей составит 23,7%. Результаты расчетов для других диапазонов колебания пористости и толщины пласта сведены в табл. 18.

На основании полученных данных составлены графики (рис. 32), позволяющие для моделей типа приведенных на рис. 31 определить величину относительного расхождения между оценками средней пористости, полученными при взвешиваниях по площади и объему. На оси абсцисс отложено отношение максимальной толщины пласта к минимальной (определяется по карте изопакит), на оси ординат указана относительная ошибка. Кривые построены для различных отношений максимальной и минимальной величин пористости (устанавливается по картам пористости).

Таблица 18

ОТНОСИТЕЛЬНЫЕ РАЗЛИЧИЯ МЕЖДУ ОПРЕДЕЛЕНИЯМИ ПОРИСТОСТИ СО ВЗВЕШИВАНИЯМИ ПО ОБЪЕМУ ($m_{\text{ср}}^{(3)}$) И ПЛОЩАДИ ($m_{\text{ср}}^{(2)}$)

Величина отношения максимальной пористости к минимальной	Величина отношения максимальной толщины к минимальной					
	1,2	1,4	1,6	1,8	2,0	2,2
2	0,90	1,70	2,37	3,00	3,56	4,00
3	1,33	2,60	3,83	4,70	5,50	6,10
4	1,60	3,10	4,40	5,60	6,50	7,31
6	2,19	3,80	5,31	6,60	7,62	8,60
8	2,30	4,08	5,71	7,00	8,30	9,32
12	2,51	4,51	6,10	7,70	9,00	10,20
16	2,59	4,70	6,41	8,00	9,42	10,60

Продолжение табл. 18

Величина отношения максимальной пористости к минимальной	Величина отношения максимальной толщины к минимальной					
	2,5	3,4	5,0	7,0	10,0	13,0
2	4,44	5,6	7,1	8,1	8,8	9,2
3	3,00	8,7	11,0	12,7	13,8	14,4
4	8,20	10,4	13,0	14,6	15,8	16,6
6	9,90	12,5	15,5	17,2	19,1	19,9
8	10,55	13,7	17,05	18,9	20,8	21,85
12	11,80	14,9	18,25	20,5	22,6	23,6
16	12,10	15,6	18,8	21,2	23,5	24,7

Процесс расчета средней пористости со взвешиванием по площади, если расчет выполняется вручную, достаточно трудоемок. Однако расчет со взвешиванием по объему много сложнее и требует значительно больших затрат труда. Эти затраты можно уменьшить за счет использования графика, приведенного на рис. 32. Зная для данной площади диапазоны изменения толщины продуктивного пласта и средней пористости в скважинах, можно вычислить для каждого из этих параметров величины отношений их максимальных значений к минимальным, по которым на графике

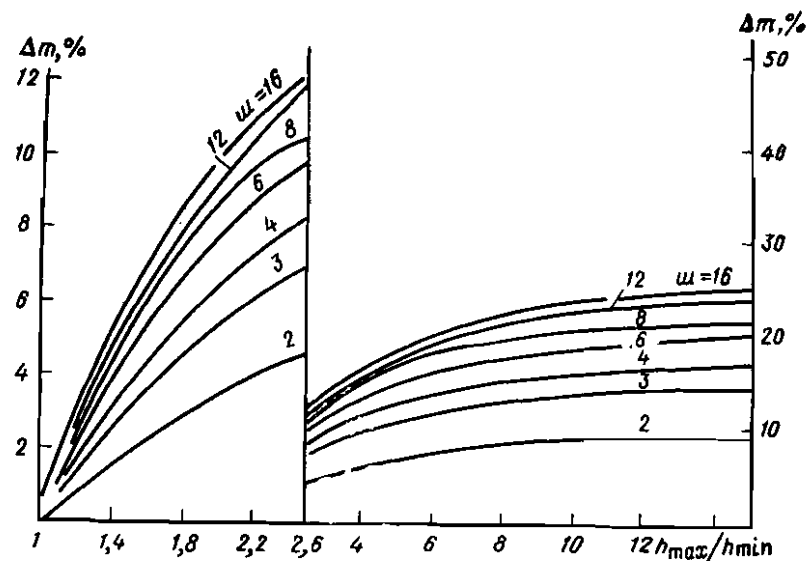


Рис. 32. Зависимость относительного различия между средними значениями пористости (Δm), определенными со взвешиванием по площади и объему, от отношения максимальной толщины пласта (h_{max}) к минимальной (h_{min}) и его пористости

Шифр кривых: ш — отношение максимальной пористости к минимальной

рис. 32 нетрудно найти величину относительного различия средних пористостей, определенных взвешиваниями по объему и площади. Определив среднюю пористость методом взвешивания по площади и пользуясь найденной по графику величиной относительного различия средних пористостей, от средней пористости, взвешенной по площади, нетрудно перейти к оценке средней пористости, взвешенной по объему. Переход осуществляется путем изменения пористости, определенной взвешиванием по площади с ошибкой, зависящей от того, как соотносятся между собою карты пористости и толщины пласта. Поправка прибавляется в том случае, когда при совмещении карт пористости и изопакит участки с наибольшими величинами пористости в большинстве случаев совпадают с участками повышенных толщин пласта на карте изопакит. Поправка вычитается, если при совмещении обеих карт участки повышенных величин пористости совпадают в большинстве случаев с участками минимальных толщин пласта. Правильность указанной процедуры подтверждается следующим примером.

При подсчете запасов нефти и газа в карбонатном коллекторе месторождения Карабулак-Ачалуки (восточная часть) коэффициент вторичной пустотности определялся как средневзвешенный по площади и был равен 1,104%. Полученный нами средневзвешенный по объему этот же коэффициент составляет 0,986%. Следовательно, относительное различие равно

$$\Delta m = \frac{0,986 - 1,104}{1,104} \cdot 100 = -10,7.$$

Отрицательный знак указывает на то, что участки с повышенными значениями вторичной пустотности совпадают с участками относительно низкой эффективности толщины. Отношение максимальной эффективной толщины к минимальной составляет 6,8. Коэффициент вторичной пустотности изменяется по площади в 2,5 раза. По графику (см. рис. 32) относительное различие составляет 10,5%. Как видно, арифметическое и графическое определения относительного различия дают очень близкие результаты. Предлагаемый график (см. рис. 32) значительно ускоряет определение средневзвешенной по объему расчетной пористости.

Таким образом, в случае значительного изменения по площади эффективной толщины и пористости расчетную пористость необходимо определять как средневзвешенную по объему. При небольшом изменении эффективной толщины по площади средневзвешенная по площади расчетная пористость незначительно отличается от таковой по объему.

Особо следует остановиться на получении расчетной величины пористости в имеющих большую (до 500 м) толщину карбонатных коллекторах трещинного типа. Наиболее полно в СССР они изучены на месторождениях ЧИАССР. Нефть здесь приурочена ко вторичным пустотам. Для всех тектонических структур установлено, как правило, закономерное уменьшение вторичной пустотности от свода к крыльям структур и вниз по разрезу. В том случае,

когда продуктивные отложения вскрыты на всю мощность и имеются определения вторичной пустотности по всему разрезу, расчетную величину можно получить одним из вышеописанных способов. К сожалению, степень вскрытия верхнемеловых отложений различная. При осреднении высокие значения вторичной пустотности с верхних частей разреза нельзя переносить на нижние части, так как это приводит к завышению расчетной величины. Производить построение карт вторичной пустотности для всей толщи продуктивных отложений с методической точки зрения также будет неправильным.

В связи с этим предложено определять вторичную пустотность взвешиванием ее по объемам, заключенным между некоторыми горизонтальными плоскостями. При этом одним из главных методических вопросов является определение расстояния между секущими плоскостями. В зависимости от высоты залежи нефти расстояние между ними может быть равным 25, 50, 100 м. Например, при высоте Малгобек-Вознесенской залежи нефти 600 м по всем скважинам проведено определение средневзвешенных значений вторичной пустотности через 50 и 100 м. Затем построены графики зависимости вторичной пустотности от глубины залегания пород (рис. 33). Обработка полученных данных на вычислительной машине «Минск-22» показала, что наиболее высокий по абсолютной величине коэффициент корреляции ($r = -0,8$) отмечается при осреднении через 100 м. Для определения расчетной величины пористости в целом по залежи построены карты изменения ее между соседними плоскостями. Для этой цели определялись по толщине прослоев средневзвешенные значения вторичной пустотности в каждой скважине от кровли продуктивных отложений до ближайшей секущей плоскости, затем между соседними плоскостями и, наконец, от последней до ВНК.

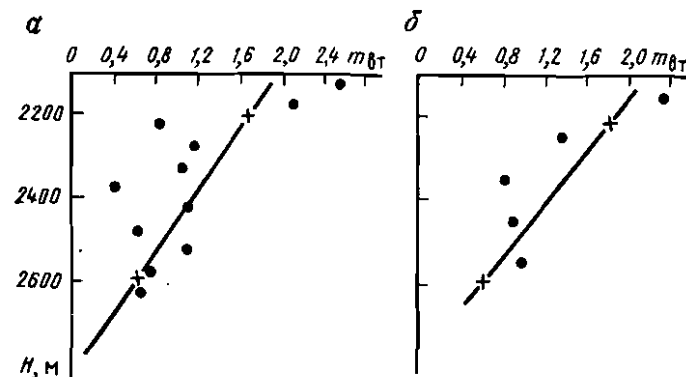


Рис. 33. Изменение вторичной пустотности ($m_{вт}$) по глубине залегания (H) верхнемеловых отложений Малгобек-Вознесенского месторождения
Данные получены усреднением по интервалам: а — 50-метровым; б — 100-метровым

Средневзвешенное по объему значение вторичной пустотности определяется по формуле

$$\bar{m}_{вт} = \frac{\sum_{i=1}^n V_i m_i}{\sum_{i=1}^n V_i}, \quad (VI.15)$$

где V_i — объем пород между соседними плоскостями; m_i — средневзвешенное по площади значение вторичной пустотности между соседними плоскостями.

Описанный способ позволил существенно уточнить расчетную величину вторичной пустотности. Средневзвешенное значение вторичной пустотности, определенное по карте без учета степени вскрытия верхнемеловых отложений, составляет 1,05%. С учетом степени вскрытия оно составляет 0,76%. В первом случае вторичная пустотность оказалась завышенной на 38 отн. %.

В последние годы в ЧИАССР поисковые и разведочные скважины бурятся на все более глубокозалегающие продуктивные горизонты (более 5000 м), характеризующиеся чрезвычайно высокими пластовыми давлениями (более 800 кгс/см²). Проходка их весьма сложна. Поэтому иногда по техническим причинам не удается вскрыть продуктивные отложения на всю мощность. Как было показано выше, перенос значений вторичной пустотности, характерных для верхних частей разреза, на нижние приводит к завышению расчетной величины средней пористости. Для указанных условий, если имеется одна или две скважины, вскрывшие продуктивные отложения на полную мощность, может быть предложен способ определения средней пористости, который мы охарактеризуем следующим примером.

На месторождении Брагуны вторичная пустотность определялась по всему разрезу только в скв. 39, расположенной в своде структуры. Известно, что вторичная пустотность в сводовой части структур превышает таковую на крыльях. Поэтому если использовать данные по скв. 39, то запасы нефти окажутся завышенными. С целью более точного определения расчетной величины вторичной пустотности Брагунской структуры были привлечены фактические данные по верхнемеловым отложениям месторождений Малгобек-Вознесенка, Карабулак-Ачалуки, Хаян-Корт и Заманкул по скважинам, в которых определялась вторичная пустотность по промыслово-геофизическим исследованиям.

На каждой из названных структур выделены сводовый участок, северное и южное крылья. Для этих элементов структуры подсчитаны средневзвешенные значения вторичной пористости (табл. 19). Для всех структур характерны максимальные значения в своде. Северные крылья имеют меньшую вторичную пустотность по сравнению с южными. На основании данных табл. 19 можно оценить, насколько меньше вторичная пустотность на крыльях по сравнению со сводом структуры, и воспользоваться этими данными для

Таблица 19

ЗНАЧЕНИЯ ВТОРИЧНОЙ ПУСТОТНОСТИ (%) ПО ЭЛЕМЕНТАМ СТРУКТУР

Элемент структур	Малгобек-Вознесенка		Карабулак-Ачалуки		Заманкул
	Интервал значений	Средняя величина	Интервал значений	Средняя величина	Интервал значений
Северное крыло	0,1—4,5	0,67	0,1—5,7	0,66	0,1—3,2
Свод	0,1—4,8	1,19	0,1—9,0	1,44	0,2—3,5
Южное крыло	0,1—4,5	0,88	0,1—7,8	0,78	0,1—1,5

Продолжение табл. 19

Элемент структур	Заманкул	Хаян-Корт		Вторичная пустотность	
	Средняя величина	Интервал значений	Средняя величина	Интервал значений	Средняя величина
Северное крыло	0,84	0,1—3,2	0,68	0,1—5,7	0,71
Свод	1,73	0,1—7,05	0,97	0,1—9,0	1,35
Южное крыло	1,22	0,1—4,4	1,76	0,1—7,8	0,91

оценки вторичной пустотности верхнемеловых отложений месторождения Брагуны.

Средневзвешенная по объему пород величина вторичной пустотности определяется по формуле

$$\bar{m}_{вт} = \frac{m_{вт}^{св} V^{св} + m_{вт}^{с.к} k_{с.к} V^{с.к} + m_{вт}^{ю.к} k_{ю.к} V^{ю.к}}{V^{св} + V^{с.к} + V^{ю.к}},$$

где $m_{вт}^{св}$ — средневзвешенная по толщине прослоев величина вторичной пустотности по скв. 39; $V^{св}$, $V^{с.к}$, $V^{ю.к}$ — объемы пород соответственно сводовой части, северного и южного крыльев структуры; $k_{с.к}$ и $k_{ю.к}$ — коэффициенты уменьшения вторичной пустотности соответственно на северном и южном крыльях по сравнению со сводовой частью структуры.

После подстановки в формулу исходных данных расчетная величина вторичной пустотности оказалась равной 0,6%. Средневзвешенная по толщине прослоев величина вторичной пустотности по скв. 39 составляет 0,77%, т. е. больше взвешенной по объему на 28 отн. %. Эта методика получения расчетной величины была применена при подсчете запасов нефти по месторождению Брагуны и утверждена в ГКЗ СССР.

При расчетах средних значений по скважинам встречаются единичные определения, резко превышающие величины вторичной пустотности в других интервалах исследуемого разреза. По аналогии с рудной геологией назовем их «ураганскими значениями». Учет их на равных условиях с остальными приводит к завышению расчетных величин.

Сложившихся представлений о том, какую величину следует считать «ураганной», нет. К ним мы относим значения, резко отличающиеся от самого высокого, имеющегося в основной компактной массе значений. Если в разрезе скважины встречаются лишь единичные значения вторичной пустотности, то их следует исключать из расчетов, так как они, вероятно, характерны для зон разрывов, имеющих локальное распространение. Учет значений, превышающих соседние в два или более раз, при небольшом общем количестве исходных данных может существенно повлиять на расчетную величину вторичной пустотности.

В рудной геологии разработаны различные способы учета влияния ураганных проб на оценку среднего содержания того или иного компонента в рудном теле [36, 270]. Эта методика вполне приемлема и при определении расчетной величины вторичной пустотности. Обозначим через $m_{\text{ср}}$ среднюю величину вторичной пустотности, а через N — количество единичных определений, по которым получена средняя. Предположим, что одно определение резко отличается от средней. Обозначим через D величину отклонения его от средней. Величину влияния ураганного значения пористости на среднюю обозначим через I (в процентах по отношению к $m_{\text{ср}}$).

В случае если ураганное значение исключается и средняя вычисляется по оставшимся $N-1$ единичным определениям, величина ее ($m'_{\text{ср}}$) уменьшается:

$$m'_{\text{ср}} = \frac{m_{\text{ср}}N - (m_{\text{ср}} + D)}{N - 1}.$$

Разность $m_{\text{ср}} - m'_{\text{ср}}$ показывает величину влияния ураганного значения на среднюю:

$$m_{\text{ср}} - m'_{\text{ср}} = \frac{m_{\text{ср}}}{100} \cdot I.$$

Отсюда влияние ураганной пробы на среднюю оценивается из выражения

$$I = \frac{100 (m_{\text{ср}} - m'_{\text{ср}})}{m_{\text{ср}}} = \frac{100D}{m_{\text{ср}}(w - 1)}. \quad (\text{VI.16})$$

Если установить предел допустимого влияния ураганного значения вторичной пустотности на среднюю, т. е. предел величины I , то величина D будет пределом отклонения. Условно назовем нормальной такую величину вторичной пустотности, которая не оказывает влияния сверх этого предела I . Максимально допустимое отклонение нормального значения вторичной пустотности в зависимости от обусловленного предела влияния ураганного значения на среднее определяется по формуле

$$\widehat{D} = \frac{m_{\text{ср}}(N - 1)\widehat{I}}{100}. \quad (\text{VI.17})$$

Верхний предел нормального значения вторичной пустотности H (или нижний предел ураганного значения) вычисляется по формуле

$$H = m_{\text{ср}} + \frac{m_{\text{ср}}(N - 1)\widehat{I}}{100}. \quad (\text{VI.18})$$

Низкие значения вторичной пустотности почти не оказывают влияния на среднюю, так как величина \widehat{D} не может превысить $m_{\text{ср}}$. Если вторичная пустотность равна нулю, то $\widehat{D} = m_{\text{ср}}$. Следовательно, влияние низкой величины пористости определяется по формуле

$$I = \frac{100}{N - 1}. \quad (\text{VI.19})$$

В связи с тем, что количество интервалов N с определениями вторичной пустотности по каждой скважине велико, влияние низких значений вторичной пустотности значительно меньше, чем больших.

В качестве примера рассмотрим влияние ураганного значения вторичной пустотности на ее среднюю величину по скв. 39 месторождения Брагуны. Для упрощения расчетов условно примем толщины интервалов, в которых определялась вторичная пустотность, одинаковыми. В этом случае среднее значение вторичной пустотности составляет 1,28%. В интервале 4417,6—4418,4 м вторичная пустотность составляет 6,86%. После исключения ее из общего количества (82 интервала) получим (в %)

$$m'_{\text{ср}} = \frac{m_{\text{ср}}N - (m_{\text{ср}} + D)}{N - 1} = \frac{1,28 \cdot 82 - (1,28 + 5,58)}{81} = 1,22.$$

Влияние одного ураганного значения на среднее составляет (в %)

$$I = \frac{100D}{m_{\text{ср}}(N - 1)} = \frac{100 \cdot 5,58}{1,28 \cdot 81} = 5,4.$$

Следовательно, при подсчете запасов нефти ошибка (в сторону увеличения запасов) могла составить 5,4%. Если учесть, что по скв. 39 сомнительных определений с ураганными значениями вторичной пустотности всего 16, то при определении ее среднего значения ошибка могла составить 34%.

Для установления ураганных значений можно использовать также гистограммы распределения вторичной пустотности. Если кривые распределения непрерывны (однородное строение коллектора), ураганной можно считать такую величину вторичной пустотности, которая резко (в 5—10 раз) превышает соседние (по разрезу скважины) определения. В случае если гистограмма прерывиста (неоднородный коллектор), часть гистограммы с максимальными значениями, отделенная от остальной одним или несколькими классами с нулевой частотой, необходимо исключить

из расчетов при определении среднего значения вторичной пустотности.

В качестве примера влияния ураганных значений, выявленных по гистограммам, на расчетную величину вторичной пустотности можно привести данные по верхнемеловой залежи месторождения Хаян-Корт. По всем скважинам при помощи ЭВМ «Минск-22» проведена статистическая обработка промыслово-геофизических определений вторичной пустотности. На основе этих данных выявлено, что по некоторым скважинам гистограммы имеют прерывистый характер (рис. 34). Если учесть все поинтервальные определения вторичной пустотности, то средние по скважинам существенно (до 25%) превышают средние, вычисленные без ураганных значений (табл. 20).

Однако не всегда имеются классы с нулевой частотой. В таких случаях для определения и устранения ураганных значений вторичной пустотности можно использовать метод Б. Я. Юфы [270], согласно которому ураганное значение определяется по формуле

$$C_{ур} = Me + 1,5t(Q_3 - Me), \quad (VI.20)$$

Таблица 20

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА СРЕДНИХ ЗНАЧЕНИЙ ВТОРИЧНОЙ ПУСТОТНОСТИ С УЧЕТОМ УРАГАНЫХ ОПРЕДЕЛЕНИЙ

Номер скважины	Интервал с ураганным значением	Среднее значение интервала	Частота	Число значений		Среднее значение вторичной пористости с учетом ураганных значений	Среднеквадратическое отклонение	Коэффициент вариации	Среднее значение без учета ураганных значений
				всех значений	ураганных значений				
8	2,900—4,060	3,480	0,0776	21	1	0,930	0,727	0,781	0,87
				1					
18	1,666—1,904	1,780	0,0908	13	1	0,592	0,344	0,581	0,49
				1					
19	2,165—2,598	2,380	0,0307	27	2	0,415	0,508	1,224	0,39
				2					
22	4,155—4,986	4,570	0,0515	19	1	1,582	0,908	0,574	1,33
				1					
28	1,085—1,302	1,190	0,0400	16	1	0,229	0,301	1,917	1,21
				1					
37	1,848—2,156	2,002	0,0214	36	1	0,514	0,358	0,696	0,513
				1					
40	1,204—1,505	1,354	0,0792	14	1	0,444	0,374	0,844	0,33
				1					

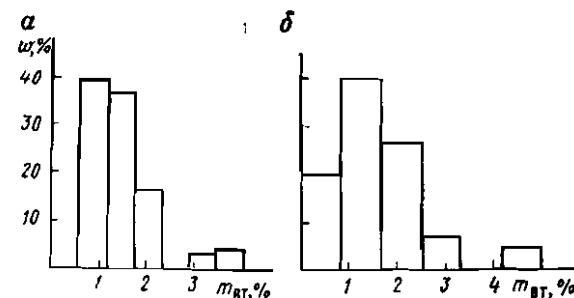


Рис. 34. Гистограммы распределения вторичной пористости ($m_{вт}$)
а — скв. 18, б — скв. 22; w — относительная частота

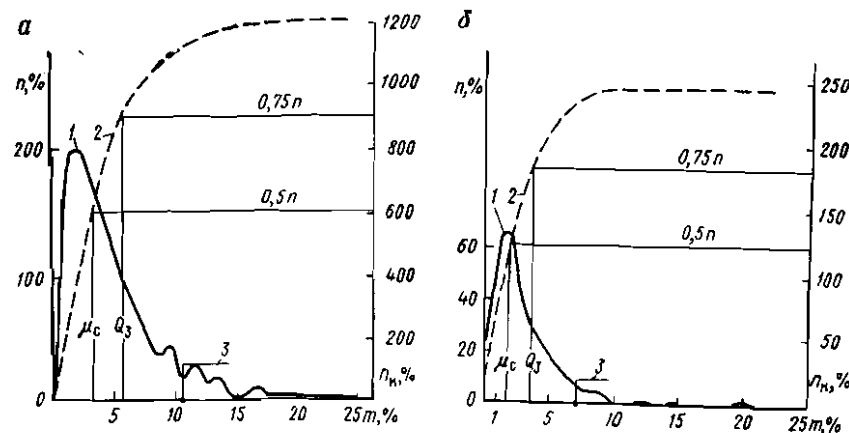


Рис. 35. Распределение вторичной пористости (m) для западной (а) и восточной (б) зон Малгобек-Вознесенского месторождения

n — частота, $n_{н}$ — накопленная частота.

1 — кривая распределения частот; 2 — кумулята; 3 — нижний предел ураганных значений

где Me — медиана; t — коэффициент вероятности; Q_3 — верхний квартиль.

На основании анализа характера распределения вторичной пористости на месторождении Малгобек-Вознесенка были выделены участки залежи с повышенными и пониженными значениями. Таких участков оказалось два: западный, или собственно Малгобек-Вознесенская часть месторождения с повышенным значением вторичной пористости (рис. 35), и восточный, Али-Юртowski с пониженными значениями (рис. 35). Для каждого из этих участков ураганные значения определялись отдельно. Были составлены табл. 21 и 22, в которых пористость разбивалась на классы с интервалом изменения, равным 1%. По данным этих таблиц построены кривые распределения и кумуляты. По кумулятивной кривой определялось значение медианы как абсциссы

точки, в которой накопленная частота равна половине общего числа определений. Верхний квартиль (Q_3) определяется точкой, где накопленная частота равна 75%. Исходя из этого находим: для западного участка $Me=3,3\%$; $Q_3=5,7\%$, для восточного участка $Me=1,7\%$, $Q_3=3,5\%$. Коэффициент вероятности (t), зависящий от заданного уровня значимости и характера распределения пористости в данной совокупности, принимается равным 2. Тогда вышеприведенная формула принимает следующий вид:

$$C_{ур} = 3Q_3 - 2Me. \quad (VI.21)$$

Подставив значения Q_3 и Me в формулу для каждой зоны в отдельности, получаем: для западной зоны $C_{ур}=10,5\%$; для восточной зоны $C_{ур}=7,1\%$.

В соответствии с полученными данными значения вторичной пустотности, равные 10,5% и выше для западного участка и 7,1% и выше для восточного участка, будут считаться ураганными. При определении среднего значения их из расчета необходимо исключать. Таким образом, для западной зоны из 1208 значений (см. табл. 21) 87 следует рассматривать как ураганные, а для восточной зоны из 244 значений (см. табл. 22) ураганными будут девять значений. Среднеарифметическое значение вторичной

Таблица 21

ДАННЫЕ ДЛЯ ПОСТРОЕНИЯ КРИВОЙ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ И КУМУЛЯТЫ ВТОРИЧНОЙ ПУСТОТНОСТИ (ЗАПАДНЫЙ УЧАСТОК)

Классы, $\Delta=1\%$	Середина класса x	Частота z	Накопленная частота z_H	Произведение xz	Классы, $\Delta=1\%$	Середина класса x	Частота z	Накопленная частота z_H	Произведение xz
0—1	0,5	89	89	44,5	13—14	13,5	17	1182	299,5
1—2	1,5	199	288	289,5	14—15	14,5	3	1185	43,5
2—3	2,5	194	482	485,0	15—16	15,5	2	1187	31,0
3—4	3,5	169	651	591,5	16—17	16,5	10	1197	165,0
4—5	4,5	136	787	612,0	17—18	17,5	3	1200	52,5
5—6	5,5	101	888	555,5	18—19	18,5	2	1202	37,0
6—7	6,5	76	964	494,0	19—20	19,5	1	1203	19,5
7—8	7,5	58	1022	435,0	20—21	20,5	2	1205	41,0
8—9	8,5	37	1059	314,5	21—22	21,5	1	1206	21,5
9—10	9,5	44	1103	418,0	22—23	22,5	1	1207	22,5
10—11	10,5	18	1121	189,0	23—24	23,5	1	1208	23,5
11—12	11,5	29	1150	333,5					
12—13	12,5	15	1165	187,5					
$\Sigma z = 1208$					$\Sigma xz = 5336$				

Примечание. Среднее значение вторичной пустотности с учетом ураганных проб равно 4,66%, а без учета — 3,95%.

Таблица 22

ДАННЫЕ ДЛЯ ПОСТРОЕНИЯ КРИВОЙ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ И КУМУЛЯТЫ (ВОСТОЧНЫЙ УЧАСТОК)

Классы, $\Delta=1\%$	Середина класса x	Частота z	Накопленная частота z_H	Произведение xz	Классы, $\Delta=1\%$	Середина класса x	Частота z	Накопленная частота z_H	Произведение xz
0—1	0,5	47	47	23,5	13—14	13,5	—	242	—
1—2	1,5	65	112	97,5	14—15	14,5	—	243	—
2—3	2,5	43	155	107,5	15—16	15,5	1	243	14,5
3—4	3,5	28	183	98,0	16—17	16,5	—	243	—
4—5	4,5	21	204	94,5	17—18	17,5	—	243	—
5—6	5,5	15	219	82,5	18—19	18,5	—	243	—
6—7	6,5	11	230	71,5	19—20	19,5	1	244	19,5
7—8	7,5	5	235	37,5	20—21	20,5	—	244	—
8—9	8,5	5	240	42,5	21—22	21,5	—	244	—
9—10	9,5	1	241	9,5	22—23	22,5	—	244	—
10—12	10,5	—	241	—	23—24	23,5	—	244	—
11—12	11,5	1	242	11,5					
12—13	12,5	—	242	—					
$\Sigma z = 244$					$\Sigma xz = 710$				

Примечание. Среднее значение вторичной пустотности с учетом ураганных проб — 2,9%, без учета — 2,6%.

пустотности, вычисленное по оставшемуся 1121 определению, для западной зоны составляет 3,95%, а для восточной по данным 235 определений — 2,6%. Если бы ураганные значения не исключались, то среднеарифметические значения соответственно равнялись бы 4,66% и 2,9%, т. е. средние величины, а следовательно, и запасы нефти оказались бы завышенными соответственно на 15 и 11%.

Глава VII

ОБЩАЯ И ЭФФЕКТИВНАЯ ТОЛЩИНА НЕФТЕГАЗОНАСЫЩЕННЫХ ПЛАСТОВ

Под общей толщиной нефтегазонасыщенного пласта (толщи, горизонта, прослая) понимается отсчитанное по прямой расстояние от его кровли до подошвы. В зависимости от ориентировки указанной прямой в пространстве можно говорить об истинной (прямая перпендикулярна к границам пласта), вертикальной и видимой общей толщине пласта. В нефтегазопромысловой геологии

при подсчете запасов наиболее часто используются данные о вертикальной толщине, а поэтому термин «толщина» без определяющего слова (истинная, вертикальная или видимая) обычно трактуется как сокращенный вариант более точного термина «вертикальная толщина». Если из общей толщины пласта вычесть сумму толщин заключенных в нем пропластков пород-неколлекторов, то получится новая характеристика толщины пласта, именуемая эффективной толщиной.

Для оценки эффективной толщины пласта необходимо: 1) установить наличие в его разрезе прослоев пород-коллекторов, 2) оценить видимую (длина пересечения пласта скважиной) толщину пласта в целом и суммарные видимые толщины заключенных в пласте прослоев коллекторов и неколлекторов, 3) пересчитать эти видимые толщины на вертикальные или (и) истинные.

§ 1. ВЫДЕЛЕНИЕ КОЛЛЕКТОРОВ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТОЛЩИНЫ ПЛАСТОВ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ИССЛЕДОВАНИЯ КЕРНА

При высоком (не менее 90%) выносе керна по всему продуктивному разрезу, особенно если бурение производится с растворами на углеводородной основе, однозначное выделение коллекторов может быть проведено на основании результатов анализов керна. Для этой цели необходимо провести определения пористости, проницаемости и водонефтенасыщенности на образцах керна. Отбор образцов на анализы следует проводить равномерно по всему разрезу, независимо от того, какой литологической разностью представлен тот или иной участок разреза. Интервал между соседними образцами может быть произвольный, но строго постоянный. При этом следует учитывать то обстоятельство, что с увеличением шага разведки будет возрастать погрешность определения положения границ пластов и пропластков неколлекторов. Очевидно, что если интервал между соседними образцами будет равен 0,5 м, то положение границ может быть установлено не точнее $\pm 0,25$ м, а пропластки-неколлекторы толщиной 0,4 м и менее могут быть пропущены. Поэтому при детальном исследовании керна из скважин с высоким процентом выноса керна расстояние между двумя соседними образцами следует принимать по возможности минимальным.

По результатам исследований строятся диаграммы (кернограммы) изменения исследуемых свойств по разрезу скважин. Полученные диаграммы показывают характер изменения пористости, проницаемости, водонефтенасыщенности по толщине пласта. На основании этих данных выделяются нефтегазосодержащие породы, устанавливается положение границ продуктивных пластов и вычисляются их эффективные толщины. Надежное решение поставленной задачи можно получить по результатам определения коэффициентов: 1) пористости и водонасыщенности, 2) проницаемости и водонасыщенности, но только при их совместном исполь-

зовании. По отдельным кривым изменения коэффициентов пористости или проницаемости выделение пластов-коллекторов и определение их эффективной толщины проводится с меньшей уверенностью. Очень надежные определения эффективной толщины можно провести по результатам изменения коэффициента водонефтенасыщения с глубиной. Однако при этом следует располагать зависимостями фазовой или относительной проницаемости от водонефтенасыщенности для исследуемых отложений. Анализ изменения коэффициентов водонефтенасыщения по глубине и сравнение фактических величин с критическим коэффициентом водонасыщенности, при котором фазовая проницаемость для нефти становится равной нулю, позволит выделить продуктивные пласты-коллекторы и оценить их эффективную толщину [7]. В эффективную толщину не включаются те пропластки, которые имеют коэффициент водонасыщения выше критического.

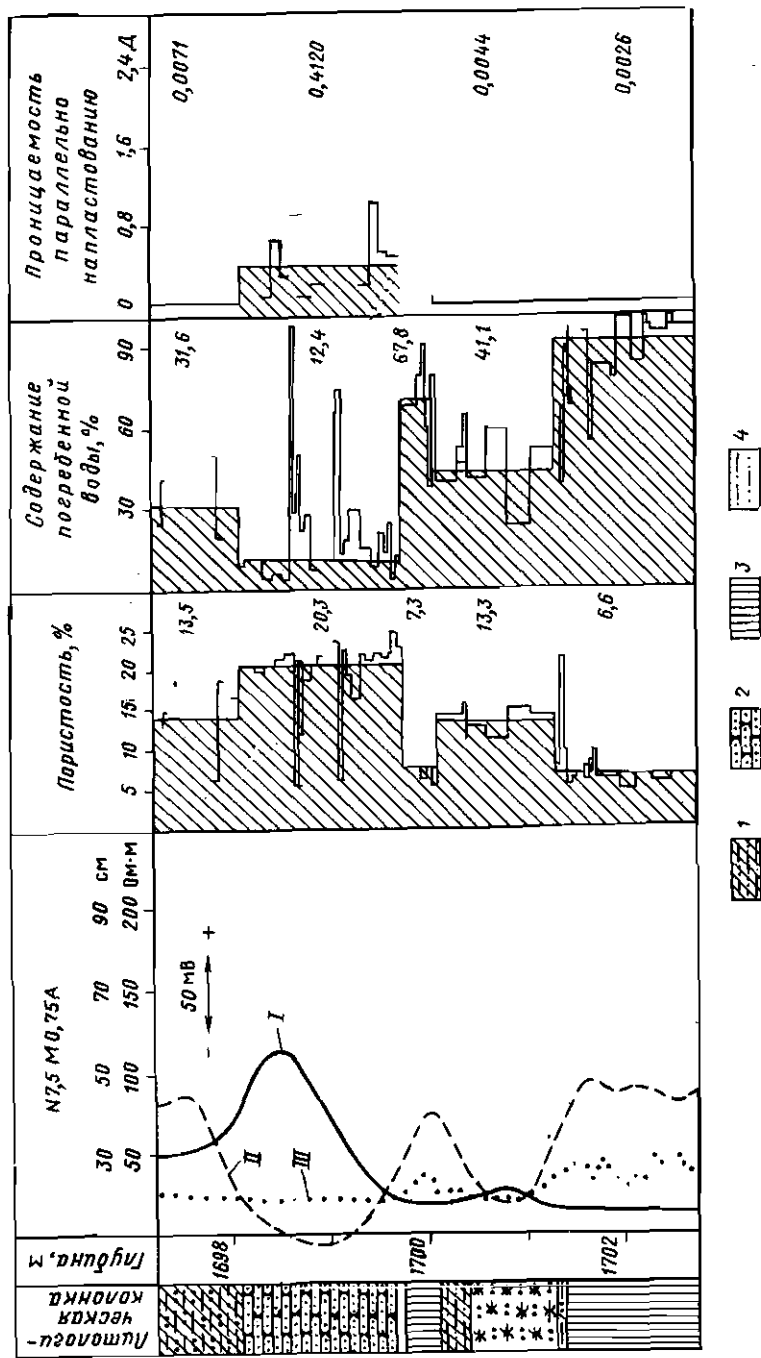
На рис. 36 приведены графики изменения пористости, водонасыщенности и проницаемости по глубине, установленные на основании исследования керна, отобранного на известково-битумном растворе в скважине одного из месторождений Урало-Поволжья [178]. По результатам определения коэффициентов пористости и водонасыщенности хорошо выделяются пласты-коллекторы в интервалах 1698,1—1699,8 и 1700,1—1701,3 м.

Пласт в интервале 1698,1—1699,8 м характеризуется высокими значениями коэффициента пористости и нефтенасыщенности, однако отдельные его участки представлены породами-неколлекторами. Так, на глубинах 1698,7 и 1699,2 м породы имеют пористость 5 и 6%, а коэффициент водонасыщенности 95 и 74% соответственно. Эти участки должны быть исключены из эффективной толщины. Поэтому видимая общая толщина пласта составляет 1,7 м, а эффективная 1,6 м. В интервале 1700,1—1701,3 м залегает второй нефтенасыщенный пласт, характеризующийся более низкой пористостью и повышенной водонасыщенностью. Однако величины коэффициентов водонасыщения ниже критической (0,72), поэтому пласт является коллектором. Все образцы, по которым проведены анализы, характеризуются как коллекторы. Следовательно, общая и эффективная видимые толщины в этом пласте совпадают и составляют 1,2 м.

Несмотря на высокую степень точности и достоверности выделения коллекторов и определения эффективной толщины по керну, на практике из-за высокой стоимости бурения с отбором керна решение поставленных задач обычно проводится по результатам геофизических исследований.

§ 2. ВЫДЕЛЕНИЕ КОЛЛЕКТОРОВ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ИХ ТОЛЩИНЫ ПО ГЕОФИЗИЧЕСКИМ ДАННЫМ

В большинстве скважин задача выделения коллекторов и определения их эффективной толщины решается по данным отдельного



геофизического метода или комплекса геофизических методов. Коллекторы выделяются по качественным и количественным признакам. Эти признаки достаточно хорошо изучены в песчано-глинистых разрезах при различных соотношениях минерализации пластовой воды и бурового раствора. Для карбонатных коллекторов порового типа также установлены качественные критерии, позволяющие выделить их на фоне вмещающих пород и определить эффективную толщину [80, 81]. В высокопористых и высокопроницаемых пластах установленные качественные признаки позволяют с очень высокой степенью надежности (до 99,5%) выделить коллектор и определить характер его насыщения. Признаки этого достаточно универсальны и приведены в большинстве пособий по интерпретации результатов геофизических исследований [80, 81, 112].

В породах глинистых, тонкослоистых, неоднородных по литологии и структуре порового пространства качественные признаки не позволяют получить столь однозначной оценки и провести выделение коллекторов в разрезе скважины. Поэтому для решения задачи применяются методы полуколичественного и количественного анализа, а также методы, требующие специальной подготовки скважины. Как правило, эти методы позволяют не только выделить коллекторы и установить их толщину, но и качественно определить характер их насыщения.

Методы базируются на использовании различного характера распределения геофизических параметров в нефтегазоносных и водоносных пластах, существования нижних пределов параметров пластов-коллекторов, различия процессов, происходящих в зоне, прилегающей к стенке скважины, в коллекторах и неколлекторах [80, 145 и др.].

В тонкопереслаивающихся песчано-глинистых разрезах определение суммарной эффективной толщины прослоев песчаных коллекторов проводится на основании зависимостей между геофизическими и геолого-физическими характеристиками пачки в целом и отдельных литологических разностей, принимающих участие в ее строении. Для определения эффективной толщины коллекторов по результатам исследования некоторыми методами используется площадь аномалии против пачки тонкочередующихся пород, которая (площадь) связана с эффективной толщиной следующим соотношением

$$S_a = h_a \Gamma, \quad (VII.1)$$

Рис. 36. Определение эффективной толщины нефтеносных коллекторов пласта D_1 по результатам анализов керна [178]

1 — алевролиты глинистые; 2 — песчаники; 3 — аргиллиты; 4 — алевролиты сильно сцементированные, I, II, III — соответственно кривые кажущегося сопротивления, СП и каверномера. Числа на графиках изменения параметров — средние значения для интервалов определения

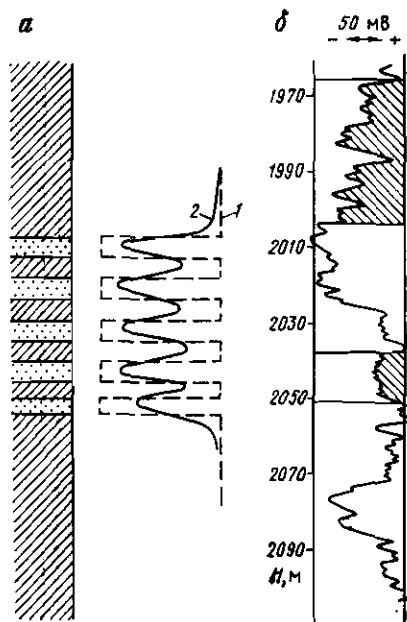


Рис. 37. Определение эффективной толщины пластов в пачке тонкочередующихся пород

a — изменение геофизической характеристики (1) и показаний зонда (2), *b* — пример определения эффективной толщины по кривой СП в скв. 126 Козиевской площади

где S_a — площадь аномалии; h_a — эффективная толщина коллекторов в пачке; Γ — показание соответствующего геофизического метода против имеющего очень большую (неограниченную) толщину пласта коллектора с аналогичной геолого-физической характеристикой.

На рис. 37 приведена схема, объясняющая справедливость выражения (VII.1). По площади аномалии определение эффективной толщины коллекторов в переслаивающихся породах можно

проводить по результатам методов СП, ГМ [80, 145]. На рис. 37 приведены результаты определения эффективной толщины в интервалах 1966,5—2003,0 и 2036,0—2048,5 м. В первом интервале площадь аномалии, ограниченная линией глин, границами толщи и кривой СП, составляет 2205 мВ·м, во втором интервале — 380 мВ·м, Амплитуда СП в этих отложениях для неглинистых песчаников составляет 75 мВ. Согласно (VII.1) суммарная толщина песчаных прослоев в верхнем интервале составляет 19,1 м, в нижнем — 3,3 м. Практическое применение этой методики позволяет получить удовлетворительные результаты в породах, где мощности песчаных и глинистых пропластков близки между собой.

Определение эффективной толщины коллекторов в пачке переслаивающихся пород по результатам методов сопротивления проводится на основании зависимостей между средними показаниями этих методов против пачки и геофизическими характеристиками отдельных литологических разностей пород. На практике определение h_a по данным методов сопротивления осуществляется с помощью специальных палеток, рассчитанных по соответствующим зависимостям [80, 145]. Практическое применение перечисленные методы нашли в песчано-глинистых отложениях, в которых геофизические характеристики коллекторов и вмещающих пород существенно различны. В карбонатных отложениях и в песчано-глинистых разрезах с полимиктовыми коллекторами перечисленные выше методики неприменимы ввиду того, что диапазоны изменения физических свойств коллекторов и неколекторов существенно перекрываются. В этих случаях применяются ме-

тодики оценки эффективной толщины по данным двух геофизических методов и более. Выбор соответствующих геофизических методов проводится так, чтобы показания одного из них определялись коэффициентами пористости и нефтегазонасыщенности, а показания второго — только коэффициентом пористости, полагая, что влияние остальных свойств исследуемого пласта учтено. В общем виде требования к показаниям методов можно записать следующим образом:

$$\Gamma_1 = f(m); \quad \Gamma_2 = F(m); \quad \Gamma_2 = \varphi(k_{\text{пр}}), \quad (\text{VII.2})$$

где Γ_1, Γ_2 — показания геофизических методов; $m, k_{\text{пр}}$ — коэффициенты пористости и нефтегазонасыщенности.

В пласте, где нефтегазонасыщение отсутствует, $\varphi(k_{\text{пр}}) = 1$. Поэтому в таком разрезе водонасыщенные коллекторы и неколекторы должны характеризоваться величиной $\Gamma_2 = F(m)$, и показания обоих методов можно сопоставить с учетом соотношения

$$\Gamma_1 = f(m) = f[F'(\Gamma_2)], \quad (\text{VII.3})$$

где $F'(\Gamma_2)$ — функция, обратная $F(m)$.

Из (VII.3) следует, что в непродуктивных пластах (в водоносных коллекторах и в неколекторах) расхождение (d) между показаниями двух методов должно быть равно нулю. В нефтегазонасыщенных пластах это расхождение

$$f[F'(\Gamma_2)] - \Gamma_1 = d \neq 0,$$

что является основным признаком для выделения нефтегазонасыщенного коллектора и определения его эффективной толщины. В связи со статистическим характером петрофизических зависимостей (VII.2) в водоносных пластах и неколекторах могут наблюдаться значения расхождения между показаниями методов, лежащие в пределах [229]

$$\Delta d = \pm \frac{t_{q,n-2} \sigma_d}{\sqrt{n-2}} \sqrt{1 + \frac{\Gamma_1 - \bar{\Gamma}_1^2}{\sigma_{\Gamma_1}^2}}, \quad (\text{VII.4})$$

где $t_{q,n-2}$ — критическое значение критерия Стьюдента для $n-2$ степеней свободы и заданной вероятности q ; n — число эталонных пластов, по которым в конкретной скважине устанавливается зависимость (VII.3) между показаниями двух методов; $\sigma_d, \sigma_{\Gamma_1}$ — стандартные отклонения расхождения d и показаний геофизического метода; $\Gamma_1, \bar{\Gamma}_1$ — показания геофизического метода против конкретного пласта и среднееарифметическое значение этих показаний против эталонных пластов.

Таким образом, условие отнесения пласта к нефтегазонасыщенному коллектору следующее:

$$|f[F'(\Gamma_2)] - \Gamma_1| > \Delta d. \quad (\text{VII.5})$$

Рассмотренные принципиальные возможности позволяют разработать методические вопросы совместной интерпретации резуль-

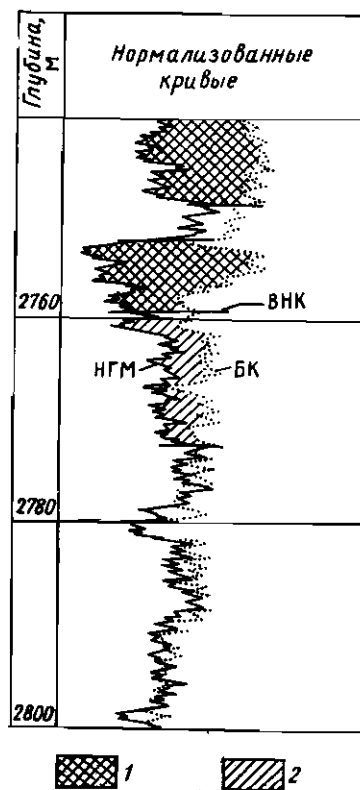


Рис. 38. Определение эффективной нефтенасыщенной толщины в карбонатном разрезе по нормализованным кривым НГМ и БК

Части пласта: 1 — нефтеносная; 2 — водоносная

татов микро- и макроэлектрических методов экранированного сопротивления заземления, методов сопротивления и НГМ, методов сопротивления и акустического или рассеянного гамма-излучения (плотностного), НГМ и акустического или плотностного, НГМ и импульсных нейтронных методов [2, 107, 221].

Определение эффективной толщины по результатам двух методов лучше проводить непрерывно по разрезу путем графического сопоставления кривых, предварительно, при необходимости, выполнив преобразование кривых. Методика непрерывного сопоставления получила название «методики нормализации» и впервые применена при изучении карбонатных отложений на нефтяных месторождениях Татарии [2].

На рис. 38 приведен пример определения эффективной нефтенасыщенной толщины по одной из скважин месторождения Осташковичи (БССР). Нефтеносные интервалы выделяются по значительному превышению нормализованной кривой БК над кривой НГМ. Участки неколлекторов характеризуются либо совпадением кривых, либо незначительным их расхождением. Эффективная толщина в приведенном примере равна 15,7 м.

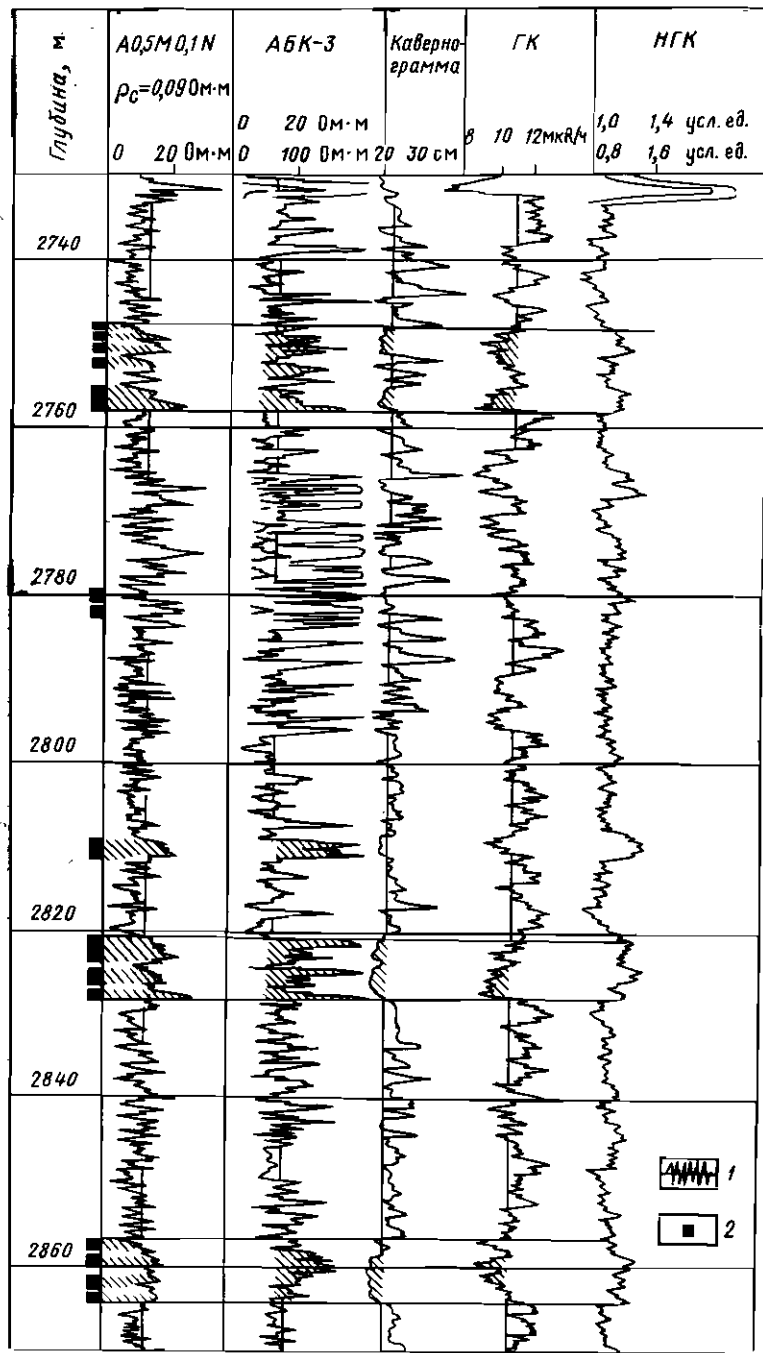
В тонкочередующихся породах, а также в коллекторах со сложной структурой пустотного пространства однозначно выделить нефтегазонасыщенные коллекторы и оценить их эффективную толщину по результатам двух методов не всегда удается. В этом случае решение поставленной задачи проводится по всему комплексу геофизических методов с учетом граничных значений геофизических характеристик, позволяющих разделить коллекторы и неколлекторы в пластах, где проведено поинтервальное опробование, для каждого метода обосновываются граничные значения, разделяющие пласты на коллекторы и неколлекторы [241]. После этого в эффективную толщину включаются такие пласты, которые по всему комплексу характеризуются как нефтегазонасыщенные. Такая методика была разработана и успешно применена при оценке запасов газовых месторождений Днепровско-Донецкой впадины [241,

242]. На рис. 39 показан пример выделения газоносных коллекторов и оценка их эффективной толщины по всему комплексу геофизических методов с помощью методики уровневых линий [241]. По результатам используемого комплекса выделены пласты, которые характеризуются как коллекторы. Опробованием и последующими термометрическими исследованиями была доказана продуктивность выделенных интервалов. Суммарная эффективная толщина в рассматриваемом случае равна 20,4 м.

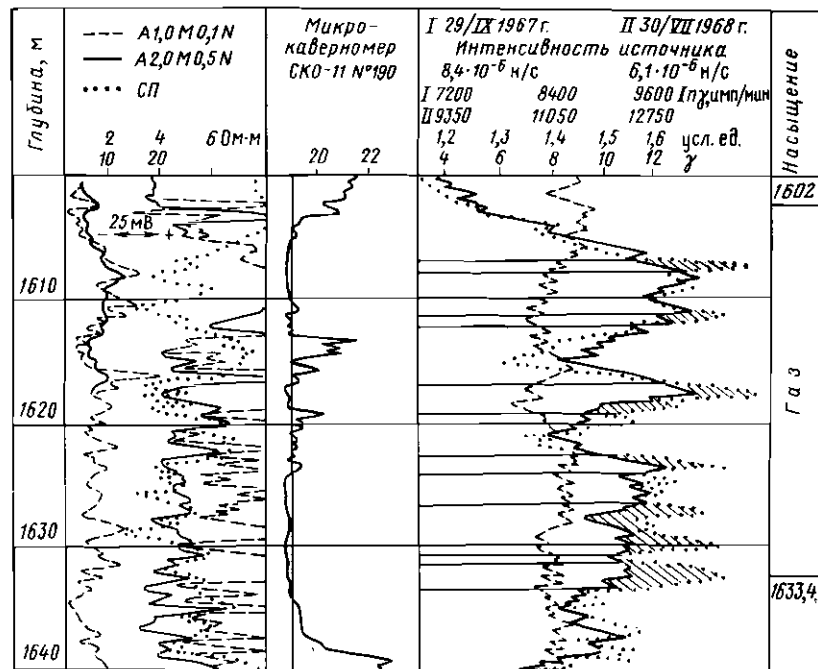
Если результаты стандартного комплекса геофизических исследований не позволяют выделить нефтегазонасыщенные коллекторы и оценить их эффективную толщину, проводятся специальные исследования либо во времени, либо в комплексе с испытанием интервалов, либо с изменением параметров бурового раствора [2, 247].

Выделение нефтегазонасыщенных пластов по результатам геофизических исследований разрезов скважин во времени базируется на процессах перераспределения флюидов в прискважинной части пластов в результате гравитационных и диффузионно-капиллярных явлений, протекающих в пластах-коллекторах. Выделение продуктивных коллекторов и определение их эффективной толщины производится путем сопоставления результатов одних и тех же методов исследований, выполненных в скважине через определенное время. Ввиду того, что исследования обычно проводятся в обсаженных скважинах, основными геофизическими методами для временных исследований являются радиоактивные (ГМ, НГМ, ННМ, импульсные). В газоносных разрезах продуктивные пласты выделяются по существенному повышению показаний НГМ во времени. В нефтеносных разрезах с высокой минерализацией пластовых вод и при бурении скважин на пресном растворе повышение показаний НГМ и понижение ННМ наблюдается в водоносных пластах в то время как в нефтеносных породах показания методов в большинстве случаев остаются одинаковыми. На рис. 40,а показан участок разреза скв. 5 газового месторождения Пыняны. Продуктивный горизонт сложен неоднородными песчано-глинистыми отложениями различного минералогического состава. По результатам стандартного комплекса геофизических исследований выделить газоносные породы и установить их эффективную толщину невозможно. Однако по кривым НГМ, полученным с десятидневным интервалом, уверенно выделяются газоносные пласты общей эффективной толщиной 6,7 м. Продуктивность интервала подтверждена опробованием. На рис. 40,б приведены результаты исследования нефтеводоносного пласта во времени [186]. Если не учитывать эффектов изменения параметров зоны проникновения, то по результатам первого замера эффективная толщина нефтеносного пласта будет завышена на 2,6 м.

Для выделения коллекторов в разрезе скважин и определения их эффективной толщины достаточно широко применяются методики, основанные на изучении свойств прискважинной части и, в частности, зоны проникновения. Все разработанные методики



а



б

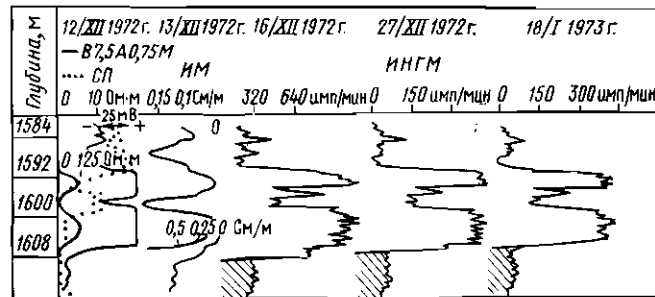


Рис. 39. Определение эффективной толщины продуктивных коллекторов по результатам временных исследований

Пласты: а — газоносные (скв. 5 на месторождении Пыняны, Предкарпатье); б — нефтеносные [186]

↑

Рис. 40. Определение эффективной толщины газоносных коллекторов в скв. 15 Крестищенского месторождения [241]

1 — уровенное значение; 2 — пласты-коллекторы

(метод двух растворов, «исследование—испытание—исследование», исследование с продавкой [2, 247] включают в себя следующие основные этапы: 1) проведение геофизических исследований одним или комплексом методов в интересующем интервале; 2) какое-то воздействие на разрез, например, смена раствора, вызов притока в интервале с помощью испытателя пластов на трубах, создание избыточного давления на устье скважины и т. п.; 3) повторное исследование тем же комплексом геофизических методов. Пласты-коллекторы выделяются по существенному расхождению показаний геофизических методов, полученных до и после воздействия. Применение того или иного вида воздействия и комплексирование геофизических методов диктуются геологическими условиями месторождения и технологией вскрытия продуктивного разреза. На рис. 41 показано выделение нефтеносных коллекторов и определение их эффективной толщины по результатам метода «исследование—испытание—исследование» по скв. 6 на Вышемировской площади БССР.

Нефтеносные коллекторы выделяются по существенному изменению сопротивления в коллекторах после вызова притока. Суммарная эффективная толщина коллекторов в рассматриваемом примере составляет 16,2 м.

Выделенные по результатам геофизических методов эффективные толщины коллекторов в общем случае являются видимыми (а не вертикальными или истинными) толщинами. Обусловлено это отклонениями ствола скважины от вертикали и его перпендикулярностью к поверхностям границ пластов. Для получения вертикальной толщины необходимо учесть отклонение ствола скважины от вертикали, а для перехода к истинной толщине — также азимут оси скважины и элементы залегания пласта. Приведение

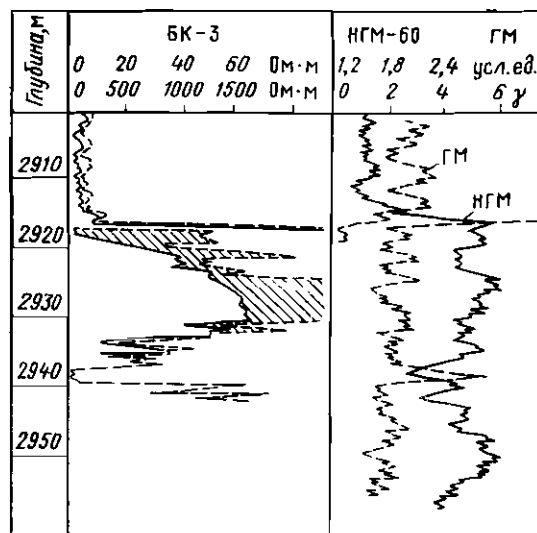


Рис. 41. Определение эффективной толщины по результатам экранированного зонда и методика «исследование — испытание — исследование» в Вышемировской скв. 6 [2]

видимой толщины к вертикальной и истинной проводится по результатам инклинометрических исследований с помощью соответствующих палеток или программ для ЭВМ [80].

Точность оценки эффективной толщины достаточно высока и определяется следующими факторами: 1) достоверностью отнесения пласта к коллекторам; 2) разрешающей способностью соответствующего зонда или метода; 3) масштабом глубин, в котором зарегистрирована диаграмма. Для повышения точности оценки эффективной толщины необходимо прежде всего увеличивать достоверность заключений на основании детального изучения петрофизических зависимостей и совершенствования применяемого комплекса геофизических исследований.

Изложенное выше показывает, что для выделения продуктивных коллекторов и оценки их эффективной толщины необходимо провести исследования минимум двумя методами, показания которых отражают общую и нефтегазонасыщенную емкость пород; либо должны комплексироваться такие методы исследований, которые позволяют целенаправленно воздействовать на коллекторы и фиксировать изменение их параметров. Большое значение для повышения точности оценки эффективной толщины имеет подбор методов и зондов, вертикальные характеристики которых позволяют наиболее точно решить эту задачу. В настоящее время на практике широко применяются экранированные зонды сопротивления, заземления и фокусированные зонды, позволяющие уверенно выделять пропластки толщиной 0,2 м и более, и микроэкранированные зонды, с помощью которых определяются слои толщиной 0,05 м и более. Применение потенциал- и градиент-зондов для определения эффективной толщины приводит к увеличению ошибок, что обусловлено пропуском пластов толщиной меньше длины зонда по кривой потенциал-зонда и наличием экранированных явлений на кривых градиент-зондов [78]. Абсолютные ошибки при определении эффективной толщины в этом случае могут достигать длины стандартного зонда (0,5—2,25 м). Для их выявления необходимо в стандартный комплекс геофизических исследований включать экранированные и фокусированные методы с вертикальной характеристикой, обеспечивающей выделение пропластков минимальной толщины.

Минимальная толщина единичного прослоя может быть определена из масштаба глубин регистрации диаграмм. В настоящее время на практике используются два масштаба глубин: 1:200 и 1:500. Применяемый геофизическими предприятиями способ регистрации диаграмм на фотобумаге с последующим копированием тушью реально позволяет в масштабе 1:200 отметить пласты толщиной 0,1 м и в масштабе глубин 1:500 — 0,25 м. На диаграмме этим величинам соответствует аномалия шириной 0,5 мм, на которой могут уложиться две линии при хорошей настройке регистрирующей аппаратуры. Таким образом, в стандартный комплекс необходимо включать методы с вертикальной характеристикой, позволяющей выделить прослой толщиной 0,1—0,25 м.

Однако практика подсчета запасов во многих случаях требует выделять и проследить слои толщиной менее 0,1 м. Эта задача может быть решена по результатам микроэкранированного зонда. Приведенные выше данные показывают, что возможности такого зонда могут быть эффективно использованы только при более детальном масштабе глубин. Поэтому в отдельных скважинах в интервале продуктивного горизонта следует проводить исследования в масштабе глубин 1:100 и 1:50. Особенно важны такие исследования в тонкочередующихся разрезах, где необходимо сопоставлять интегральную эффективную толщину коллекторов в лачке, установленную одним из методов по усредненному параметру, и суммарную толщину пропластков коллектора, выделенных другим методом, позволяющим регистрировать слои толщиной менее 0,1 м.

Глава VIII

НЕФТЕГАЗОНАСЫЩЕННОСТЬ КОЛЛЕКТОРОВ И ПЛОЩАДЬ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЗАЛЕЖИ

§ 1. НЕКОТОРЫЕ АСПЕКТЫ ОЦЕНКИ КОЭФФИЦИЕНТОВ НЕФТЕВОДОНАСЫЩЕННОСТИ КОЛЛЕКТОРОВ

Нефтеводонасыщенность продуктивных пластов является одним из важнейших параметров, используемых при подсчете запасов нефти. Однако, как отмечалось, например, в решениях Всесоюзного совещания по методике подсчета запасов нефти (Краснодар, 1971 г.), правильной оценке этого параметра не уделяется должного внимания. Общеизвестны несовершенство косвенных методов определения нефтегазонасыщенности, а также отсутствие стандартного метода ее определения по лабораторным данным. Перспективным является так называемый прямой метод определения нефтеводонасыщенности. Однако количество скважин, пробуренных с применением битумных растворов, весьма незначительно, и комплекс исследований при этом не всегда достаточен для достижения конечной цели. Наиболее массовыми являются геофизические методы определения нефтеводонасыщенности. Хотя по вопросу об эффективности этих методов, базирующихся на сопоставлении геофизических оценок и данных лабораторного моделирования или керновых определений, существуют противоречивые суждения, при подсчете запасов по подавляющему большинству месторождений Волго-Уральской области нефтенасыщенность определялась с помощью этих оценок.

Для терригенных пластов девонского и каменноугольного возраста на месторождениях Татарии, Башкирии, Пермской и Куйбышевской областей средние величины нефтенасыщенности, которыми пользовались при подсчете запасов нефти, лежат в преде-

лах 0,7—0,9. Наиболее часты нефтенасыщенности порядка 0,80—0,85. Однако имеются данные, которые свидетельствуют, что коллекторы данного типа могут иметь и более высокую нефтенасыщенность. Например, Г. Н. Покровская и Ю. Я. Калабин [196], изучая остаточную водонасыщенность пласта III Ярегского месторождения по кернам, отобраным с соблюдением мер, исключающих потерю и приобретение нефти и воды образцами в процессе их извлечения, транспортировки и хранения, установили, что для рассматриваемого пласта проницаемостью 2 Д с ярко выраженными гидрофильными свойствами водонасыщенность составляет 3%, хотя в подсчетах запасов нефти ее принимали равной 6,9 и 8,7%. Другим примером является пласт С₁ Мухановского месторождения, по которому при пересмотре запасов нефтенасыщенность пришлось увеличить от 0,8 до 0,946 [189].

Как известно, запасы Ромашкинского месторождения подсчитывались отдельно по площадям, категориям, пластам, типам коллекторов. Средневзвешенная нефтенасыщенность для горизонта Д₁ в целом и по всему месторождению принята равной 0,79. Однако это противоречит данным И. Ф. Глумова [68], который по трем площадям Ромашкинского месторождения указывает на хорошую сходимость результатов геофизических и лабораторных оценок, давая среднее значение нефтенасыщенности для горизонта Д₁, равное 87. В связи с этим нами проведена (табл. 23) оценка средних значений нефтенасыщенности пластов горизонта Д₁ для месторождения по данным электрометрии и по зависимости остаточной водонасыщенности от проницаемости [68].

Из табл. 23 следует, что геофизический метод дает существенное занижение нефтенасыщенности по сравнению с лабораторными определениями. Первая причина — фильтрация в продуктивные пласты водных растворов, за счет чего происходит образование больших зон проникновения. При этом, по данным С. А. Султанова и Н. М. Свихнушина [238], снижение нефтенасыщенности может достигать 7%. Вторая причина связана с первой и заключается

Таблица 23

СОПОСТАВЛЕНИЕ СРЕДНИХ ЗНАЧЕНИЙ НЕФТЕ НАСЫЩЕННОСТИ, ПОЛУЧЕННЫХ ПО ДАННЫМ ЛАБОРАТОРНЫХ И ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ОПРЕДЕЛЕНИЙ ДЛЯ ПЛАСТА Д₁ РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Пласт	Средняя проницаемость, мД	Средняя нефтенасыщенность, %		Пласт	Средняя проницаемость, мД	Средняя нефтенасыщенность, %	
		по зависимости остаточной водонасыщенности от проницаемости	по данным электрометрии			по зависимости остаточной водонасыщенности от проницаемости	по данным электрометрии
Д _{1а}	370	87	78	Д _{1в}	447	91	78
Д _{1б}	420	90	78	Д _{1гд}	605	93	82

во взаимодействии глинистого цемента пород-коллекторов с проникшим в пласт фильтратом. Вследствие гидратации при наличии разбухающих, например, гидрослюдистых цементов отмечается эффект увеличения остаточного насыщения водой. При этом водонасыщенность может увеличиваться на 40%. Неучет этого явления при интерпретации геофизических и керновых данных может привести к существенному искажению представлений о величине первоначальной нефтенасыщенности пластов. В связи с этим полезным может оказаться сопоставление результатов определения нефтенасыщенности прямым и косвенным методами.

Как известно, на Туймазинском месторождении несколько скважин пробурено с использованием битумного раствора. В. М. Березин [30], опираясь на данные по этим скважинам, выполнил исследование эффективности косвенных методов оценки водонасыщенности. В табл. 24 приведены результаты сопоставления оценок водонасыщенности, полученных по косвенному и прямому методам. Отметим, что, по данным В. М. Березина, известково-битумный раствор, на котором пробурены оценочные скважины, содержит некоторое количество воды, в связи с чем не исключена возможность проникновения последней в пласт.

На основе полученных данных В. М. Березиным сделан вывод о том, что косвенные методы во многих случаях дают заниженную оценку водонасыщенности. Особо следует обратить внимание на тот факт, что наибольшие расхождения в оценке водонасыщенности прямым и косвенным методами отмечаются для низкопористых интервалов, которые, вероятно, и наиболее глинистые. Для высоких значений пористости характерны практически совпадающие результаты. Можно допустить, что за счет проникновения имевшейся в растворе воды в пласты и ее взаимодействия с глинистым цементом в низкопористой части разреза завышенное количество воды фиксируется и по прямому методу. Возможность этого подтверждается данными по одному из крупнейших месторождений мира Хасси-Месауд (Алжир), где в одной из

Таблица 24

СОПОСТАВЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ВОДОНАСЫЩЕННОСТИ КОСВЕННЫМ И ПРЯМЫМ МЕТОДАМИ ДЛЯ ПОРОД С РАЗНОЙ ПОРИСТОСТЬЮ

Пористость, %	Водонасыщенность (%), определенная методами		Поправочный коэффициент	Пористость, %	Водонасыщенность (%), определенная методами		Поправочный коэффициент
	косвенным	прямым			косвенным	прямым	
14	17,2	37,2	2,16	20	6,6	10,8	1,64
15	13,8	28,5	2,06	21	6,1	9,0	1,48
16	11,1	23,0	2,07	22	5,6	7,5	1,34
17	9,2	19,0	2,06	23	5,2	6,2	1,19
18	8,0	15,6	1,95	24	4,8	5,3	1,10
19	7,2	13,0	1,81	25	4,4	4,4	1,00

скважин (в связи с оценкой положения первоначального ВНК) было проведено специальное изучение нефтеводонасыщенности на основе сплошного кернового опробования. Замеры водонасыщенности были сделаны тремя методами: прямым (скважина пробурена с раствором на нефтяной основе, но, по имеющимся данным, раствор имеет частичную водоотдачу), по методу Парселла (нагнетание ртути) и по индукционному каротажу (табл. 25). Определение проведено по пяти смежным интервалам разреза.

Необходимо отметить, что от интервала 1 к интервалу 5 постепенно нарастает содержание глинистого цемента, а начиная с интервала 2 меняется и его качественный состав — от каолинового до иллитового. В интервале 1 все три метода дают примерно одинаковые результаты. Начиная с интервала 2, происходит резкое увеличение оценок водонасыщенности, полученных по прямому и особенно по геофизическому методам. Это объясняется, на наш взгляд, гидратацией частиц иллитового состава, чего не могло быть при исследованиях методом Парселла. Результаты опробования показали необоснованное завышение абсолютной отметки ВНК, обусловленное ошибками в оценке водонасыщенности пород по геофизическим данным.

Таким образом, в ряде случаев может произойти необоснованное занижение нефтенасыщенности, а следовательно, и балансовых запасов нефти. Об этом свидетельствуют, например, результаты анализа разработки некоторых месторождений Куйбышевской, Пермской областей и Татарии. Поэтому необходимо критически рассматривать ряд показателей разработки и в том числе коэффициент вытеснения.

Если вопросы оценки нефтенасыщенности терригенных коллекторов нельзя считать полностью решенными, то оценка нефтенасыщенности карбонатных коллекторов вообще может быть отнесена к числу проблем, весьма далеких от окончательного решения. Это обстоятельство связано с отсутствием методов определения начальной нефтенасыщенности трещиноватых пород по кернам. Существующее положение объясняется несовершенной техникой и технологией бурения скважин в сложных геологических ус-

Таблица 25

СОПОСТАВЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ОЦЕНКИ ВОДОНАСЫЩЕННОСТИ РАЗЛИЧНЫМИ МЕТОДАМИ (МЕСТОРОЖДЕНИЕ ХАССИ-МЕСАУД, АЛЖИР)

Номер интервала	Методы оценки водонасыщенности			Номер интервала	Методы оценки водонасыщенности		
	прямой	Парселла	индукционный каротаж		прямой	Парселла	индукционный каротаж
1				4	0,14	0,05	0,66
2	0,19	0,20	0,16	5	0,60	0,18	0,86
3	0,27	0,12	0,38				
	0,20	0,11	0,72				

ловиях и отсутствием специальных устройств герметизации вы буренного керна на забое. Следствием этого является и отсутствие возможности применить для оценки нефтенасыщенности промыслово-геофизические методы.

В процессе образования карбонатных отложений в условиях водного бассейна первоначально имевшиеся поры заполняются водой. Перераспределение флюидов обычно начинается после формирования складки и возникновения тектонической трещиноватости. При миграции углеводородов распределение нефти и воды контролируется физическими свойствами пород, гравитационными и капиллярными силами. После формирования залежи нефти часть воды остается в трещинах, в различных пустотах вторичного происхождения и в первичных порах коллекторов. Оставшаяся вода может находиться в свободном и связанном состоянии. Связанная вода присутствует в коллекторе в виде пленок и в капиллярно удержанном виде. Если в коллекторе находится только связанная вода, то независимо от типа коллектора (трещинный, трещино-поровый, каверново-трещинный и т. д.) нефтенасыщенность может достигать высоких значений. Экспериментальные исследования и теоретические расчеты показали, что нефтенасыщенность трещинного коллектора может приближаться к 100%.

Для верхнемеловых залежей ЧИАССР характерен главным образом каверново-трещинный тип коллектора. Отношение объема каверн к объему трещин обычно изменяется от единицы до 2,25. В каверново-трещинном типе коллектора удельная поверхность полостей, заполненных нефтью, намного больше, чем в трещинном типе коллектора, и нефтенасыщенность первого не может быть равной 100%. Помимо этого, нефтенасыщенность будет еще меньше при наличии в некоторых кавернах свободной воды.

Многочисленные исследования, проведенные на выходах верхнемеловых отложений на дневную поверхность, анализ кернового материала и шлифов показали, что толща известняков рассечена вертикальными и наклонными трещинами, а развитые в породах каверны имеют весьма разнообразную форму. Сообщение каверн между собой осуществляется по мелким порам и еще чаще по трещинам, пересекающим каверны. Безусловно, нефтенасыщенность каверн должна быть ниже, чем трещин. Это объясняется, во-первых, меньшими капиллярными силами (или их полным отсутствием) в кавернах и, во-вторых, тем, что при формировании залежи нефти вследствие различных плотностей нефти и воды в пластовых условиях нефть всплывает по трещинам, попадает в каверны и вытесняет из них воду. В зависимости от того, под каким углом наклона к горизонту трещина пересекает каверну, нефть может вытеснить всю или только часть воды из нее. Вследствие гравитационного разделения оставшаяся вода находится как бы в «кармане».

Для расчета нефтенасыщенности (с учетом свободной воды) каверны, пересеченной трещиной, примем условно, что она имеет форму шара. На рис. 42 показаны каверны, пересеченные трещи-

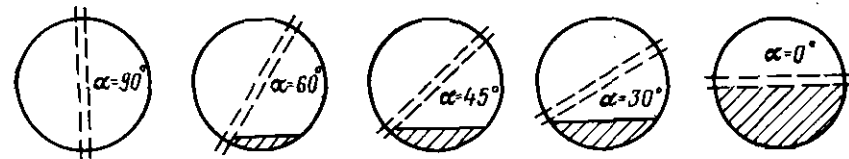


Рис. 42. Модели каверн для расчета нефтенасыщенности

нами, которые имеют разные углы наклона. Объем части каверны, заполненной водой, определяется по формуле:

$$V = \frac{1}{6} \pi h_c (3a^3 + h_c^3), \quad (\text{VIII.1})$$

где h_c — высота подъема воды в каверне (отсчет от самой нижней точки каверны), a — радиус круга, образованного поверхностью воды, заполняющей нижнюю часть каверны.

Если трещина вертикальна (угол наклона равен 90°), то вследствие гравитационного разделения свободная вода заменится нефтью, и каверна будет иметь такую же нефтенасыщенность, как и трещина. При углах наклона трещины $60, 45, 30$ и 0° нефтенасыщенность каверны соответственно равна $88,7; 84,8; 76,1$ и 45% . Нефтенасыщенность породы в целом зависит от соотношения емкостей каверн и трещин

Для верхнемеловых коллекторов ЧИАССР на основании промыслово-геофизических и гидродинамических материалов определена кавернозная и трещинная емкость (табл. 26). Расчет нефтенасыщенности породы в целом проведен по формуле

$$k_n^n = \frac{m_{кв} k_n^{кв} + m_t k_n^t}{m_o}, \quad (\text{VIII.2})$$

где $m_o, m_{кв}, m_t$ — общая, каверновая и трещинная пористость; $k_n^{кв}$ и k_n^t — нефтенасыщенность каверны и трещины (соответственно).

Таблица 26

ДАННЫЕ РАСЧЕТА НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ ПОРОДЫ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ СООТНОШЕНИЯ ЕМКОСТЕЙ КАВЕРН И ТРЕЩИН И ОТ УГЛА НАКЛОНА ТРЕЩИН

Месторождение	Пустотность, %			Отношение каверновой пустотности к трещинной	Нефтенасыщенность породы (в %) при различных углах наклона (в градусах) трещин				
	вторичная	каверновая	трещинная		90	60	45	30	0
Эльдарово	0,60	0,36	0,24	1,50	90	88,5	86,8	81,8	63,1
Старогрозненское	0,68	0,38	0,30	1,27	90	88,7	87,2	82,0	65,0
Хаян-Корт	0,86	0,52	0,34	1,53	90	88,5	86,8	81,5	63,0
Брагуны	0,65	0,45	0,20	2,25	90	88,5	86,5	80,5	59,0

Вычисления показывают, что при изменении углов наклона трещин, пересекающих каверны, нефтенасыщенность заметно изменяется. При этом следует отметить, что колебание значений отношения $m_{кв}/m_{т}$ в общем не так сильно влияет на нефтенасыщенность. Если углы наклона трещин к горизонту равны 60, 45 или 30°, то при различных соотношениях $m_{кв}/m_{т}$ нефтенасыщенность остается практически одинаковой. Если же трещины горизонтальные, то в этом случае отмечаются ее вариации, обусловленные различными отношениями $m_{кв}/m_{т}$.

При углах наклона трещин от 90 до 30° нефтенасыщенность уменьшается всего на 10%. Как правило, верхнемеловые коллекторы ЧИАССР характеризуются наличием трещин вертикального и наклонного направлений. В связи с этим нефтенасыщенность пород будет ниже 90%. Расчеты показывают, что для принятой модели коллектора она равна 85%.

Естественно, что принятая модель не является единственно возможной. На рис. 42 трещина проходит всегда через центр сферической полости. При положениях трещины выше или ниже центра сферы нефтесодержание будет соответственно уменьшаться или увеличиваться.

Определение нефтенасыщенности по промыслово-геофизическим данным для коллекторов каверново-трещинного типа при наличии водонасыщенной матрицы невозможно из-за одинакового влияния кавернозности и нефтенасыщенности породы на данные, получаемые с помощью методики А. М. Нечая. Иная картина получается при определении нефтенасыщенности порово-трещинного коллектора. В пределах ЧИАССР в отложениях аптского возраста залежи нефти приурочены в основном к такому типу коллекторов. При оценке нефтенасыщенности использовалась методика Н. Д. Гусакова. Эта методика имеет ряд недостатков, связанных с некоторыми допущениями, на которых она базируется.

Наиболее достоверный результат получается при определении нефтенасыщенности по кернам. В СевКавНИПинефти И. П. Дородновым предложен метод отбора керна с парафинированием его на забое скважины. Были пробурены оценочные скв. 140 и 141, в которых проводился отбор керна без добавок в глинистый раствор нефти, чтобы исключить возможность проникновения ее в керна. Парафинирование кернов выполнялось на забое скважин: колонковая труба заполнялась на поверхности парафином, в процессе выбуривания керна поступал в расплавленный парафин, что препятствовало соприкосновению с ним глинистого раствора и соответственно фильтрации воды из глинистого раствора в керна. В большинстве случаев на поверхность подняты хорошо запапарафинированные керны. Сопоставление полученных определений водонасыщенности по запапарафинированным и не запапарафинированным на забое кернам показывает, что названный метод дает положительные результаты. Парафинирование кернов на забое скважин является эффективным методом изоляции кернов. Остаточная водона-

сыщенность по ним отражает содержание связанной воды в породах выше поверхности ВНК.

В связи с тем, что полная герметизация кернов при отборе их на забое все же не достигается, в полученные результаты определения водонасыщенности введены поправки [77]. Поправки рассчитываются на минерализацию вод, газонасыщенность вод и др. Результаты расчетов приведены в табл. 27. Корреляционные зависимости между остаточной водонасыщенностью и пористостью на-

Таблица 27

РЕЗУЛЬТАТЫ АНАЛИЗОВ КЕРНОВ ПО СКВАЖИНАМ 140 И 141 НА ВОДОНАСЫЩЕННОСТЬ И ПОРИСТОСТЬ

Интервал глубин, м	Пористость скважины, %	Начальная водонасыщенность, %		Интервал глубин, м	Пористость скважины, %	Начальная водонасыщенность, %	
		без поправки	с поправками			без поправки	с поправкой
<i>Керн запапарафинирован на забое скважины</i>				<i>Керн запапарафинирован на устье скважины</i>			
Скв. 141				Скв. 141			
2111—2216	5,7	82,5	89,5	2221—2226	12,4	51,8	59,6
2216—2221	13,0	41,7	45,5	2262—2267	8,2	41,0	50,3
2226—2231	10,7	37,0	40,0	2171—2176	6,9	58,2	60,5
2272—2277	10,4	42,4	46,2	2182—2187	7,2	43,0	44,5
2262—2267	13,1	17,6	25,2	2207—2211	11,0	53,0	55,2
2317—2322	5,7	32,0	33,6	2207—2211	10,2	29,1	36,2
2337—2342	14,6	14,9	16,0	2252—2257	7,5	67,0	77,7
2347—2352	12,0	22,9	24,6	2257—2262	6,7	65,8	68,5
2352—2357	12,5	51,8	56,5	2267—2272	8,0	70,0	72,5
2357—2362	13,6	12,8	13,4	2277—2282	9,3	62,4	65,0
2362—2367	14,5	20,1	21,7	2282—2287	10,5	70,3	73,4
2367—2372	12,0	52,0	56,6	2287—2292	6,0	80,7	84,0
2372—2377	8,0	27,3	29,3	2292—2297	5,8	81,8	85,0
2382—2388	6,4	35,9	39,4	2297—2302	5,2	76,0	79,0
2435—2440	9,5	61,0	66,4	2322—2327	8,4	91,0	95,0
2440—2445	4,9	88,6	94,5	2342—2347	12,5	56,4	58,8
2471—2476	6,4	91,0	96,0	2197—2202	10,0	34,0	35,5
2476—2481	4,8	56,7	61,7				
2486—2491	4,5	77,2	82,4				
Среднее по скв. 141		45,4	51,0	Среднее по скв. 141		60,0	60,8
Скв. 140							
2460—2464	13,7	36,4	38,5				
2464—2466	10,1	41,2	44,4				
2466—2471	13,7	27,5	29,8				
2475—2380	11,1	57,1	76,5				
Среднее по скв. 140		40,5	45,0				

сыщения показывают (рис. 43), что для запарафинированных кернов линия регрессии расположена ниже, чем линия для незапарафинированных кернов, что подтверждает положительный эффект от парафинизации кернов на забое скважин.

§ 2. МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОЛОЖЕНИЯ ВОДОНЕФТЯНОГО (ГАЗОВОДЯНОГО) КОНТАКТА

Результаты оценки запасов нефти и газа в значительной степени зависят от того, как определена площадь нефтегазоносности, которая устанавливается на основе детального изучения тектонического строения продуктивного горизонта, характера распространения коллекторов по площади и разрезу и последующего обобщения этих данных с целью оконтуривания залежи.

Контуры нефтеносности в различных типах залежей неодинаковы. В пластовых залежах имеются внешний и внутренний контуры нефтегазоносности. В массивных, пластово-сводовых залежах наблюдается один контур — внешний. В некоторых залежах, например в изолированных тектонических блоках или литологических

линзах, контур, в обычном понимании этого термина, отсутствует. Внешний контур нефтегазоносности представляет собой линию пересечения поверхности водонефтяного или газовойяного контакта (ВНК или ГВК) с поверхностью кровли пласта-коллектора. Если залежь нефти или газа многопластовая, то за внешний контур принимается линия пересечения поверхности ВНК (ГВК) с кровлей верхнего пласта-коллектора. Внутренний контур нефтегазоносности многопластовой залежи представляет собой линию пересечения поверхности подошвы нижнего пласта-коллектора с поверхностью ВНК

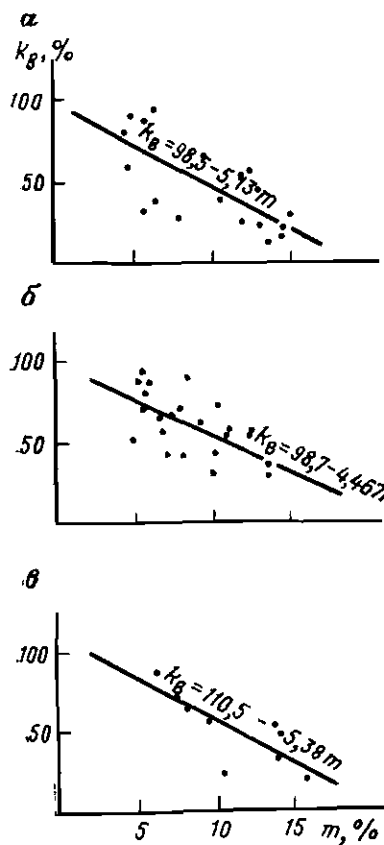


Рис. 43. Зависимость остаточной водонасыщенности ($k_{в}$) от пористости (m) по скв. 140 и 141 месторождения Карабулак-Ачалуки

Керны: а — парафинированные на забое, скв. 141 ($m=9,59$, $\sigma_m=3,61$, $k_{в}=49,3$, $\sigma_{кв}=26,64$, $r=-0,696$); б — парафинированные на устье, скв. 140 и 141 ($m=8,64$, $\sigma_m=2,75$, $k_{в}=60,09$, $\sigma_{кв}=19,35$, $r=0,635$); в — непарафинированные, скв. 140 и 141 ($m=11,63$, $\sigma_m=3,47$, $k_{в}=47,93$, $\sigma_{кв}=22,09$, $r=0,809$)

или ГВК. Поэтому при подсчете запасов нефти и газа большое значение имеет вопрос о природе водонефтяного и газовойяного контактов и методике определения их положения.

Изменение водонефтяного насыщения коллекторов определяется различными причинами: петрографическими особенностями коллекторов, структурой порового пространства, состоянием поверхности коллектора, физическими свойствами пористой среды и пластовых флюидов. Равновесное состояние насыщенности различными флюидами зависит в первую очередь от капиллярного давления. Капиллярное давление ($p_{к}$) при насыщении коллектора двумя несмешивающимися флюидами может быть рассчитано по следующей формуле:

$$p_{к} = \sigma_{кап} \left(\frac{1}{r_{к1}} + \frac{1}{r_{к2}} \right), \quad (VII.3)$$

где $\sigma_{кап}$ — поверхностное натяжение на границе двух флюидов; $r_{к1}$, $r_{к2}$ — главные радиусы кривизны поверхности раздела.

Приведенное выражение показывает, что величина капиллярного давления зависит от порометрической характеристики порового пространства и свойств насыщающих его флюидов. Очевидно, что максимальные величины капиллярного давления будут наблюдаться в породах, поровое пространство которых представлено капиллярными и субкапиллярными порами. В породах со сложной структурой порового пространства капиллярное давление в кавернах может быть незначительным, а в блоковой части породы достигать существенных величин. Это может привести даже и к тому, что при высоком нефтенасыщении каверн и трещин блоковая часть породы при соответствующей порометрической характеристике может оказаться полностью водонасыщенной.

Изменение водонасыщения по высоте залежи устанавливается из условия равновесия капиллярного и гидростатического давлений. Для однородного пласта изменение капиллярного давления $p_{к}^i$ по высоте залежи будет определяться выражением

$$p_{к}^i = (H_0 - H_i) g (\delta_{в} - \delta_{н}), \quad (VII.4)$$

где H_0 — глубина залегания уровня с $p_{к}=0$; H_i — глубина залегания точки пласта; g — ускорение свободного падения; $\delta_{в}$ и $\delta_{н}$ — плотности пластовой воды и нефти (газа).

Характер изменения водонасыщенности пористой среды от капиллярного давления изучался многими исследователями [17, 32, 65, 123, 254]. При этом установлено, что наиболее существенное изменение водонасыщения отмечается в области низких величин капиллярного давления. С увеличением давления коэффициент водонасыщения в пористой среде существенно снижается и достигает такого уровня, когда при дальнейшем возрастании давления коэффициент водонасыщенности остается практически постоянным. Содержание связанной воды при высоких значениях капиллярного давления получило название неснижающегося, или остаточного, водонасыщения и оценивается коэффициентом остаточ-

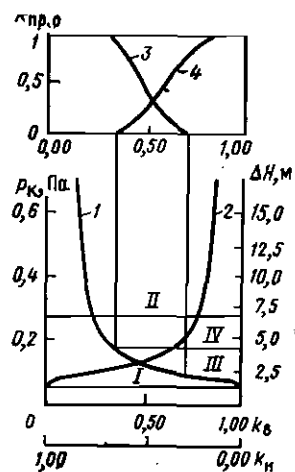


Рис. 44. Обоснование положения границ в переходной зоне:

Зависимость изменения коэффициента водонасыщенности (k_w) — кривая 1 и нефтенасыщенности (k_o) — кривая 2 от высоты над уровнем нулевого капиллярного давления (P_k), а также связь между относительной проницаемостью ($k_{пр.о}$) для нефти — кривая 3 и воды — кривая 4 и коэффициентом водонасыщенности (k_w).

I — подошва переходной зоны; II — кривая переходной зоны; III — уровень появления подвижной нефти; IV — уровень перехода воды в неподвижное состояние

ной водонасыщенности, который равен отношению объема остаточной воды к объему пор.

На рис. 44 (кривая 1) приведена типичная зависимость коэффициента водонасыщенности от капиллярного давления для песчано-глинистых коллекторов с высокими фильтрационно-емкостными свойствами, полученная при исследовании керн одного из месторождений Татарской АССР. Капиллярные давления с учетом уравнения (VIII.4) пересчитаны в разности глубин для условий $g=9,81 \text{ м/с}^2$, $\delta_w=1,25 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$, $\delta_o=0,85 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$. На рис. 44 показано также изменение коэффициента нефтенасыщенности от глубины залегания (кривая 2) над уровнем нулевого капиллярного давления. Приведенные кривые показывают плавный характер изменения коэффициента водонасыщенности от 1,0 до практически постоянной величины и коэффициента нефтенасыщенности — от нуля до максимального значения. Таким образом, анализ изменения коэффициентов водонефтенасыщенности с учетом рассмотренных условий по высоте залежи позволяет установить наличие двух границ — уровня появления нефти или газа в поровой среде (I) и уровня практически неснижающегося водонасыщения (II). Первый уровень отмечается по началу снижения величины коэффициента водонасыщенности от 1,0, второй уровень выделяется нечетко. На практике его установление затруднено наличием неоднородностей, что еще более осложняет задачу выделения границы неснижающегося водонасыщения в продуктивных пластах. Следует отметить, что граница I (появления следов нефти в поровом пространстве породы) располагается выше уровня нулевого капиллярного давления. Выше уровня II наблюдается почти линейное уменьшение коэффициента водонасыщенности с глубиной, однако по абсолютной величине градиент изменения очень небольшой. Между выделенными границами происходит резкое изменение характера насыщения порового пространства по вертикали. Этот интервал получил название переходной зоны от нефти к воде. Толщина зоны зависит от разности плотностей углеводородного флюида и пластовой воды, литолого-петрографической и порометрической характеристик порового пространства.

Например, по зависимости коэффициента водонасыщенности от капиллярного давления для залежи газа с плотностью $\delta_g=10^2 \text{ кг/м}^3$ при пластовых условиях и плотности воды $\delta_w=1,25 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$ толщина переходной зоны будет составлять 1,87 м вместо 5,38 м для принятых выше условий нефтяной залежи. С уменьшением пористости и проницаемости толщина переходной зоны возрастает и может составить 15—20 м.

Существенное изменение толщины переходной зоны наблюдается при различной литолого-петрографической характеристике коллектора и его неоднородности. По данным [120, 170], толщина переходной зоны на месторождениях Западной Сибири достигает 30 м. Резкое увеличение толщины переходной зоны в этом районе обусловлено полимиктовым составом коллекторов. В песчано-глинистых коллекторах преимущественно кварцевого состава толщина переходной зоны при прочих равных условиях значительно меньше. В карбонатных коллекторах толщина переходной зоны может составлять многие десятки метров. По керну, отобранному из переходной зоны залежи в карбонатных породах, можно наблюдать постепенное появление нефтенасыщения в виде отдельных пятен. Вверх по разрезу количество пятен увеличивается, появляются отдельные нефтенасыщенные участки, которые затем сливаются, образуя полностью нефтенасыщенные породы.

Наличие в поровом пространстве двух несмешивающихся флюидов и плавный характер изменения степени их насыщения приводят к изменению проницаемости среды для различных фаз [17, 30, 65, 267]. Установлено, что проницаемость для несмачивающей фазы до определенной степени насыщения остается равной нулю. В преимущественно гидрофильных породах нефть остается неподвижной до величин коэффициента нефтенасыщения 0,35—0,40. На рис. 44 приведены зависимости относительной проницаемости для воды и нефти от коэффициента водонасыщенности. Наличие двух фазовых переходов — нефти из неподвижного состояния в подвижное и воды из подвижного в неподвижное при наличии зоны плавного изменения нефтеводонасыщения позволяет выделить эти границы в нефтегазоносном пласте. На рис. 44 показаны также границы III и IV. Граница III соответствует появлению подвижной нефти в поровом пространстве пласта, а граница IV — переходу воды в неподвижное состояние. Интервал пласта между отмеченными границами соответствует зоне двухфазного течения жидкостей. Для газоводоносных пластов картина аналогична описанной, с той лишь разницей, что толщина зоны двухфазного течения, так же как и переходной зоны вообще, сокращается.

Таким образом, в подошвенной части залежи нефти или газа имеется переходная зона от воды к нефти или газу. В этой зоне выделяются четыре отображенные на рис. 44 границы: появление нефти (газа) в поровом пространстве — I, переход нефти (газа) в подвижное состояние — III, переход воды в неподвижное состояние — IV и, наконец, уровень практически неснижающейся водо-

насыщенности — II. Общепринято границы I и II называть соответственно подошвой и кровлей переходной зоны.

Рассмотренные выше данные об изменении водонефтенасыщения в переходной зоне показывают, что определение ВНК (ГВК) как поверхности, отделяющей воду от нефти (газа), является неправомерным. Очевидно, такое представление о ВНК можно принять в качестве условного, оговаривая в каждом конкретном случае, каким критериям оно будет соответствовать. В зависимости от поставленных задач в пределах переходной зоны за условное положение ВНК могут быть приняты различные уровни.

Для оценки извлекаемых запасов следует учитывать уровень появления подвижной нефти в пласте и характер изменения коэффициента нефтенасыщенности по толщине пласта. Однако такой подход при подсчете запасов создает очень большой объем дополнительных работ, особенно на платформенных месторождениях с большими водоплавающими частями залежи. Поэтому в зависимости от строения переходной зоны и ее толщины для целей подсчета запасов устанавливают условное положение ВНК (ГВК), обеспечивающее наиболее точную их оценку. В песчано-глинистых кварцевых коллекторах месторождений Волго-Уральской области Н. Н. Сохрановым [232] предложено за условное положение ВНК принимать такой уровень в пределах переходной зоны, чтобы, считая выше его пласт полностью нефтенасыщенным, а ниже — полностью водоносным, получать запасы нефти, равные реальным запасам, определенным с учетом неравномерного насыщения пласта по его толщине. При этом коэффициент нефтенасыщения верхней части пласта принимается равным коэффициенту нефтенасыщения выше кровли переходной зоны, а нефтенасыщение ниже условного ВНК не учитывается. На рис. 45 показана схема установления положения ВНК в нефтеводоносном пласте [232]. Как видно из рис. 45, основным условием для выбора положения ВНК является равенство объемов нефти, находящейся ниже принятого ВНК, и связанной воды в пределах переходной зоны выше уровня ВНК. Величину коэффициента нефтенасыщения на принятом уровне ВНК называют критической.

Сопоставление результатов опробования показало, что на месторождениях Волго-Уральской области безводные притоки нефти получают в пластах, коэффициент нефтенасыщения которых составляет 0,62—0,68. Полученные значения хорошо совпадают с величиной коэффициента нефтенасыщения, при котором фазовая проницаемость

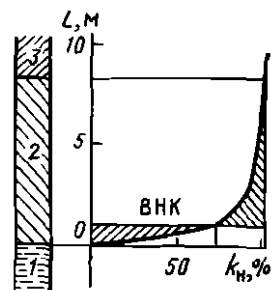


Рис. 45. Установление положения ВНК [232]

1 — водоносная часть пласта; 2 — переходная зона; 3 — нефтеносная часть пласта. L — расстояние по вертикали, м; k_n — нефтенасыщенность

для воды становится равной нулю. Для месторождений Татарии и Башкирии (девонские песчано-глинистые отложения) вода становится фазово-неподвижной при коэффициенте нефтенасыщения 0,72 [30]. Сопоставление результатов исследований скважин методами электрометрии и радиометрии, выполненных при начальном положении ВНК, показало, что уровню ВНК, отмечаемому на кривых нейтронных методов, соответствует коэффициент нефтенасыщения 0,62—0,74. Таким образом, сопоставление результатов, полученных различными методами, свидетельствует, что критические величины коэффициента нефтенасыщения изменяются в пределах 0,62—0,74. Для каждой конкретной залежи величину критического коэффициента нефтенасыщения необходимо обосновывать и уточнять результатами опробования, методами радиометрии и петрофизическими исследованиями изменения водонасыщения и фазовой проницаемости.

В тех случаях, когда толщина переходной зоны сравнительно невелика (4—6 м), описанный выше подход к определению положения ВНК является вполне оправданным как с теоретической, так и с практической точек зрения. Обусловлено это тем, что зона двухфазного течения воды и нефти по толщине небольшая, и нефть из нее вытесняется в вышележащую нефтяную часть пласта. Эти обстоятельства позволили на месторождениях Волго-Уральской области, а также в других районах со сходными физико-геологическими условиями определенные таким образом положения ВНК использовать как при подсчете запасов, так и при составлении проектов разработки.

Следовательно, при небольшой толщине переходной зоны за условное положение водонефтяного контакта можно принимать поверхность в пределах переходной зоны, характеризующуюся коэффициентом нефтенасыщенности, равным критической величине для данной залежи. Внешний контур нефтеносности представляет собой линию пересечения принятой условной поверхности ВНК с кровлей верхнего пласта-коллектора, а внутренний контур — пересечение принятой поверхности ВНК с подошвой нижнего пласта-коллектора.

В тех случаях, когда толщина переходной зоны составляет несколько десятков метров, для проектирования разработки месторождений требуется выделение особой зоны двухфазного течения воды и нефти [181].

Переходная зона большой толщины характеризуется широким диапазоном изменения размеров пор, обычно она связана с полимиктовыми песчано-глинистыми или с карбонатными отложениями. Эпигенетические процессы, происходящие в коллекторах, содержащих значительное количество зерен полевых шпатов, приводят к корродированию последних. По поверхности корродированных зерен развиваются вторичные глинистые минералы, что приводит к образованию тонкопористой среды с высоким содержанием субкапиллярных пор [93]. Эти пустоты составляют существенную часть всего объема пор коллектора; их широкое развитие

становится причиной высокой водонасыщенности коллектора и ведет к образованию переходных зон толщиной 30—40 м и более [120, 170]. В этих условиях толщина слоя, в котором происходит двухфазное течение воды и нефти, может достигать 6—10 м. Принимая во внимание большую толщину зоны двухфазного течения и возможность получения из нее обводненной продукции с самого начала эксплуатации залежи, необходимо установить кровлю и подошву интервала совместной фильтрации воды и нефти и выделить интервал пласта, соответствующий части переходной зоны, в которой наблюдается двухфазное течение флюидов.

Определение положения интервала двухфазного течения осуществляется на основании исследования характера изменения нефтенасыщения по толщине пласта и фазовых проницаемостей воды и нефти, насыщающих пласт. Положение уровня с нулевой фазовой проницаемостью для воды соответствует границе IV и устанавливается по величине коэффициента нефтенасыщения, при котором вода становится неподвижной фазой на основании зависимости относительной проницаемости от водонасыщенности. Уровень с нулевой фазовой проницаемостью для нефти соответствует границе III (см. рис. 44) и устанавливается аналогично предыдущему.

Расчетное положение границ зоны двухфазного течения должно быть уточнено результатами опробования. Эта задача может быть решена путем сопоставления результатов поинтервального опробования с коэффициентом нефтенасыщения. Однако для практического решения вопроса лучше определить величины электрического сопротивления пластов для соответствующей пористости. Можно взять в качестве аналога коэффициента пористости и другой геофизический параметр, тесно связанный с пористостью. Так, для условий ряда месторождений Западной Сибири были сопоставлены удельное электрическое сопротивление пластов ρ_n с относительной амплитудой $\alpha_{сп}$ в интервалах, при испытании которых получили воду, нефть с водой и безводную нефть [120, 181]. На рис. 46 приведены результаты этого сопоставления, заимствованные из [120], для Усть-Балыкского и Мегионского месторождений.

Как видно из приведенных результатов, с увеличением пористости возрастает интервал изменения электрического сопротивления, в котором существует двухфазное течение

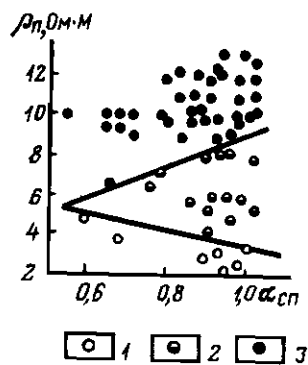


Рис. 46. Определение границ двухфазного течения жидкости в нефтеводоносных пластах [120]

ρ_n — электрическое сопротивление пласта, $\alpha_{сп}$ — относительная амплитуда интервалов.
1 — приток пластовой воды; 2 — совместный приток воды и нефти; 3 — приток безводной нефти

пластовых флюидов. В этих условиях за поверхность водонефтяного контакта следует принимать уровень, на котором фазовая проницаемость для нефти становится выше нуля. По результатам опробования, начиная с этого уровня и выше, получают совместный приток воды и нефти. По аналогии с описанными выше условиями переходных зон небольшой толщины величину коэффициента нефтенасыщения на условном уровне ВНК следует назвать критической. Для некоторых месторождений Западной Сибири она составляет 0,30—0,32 [181]. Таким образом, в том случае, когда толщина переходной зоны составляет несколько десятков метров, за условную поверхность водонефтяного контакта принимается уровень с критическим коэффициентом нефтенасыщенности, при котором фазовая проницаемость для нефти становится больше нуля. Пересечения этой поверхности с кровлей самого верхнего пласта-коллектора залежи и самого нижнего дают положения соответственно внешнего и внутреннего контуров нефтеносности залежи.

Верхняя граница, где величина коэффициента водонасыщения принимает значение, при котором фазовая проницаемость для воды становится равной нулю, разделяет запасы залежи на две части. Часть, лежащая выше этой границы, в начале разработки характеризуется безводной эксплуатацией в течение некоторого периода. Продолжительность его может быть самой различной и определяется особенностями геологического строения и характером разработки. Коэффициент нефтеотдачи для этой части залежи будет максимальным. Для части залежи, находящейся между границей однофазного течения нефти и поверхностью ВНК, безводного периода эксплуатации не будет. С самого начала разработки следует ожидать обводненную продукцию, что необходимо учитывать при обустройстве промыслов. Коэффициент нефтеотдачи для этой части залежи всегда ниже, чем для вышележащей. Это обусловлено тем, что коэффициент начальной нефтенасыщенности в этой зоне ниже, чем в вышележащей части залежи, при равенстве фильтрационно-емкостных свойств. А поэтому ниже и коэффициент нефтеотдачи, определяющийся выражением

$$\eta = 1 - \frac{k_{н.к}}{k_n}, \quad (\text{VIII.5})$$

где $k_{н.к}$ — коэффициент остаточного нефтенасыщения после завершения разработки; k_n — коэффициент начального нефтенасыщения, который для зоны двухфазного течения ниже, чем для зоны однофазного течения.

Таким образом, на тех месторождениях, где в результате особых физико-геологических условий наблюдаются переходные зоны большой толщины, вместе с обоснованием положения ВНК необходимо устанавливать границу однофазного течения нефти и оценивать запасы зон двух- и однофазного течений отдельно и с разными коэффициентами нефтеотдачи.

Как уже отмечалось, если залежь приурочена к карбонатным

коллекторам со сложной структурой порового пространства, толщина переходной зоны нефтяной залежи может достигать нескольких десятков метров. В этой зоне также существуют указанные выше четыре границы. Однако выделить их ни по геофизическим данным, ни по результатам опробования во многих случаях не удается. Объясняется это сложными процессами равновесия, наблюдающимися в капиллярных и субкапиллярных порах межзернового пространства, в кавернах и трещинах. При поинтервальном опробовании незначительные притоки воды, поступающие из поровых пустот переходной зоны, могут быть не отмечены на фоне больших дебитов нефти или газа, обеспечиваемых каверново-трещинными каналами. Наличие вертикальных трещин может вызвать перетоки нефти из вышележащих частей пласта или подток воды из нижележащей водоносной части. Перечисленные явления приводят к тому, что результаты опробования не позволяют подтвердить правильность установления отдельных границ в переходной зоне. С определенной уверенностью можно говорить только об одной границе — между зонами, дающими безводную или практически необводненную нефть и приток пластовой воды, практически не содержащей примеси нефти.

Результаты геофизических исследований также в большинстве случаев не позволяют установить все четыре границы в переходной зоне. Обуславливается это весьма неоднородным строением карбонатного разреза, из-за которого аномалии на кривых различных методов, вызванные неоднородностями, превышают величину приращений геофизических параметров, связанных с изменением нефтенасыщения. Поэтому в карбонатных разрезах четырех границ в пределах переходной зоны, как правило, не выделяется. Нефтенасыщенная часть разреза устанавливается по комплексу методов, на показания одного из которых оказывают влияние как пористость, так и нефтенасыщенность, а на показания второго — только пористость. При этом результаты определений по геофизическим данным увязываются с данными опробования и находятся такие значения геофизических параметров, начиная с которых из пластов получают практически безводные притоки нефти. Эти величины называют критическими. Чаще всего в качестве основного параметра используется параметр насыщения, который автоматически позволяет исключить влияние изменения пористости. Учитывая, что в карбонатном разрезе к нефтеносной относят ту часть разреза, при испытании которой получают практически безводные притоки нефти, в качестве ВНК следует принять условную поверхность, выше которой из пласта получают приток практически необводненной нефти. Критические значения параметра насыщенности на уровне этой поверхности составляют 3—5 для различных месторождений; критические значения коэффициента нефтенасыщения при этом соответственно равны 0,42—0,60.

Рассмотренные вопросы строения переходной зоны и определения положения поверхности ВНК показывают, что для уста-

новления положения ВНК в отдельных скважинах необходимо знать характер изменения коэффициента нефтенасыщения по толщине пласта. Для выявления всех четырех границ в пределах переходной зоны, помимо этой зависимости, необходимо располагать кривыми изменения относительной проницаемости для воды и нефти от водонасыщенности. Однако при подсчете запасов выделение всех четырех границ требуется только в переходных зонах большой толщины, где нужно учитывать наличие зоны двухфазного течения. Во всех остальных случаях достаточно установить положение условного ВНК.

В песчано-глинистых отложениях преимущественно кварцевого состава характер изменения электрического сопротивления в переходной зоне, согласно исследованиям Н. Н. Сохранова [232], М. Тиксье [204] и других, линейный. Градиент сопротивления, равный приращению удельного электрического сопротивления на 1 м толщины переходной зоны, зависит от фильтрационно-емкостных свойств коллектора, соотношения плотностей нефти и пластовой воды и поверхностных явлений, протекающих на контакте пластовых флюидов и коллектора. В рассматриваемых коллекторах применяется упрощенная методика определения положения кровли и подошвы переходной зоны. Подошва переходной зоны устанавливается по началу крутого подъема сопротивлений на кривых последовательных градиент-зондов и по небольшому пологому минимуму на кривых обращенных градиент-зондов. По кривым потенциал-зонда, экранированных зондов (трех- и семиэлектродных) и индукционному методу подошва переходной зоны отмечается по началу увеличения сопротивления, обычно не очень резко. Для контроля при использовании кривых последних методов можно прибегать к сравнению фактической кривой с теоретической, полученной для четкой границы раздела [79]. Положение подошвы фиксируется по началу расхождения между фактической и теоретической кривыми. На рис. 47 приведены кривые трехэлектродного экранированного метода (ТБК) и индукционного каротажа, зарегистрированные против нефтеводоносного пласта песчаника, залегающего в интервале 2475—2493 м. Кровля и подошва переходной зоны отмечаются на глубинах 2483 и 2488 м соответственно, что хорошо видно по расхождению фактических и теоретических кривых зондов ТБК-3 и 5Ф1,2.

Определив положение кровли и подошвы переходной зоны, сопротивление пласта в этих точках можно принять: в подошве переходной зоны равным сопротивлению нижележащей водоносной части пласта, в кровле — сопротивлению вышележащей нефтеносной части. Если нанести в масштабе диаграммы соответствующие значения сопротивлений и соединить полученные точки прямой, то она будет характеризовать изменение сопротивления в пределах переходной зоны. По кривой изменения сопротивления и соответствующей зависимости между электрическим сопротивлением и нефтенасыщенностью для исследуемых отложений нетрудно рассчитать изменение коэффициента нефтенасыщения по толщине

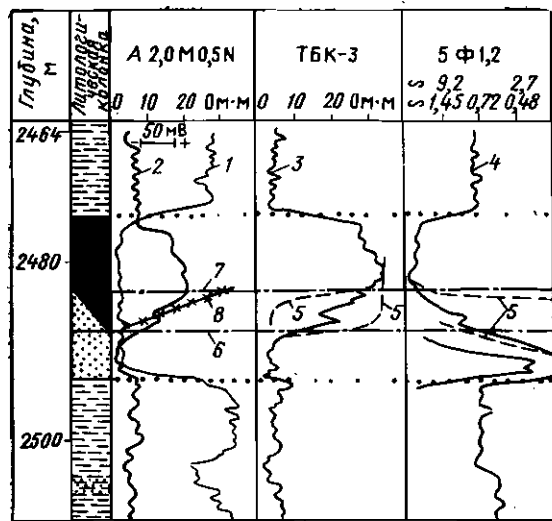


Рис. 47. Определение границ переходной зоны в песчаном пласте по геофизическим данным
Кривые: 1, 3 — изменения электрического сопротивления, 2 — СП, 4 — ИК, 5 — теоретические для условий наличия четкой границы; 6, 7 — соответственно подошва и кровля переходной зоны; 8 — изменение сопротивления пласта в переходной зоне

пласта и найти уровень, на котором величина коэффициента нефтенасыщения становится равной критическому значению. Для залежей нефти, приуроченных к девонским песчано-глинистым отложениям Западной Башкирии и Восточной Татарии, величина критического нефтенасыщения достигается при сопротивлениях, изменяющихся в зависимости от пористости пластов от 2 до 12 Ом·м.

Величины критического сопротивления (отвечающего критическому нефтенасыщению) должны быть установлены для конкретного месторождения и залежи. Обоснование этих значений может быть проведено по зависимостям фазовых проницаемостей от коэффициентов водонефтенасыщенности, параметра насыщения от коэффициента водонефтенасыщенности и параметра пористости от коэффициента пористости. По зависимости относительной проницаемости для нефти от коэффициента водонасыщения устанавливается минимальный коэффициент нефтенасыщения, при котором фазовая проницаемость для нефти равна нулю. По зависимости параметра насыщения от коэффициента водонасыщения определяется критическая величина параметра насыщения $P_n^{крит}$. Затем диапазон изменения величины критического сопротивления $\rho_n^{крит}$ с учетом найденного значения $P_n^{крит}$ рассчитывается по формуле

$$\rho_n^{крит} = P_n^{крит} P_{пв}, \quad (VIII.6)$$

где P_n — значение параметра пористости, которое определяется по принятой для исследуемой залежи зависимости параметра пористости от пористости; ρ_v — удельное сопротивление пластовой воды. Рассчитанные таким образом критические значения удельного электрического сопротивления и параметра насыщения про-

веряются результатами поинтервального опробования. Обоснованные по комплексу петрофизических данных и опробования значения критического сопротивления используются для установления положения ВНК в нефтеводоносных пластах, где рассчитан градиент сопротивления или исследовано изменение сопротивления по толщине пласта. Допустим, что для примера, приведенного на рис. 47, величина критического сопротивления равна 60 Ом·м; тогда положение ВНК следует принять в пределах переходной зоны на глубине 2487,0 м.

Положение ВНК может быть определено и по данным радиометрии. Иногда этот метод используется в необсаженных скважинах, что возможно в высокопроницаемых, высокопористых, однородных коллекторах при высокой минерализации пластовой воды. Более уверенно по данным радиометрии положение ВНК (ГВК) устанавливается в обсаженных скважинах против неперфорированных пластов, спустя некоторое время с момента цементирования обсадной колонны. Исследования выполняются после завершения процессов расформирования зоны проникновения [187, 188]. Дело в том, что при бурении скважин в толщах с высокоминерализованными пластовыми водами происходит гравитационное перераспределение фильтрата бурового раствора, пластовой воды и нефти в прискважинной части пласта, в связи с этим методами радиометрии, при использовании которых выделение ВНК базируется преимущественно на эффекте хлора, будут отмечаться одинаковые показания зоны проникновения пресного фильтрата раствора в нефтеносную часть пласта. Это может привести к кажущемуся занижению положения ВНК на кривых радиометрии [187]. И только применение методов радиометрии через определенное время после завершения бурения, когда произойдет расформирование зоны проникновения, позволяет определить положение ВНК достаточно точно [187, 222]. Конечно, поскольку речь идет об установлении начального положения ВНК (ГВК), для исследований радиометрическими методами следует выбирать скважины на тех участках, где не наблюдается перемещение контактов, вызванное процессами разработки.

Для определения положения ВНК применяются нейтронный гамма-метод, нейтрон-нейтронный метод по тепловым нейтронам, импульсные модификации обоих методов, нейтронный метод по времени жизни тепловых нейтронов, методы наведенной активности по натрию и хлору. Эффективность этих методов различна. Особенно велика она для импульсных методов при использовании их в обсаженных неперфорированных скважинах на участках разреза с высокой минерализацией пластовых вод, если разрез достаточно однороден и сложен терригенными коллекторами с низкой глинистостью. С увеличением неоднородности разреза при возрастании глинистости в карбонатных отложениях, а также при слабоминерализованных пластовых водах эффективность уменьшается.

Установленные по данным электрических или радиоактивных

методов положения ВНК (ГВК) в отдельных скважинах используются для выделения поверхности ВНК залежи в целом. Задачу можно решить путем построения карты поверхности ВНК (ГВК), по которой устанавливаются ее особенности: наклон, отклонения от плоскости и т. п. Точки пересечения изогипс поверхности ВНК (ГВК) с одноименными изогипсами кровли верхнего пласта-коллектора дают положение внешнего контура нефтеносности, а пересечения изогипс поверхности ВНК (ГВК) с одноименными изогипсами подошвы нижнего пласта-коллектора маркируют линию внутреннего контура. Однако такой способ применяется только в тех случаях, когда изменения положения поверхности ВНК (ГВК) превышают минимально возможные сечения между изогипсами [83]. В том случае, когда изменения отметок ВНК (ГВК) небольшие, изучение особенностей поведения поверхности ВНК (ГВК) на крупных залежах проводится по усредненным характеристикам отдельных участков. Методика изучения изменения положения ВНК с помощью ряда характеристик, разработанных на примере залежей Татарии, позволила выявить основные закономерности изменения ВНК и причины, которые их вызвали [8].

В карбонатных отложениях определение положения ВНК (ГВК) в отдельных скважинах проводится так же, как и в песчано-глинистых отложениях. Однако из-за большой неоднородности карбонатных коллекторов эффективность определения положения ВНК в отдельной скважине ниже, чем в песчано-глинистых коллекторах. Поэтому при обосновании положения поверхности ВНК (ГВК) залежей, приуроченных к карбонатным коллекторам, еще большее значение, чем для терригенных коллекторов, приобретают результаты опробования, замеры давления и другие промысловые данные.

При обосновании положения ВНК (ГВК) по данным опробования необходимо опираться на результаты испытаний скважин, равномерно размещенных по площади, вскрывающих как водоносную, так и нефтегазонасную части структуры на различных гипсометрических отметках. Задача решается с помощью схемы, на которую наносятся абсолютные отметки залегания продуктивного горизонта, интервалы перфорации и по некоторым скважинам отметки кровли и подошвы пластов-коллекторов в интервалах перфорации. Вместе с этим около каждой скважины наносятся результаты испытания. Наиболее простым является случай, когда интервал неопределенности невелик. Так, например, на рис. 48 приведена схема по одной из залежей, приуроченных к карбонатным отложениям, где в четырех скважинах при испытании получены безводные притоки нефти, а в четырех — притоки пластовой воды без признаков нефти. В скв. 18 и 109 интервалы перфорации перекрываются и составляют 12 м. Для установления положения ВНК при анализе использованы отметки границ коллекторов в интервалах перфорации. С учетом этих дополнительных данных положение поверхности ВНК уверенно определяется на отметке —3720 м.

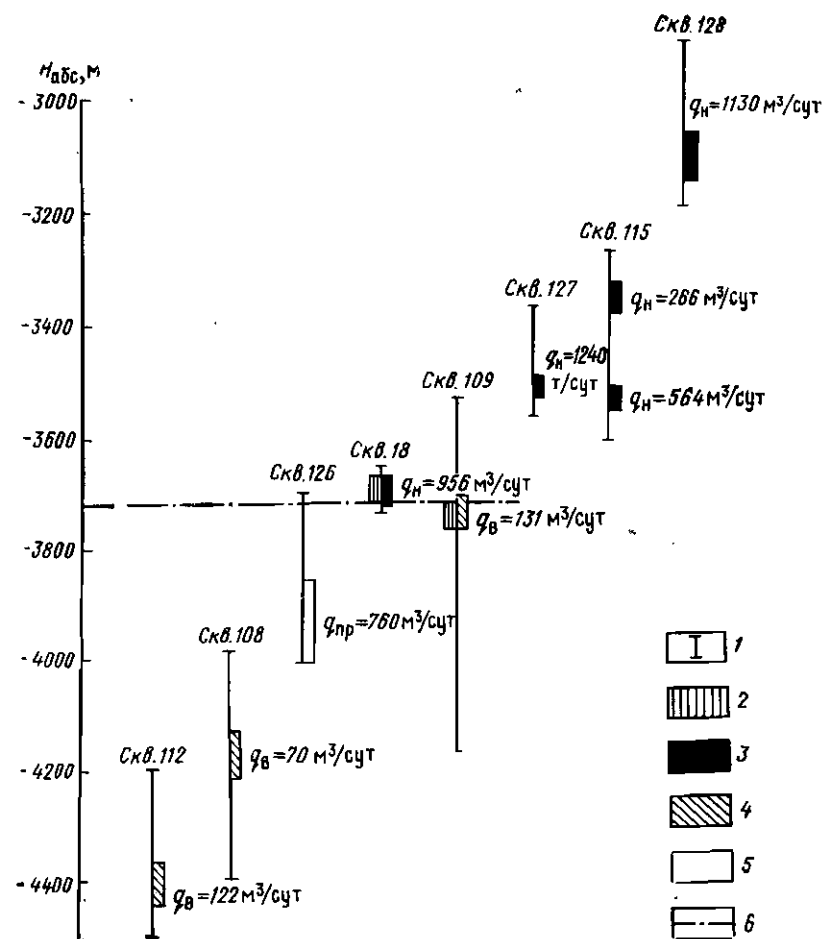


Рис. 48. Определение положения ВНК по данным опробования

Интервалы: 1 — залегания исследуемого горизонта; 2 — наличия коллекторов; 3 — притока нефти; 4 — притока воды; 5 — нагнетания воды; 6 — ВНК

Если в процессе испытания получены притоки безводной нефти или газа, то условное положение ВНК (ГВК) принимается на отметке, соответствующей середине расстояния между подошвой нефтегазонасного и кровлей водоносного интервалов. При большом промежутке между указанными отметками положение ВНК (ГВК) может быть определено с существенными погрешностями. Уточнить положение ВНК в рассматриваемом случае можно по результатам замера давления по стволу скважины в процессе ее испытания. По точкам измерения давления на разных глубинах в интервале перфорации строится кривая изменения давления по стволу скважины и экстраполируется в нижележащий интервал.

Одновременно рассчитывается кривая гидростатического давления с учетом плотности пластовой воды по разрезу исследуемой залежи. Пересечение кривой изменения гидростатического давления с экстраполированной кривой изменения давления в интервале перфорации нефтеносного пласта дает положение уровня водонефтяного контакта.

Использование описанных методов обоснования положения ВНК позволяет достаточно надежно установить его местоположение. Однако детали строения поверхности ВНК (ГВК), связанные с гидрогеологическими и литологическими особенностями исследуемой залежи, в этом случае могут быть пропущены. Выявляются лишь наиболее существенные изменения, связанные с большим смещением залежи под действием различных факторов. В связи с этим другим важным этапом обоснования ВНК залежей (и особенно крупных) является выяснение характера строения поверхности ВНК на основе геолого-статистического анализа различных факторов, которые могут оказать влияние на эту поверхность. В настоящее время достигнут определенный опыт в этом вопросе. На большом фактическом материале залежей нефти Татарии (Ромашинская, Новоелховская, Тавель-Ямашинская, Бондюжская, Бавлинская и др.), Пермской области (Ярино-Каменноложская, Павловская, Таныпская, Гондыревская, Кокуйская и др.), Башкирии, АНДР (Хасси-Месауд, Зарзайтин, Стах, Мерексен и др.) установлено, что в рассмотренных геологических условиях (терригенные резервуары) определяющими факторами строения поверхности ВНК являются литологический и структурный, гидрогеологический для этих месторождений имеет весьма подчиненное значение.

Некоторые возможные варианты решения важной практической и теоретической задач по выявлению роли факторов, оказывающих влияние на формирование поверхности ВНК неоднородных залежей, для разных условий приведены в работе [11]. Отметим, что эффективное решение этой задачи обеспечивается геолого-статистическим анализом с применением ЭВМ. Полученные при этом важные выводы об определяющей роли литологического и структурного факторов в формировании поверхности ВНК многих залежей вышеперечисленных нефтяных районов оказали большую помощь при подсчете и уточнении их запасов нефти; для некоторых месторождений это уточнение было весьма существенным. Это вполне объяснимо, так как поверхность ВНК залежи существенно определяет ее форму и границы.

§ 3. ПЛОЩАДЬ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ. КОНДИЦИИ

Площадь нефтегазоносности определяется тектоническим строением продуктивного горизонта, литологическими особенностями коллекторов и положением водонефтяного или газоводяного контактов. Рассмотрим несколько подробнее указанные факторы.

Положение контуров нефтеносности в выдержанных, однород-

ных коллекторах и ненарушенных структурах полностью определяет границы залежи. Однако такие случаи в реальных условиях не встречаются. Поэтому для определения границ залежи нефти или газа, вместе с обоснованием контуров нефтегазоносности, необходимо установить положение тектонических и литологических экранов. В тех случаях, когда залежь нефти приурочена к структуре, разбитой нарушениями на ряд блоков, прежде всего необходимо установить, являются ли выявленные нарушения гидродинамическими экранами. Эта задача решается довольно просто, когда одни блоки содержат нефть или газ, а другие остаются водонасыщенными. В тех случаях, когда все блоки структуры нефтегазоносны, выявление тектонических экранов становится более трудной задачей и требует специальных исследований. Наиболее простым методом является анализ положения ВНК (ГВК) в различных блоках. Если установленные для разных блоков положения контактов отличаются в пределах погрешности их определения, то это может служить доказательством отсутствия влияния тектонических нарушений на гидродинамику залежи. Однако для подтверждения этого заключения желательно провести гидродинамическое прослушивание между скважинами, расположенными в разных блоках. При наличии гидродинамической связи и единой отметке ВНК (ГВК) в различных блоках нарушение нельзя считать экраном. Если же положения контактов в разных блоках существенно отличаются, а гидродинамическая связь между скважинами, расположенными по разные стороны нарушения, отсутствует, то нарушение служит экраном, что может явиться основанием считать залежи каждого из блоков самостоятельными.

Для определения площади нефтеносности во всех случаях положение нарушений должно быть установлено как можно более точно. Наличие нарушений в настоящее время довольно часто выявляется в процессе подготовки структур к бурению методами разведочной геофизики [249]. Однако наиболее точно положение поверхностей нарушений определяется по данным бурения. По результатам геофизических исследований скважин наличие нарушения устанавливается по пропуску отдельных пластов или повторению одноименных отложений в разрезе скважины [96]. Для определения положения поверхности нарушения она должна быть пересечена не менее чем тремя скважинами. По трем пересечениям поверхность нарушения, допуская, что она плоская, трассируется во всем разрезе исследуемого месторождения.

Если залежь нефти или газа приурочена к литологически неоднородным коллекторам, то ее границы определяются положением контуров нефтегазоносности, тектонических экранов и границ литологического замещения коллекторов неколлекторами. Поэтому при определении площади нефтегазоносности необходимо установить линии литолого-фациального замещения. Для определения положения границ фациального замещения коллекторов неколлекторами неоднородные песчано-глинистые отложения рассматриваются как ряд фаций, каждый член которого постепенно переходит

в соседние в связи с изменением физико-географических условий [214]. Положение границ фациального замещения устанавливается путем линейной интерполяции тех параметров, которые позволяют разделить породы на коллекторы и неколлекторы. На практике разделение пород на эти две группы проводится по величине нижних пределов значений соответствующих физических параметров пород. Методике решения этого важного и окончательно еще не решенного вопроса посвящено много работ [21, 72, 92, 104, 165, 178, 197, 223, 246, 260 и др.], которые можно подразделить на четыре группы.

К первой группе следует отнести работу [165], являющуюся одной из первых в этом направлении. Сущность ее сводится к тому, что вначале по лабораторным данным на основе изучения парных зависимостей между различными параметрами пласта устанавливаются нижние пределы значений свойств пород-коллекторов, которые затем сопоставляются с результатами работы скважин. Поскольку получаемые при этом границы являются статистическими, возникают существенные расхождения между теорией и практикой [223]. Другим недостатком рассматриваемого метода является отсутствие достаточного обоснования кондиционной границы по остаточной водонасыщенности, в связи с чем возникали затруднения при отнесении пласта к тому или иному типу коллекторов. Очевидно, что этот момент весьма важен, поскольку в зависимости от величины критического водонасыщения, т. е. такой величины, при которой фазовая проницаемость для нефти равна нулю, нижний предел проницаемости может меняться довольно значительно [197].

Обоснование величины критической водонасыщенности — вопрос весьма сложный и конкретный для каждой залежи и даже участка разреза залежи, поскольку решение его зависит от свойств пласта и флюидов и их изменчивости по площади и разрезу. На критическую водонасыщенность, которая колеблется от 55 до 80% [135, 197 и др.], весьма значительное влияние оказывает также минералогический состав цемента.

Для учета критической водонасыщенности в методах второй группы вводится понятие о двух нижних пределах. Так, в работе [135] предлагается при подсчете «абсолютных запасов» нефти в нефтенасыщенную толщину пласта включать пропластки пористостью выше 5%, проницаемостью выше 0,2 мД и водонасыщенностью от 100% до критической величины. При этом отмечается, что указанные породы будут участвовать в разработке при режиме растворенного газа. Если разработка залежи будет вестись с поддержанием пластового давления путем закачки воды в пласт, то, согласно кривым фазовых проницаемостей, породы пористостью от 5 до 9% и проницаемостью от 0,2 до 1 мД участвовать в разработке не будут. В связи с этим при подсчете «промышленных запасов» нефти предлагается использовать второй нижний предел со следующими значениями параметров: пористость — 9%, проницаемость — 1 мД, критическая водонасыщенность — 55%.

В более поздней работе этих же авторов пределы пористости и проницаемости составляют соответственно 10% и 2 мД [178].

На аналогичных позициях по вопросу о первом нижнем пределе проницаемости стоит Ю. И. Демушкин, предлагающий называть его абсолютным нижним пределом, т. е. таким пределом, когда флюид не движется в пласте ни при каком перепаде давления. Он может быть установлен при комплексном изучении физико-химических свойств флюидов и пород конкретных залежей [92].

Смысл исследований, относимых нами к третьей группе [72], заключается в установлении нижнего предела проницаемости по эмпирической зависимости между проницаемостью (или каким-либо параметром, характеризующим проницаемость отдельных интервалов пласта) по керну и удельными коэффициентами продуктивности соответствующих интервалов (по промысловым данным). При нахождении нижнего предела проницаемости необходимо задаваться минимальным экономически рентабельным удельным коэффициентом продуктивности, исходя из конкретных условий разработки месторождения или залежи. Как видно, предлагаемый нижний предел обосновывается с учетом реальных условий разработки конкретной залежи. Серьезным недостатком метода, на наш взгляд, является то, что неясным остается вопрос, каким образом подсчитать запасы нефти, содержащиеся в интервалах, параметры которых ниже предлагаемого авторами предела. Величина этих запасов при определенных условиях может быть существенной.

Достаточно обоснованно, на наш взгляд, последний вопрос решен в работе [21], которую можно отнести к четвертой группе. В ней предлагается использовать два нижних предела. Первый из них устанавливается по лабораторным данным. При этом нижние пределы остаточной водонасыщенности, пористости, проницаемости имеют такие величины, ниже которых нахождение или извлечение нефти маловероятно. При гидродинамических расчетах предлагается использовать второй нижний предел, исходя из конкретных условий разработки пласта и в первую очередь с учетом экономической целесообразности. Таким образом, второй нижний предел позволяет установить активный объем пласта при соответствующем режиме. Общим у рассматриваемой работы с работой [72] является то, что второй нижний предел устанавливается на основе использования статистической связи между удельным коэффициентом продуктивности и проницаемостью пласта. В тех случаях, когда определений проницаемости по керну недостаточно, продуктивность сопоставляется с каким-либо геофизическим параметром, отражающим распределение проницаемости по разрезу скважин. Такой методический прием применен, например, в работе [104].

Из приведенного краткого обзора можно видеть, что при установлении нижних пределов значений свойств продуктивных пластов различные авторы выделяют три нижних предела проницаемости:

1) отвечающий значению нефтенасыщенности, дальнейшее снижение которого делает извлечение нефти практически невозможным при любой системе разработки; 2) основанный на учете фазовых проницаемостей в системе коллектор — нефть — вода; 3) учитывающий конкретные условия разработки залежей и ограничения, порождаемые неоднородностью залежей как геологических тел.

Указанные пределы, конечно, принципиально отличаются друг от друга, и применение их при оценке запасов нефти и газа без должного анализа ведет к разному в оценках запасов и очень ограничивает возможности сопоставления показателей разработки различных залежей. Однако при наличии соответствующего анализа смысла используемых граничных значений путаницы не возникает, и появляется реальная возможность рациональной классификации запасов по степени их участия в разработке, что хорошо иллюстрируется приведенной выше табл. 4.

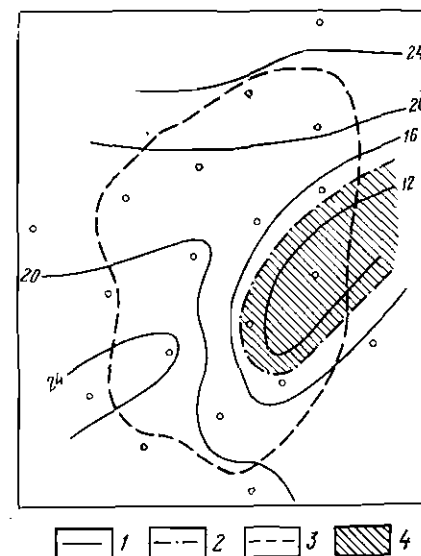
Оконтуривание нефтегазонасыщенной площади проводится по тому или иному параметру пласта, граничное значение которого устанавливается в соответствии с каким-либо из описанных выше подходов к выбору нижних пределов свойств продуктивных пластов. Если оконтуривание осуществляется, например, по коэффициенту пористости, то между скважинами проводится интерполяция значений пористости, и граница фациального замещения проводится там, где величина коэффициента пористости становится равной нижнему пределу, установленному для данной залежи. Проще всего задача решается с помощью карт пористости в изолиниях. Пример такой карты изменения пористости для одной из залежей нефти, приуроченных к песчано-глинистым отложениям, приведен на рис. 49. Нижний предел коэффициента пористости для этой залежи равен 14%, и граница между коллекторами и неколлекторами проводится по изолинии 14%. Площадь залежи определяется положением линий фациального замещения и контуром нефтеносности.

Величина нижнего предела не является каким-то абсолютно точным числом, а распределена в некотором диапазоне [11, 223]. Принимаемое значение нижнего предела того или иного параметра по отношению к этому распределению является точечной и приближенной оценкой. Поэтому установленную границу по величине одного параметра следует уточнить по величинам нижних пределов других параметров (проницаемости, глинистости). Окончательное положение границ фациального замещения определяется на основании анализа установленных линий фациального замещения по отдельным параметрам.

Вместе с тем установление положения границ нефтенасыщенных участков по отдельным параметрам, рассматриваемым порознь, не всегда является достаточно надежным, так как связи между различными параметрами пласта имеют стохастический характер, и фиксированному значению одного параметра соответствует несколько значений других параметров. Вследствие

Рис. 49. Определение положения границы фациального замещения

1 — изолинии равной пористости; 2 — граница фациального замещения; 3 — внешний контур нефтеносности; 4 — зона отсутствия коллекторов



этого породы с одинаковыми значениями коэффициента проницаемости $k_{пр}$, но с различными значениями коэффициентов пористости m (и наоборот) отличаются величинами нефтенасыщенности, содержания связанной воды, коэффициента вытеснения.

Пропластки с одинаковой проницаемостью или пористостью отличаются величинами удельных коэффициентов продуктивности. На практике нередки случаи, когда из пород, по граничным значениям проницаемости отнесенных к неколлекторам, получают промышленные притоки нефти, а из пород, по граничным значениям пористости причисленных к коллекторам, притоков не получают. Из этих фактов сделан вывод, к которому пришли исследователи, изучающие этот вопрос, что для более надежного определения границы распространения коллектора лучше использовать геофизические показатели или какой-то комплексный показатель, характеризующий емкостно-фильтрационные свойства коллектора одним числом [231].

Путь поисков такого показателя был выбран под влиянием представлений теории гидравлического радиуса, согласно которой проницаемость должна всегда возрастать при увеличении пористости. Авторы, предложившие ряд комплексных показателей, таких как $\frac{k_{пр}}{m}$, $\sqrt{\frac{k_{пр}}{m}}$, $\lg \frac{k_{пр}}{m}$, $\sqrt{\frac{m^3}{k_{пр}}}$ и других, исходили из того, что физический смысл этих величин может быть объяснен с позиций теории гидравлического радиуса [65, 130, 255, 263 и др.]. Указанные комплексные показатели имели ограниченное применение [130]. Для решения многих практических задач, важных для подсчета запасов и разработки залежей (установление граничных значений параметров, оценка продуктивности коллекторов, сопоставление с геофизическими характеристиками), эти показатели, насколько нам известно, не использовались.

В настоящее время в области теории фильтрации все большее развитие получают исследования в принципиально новом направлении, основанном на учете статистического характера структуры и свойств пористой среды и потока жидкости в ней [52, 250]. Вме-

сте с тем практически важные выводы могут быть получены и в результате качественно нового подхода к анализу поля корреляции между пористостью и проницаемостью, определенными опытным путем. Представим себе обычное поле корреляции между пористостью и проницаемостью образцов, например терригенных коллекторов. При изучении этого поля отмечается тенденция к возрастанию $k_{пр}$ с увеличением m . Значительная ширина поля (разброс точек), обусловленная слабой связью между параметрами, большое число значений одного параметра при любом заданном значении другого — эти свойства очевидны при рассмотрении поля «вдоль», т. е. от меньших значений координат точек к большим.

Рассмотрим поле корреляции «поперек», т. е. в направлении уменьшения одной координаты при возрастании другой. Можно отметить, что в поле корреляции существуют точки, для совокупностей которых характерна не прямая, а обратная зависимость между пористостью и проницаемостью. Существование поля корреляции связано с тем, что, кроме тенденции к возрастанию проницаемости с увеличением пористости, существует тенденция к уменьшению проницаемости с ростом пористости. Первая тенденция обусловлена, очевидно, тем, что с общим возрастанием m увеличиваются и размеры поровых каналов, по которым происходит фильтрация. Вторая тенденция связана с тем, что при близких значениях пористости породы с меньшей пористостью могут характеризоваться (с точки зрения величины гидравлического сопротивления) лучшей структурой порового пространства, чем породы с большей пористостью.

Учитывая существование одновременно двух отмеченных тенденций в изменении пористости и проницаемости, можно утверждать, что показатель (или параметр), комплексно характеризующий емкостно-фильтрационные свойства породы, должен отражать обе тенденции, т. е. изменяться при различной емкостно-фильтрационной характеристике пород и оставаться постоянным для тех пород, которые имеют одинаковую емкостно-фильтрационную характеристику при обратно пропорциональном изменении их пористости и проницаемости. Очевидно, что комплексные показатели, предложенные на основе теории гидравлического радиуса, этим требованиям не удовлетворяют, так как они могут только возрастать или убывать при любом изменении пористости и проницаемости.

Указанным требованиям отвечает описанный в ряде опубликованных работ [12, 13, 86] параметр $P_k = m \lg k_{пр}$. В работе [86] показано, что P_k тесно связан с эффективной (m_e) и динамической (m_d) пористостью. Согласно существующим представлениям [255], m_e характеризует объем порового пространства, в котором происходило движение нефти при вытеснении ею воды в процессе формирования залежи. Величина m_d характеризует тот объем порового пространства, в котором происходит движение нефти при ее вытеснении нагнетаемой водой в процессе разработки. Тесная

связь P_k с m_e и m_d показывает, что этот параметр влияет на результаты обоих этих процессов.

Специальные исследования показали, что параметр P_k тесно связан с удельным коэффициентом продуктивности терригенных пород. Так, например, для горизонта «П» Трехозерного месторождения эта зависимость описывается уравнением

$$P_k = 7,6 + 145,6K_{уд} - 102,1K_{уд}^2 \quad (\text{VIII.7})$$

при корреляционном отношении $\eta = 0,94$ и среднеквадратической ошибке $S = 6,6$.

Приняв удельный коэффициент продуктивности $K_{уд}$ равным нулю, получаем верхнее граничное значение P_k для непромышленных коллекторов. В нашем примере это значение P_k равно 7,6 или $P_k \approx 8$. Очевидно, породы, характеризующиеся значениями $P_k > 8$, будут коллекторами, способными отдавать нефть при принятой технологии разработки.

Понятно, что значение $P_k = 8$ может быть получено при различных величинах пористости и проницаемости, например, при m (в %), равных 20, 17 и 14; $k_{пр}$ (в мД) составит 2,5, 3,0 и 3,8 соответственно.

Следовательно, использование P_k позволяет повысить надежность установления граничного (кондиционного) значения проницаемости при известном граничном значении пористости (и наоборот), и по P_k границы участков распространения коллекторов нефти и газа устанавливаются с более полным учетом свойств пласта, чем при раздельном рассмотрении данных о его пористости и проницаемости.

Особый интерес представляет определение толщины коллектора на линии замещения. Эта задача решается следующим путем. В скважинах, где исследуемые отложения представлены коллекторами, определяется их толщина. В тех скважинах, где коллекторы отсутствуют, определяется толщина пластов-аналогов. Далее по всем скважинам строятся карты изопахит изучаемого пласта или толщи. На построенную карту наносится граница фациального замещения, и толщина коллектора на ней принимается по карте изопахит [223].

Описанные методы определения положения линий фациальных замещений и толщины коллектора применимы в песчано-глинистых отложениях. В карбонатных отложениях использование описанной методики возможно только в том случае, когда изменение фильтрационно-емкостных свойств пластов по площади происходит за счет смены фаций. В тех случаях, когда изменение физических свойств происходит за счет вторичных преобразований пород или когда залежи приурочены к биогермным отложениям, описанные методы обоснования границ применять не следует.

Положение контуров нефтегазоносности, линий тектонических и литологических экранов полностью определяет площадь нефтегазоносности исследуемых залежей, и точность оценки площади

залежи зависит только от степени достоверности установления перечисленных границ.

§ 4. ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ КОНДИЦИОННЫХ ГРАНИЦ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ ПРИ ПОДСЧЕТЕ ЗАПАСОВ НЕФТИ И РАЗРАБОТКЕ ЗАЛЕЖЕЙ

Для целей подсчета запасов нефти и проектирования разработки было предложено использовать два предела [7]. Если первый предел обосновывается на основе лабораторных исследований керна и при этом в основу положен фактически «инструментальный» критерий, то второй требует промыслового и экономического обоснования. Второй предел, названный нижним пределом продуктивности, позволяет отделять забалансовые запасы от балансовых (по площади и разрезу залежи), выделять различные группы пород по степени их участия в разработке (с дифференциацией балансовых, подвижных и извлекаемых запасов нефти). Рассмотрим методику обоснования второго предела на примере некоторых месторождений Пермского Прикамья [Азаматов В. И., Гудков Е. Г., Гусев В. М., 1977 г.].

Коэффициент продуктивности принят [9] в качестве «обобщающего» показателя неоднородности продуктивных пластов, так как он имеет интегральную характеристику их свойств. Между тем замеры коэффициента продуктивности, как правило, проводятся в ограниченном числе скважин. Поэтому приходится разрабатывать способы определения этого важного параметра косвенным методом на основе промыслово-геофизических исследований скважин. Примером может служить работа Б. Ю. Вендельштейна и Н. В. Царевой [45]. Для условий Пермского Прикамья В. М. Гусевым (1975 г.) с этой целью был использован параметр, характеризующий структуру порового пространства. Известно, что фильтрационные и емкостные свойства пород, характер их насыщения, определяющие добычные возможности продуктивных пластов, в значительной мере определяются структурой порового пространства. Поэтому следует ожидать наличие хорошей корреляционной связи между показателем структуры порового пространства и коэффициентом продуктивности. В качестве структурного показателя для песчано-алевритовых пород был рекомендован параметр S_p , величина которого характеризует степень кривизны кривых капиллярного давления и отражает особенности строения порового пространства пород [10]. Корреляционные зависимости, установленные между величинами амплитуды потенциала собственной поляризации и структурным показателем S_p , а также между S_p и коэффициентом продуктивности $K_{\text{прод}}$, позволяют оценить продуктивность по промыслово-геофизическим данным отдельных пластов и пропластков, вскрытых скважинами, и картировать этот важный параметр в пределах залежи. Картирование коэффициента продуктивности дает возможность дифференцировать запасы нефти коллекторов по активности их в процессе из-

влечения, что весьма важно для целей рациональной разработки месторождений.

На основе данных о коэффициенте продуктивности с учетом экономических факторов можно для конкретных условий любого района вывести значение предельной величины коэффициента продуктивности, ниже которой разработка данной залежи или ее части в настоящее время будет нерентабельна, и, таким образом, разделить запасы нефти на балансовые и забалансовые.

Основным показателем, определяющим рентабельность или нерентабельность разработки того или иного месторождения (залежи, участка), являются извлекаемые запасы нефти, приходящиеся на одну скважину ($A_{\text{извл}}$). Эту величину можно представить так:

$$A_{\text{извл}} = qt, \quad (\text{VIII.8})$$

где q — средний дебит скважины, т/сут; t — время работы скважины до полного обводнения и отключения, сут.

Коэффициент продуктивности, как известно, имеет выражение:

$$K_{\text{прод}} = \frac{q}{\Delta p}, \quad (\text{VIII.9})$$

где Δp — перепад давлений, кгс/см².

Подставив (VIII.9) в (VIII.8), получим

$$A_{\text{извл}} = K_{\text{прод}} \Delta p t. \quad (\text{VIII.10})$$

Из выражения (VIII.10) можно получить формулу для предельного коэффициента продуктивности ($K_{\text{прод}}^{\text{пред}}$):

$$K_{\text{прод}}^{\text{пред}} = \frac{A_{\text{извл}}^{\text{пред}}}{\Delta p t}. \quad (\text{VIII.11})$$

Используя средние для Пермской области величины $A_{\text{извл}}^{\text{пред}}$, Δp и t , получаем, что предельное значение коэффициента продуктивности составляет 0,14—0,18 т/сут·кгс/см².

Таким образом, в первом приближении можно сказать, что запасы нефти на участках, имеющих величину коэффициента продуктивности ниже 0,14—0,18 т/сут·кгс/см², следует относить к забалансовым. Однако необходимо иметь в виду, что даже для одной залежи величина предельного значения коэффициента продуктивности может существенно меняться в зависимости от физико-геологических и технологических факторов, действующих иногда в противоположных направлениях.

Из выражения (VIII.11) видно, что величина предельного значения коэффициента продуктивности снижается при увеличении депрессии, т. е., например, форсированный отбор жидкости и разработка при повышенных давлениях нагнетания может уменьшить величину $K_{\text{прод}}^{\text{пред}}$. Повышение давления нагнетания без учета физико-геологических условий пласта может привести к преждевременному обводнению скважины, т. е. к уменьшению величины t и увеличению $K_{\text{прод}}^{\text{пред}}$.

Принимая величину предельного коэффициента продуктивности равной 0,14—0,17 т/сут·кгс/см², можно установить предельное значение структурного показателя $C_{п}$. Предельное значение структурного показателя $C_{п}$ позволяет выделять забалансовые и балансовые запасы в любой точке залежи по площади и разрезу. На основе корреляционных зависимостей между $C_{п}$ и $K_{прод}$ были получены следующие предельные величины структурных показателей для некоторых месторождений Пермского Прикамья, выше которых запасы нефти следует относить к забалансовым:

Месторождение	
Павловское	4,2—4
Танышское	4,4—4,2
Северо-Танышское	4—3,8
Васильевское	3,5—3,3
Кузьминское	3,5—3,3
Гондыревское	2,8—2,5
Красноярское	2,8—2,5
Куединское	2,8—2,5
Кыласовское	2,6—2,5
Константиновское	2,9—2,8
Аскольское	2,9—2,8
Козубаевское	2,5—1,3

Величины $C_{п}$ по месторождениям изменяются от 1,3 до 4,4; очевидно, что колебания ее по скважинам и отдельным пропласткам будут более значительными.

Рассмотренная методика экономического обоснования нижнего предела по продуктивности, позволяющая выделять в разрезе и по площади залежи забалансовые запасы нефти, достаточно проста, универсальна и однозначна, применима для любого типа коллектора, учитывает основные геолого-технические и экономические факторы.

Глава IX

НЕФТЕГАЗООТДАЧА ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

§ 1. РЕЖИМ ЗАЛЕЖЕЙ И НЕФТЕГАЗООТДАЧА

Приток нефти и газа из залежи в скважину обусловлен наличием в пласте энергии, которая заключена в жидкостях и газах, насыщающих пласт в пределах залежи и в законтурной области, и во вмещающих породах. Эта энергия проявляется в процессе эксплуатации при создании градиента давления в системе пласт — скважина. Основными природными источниками энергии, способствующими перемещению флюидов из пласта в скважину, являются: напор краевых вод, растворенный в нефти газ, упругие свойства сжатого свободного газа, упругие свойства жидкости и

породы в пределах залежи и в законтурной области, сила тяжести пластовых жидкостей. В зависимости от физико-геологических условий и особенностей процесса разработки преимущественное развитие получает один из указанных источников энергии или проявляется тот или иной комплекс перечисленных выше источников энергии.

Совокупность условий, обеспечивающих приток жидкости и газа из пласта в скважину, определяет режим пласта, который существенным образом влияет на процесс разработки залежей нефти и газа и на конечные коэффициенты нефте- и газоотдачи.

Природные режимы нефтяных и газовых залежей обычно классифицируют следующим образом [100, 147].

Режимы нефтяных залежей: 1) водонапорный, 2) упруговодонапорный, 3) растворенного газа, 4) газонапорный (или газовой шапки), 5) гравитационный, 6) смешанный.

Режимы газовых (газоконденсатных) залежей: 1) газовый, 2) водонапорный, 3) смешанный.

Наряду с использованием естественной пластовой энергии в настоящее время широко применяются методы искусственного воздействия на пласт, способствующие поддержанию пластового давления посредством нагнетания в пласт воды. Искусственное воздействие на пласт может осуществляться также путем нагнетания в пласт газа.

В предложенной классификации [149] выделяют следующие режимы нефтяных пластов при искусственном воздействии на залежь: 1) вытеснения нефти водой; 2) вытеснения газированной нефти водой; 3) вытеснения нефти (газированной нефти) газом.

Таким образом, разработка месторождений нефти и газа может осуществляться либо в условиях естественного проявления природных режимов, либо в условиях режима, искусственно созданного путем нагнетания в пласт воды или газа.

В качестве примера проявления естественных природных режимов рассмотрим режимы залежей продуктивной толщи Апшеронской нефтегазоносной области. При характеристике природных режимов залежей нефти продуктивной толщи следует иметь в виду ряд особенностей, присущих месторождениям этой геосинклинальной области. Нефтяные залежи характеризуются высокой газонасыщенностью нефти. Давление насыщения нефти газом и начальное пластовое давление примерно равны между собой, и небольшое снижение пластового давления приводит к выделению газа из нефти. В большом числе залежей продвижение вод проявляется лишь в узкой зоне пласта. Слабое влияние законтурной области объясняется как физико-химическими процессами, происходящими в зоне контакта, так и особенностями геологического строения месторождений Апшеронской нефтегазоносной области и прежде всего наличием многочисленных экранирующих тектонических нарушений в пределах самих месторождений и в законтурной области. Указанные особенности обусловили в большинстве залежей развитие режима растворенного газа и смешанного

(сочетание режима растворенного газа и напора воды), встречающегося в различных модификациях.

Типичными примерами залежей, разработка которых осуществлялась за счет использования энергии растворенного в нефти газа, являются многие залежи кирмакинской свиты. Смешанный режим на нефтяных месторождениях Апшеронской нефтегазоносной области обычно реализуется в одной из двух модификаций, проявляющихся: 1) по площади; 2) во времени.

Характерным примером первой модификации может считаться пласт VII месторождения Биби-Эйбат. Разработка этого пласта началась еще в дореволюционное время. На протяжении более 60 лет он разрабатывался при двух режимах: в приконтурной области основным видом энергии является напор краевых вод, вдали от контура — энергия растворенного газа, вследствие чего в приконтурной области коэффициент нефтеотдачи составляет 0,6—0,7, а в сводовой не превышает 0,2. Развитию таких режимов могут способствовать не только геологические факторы (литологическая изменчивость пород, тектонические нарушения), но и промысловые (например отбор большого количества воды в приконтурной зоне пласта).

Понятие о смешанном режиме, проявляющемся во времени, употребляется в том случае, когда залежь на первом этапе разрабатывается в основном при режиме растворенного газа, а затем при распространении области падения давления до контура нефтеносности наступает следующий, более продолжительный по времени этап вытеснения газированной нефти водой, охватывающий всю залежь до конца ее разработки. Процесс разработки многих залежей продуктивной толщи (например, залежей подкирмакинской свиты месторождений Балаханы — Сабунчи — Раманы, Биби-Эйбат, Сураханы, Чахнагляр и других) характеризуется именно таким режимом.

Характер поведения пласта при смешанном режиме (во времени) представлен на рис. 50. Как видим, начальный период (продолжительность его примерно три года) характеризуется резким падением пластового давления (от 200 до 150 кгс/см²) и возрастанием газового фактора. Залежь в этот период дренируется при режиме растворенного газа. В процессе дальнейшей эксплуатации значительно уменьшается газовый фактор и существенно замедляется темп падения пластового давления, а в пониженной части структуры наблюдается внедрение законтурной воды в залежь, причем влияние законтурной воды на режим залежи постепенно возрастает. В этот период разработка залежей осуществляется при режиме вытеснения газированной нефти водой.

В пределах Апшеронской нефтегазоносной области имеется ряд залежей, режим которых можно классифицировать как практически водонапорный или как преимущественно водонапорный. Количество этих залежей по сравнению с залежами, имеющими режим растворенного газа и смешанный, незначительно, и приурочены они в основном к пластам с небольшими запасами.

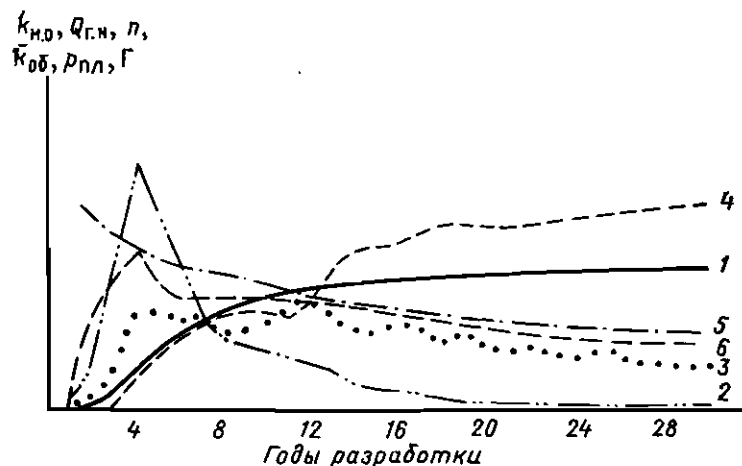


Рис. 50. Разработка подкирмакинской свиты восточного поля месторождения Биби-Эйбат

1 — коэффициент нефтеотдачи ($k_{нo}$); 2 — годовая отбор ($Q_{г.н}$), % от начальных балансовых запасов; 3 — количество скважин (n); 4 — обводненность ($k_{об}$), %; 5 — пластовое давление ($p_{пл}$), кгс/см²; 6 — газовый фактор (Γ), м³/т

К подобным залежам относятся, например, залежи свиты НКП месторождений Сураханы и Кала, ряд залежей пласта XV месторождения Биби-Эйбат и др. По этим залежам давление за время разработки падает незначительно, не более чем на 20—25% от начального.

Среднесуточные дебиты нефти порядка 100—150 т/сут, полученные в начальный период разработки, сохраняются в течение довольно длительного периода времени. Количество отобранной воды и скорость продвижения водонефтяного контакта по этим залежам заметно превышают соответствующие показатели залежей со смешанным режимом.

Таким образом, среди природных режимов залежей Апшеронской нефтегазоносной области можно выделить четыре основные разновидности: 1) растворенного газа, 2) смешанный по площади; 3) смешанный во времени, 4) преимущественно водонапорный. Более 90% разрабатываемых залежей нефти Азербайджана характеризуются указанными режимами. Газонапорные или гравитационные режимы, а также различные другие разновидности смешанных режимов встречаются редко.

Режим нефтяного пласта, обусловленный проявлением только естественной пластовой энергии (за исключением водонапорного режима), значительно уступает по эффективности искусственно созданному режиму, при котором в пласт вводится дополнительная энергия. Среди методов искусственного воздействия на пласт в настоящее время широко применяются различные виды заводнения (законтурное, внутриконтурное, площадное и др.). Как известно, на ряде месторождений Волго-Уральской области, таких как

Ромашкинское, Туймазинское, Бавлинское и другие, нагнетание в пласт воды способствовало переходу естественного упруговодонапорного режима в более эффективный режим вытеснения нефти водой. При режиме вытеснения нефти водой, как и при водонапорном режиме, пластовое давление в процессе разработки выше давления насыщения нефти газом, и характерной чертой является стабильность газового фактора.

В пределах Апшеронской нефтегазоносной области на месторождении Нефтяные Камни применение законтурного заводнения практически с начала разработки ряда объектов также позволило создать в пластах эффективный режим вытеснения нефти (газированной нефти) водой (рис. 51). Так, в процессе заводнения объектов подкирмакинской свиты отмечалось активное и достаточно равномерное продвижение водонефтяного контакта со средней скоростью 6—8 м/мес.

Газоконденсатные и газовые залежи в настоящее время разрабатываются преимущественно в условиях естественных режимов пластов. Для характеристики этих режимов можно использовать зависимость между пластовым давлением $p_{пл}$, деленным на коэффициент сжимаемости газа Z , и накопленной добычей свободного газа G_H (в единицах объема). При газовом режиме зависимость между $p_{пл}/Z$ и G_H имеет линейный характер (рис. 52). Если в последующем газовый режим сменяется режимом вытеснения газа водой, как при разработке залежей подкирмакинской свиты на месторождениях Карадаг, Зыря, Локбатан после отбора 40—50% балансовых запасов, прямолинейность зависимости $p_{пл}/Z = f(G_H)$ нарушается (рис. 53).

Для обоснования выводов о фактическом и ожидаемом режимах необходимо располагать данными о геологическом строении залежи и месторождения и материалами, полученными в процессе пробной и опытно-промышленной эксплуатации залежи. Эти сведения могут быть существенно дополнены данными о характере проявления пластовой энергии на месторождениях с ана-

логичными геолого-физическими и гидрогеологическими условиями. Среди геологических факторов, влияющих на режим работы пласта, следует отметить

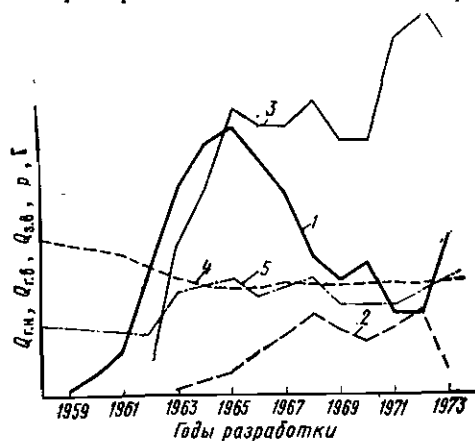


Рис. 51. Разработка подкирмакинской свиты месторождения Нефтяные Камни
1 — годовой отбор нефти ($Q_{г,н}$), тыс. т;
2 — годовой отбор воды ($Q_{г,в}$), тыс. т;
3 — годовая закачка воды ($Q_{з,в}$), тыс. м³;
4 — средневзвешенное пластовое давление (p), кгс/см²; 5 — газовый фактор (Γ), м³/т

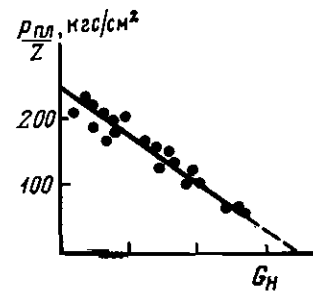


Рис. 52. Зависимость $p_{пл}/Z = f(G_H)$ для газовой залежи горизонта I на месторождении Калмас

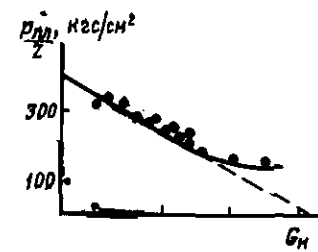


Рис. 53. Зависимость $p_{пл}/Z = f(G_H)$ для газовой залежи в подкирмакинской свите месторождения Зыря

литологический фактор, тектонический фактор, а именно наличие или отсутствие размывов в пределах залежи и в законтурной области, неоднородность продуктивных пластов по площади и разрезу залежи, строение водонапорной системы и водонапорного комплекса, размеры водонефтяной зоны, коллекторские свойства продуктивных пластов и т. д.

Особое значение для прогноза режимов разработки имеют материалы опытно-промышленной эксплуатации залежей и прежде всего данные об отборе жидкости из пласта, об изменении величины пластового давления и газового фактора во времени, о характере обводнения добываемой продукции.

Правильный прогноз режима залежи во многом предопределяет достоверность планируемых коэффициентов нефте- и газотдачи и тем самым существенно сказывается на результатах подсчета извлекаемых запасов нефти и газа. Одним из направлений в совершенствовании методики прогнозирования режимов разработки является применение многофакторных статистических моделей. Известно, что эти модели оказались достаточно эффективными при решении этих задач во многих нефтяных районах. Такая модель была создана, например, для прогнозирования режимов работы залежей продуктивной толщи Азербайджана [173].

При создании модели использовались данные по 88 практически выработанным залежам Апшеронской нефтегазоносной области, системы разработки которых существенно не отличались друг от друга. Исследовалось влияние на режим залежей таких факторов, как проницаемость коллекторов $k_{пр}$, их пористость m , песчанистость Π , количество цементирующего материала $M_{ц}$, общая и эффективная толщины h и $h_э$, расчлененность K_p и вязкость пластовой нефти μ . Проницаемость выражалась в миллиардах и логарифмировалась, так что фактически одним из учитываемых факторов был $\lg k_{пр}$; пористость выражалась в процентах. Песчанистость определялась как отношение суммарной толщины нефтенасыщенных пластов к общей толщине продуктивного интер-

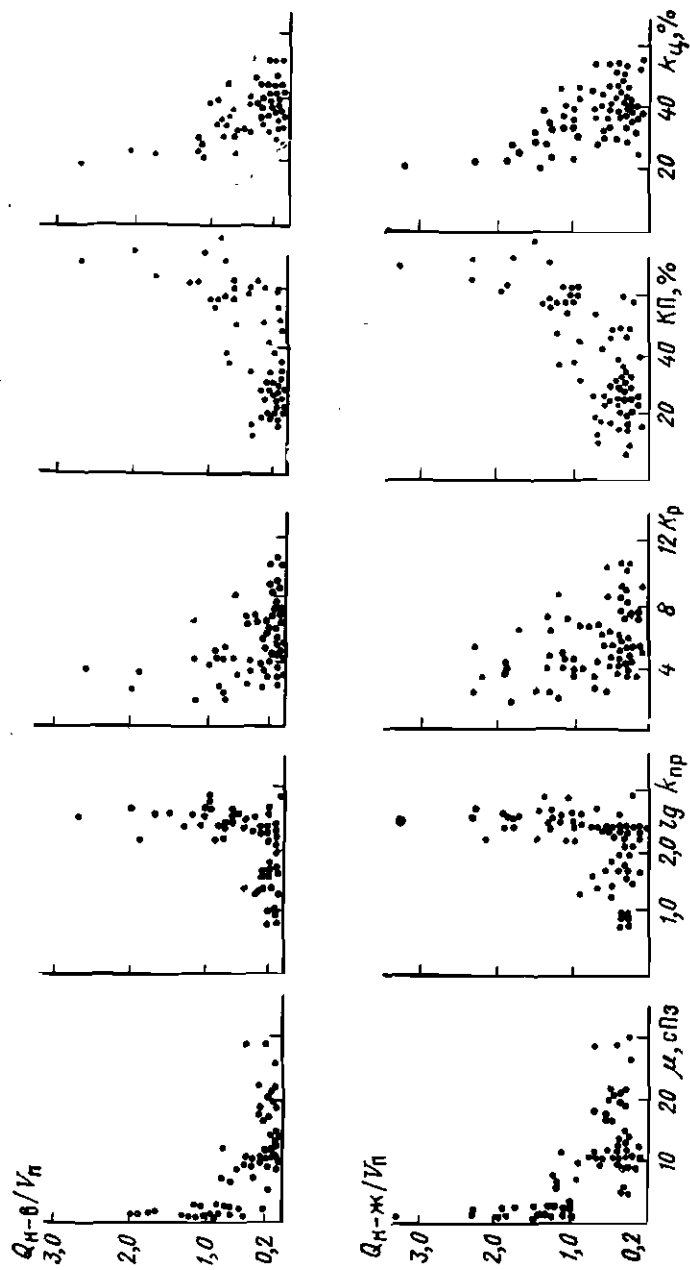


Рис. 54. Зависимость отборов воды и жидкости (в объеме пор) от основных геолого-физических свойств пород-коллекторов и флюидов
 μ — вязкость, сПз; $\lg k_{пр}$ — логарифм проницаемости; $k_{пр}$ — расцениваемость пласта; КП — пористость; $K_{ц}$ — содержание цементирующего вещества

вала и выражалась в процентах. Толщины пластов измерялись в метрах. Расчлененность определялась по отношению количества пересечений продуктивных слоев, установленных в скважинах, к общему числу скважин. Вязкость пластовой нефти измерялась в сантипуазах. Количество цементирующего материала определялось по сумме коэффициентов глинистости и карбонатности, выраженных в процентах. На учтенных залежах проницаемость меняется от 7 до 730 мД, песчаность — от 8,4 до 77,2%, расчлененность — от 1,9 до 14,5, содержание цементирующего материала — от 10,8 до 55,5%, пористость — от 20 до 25%, общая толщина — от 8 до 120 м, эффективная толщина — от 4 до 25 м, вязкость нефти — от 1,6 до 30 сПз. Залежи Азербайджана в основном характеризуются указанными параметрами.

В качестве параметров, характеризующих режимы разработки, приняты отношения $Q_{н-в}/V_{п}$ и $Q_{н-ж}/V_{п}$ фактических суммарных отборов воды и жидкости (соответственно) к объемам пор пласта. При плотности сетки 1—2 скв/га и значительных (40—50 лет) сроках разработки отношения $Q_{н-в}/V_{п}$ и $Q_{н-ж}/V_{п}$ в общем довольно полно характеризуют природные режимы залежей и их максимальные добывные возможности. Интервалы изменения отношений $Q_{н-в}/V_{п}$ и $Q_{н-ж}/V_{п}$ достаточно широкие (соответственно от 0,02 до 2,7 и от 0,08 до 3,25), так как в выборку входят данные по режимам трех типов: преимущественно водонапорному, смешанному и растворенного газа.

На рис. 54 показаны графики зависимостей параметров $Q_{н-в}/V_{п}$ и $Q_{н-ж}/V_{п}$ от названных выше геолого-физических факторов. Графики довольно хорошо отражают физическую сторону процесса нефтеизвлечения. Количество отобранной жидкости растет по мере увеличения содержания цементирующего вещества, вязкости нефти и расчлененности продуктивного пласта.

Для нахождения уравнений, описывающих зависимости параметров $Q_{н-в}/V_{п}$ и $Q_{н-ж}/V_{п}$ от всей совокупности геолого-геофизических факторов, использованы методы классического корреляционного и регрессионного анализа, реализованные в специальной программе поискового анализа для ЭВМ «Минск-22». Коэффициенты уравнений, как обычно, оценивались способом наименьших квадратов. Выбор переменных, подлежащих включению в уравнение регрессии, осуществлялся с помощью шаговой процедуры: на каждом шаге в уравнение включалась та переменная, учет которой давал наибольшее уменьшение суммы квадратов остаточных отклонений. Эффект от включения данной переменной оценивался также с помощью F — критерия Фишера. Существенность коэффициентов регрессии проверялась по t — критерию Стьюдента.

Для оценки значения $Q_{н-в}/V_{п}$ получена следующая многомерная зависимость:

$$\frac{Q_{н-в}}{V_{п}} = 0,011M_{п} - 0,028\mu + 0,0134(\mu - 10,6)(K_{р} - 5,7) +$$

$$+ 0,001 (\mu - 10,6) (M_{\pi} - 38) - 0,090 (\lg k_{np} - 2,1) (K_p - 5,7) - 0,0094 (\lg k_{np} - 2,1) (\Pi - 37,3) + 0,0038 (K_p - 5,7) (\Pi - 37,3) - 0,01 (K_p - 5,7) (M_{\pi} - 38) + 0,00047 (\Pi - 37,3)^2 - 0,0012 (\Pi - 37,3) (M_{\pi} - 38) + 0,0011 (M_{\pi} - 38)^2 + 0,87. \quad (IX.1)$$

Коэффициент множественной корреляции уравнения (IX.1) составляет 0,86; его средняя относительная ошибка равна 14%. Уравнение регрессии для $Q_{н-ж}/V_{п}$ имеет вид

$$Q_{н-ж}/V_{п} = 0,0063\Pi - 0,0402\mu - 0,012M_{\pi} + 0,0062(\mu - 10,6)(K_p - 5,8) + 0,0038 (\mu - 10,6) (M_{\pi} - 38) + 0,0049 (K_p - 5,8) (\Pi - 37,3) + 0,0006 (\Pi - 37,3)^2 + 1,12. \quad (IX.2)$$

Коэффициент множественной корреляции уравнения (IX.2) составляет 0,85; средняя относительная ошибка равна 13%.

По уравнению (XI.1) выполнен расчет значений величины отношения $Q_{н-в}/V_{п}$ для 76 залежей. Как видно из рис. 55, в 48 случаях получено превышение расчетных значений над фактическими, в остальных 28 случаях расчетные значения меньше фактических. Известно, что при условии учета всех факторов положительные и отрицательные значения разностей между расчетными и фактическими значениями величины должны встречаться с примерно одинаковой частотой. Поскольку в нашем случае этого нет, приходится предположить, что некоторые факторы, существенно влияющие

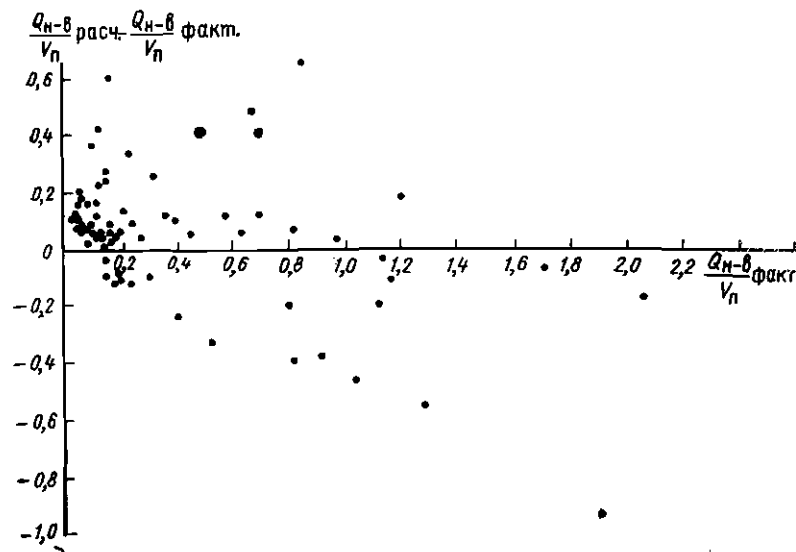


Рис. 55. Зависимость разности между расчетным и фактическим значениями $Q_{н-в}/V_{п}$ от фактического значения этого отношения

Таблица 28

РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОВЕРКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ УРАВНЕНИЙ (IX.1) И (IX.2) НА ДАННЫХ «ЭКЗАМЕНАЦИОННОЙ ВЫБОРКИ»

Горизонт	Расчетность	Песчаность, %	Вязкость нефти, СПЗ	Логарифм проницаемости	Содержание цементующего вещества, %	$Q_{н-в}/V_{п}$		$Q_{н-ж}/V_{п}$	
						фактическое	расчетное	фактическое	расчетное
НКП	3,6	70	15	2,57	35,5	0,95	0,27	1,31	1,07
НКП	7,9	60	26	2,49	37,2	0,19	0,48	0,63	0,91
ПК _н	2,7	63	20	2,45	40,9	0,13	0,01	0,30	—
ПК _н	6,9	54	14	2,46	38,2	0,07	0,02	0,16	0,72
ПК _н	5,2	47	7	2,48	38,7	0,09	0,25	0,16	0,71
ПК _н	5,4	39	7	2,51	39,0	0,24	0,35	0,33	0,62
ПК _н	4,7	32	7	2,51	38,4	0,24	0,39	0,34	0,65
I КС ₁	6,9	29	26	2,50	46,5	0,14	0,05	0,29	0,30
I КС ₂	8,0	24	39	2,45	52,4	0,11	0,34	0,28	0,72
I КС ₃	5,3	28	24	1,21	50,6	0,11	0,04	0,25	0,41
I КС ₄	6,4	26	32	1,22	47,3	0,09	0,06	0,25	0,30
I КС _а	5,9	27	30	2,34	49,6	0,08	0,09	0,20	0,40
II КС _в	8,6	31	33	2,41	45,7	0,10	0,29	0,28	0,43

на отбор воды из залежей, в модели не учтены. К таким факторам следует, например, отнести физические и гидродинамические свойства законтурной водоносной области. Несмотря на неучет некоторых факторов, средняя погрешность уравнения невелика, и можно считать, что оно адекватно изучаемому процессу и пригодно для решения практически важных задач.

Как показали многочисленные исследования, конечная нефтеотдача η_k при режиме растворенного газа близка к 0,30, при смешанном режиме она меняется в пределах от 0,30 до 0,60, а при водонапорном — от 0,60 до 0,75. В то же время при низких значениях η_k ($< 0,30$) величина отношения $Q_{н-в}/V_{п}$ не превышает 0,1; при η_k 0,30—0,60 значения $Q_{н-в}/V_{п}$ колеблются в пределах от 0,1 до 1,0; при $\eta_k > 0,60$ величина указанного отношения превышает 1,0. Что касается параметра $Q_{н-ж}/V_{п}$, то при $\eta_k < 0,30$ его величина не превосходит 0,35; при $0,30 < \eta_k \leq 0,60$ этот параметр меняется в пределах от 0,35 до 1,50, а при $\eta_k > 0,60$ он становится больше 1,5.

Для проверки полученной модели были использованы данные по ряду залежей Балахны—Сабунчи—Раманы («экзаменационная выборка»), которые не входили в «обучающую выборку». В табл. 28 приведены значения исходных геолого-физических параметров, а также расчетные и фактические данные об отборах воды и жидкости по «экзаменационной выборке». Данные табл. 28 показывают, что расхождения между расчетными и фактическими значениями не так велики и не препятствуют использованию уравнений

(IX.1) и (IX.2) для предсказания естественного режима работы залежи.

§ 2. НЕФТЕОТДАЧА ПЛАСТОВ

При подсчете запасов нефти объемным методом, помимо начальных балансовых запасов, оцениваются также извлекаемые запасы (см. табл. 4). Извлекаемые запасы нефти представляют собой часть начальных балансовых запасов, которую при современном уровне развития техники и технологии нефтедобычи и принятой

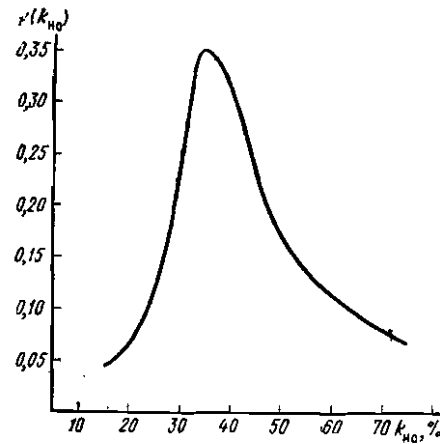


Рис. 56. Кривая распределения нефтеотдачи $k_{но}$ залежей Апшеронской нефтеносной области, разрабатываемых на разных режимах

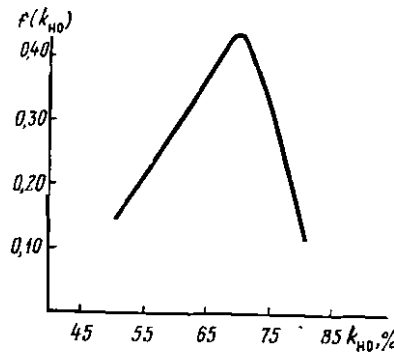


Рис. 57. Кривая распределения нефтеотдачи залежей, характеризующихся водонапорным режимом

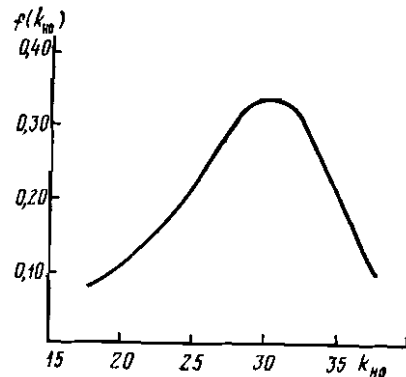


Рис. 58. Кривая распределения нефтеотдачи залежей, характеризующихся режимом растворенного газа

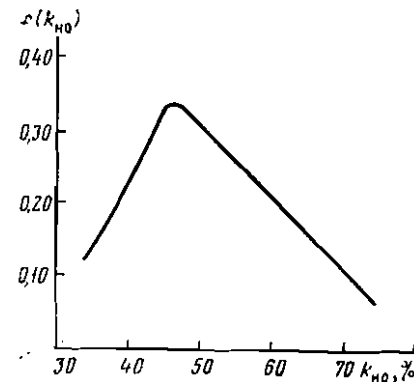


Рис. 59. Кривая распределения нефтеотдачи залежей, характеризующихся смешанным режимом

системе разработки можно извлечь на поверхность. Для оценки извлекаемых запасов нефти необходимо знать коэффициент нефтеотдачи.

В нефтепромысловой практике коэффициент нефтеотдачи (или коэффициент использования запасов) определяется как отношение всей добытой (или доступной для извлечения) из пласта нефти к начальным балансовым запасам ее. Согласно данным многих исследователей [57, 66, 102, 125, 150, 116], величины конечной нефтеотдачи в зависимости от режима работы пласта и многих других геологических и технологических параметров изменяются в значительных пределах: от нескольких процентов до 80%.

На рис. 56—59 представлены полигоны распределения нефтеотдачи, построенные по данным длительно разрабатываемых залежей Апшеронской нефтегазосной области (всего около 100 залежей). Форма полигонов распределения показывает, что среднее значение нефтеотдачи для совокупности рассмотренных залежей (независимо от режима) составляет 35% (рис. 56), а по группам залежей в зависимости от режима работы пласта нефтеотдача характеризуется следующими средними значениями: водонапорный — 70% (рис. 57); растворенного газа — 27% (рис. 58); смешанный — 45% (рис. 59).

Для прогноза нефтеотдачи при подсчете запасов нефти и проектировании разработки нефтяных месторождений необходимо иметь всестороннее и комплексное представление о процессе нефтеизвлечения в различных физико-геологических условиях. Поэтому в области изучения нефтеотдачи проводится большой объем теоретических и экспериментальных исследований [20, 29, 66, 67, 80, 97, 102, 122, 141, 177, 180, 193, 203, 238, 268]. Экспериментальные исследования связаны с моделированием процессов вытеснения нефти водой (газом) из искусственных пористых сред и из кернов конкретных месторождений. Полезность экспериментальных исследований нефтеотдачи определяется степенью соответствия экспериментальных условий природным.

Для прогноза нефтеотдачи применяются также различные расчетные методы. Например, довольно широко известен метод, разработанный ВНИИ [203]. Он основан на совокупности использования данных лабораторных исследований и гидродинамических расчетов. Следует отметить, что определение нефтеотдачи расчетным путем также связано с неточностями, обусловленными недостаточным соответствием расчетных схем реальным пластовым условиям.

Характеристика нефтеотдачи пласта может быть получена по данным промыслово-геофизических исследований. Сопоставляя начальную и остаточную нефтенасыщенность по скважинам, пробуренным в ранний период и после обводнения соответствующего участка залежи, можно оценить нефтеотдачу пласта.

Нередко нефтеотдача оценивается по данным лабораторного исследования кернов, отобранных в специальных (оценочных) скважинах. Однако необходимо учитывать, что величина нефте-

отдачи пласта, определенная по керновым данным и электрометрии, характеризует не пласт в целом, а лишь отдельные его участки (коэффициент вытеснения). Вместе с тем именно по оценочным скважинам при наличии достаточно большого количества данных можно выявить характерные особенности вытеснения нефти из продуктивных пластов и установить, каким образом может складываться средний показатель нефтеотдачи по залежам.

На стадии подсчета запасов нефти и газа по данным геологоразведочных работ для оценки возможной нефтеотдачи пласта, когда более надежных данных нет, иногда прибегают к использованию метода аналогии.

Для прогнозирования нефтеотдачи до ввода месторождения в промышленную разработку предложена методика, согласно которой при водонапорном режиме коэффициент нефтеотдачи определяется как произведение коэффициента вытеснения нефти водой на коэффициент охвата пласта заводнением [57, 102, 122]. Коэффициент вытеснения устанавливается по данным лабораторных исследований при вытеснении нефти из образцов керна и по результатам анализа кернов, отобранных из нефтенасыщенной части пласта при бурении скважин на растворе с водной основой [29, 57, 102, 122, 180]. При этом необходимо иметь в виду следующее.

Определение коэффициента вытеснения в лабораторных условиях методом приближенного моделирования предполагает создание в исследуемых образцах пород остаточной водонасыщенности. Однако вопрос о влиянии содержания остаточной воды на величину коэффициента вытеснения не совсем ясен. По данным В. Т. Аванесова (1953 г.), коэффициент вытеснения получается более высокий, если образцы содержат связанную воду, и менее высокий, когда связанная вода не моделируется. Аналогичные результаты получены во ВНИИ Ф. И. Котяховым (1959 г.). Экспериментальные исследования [77] показали, что существует оптимальное значение водонасыщенности, равное водонасыщенности пласта, при которой коэффициент вытеснения нефти водой имеет максимальное значение. При начальной водонасыщенности в образце больше или меньше указанной величины коэффициент вытеснения снижается. В том случае, когда образцы не содержат воду, коэффициент вытеснения уменьшается по сравнению с коэффициентом вытеснения этих же образцов, включающих хотя бы незначительное количество воды [77].

Лабораторной физики пласта ПермНИПИнефть также были проведены опыты с целью выяснения зависимости коэффициента вытеснения от количества остаточной воды в образце пород перед опытом. Эксперименты выполнялись с соблюдением следующих условий моделирования: остаточную воду представлял 4н. раствор NaCl, термостатирование проводилось в течение 10 мин при 26° С. Объем прокачаных через столбик керна (общая длина 250 мм) керосина и воды в пяти опытах был одинаковым и составлял шесть поровых объемов. Керосин вытеснялся водой, коэффициенты остаточной водонасыщенности ($k_{o,v}$) и вытеснения газом ($k_{в,г}$)

рассчитывались для всего составного керна в среднем, так как образцы обладали близкими коллекторскими свойствами. Рассмотрение полученных данных позволяет заключить, что с ростом содержания остаточной воды коэффициент вытеснения уменьшается от 57 до 50%. Среднеквадратические ошибки определения $k_{o,v}$ и $k_{в,г}$ при этом не превышали $\pm 5\%$.

Аналогичные опыты были проведены с образцами терригенных яснополянских отложений Шеметинского месторождения Пермской области, обладающими проницаемостью 100÷300 мД. Сопоставление проводилось для отдельных образцов, водонасыщенность которых до опыта искусственно изменялась от 10 до 20%. В этом случае также наблюдалось падение коэффициента вытеснения с увеличением остаточной водонасыщенности.

Кроме опытов, проведенных на составных кернах путем вытеснения керосина водой, коэффициент вытеснения определялся методом центрифугирования. Остаточная вода вновь моделировалась 4н. раствором NaCl. Время центрифугирования составляло 40 мин при частоте 4250 об/мин и радиусе вращения, равном 12 см. Анализ полученных данных подтвердил, что коэффициент вытеснения уменьшается при увеличении остаточной водонасыщенности образца.

В связи с существованием сложной зависимости коэффициента вытеснения, определяемого моделированием на образцах керна, от остаточной водонасыщенности образца при определении коэффициентов вытеснения необходимо обеспечивать строгое соответствие остаточной водонасыщенности исследуемых образцов пластовым условиям. Иначе коэффициент вытеснения будет определен неточно, что приведет к ошибке при оценке коэффициента нефтеотдачи.

Коэффициент охвата пласта заводнением для новой залежи обосновывается обычно (ввиду ограниченной информации) по аналогии с другими залежами, выработанными или находящимися в поздней стадии разработки и имеющими сходную с новой залежью геолого-физическую характеристику коллекторов и флюидов.

Методика оценки нефтеотдачи залежей с водонапорным режимом, начальные балансовые запасы которых по промышленным категориям менее 50 млн. т. описана в работе [57]. Методика разработана на основе корреляционного анализа величин нефтеотдачи, принятых в проектах разработки и определенных по заводненными частям пластов длительно эксплуатируемых месторождений (использовано 455 залежей 21 нефтедобывающего района Советского Союза). В результате анализа установлены корреляционные зависимости проектных коэффициентов нефтеотдачи от соотношения вязкостей нефти и воды в пластовых условиях для терригенных (однородных и неоднородных) и карбонатных коллекторов с различной проницаемостью.

Коэффициент нефтеотдачи залежей с водонапорным режимом может быть рассчитан по методике ВНИИ [203]. Эта методика ос-

нована на определении коэффициента остаточной нефтенасыщенности пласта, выражающего отношение остаточных запасов нефти к начальным. Коэффициент остаточной нефтенасыщенности представляется в виде суммы двух коэффициентов, характеризующих потери нефти при равномерном и неравномерном продвижении фронта воды. Последние определяются с учетом конечной заданной обводненности продукции скважин и соотношения вязкостей нефти и воды в пластовых условиях, толщины и пористости пласта в последнем стягивающем ряду и др.

Для приближенной оценки конечной нефтеотдачи вновь открытых залежей, работающих при режиме растворенного газа, предложен ряд методов [56, 57, 102, 109, 150, 166, 203]. Для использования этих методов необходимо рассчитать давление насыщения нефти газом, объемный коэффициент пластовой нефти, вязкость нефти, коэффициент растворимости газа в нефти. В ряде случаев для расчета нефтеотдачи требуется знать зависимость указанных параметров от давления [57].

Нефтеотдача нефтегазовых залежей при подсчете запасов определяется на основе учета геологических особенностей залежей, среди которых наиболее важными являются: размер нефтяной оторочки, связь с законтурной водоносной областью, размер газовой «шапки» и характер ее проявлений при падении пластового давления, соотношение объемов нефтяной и газовой частей, высота залежи нефти, углы падения пластов и др. [57, 150]. В зависимости от типов нефтяной оторочки и сочетаний указанных выше характеристик нефтегазовых залежей коэффициенты нефтеотдачи их колеблются в пределах от 0,1 до 0,8 [57, 201].

Как отмечают многие исследователи, наиболее достоверные оценки коэффициентов нефтеотдачи могут быть получены на основе геолого-промыслового анализа разработки истощенных или близких к истощению залежей. Точность оценки величины нефтеотдачи с учетом разнообразия природных условий и большого числа факторов, влияющих на извлечение нефти, в значительной степени зависит от накопленного фактического материала по конкретным залежам. Поэтому определение величины нефтеотдачи является комплексной задачей, при решении которой необходимо учитывать, что нефтеотдача определяется двумя группами факторов.

Первая группа включает факторы, обусловленные природными условиями. К таким факторам следует отнести естественный режим залежи, особенности ее тектонического строения, физические свойства и химический состав горных пород, свойства флюидов, условия залегания пластов и т. д. К геологическим причинам, обуславливающим величину коэффициента нефтеотдачи, относятся и степень неоднородности разрабатываемого пласта. Ко второй группе факторов, влияющих на конечную нефтеотдачу, относятся факторы разработки, или технологические. Наиболее важными из них являются: темп отбора нефти, объем прошедшей через залежь воды, плотность сетки скважин и др.

Влияние на нефтеотдачу этих двух групп факторов достаточно подробно описано в литературе. При этом в разных районах исследователи приходят к неодинаковым выводам.

В. К. Гомзиковым (1977 г.) с помощью многомерного корреляционного анализа изучено количественное влияние основных геолого-промысловых факторов для водонапорного (месторождения Урало-Поволжья) и смешанного (месторождения Азербайджанской ССР) режимов. При этом установлено следующее: 1) доминирующее значение имеют природные факторы; 2) из геологических параметров наряду с относительной вязкостью нефти, проницаемостью, неоднородностью пластов, эффективной нефтенасыщенной мощностью и размерами ВНЗ существенное влияние на нефтеотдачу оказывают температура и нефтенасыщенность, при снижении давления ниже давления насыщения значительную роль играют также пористость и объемный коэффициент нефти, гравитационный эффект и размеры залежей на нефтеотдачу практически не влияют; 3) из технологических показателей существенное влияние оказывают объем прокачанной воды в условиях неэффективного водонапорного режима, темп разработки при крутых углах падения пластов и плотность сетки скважин, активные системы заводнения способствуют увеличению нефтеотдачи, снижение давления ниже давления насыщения практически не влияет на нефтеотдачу при значительной неоднородности пластов.

По данным И. Н. Шустефа и Н. Е. Стадниковой (1978 г.), анализируя месторождения Пермской области, установлено, что литолого-физическая характеристика коллекторов и свойств пластовых жидкостей зачастую оказывают более существенное влияние на показатели разработки месторождения, чем технология разработки залежей, при этом:

1) из геологических факторов наиболее заметное влияние на показатели разработки оказывают вязкость пластовой нефти, гидропроводность и продуктивность пластов, их мощность, удельные запасы нефти, относительные запасы водонефтяных зон. Наиболее заметное влияние геологических факторов на показатели разработки сказывается при гидропроводности пластов менее $100 \text{ мДж} \times \text{см/сПз}$ и продуктивности менее $8-10 \text{ т/сут} \cdot \text{кгс/см}^2$;

2) из технологических факторов наиболее важные показатели разработки — это система заводнения и плотность сетки скважин. Создаваемые в пластах депрессии в значительной мере предопределены фильтрационными свойствами пластов: чем ниже продуктивность пластов и выше их прерывистость, тем выше при прочих близких условиях депрессии в пласте.

Анализ разработки более 100 залежей Апшеронской нефтегазодобывающей области показал [172], что с точки зрения прогнозирования конечной нефтеотдачи наиболее информативными природными факторами являются проницаемость пород-коллекторов ($k_{пр}$), песчанность (Π), количество цементирующего вещества ($M_{ц}$), вязкость пластовой нефти (μ) и расчлененность (K_p). Парные зависимости между нефтеотдачей и указанными факторами пред-

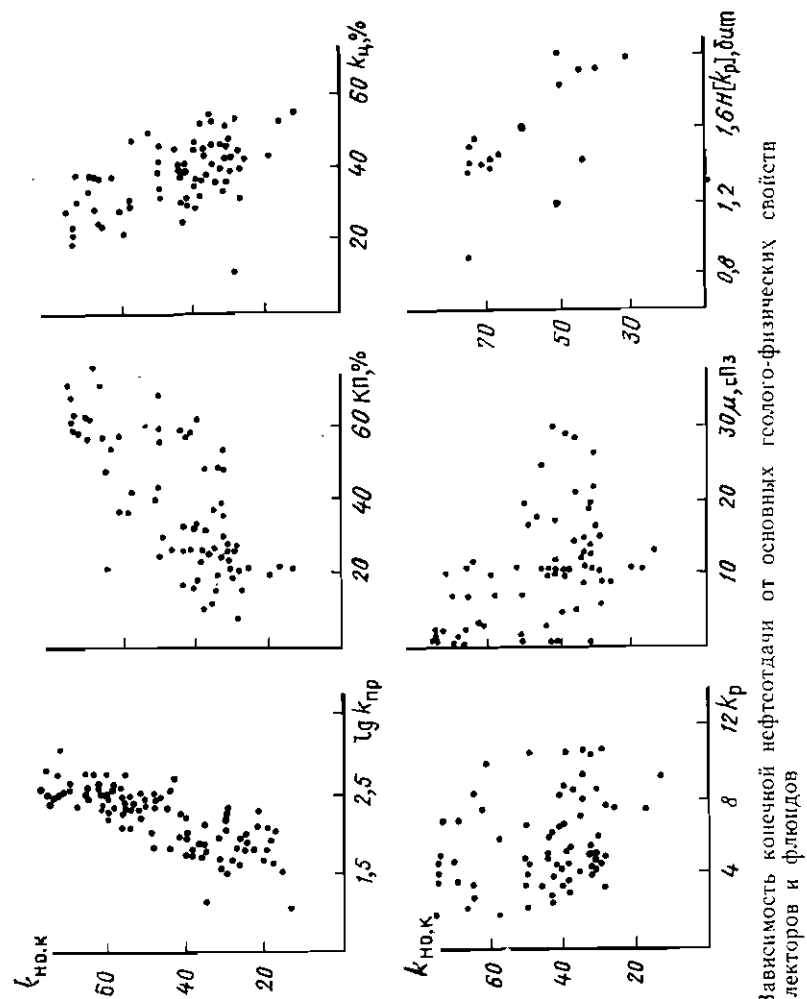


Рис. 60. Зависимость конечной нефтеотдачи от основных геолого-физических свойств пород-коллекторов и флюидов

ставлены на рис. 60. Пористость как фактор, влияющий на конечную нефтеотдачу, оказалась неинформативной вследствие малой амплитуды колебания ее значений. Исследования также показали, что для изучаемых объектов изменение величин общей и эффективной толщин заметного влияния на конечную нефтеотдачу не оказывает, поэтому эти параметры были исключены из дальнейшего анализа.

Учитывая, что с изменением толщины пласта колеблется число пропластков (расчлененность), было исследовано влияние на конечную нефтеотдачу неоднородности пласта по расчлененности [234]. Установлено, что на конечную нефтеотдачу сильно влияет вариация числа пропластков. В качестве показателя неоднородности использовалась энтропия. Энтропия в теории информации определяется как взятая со знаком минус сумма произведений вероятностей различных состояний системы на логарифмы этих вероятностей [90]:

$$H[x] = - \sum_{i=1}^n P_i \log_a P_i, \quad (IX.3)$$

где $H[x]$ — энтропия системы; P_i — вероятность i -го возможного состояния (i -го числа пропластков); n — число возможных состояний; a — основание логарифмов, принятое равным 2.

На рис. 61 показана зависимость конечной нефтеотдачи от энтропии пласта по расчлененности для группы залежей, близких друг к другу по значениям проницаемости, вязкости нефти и количеству цементирующего вещества в породах-коллекторах. Как видно из рис. 61, энтропия по расчлененности, в отличие от самой величины расчлененности, сильно влияет на конечную нефтеотдачу: при изменении энтропии по расчлененности от 0,87 до 2,10 бит конечная нефтеотдача изменяется от 32 до 75%.

Было также исследовано влияние на конечную нефтеотдачу основных показателей разработки при смешанном режиме. В качестве параметров, влияющих на величину конечной нефтеотдачи, взяты: среднегодовой отбор нефти в начальный период разработки, т. е. до достижения максимальной «пиковой» добычи (в %) от балансовых запасов; плотность сетки скважин в начальный период разработки (га/св); безводная нефтеотдача — до 10% обводнения продукции (в %) от балансовых запасов. Плотность сетки сква-

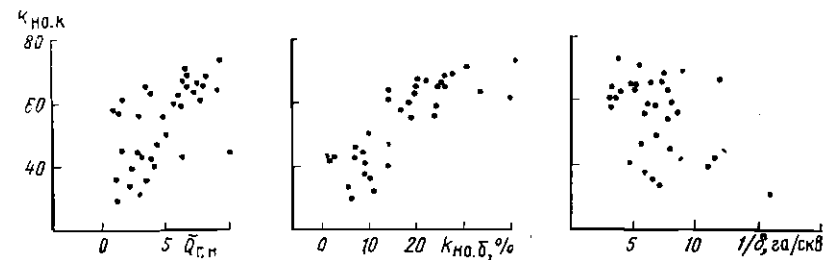


Рис. 61. Зависимость конечной нефтеотдачи ($k_{н.к}$) от факторов разработки

жин определялась, исходя из фактического количества одновременно работающих скважин в период «пиковой» добычи. Для анализа использовались данные по залежам Азербайджана и Туркмении, разрабатываемым в сходных [176] условиях. Как видно из рис. 61, отмечается наличие достаточно тесной связи между указанными параметрами и конечной нефтеотдачей. Наиболее четкая зависимость прослеживается между нефтеотдачей и среднегодовым темпом отбора нефти в начальный период разработки; с увеличением среднегодового отбора нефти от 2,1 до 9,3% конечная нефтеотдача возрастает также от 32,0 до 73,0%. На конечную нефтеотдачу существенно влияют также безводная нефтеотдача и плотность сетки скважин в начальный период разработки. С ростом величины нефтеотдачи за безводный период от 2,0 до 41,0% конечная нефтеотдача увеличивается от 43,0 до 73,0%.

Исследование влияния показателей разработки на конечную нефтеотдачу явилось как бы контролем результатов, полученных при изучении влияния на нее геолого-физических факторов, поскольку показатели разработки сами предопределяются геолого-физической характеристикой залежи и в первую очередь всеми видами неоднородности пласта.

Ввиду того, что интервал изменения плотности сетки скважин недостаточно большой (все залежи разрабатывались при уплотненной сетке), влияние этого параметра на конечную нефтеотдачу, как видно из рис. 61, выражено недостаточно четко.

Таким образом, из геологических факторов на конечную нефтеотдачу влияют проницаемость пород-коллекторов, их песчаность, глинистость, карбонатность, вязкость нефти, расчлененность (особенно непостоянство этого параметра). Из технологических параметров при смешанном режиме разработки наиболее информативными оказались темп отбора нефти, безводная нефтеотдача и плотность сетки скважин.

Составление обобщенного уравнения, включающего все факторы, влияние которых на конечную нефтеотдачу предварительно было изучено с помощью парных зависимостей, вызывает значительные трудности. Во-первых, уравнение было бы очень громоздким и, во-вторых, как уже указывалось, природные факторы определяют факторы разработки, вследствие чего эффект от одних из них может быть приписан другим. Поэтому вначале по материалам выборки, состоящей из 102 залежей, с помощью многофакторного корреляционного и регрессионного анализов исследовалось влияние на конечную нефтеотдачу геолого-физических факторов: проницаемости ($k_{пр}$), пористости (m), вязкости пластовой нефти (μ) и количества цементирующего вещества ($M_{ц}$) [137].

Из корреляционной матрицы (табл. 29) видно, что нефтеотдача наиболее тесно связана с проницаемостью (соответствующий коэффициент корреляции $r_{\eta_k M_{ц}}=0,84$), затем с количеством цементирующего вещества ($r_{\eta_k M_{ц}}=-0,77$), с вязкостью нефти ($r_{\eta_k \mu}=-0,37$), с пористостью коэффициент корреляции несуще-

Таблица 29

КОРРЕЛЯЦИОННАЯ МАТРИЦА ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ВЛИЯНИЯ ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ НА КОНЕЧНУЮ НЕФТЕОТДАЧУ

Параметр	η_k	$M_{ц}$	m	$\lg k_{пр}$	$\lg \mu$
Конечная нефтеотдача, η_k	1,0	-0,773	-0,071	0,839	-0,374
Содержание цемента $M_{ц}$	—	1,0	1,108	-0,715	0,093
Пористость m	—	—	1,0	-0,184	0,071
Логарифм проницаемости $\lg k_{пр}$	—	—	—	1,0	-0,217
Логарифм вязкости нефти $\lg \mu$	—	—	—	—	1,0

ственный ($r_{\eta_k m}=-0,071$). Многомерное линейное уравнение регрессии, описывающее зависимость конечной нефтеотдачи от геолого-физических факторов, имеет вид

$$\eta_k = 36,0 - M_{ц} + 24,77 \lg k_{пр} - 12,16 \lg \mu. \quad (IX.4)$$

Коэффициент множественной корреляции для этого уравнения равен 0,90, что свидетельствует об информативности выбранных факторов. Все коэффициенты уравнения регрессии значимы (по t -критерию Стьюдента); погрешность уравнения 7,2%. Отсутствие в модели параметра «пористость» объясняется, как уже говорилось, малой амплитудой колебаний значений этого параметра по сравнению с возможной величиной ошибок определения.

Зависимость конечной нефтеотдачи продуктивного пласта от его неоднородности исследовалась на данных, относящихся к залежам, которые характеризуются высокими значениями проницаемости, низкой вязкостью нефти и резко отличаются друг от друга плотностью сетки скважин и песчаностью. Каждая залежь описывалась следующими параметрами: 1) коэффициентом конечной нефтеотдачи η_k , 2) энтропией по расчлененности $H[K_p]$, 3) величиной $1/\delta$, обратной плотности сетки скважин (последняя выражена в количестве скважин, приходящихся на 1 га), 4) песчаностью Π . Оказалось, что нефтеотдача наиболее сильно связана с энтропией и слабее с плотностью сетки скважин и песчаностью пласта. Получено многомерное линейное уравнение регрессии

$$\eta_k = 0,75 - 0,26H[K_p] + 0,94 \frac{1}{\delta} + 0,0023\Pi, \quad (IX.5)$$

характеризующееся коэффициентом множественной корреляции, равным 0,82. Все коэффициенты в уравнении (IX.5) существенны при достоверности 0,95.

Модель, задаваемая уравнением (IX.5), вполне отвечает физической сущности процесса нефтеизвлечения: конечная нефтеотдача увеличивается при возрастании песчаности пласта, уплотнении сетки скважин и при уменьшении неоднородности. Модель справедлива при значениях $H[K_p]$, меняющихся от 0,88 до 2,12 бит,

при песчанности от 30 до 85% и вариациях плотности сетки скважин в пределах от 4 до 20 скв/га. Учетные моделью факторы предопределяют нефтеотдачу на 67%. Сравнение расчетных данных с фактическими (рис. 62,а) показало, что средняя ошибка расчетной величины нефтеотдачи равна 12,6%.

Поскольку при увеличении толщины объекта разработки такая характеристика его неоднородности, как энтропия по расчлененности, обычно возрастает, то в соответствии с уравнением (IX.5) укрупнение объектов разработки должно вести к снижению конечной нефтеотдачи. Например, для объекта ПК₃ месторождения Нефтяные Камни (толщина объекта $h=36$ м) расчетное значение $\eta_k=0,65$. При укрупнении объекта до толщины $h=70$ м (ПК₃+ПК₂) расчетное значение η_k снижается до 0,53, а при охвате единым фильтром всей свиты ПК₃+ПК₂+ПК₁ коэффициент конечной нефтеотдачи должен упасть до 0,35.

Попытка при помощи стандартного метода наименьших квадратов в пошаговой модификации получить многомерную зависимость нефтеотдачи от факторов разработки (среднегодовой отбор нефти в начальный период разработки T_r , безводная нефтеотдача η_b и плотность сетки скважин δ) удовлетворительных результатов не дала. Хотя конечная нефтеотдача очень тесно связана со всеми тремя параметрами (коэффициенты корреляции η_k с T_r ; η_b и $\frac{1}{\delta_{скв}}$ соответственно равны 0,94; 0,79 и 0,63), в линейное уравнение регрессии характеристика плотности сетки скважин не вошла, что объясняется ее сильной коррелированностью с T_r и η_b (соответствующие коэффициенты корреляции равны 0,60 и 0,85). Для целей прогнозирования и анализа результатов разработки модель, не включающая в явном виде такого важного фактора, как плотность сетки скважин, конечно, неприемлема. При расчете уравнения регрессии в виде степенного полинома второго порядка использова-

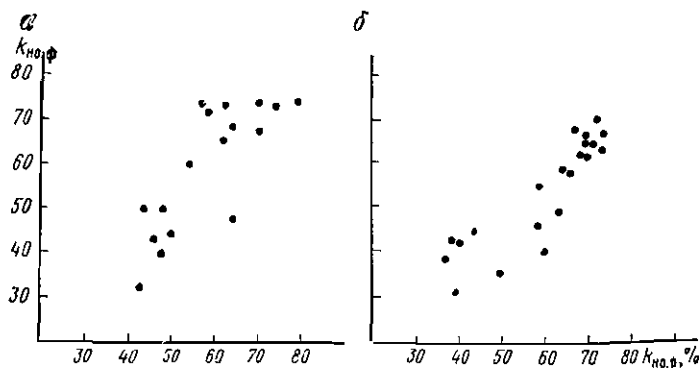


Рис. 62. Сравнение величины фактической ($k_{н.ф.}$) и расчетной ($k_{н.р.}$) нефтеотдачи

Расчет выполнен по формулам: а — (IX.5); б — (IX.8)

лись три переменные T_r , η_b и $\frac{1}{\delta_{скв}}$; уравнение имело весьма высокий (0,96) коэффициент множественной корреляции, но проверка его коэффициентов на значимость с помощью t -критерия Стьюдента показала, что в сколько-нибудь широком диапазоне изменения значений входных параметров уравнение применять нельзя.

Причиной безуспешности предпринятых попыток является взаимная сильная попарная коррелированность переменных T_r , η_k и $\frac{1}{\delta_{скв}}$, в результате которой коэффициенты искомого уравнения регрессии приходится вычислять путем решения системы уравнений с очень малым, близким к нулю определителем. В таких условиях задачу поиска уравнения регрессии можно решить методом регрессионного анализа так называемых главных компонент, т. е. найденных с помощью специальной процедуры (расчет собственных значений матрицы) линейных комбинаций исходных параметров, которые (комбинации) не коррелированы друг с другом. Применение указанного метода привело к уравнению

$$\eta_k = 0,00495\eta_b + 0,0265T_r + 0,126(T_r - 5,27)\left(\frac{1}{\delta_{скв}} - 0,14\right) + 0,32, \quad (IX.6)$$

все коэффициенты которого значимы и расчетные значения близки к фактическим в довольно широкой области ($\eta_b=15 \div 40\%$, $T_r=1 \div 12\%$, $\delta_{скв}=3 \div 15$ га/скв).

С целью получения уравнения для расчета η_k , имеющего еще более широкий диапазон применения, объем фактических данных был расширен за счет сведений как по залежам Азербайджана, так и по залежам Туркмении. Основная особенность системы разработки всех этих залежей состоит в том, что полный охват площади каждой из них был реализован уже через 2—3 года после начала эксплуатации. В число параметров, влияющих на конечную нефтеотдачу, наряду с показателями разработки T_r , η_b и $\frac{1}{\delta_{скв}}$, включена проницаемость $k_{пр}$. Получена корреляционная матрица (табл. 30), анализ которой подтвердил ранее сделанные выводы о тесной связи конечной нефтеотдачи η_k со среднегодовым отбором нефти в начальный период разработки T_r ($r_{\eta_k, T_r}=0,85$), с безводной нефтеотдачей η_b ($r_{\eta_k, \eta_b}=0,73$), с величиной $\frac{1}{\delta_{скв}}$, обратной плотности сетки скважин ($r_{\eta_k, \frac{1}{\delta_{скв}}}=0,49$) и с проницаемостью $k_{пр}$ (коэффициент корреляции η_k с $\lg k_{пр}$ равен 0,41). Все упомянутые коэффициенты корреляции значимы (проверка по t -критерию Стьюдента для принятой достоверности 0,95).

При использовании данных для расчета многомерной линейной зависимости с помощью пошагового метода получено очень простое уравнение:

$$\eta_k = 0,051T_r + 0,278 \quad (IX.7)$$

КОРРЕЛЯЦИОННАЯ МАТРИЦА ДЛЯ РАСЧЕТА ЗАВИСИМОСТИ КОНЕЧНОЙ НЕФТЕОТДАЧИ ОТ ФАКТОРОВ РАЗРАБОТКИ И ПРОНИЦАЕМОСТИ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ (ДААННЫЕ ПО ЗАЛЕЖАМ АЗЕРБАЙДЖАНА И ТУРКМЕНИИ СО СМЕШАНЫМ РЕЖИМОМ РАЗРАБОТКИ)

	η_6	$\frac{1}{\delta}$	T_r	$\lg k_{np}$	η_6^2	$\frac{1}{\eta_6 \delta}$	$\frac{\eta_6 T_r}{\eta_6 \lg k_{np}}$	$\left(\frac{1}{\delta}\right)^2$	$\frac{1}{\delta} T_r$	$\frac{1}{\delta} \lg k_{np}$	$T_r \lg k_{np}$	$\frac{T_r \lg k_{np}}{\lg^2 k_{np}}$	π_{ik}
η_6	1,0												
$\frac{1}{\delta}$	0,54	1,00											
T_r	0,80	0,41	1,00										
$\lg k_{np}$	0,23	0,13	0,28	1,00									
η_6^2	0,25	0,19	0,21	0,29	1,00								
$\frac{1}{\eta_6 \delta}$	0,22	0,20	0,20	0,21	0,86	1,00							
$\frac{\eta_6 T_r}{\eta_6 \lg k_{np}}$	0,26	0,26	0,20	0,20	0,88	0,75	1,00						
$\left(\frac{1}{\delta}\right)^2$	0,39	0,25	0,20	0,43	0,37	0,39	0,55	1,00					
$\frac{1}{\delta} T_r$	0,18	0,50	0,11	0,14	0,63	0,63	0,68	0,33	1,00				
$\frac{1}{\delta} \lg k_{np}$	0,18	0,50	0,11	0,14	0,63	0,63	0,68	0,33	1,00	0,18	0,51		
$T_r \lg k_{np}$	0,39	0,25	0,20	0,43	0,37	0,39	0,55	1,00	0,18	0,51	0,41	1,00	
$\frac{T_r \lg k_{np}}{\lg^2 k_{np}}$	0,36	0,25	0,20	0,43	0,37	0,39	0,55	1,00	0,18	0,51	0,41	1,00	0,31
π_{ik}	0,26	0,26	0,20	0,20	0,88	0,75	1,00	0,36	0,36	0,26	0,26	0,26	0,02
η_6	0,25	0,19	0,21	0,29	1,00								0,73
$\frac{1}{\delta}$	0,22	0,20	0,20	0,21	0,86	1,00							0,49
T_r	0,26	0,26	0,20	0,20	0,88	0,75	1,00						0,85
$\lg k_{np}$	0,23	0,13	0,28	1,00									0,41
η_6^2	0,25	0,19	0,21	0,29	1,00								0,02
$\frac{1}{\eta_6 \delta}$	0,22	0,20	0,20	0,21	0,86	1,00							0,13
$\frac{\eta_6 T_r}{\eta_6 \lg k_{np}}$	0,26	0,26	0,20	0,20	0,88	0,75	1,00						0,08
$\left(\frac{1}{\delta}\right)^2$	0,39	0,25	0,20	0,43	0,37	0,39	0,55	1,00					0,03
$\frac{1}{\delta} T_r$	0,18	0,50	0,11	0,14	0,63	0,63	0,68	0,33	1,00				0,02
$\frac{1}{\delta} \lg k_{np}$	0,18	0,50	0,11	0,14	0,63	0,63	0,68	0,33	1,00	0,18	0,51		0,13
$T_r \lg k_{np}$	0,39	0,25	0,20	0,43	0,37	0,39	0,55	1,00	0,18	0,51	0,41	1,00	0,31
$\frac{T_r \lg k_{np}}{\lg^2 k_{np}}$	0,36	0,25	0,20	0,43	0,37	0,39	0,55	1,00	0,18	0,51	0,41	1,00	0,02
π_{ik}	0,26	0,26	0,20	0,20	0,88	0,75	1,00	0,36	0,36	0,26	0,26	0,26	0,73
η_6	0,25	0,19	0,21	0,29	1,00								0,49
$\frac{1}{\delta}$	0,22	0,20	0,20	0,21	0,86	1,00							0,85
T_r	0,26	0,26	0,20	0,20	0,88	0,75	1,00						0,41
$\lg k_{np}$	0,23	0,13	0,28	1,00									0,02
η_6^2	0,25	0,19	0,21	0,29	1,00								0,13
$\frac{1}{\eta_6 \delta}$	0,22	0,20	0,20	0,21	0,86	1,00							0,08
$\frac{\eta_6 T_r}{\eta_6 \lg k_{np}}$	0,26	0,26	0,20	0,20	0,88	0,75	1,00						0,03
$\left(\frac{1}{\delta}\right)^2$	0,39	0,25	0,20	0,43	0,37	0,39	0,55	1,00					0,02
$\frac{1}{\delta} T_r$	0,18	0,50	0,11	0,14	0,63	0,63	0,68	0,33	1,00				0,13
$\frac{1}{\delta} \lg k_{np}$	0,18	0,50	0,11	0,14	0,63	0,63	0,68	0,33	1,00	0,18	0,51		0,08
$T_r \lg k_{np}$	0,39	0,25	0,20	0,43	0,37	0,39	0,55	1,00	0,18	0,51	0,41	1,00	0,03
$\frac{T_r \lg k_{np}}{\lg^2 k_{np}}$	0,36	0,25	0,20	0,43	0,37	0,39	0,55	1,00	0,18	0,51	0,41	1,00	0,02
π_{ik}	0,26	0,26	0,20	0,20	0,88	0,75	1,00	0,36	0,36	0,26	0,26	0,26	0,73
η_6	0,25	0,19	0,21	0,29	1,00								0,49
$\frac{1}{\delta}$	0,22	0,20	0,20	0,21	0,86	1,00							0,85
T_r	0,26	0,26	0,20	0,20	0,88	0,75	1,00						0,41
$\lg k_{np}$	0,23	0,13	0,28	1,00									0,02
η_6^2	0,25	0,19	0,21	0,29	1,00								0,13
$\frac{1}{\eta_6 \delta}$	0,22	0,20	0,20	0,21	0,86	1,00							0,08
$\frac{\eta_6 T_r}{\eta_6 \lg k_{np}}$	0,26	0,26	0,20	0,20	0,88	0,75	1,00						0,03
$\left(\frac{1}{\delta}\right)^2$	0,39	0,25	0,20	0,43	0,37	0,39	0,55	1,00					0,02
$\frac{1}{\delta} T_r$	0,18	0,50	0,11	0,14	0,63	0,63	0,68	0,33	1,00				0,13
$\frac{1}{\delta} \lg k_{np}$	0,18	0,50	0,11	0,14	0,63	0,63	0,68	0,33	1,00	0,18	0,51		0,08
$T_r \lg k_{np}$	0,39	0,25	0,20	0,43	0,37	0,39	0,55	1,00	0,18	0,51	0,41	1,00	0,03
$\frac{T_r \lg k_{np}}{\lg^2 k_{np}}$	0,36	0,25	0,20	0,43	0,37	0,39	0,55	1,00	0,18	0,51	0,41	1,00	0,02
π_{ik}	0,26	0,26	0,20	0,20	0,88	0,75	1,00	0,36	0,36	0,26	0,26	0,26	0,73

(коэффициент корреляции составляет 0,85; t -критерий Стьюдента равен 9), т. е. исключились все параметры, кроме среднегодового отбора нефти в начальный период разработки. Поэтому с применением той же шаговой модификации метода наименьших квадратов было рассчитано уравнение регрессии в виде полинома второго порядка:

$$\eta_k = 0,053T_r + 0,025 \lg k_{np} - 0,0021(\eta_6 - 19,9)(T_r - 5,59) + 3,25 \left(\frac{1}{\delta_{св}} - 0,17 \right)^2 + 0,153. \quad (IX.8)$$

Уравнение характеризуется коэффициентом множественной корреляции, составляющим 0,93. Значения t -критерия Стьюдента для коэффициентов в правой части формулы (IX.8) соответственно равны 10; 2,5; 3,8; 2,1 (все коэффициенты значимы для принятой достоверности 0,95). Уравнение справедливо при $\eta_6 = 0 \div 40\%$, $T_r = 1,6 \div 10\%$, $\delta_{св} = 4 \div 25$ га/скв, $k_{np} = 25 \div 1000$ мД.

Результаты сопоставления значений коэффициента конечной нефтеотдачи, рассчитанных по формуле (IX.8), с фактическими значениями приведены в табл. 31 и на рис. 62,б. Расчетные значения довольно близки к фактическим: относительная погрешность в среднем равна 11%.

Полученные уравнения регрессии могут быть использованы для прогнозирования конечной нефтеотдачи залежей на различных стадиях разведки и разработки. На стадии подсчета запасов прогнозирование проводится в основном по геологическим факторам, т. е. по уравнениям (IX.4) и (IX.5). После нескольких лет разработки можно переходить на прогнозирование по факторам разработки, т. е. с помощью уравнений (IX.6), (IX.7) и (IX.8), учитывающих как факторы разработки, так и геолого-физический параметр — проницаемость.

§ 3. ГАЗОТДАЧА ПЛАСТОВ

Раньше считалось, что из-за малой вязкости газа, слабого его взаимодействия с вмещающими породами и значительного запаса упругой энергии в газоносном пласте газ должен извлекаться практически полностью, и коэффициент конечной газоотдачи при подсчете запасов свободного газа принимался равным единице.

Однако практика разработки газовых и газоконденсатных месторождений в нашей стране и за рубежом свидетельствует о том, что коэффициенты конечной газоотдачи варьируют в широких пределах и, независимо от режима разработки, даже в самых благоприятных геологических условиях, никогда не достигают единицы. По материалам Комитета по газу Европейской экономической комиссии коэффициенты газоотдачи, используемые в различных странах при оценке извлекаемых запасов газа, определяются с учетом комплекса характеристик пласта-резервуара и механизма извлечения из него газа и изменяются в широком диапазоне.

Таблица 31

РЕЗУЛЬТАТЫ СОПОСТАВЛЕНИЯ ЗНАЧЕНИЙ КОЭФФИЦИЕНТА
КОНЕЧНОЙ НЕФТЕОТДАЧИ

Регион	Площадь и залежь	Коэффициент конечной нефтеотдачи		Разность $\Delta \eta_{\text{к}} = \eta_{\text{к. ф}} - \eta_{\text{к. р}}$	Относительная ошибка, % $\frac{\Delta \eta_{\text{к}}}{\eta_{\text{к. ф}}} \cdot 100$
		фактический $\eta_{\text{к. ф}}$	расчетный $\eta_{\text{к. р}}$		
Азербайджан	Биби-Эйбат, верхняя часть пласта XV	0,50	0,63	-0,13	-26,0
	Биби-Эйбат, средняя часть пласта XV	0,43	0,41	+0,02	4,5
	Биби-Эйбат, нижняя часть пласта XV	0,32	0,39	-0,07	-21,8
	Бухта Ильича, верхняя часть свиты XV	0,66	0,69	-0,03	4,5
	Бухта Ильича, средняя часть свиты XV	0,68	0,73	-0,05	-7,3
	Бухта Ильича, нижняя часть свиты XV	0,40	0,37	+0,03	7,5
	Сураханы, верхняя часть ПК	0,60	0,64	-0,04	-6,6
	Сураханы, нижняя часть ПК	0,44	0,38	+0,06	13,6
	Биби-Эйбат, восточное поле, ПК	0,67	0,69	-0,02	3,0
	Ясамальская долина, ПК	0,43	0,46	-0,03	7,0
Туркмения	Кум-Даг, западный участок, пласт Б	0,69	0,67	0,02	2,8
	То же пласт В	0,56	0,58	-0,02	-3,6
	» пласт Г	0,64	0,73	-0,09	14,1
	» пласт Д+Е	0,71	0,72	-0,01	-14,1
	» пласт Ж	0,63	0,68	-0,05	-7,9
	» пласт I	0,59	0,66	-0,07	-11,9
	» пласт II	0,36	0,50	-0,14	38,8
	Кум-Даг, восточный участок, пласт А	0,41	0,60	-0,19	-46,3
	То же пласт I	0,66	0,70	-0,04	6,1
	» пласт II	0,63	0,69	-0,01	-1,3
«Клин», пласт Ж	0,47	0,58	-0,11	-23,4	

В Венгрии в зависимости от коллекторских свойств пласта и режима разработки залежей коэффициенты газоотдачи принимают значения от 0,80 до 0,95, причем более высокие коэффициенты соответствуют газовому режиму. В Италии коэффициенты извлечения газа изменяются от 0,80 до 0,85 для месторождений, разрабатываемых на режиме истощения, и от 0,7 до 0,8 — в условиях водонапорного режима. Во втором случае на газоотдачу оказывают влияние тип пород (песок или известняк), степень остаточного газонасыщения за фронтом вытеснения и темп извлечения.

Геологическая служба в Нидерландах пришла к выводу, что конечная газоотдача в зависимости от механизма извлечения может изменяться в пределах от 50 до 85%. В ФРГ коэффициенты газоотдачи, используемые для подсчета запасов свободного газа, варьируют от 0,70 до 0,85 в зависимости от характеристики месторождения (литология, точка критического состояния газа, законтурная водоносная область и т. д.) и системы разработки, выбранной из соображений рентабельности эксплуатации.

В Югославии допускают, что, когда месторождения разрабатываются при водонапорном режиме, коэффициент конечной газоотдачи достигает 0,85 от геологических запасов.

Горное бюро США считает, что коэффициенты извлечения газа зависят в первую очередь от свойств пласта-резервуара. Для известковистого песчаника или сланцев принимаются значения от 0,75 до 0,80. В случае очень однородных пластов большой толщины коэффициент газоотдачи увеличивается. Опубликованные данные о коэффициентах газоотдачи по 37 газовым залежам Техаса показывают, что залежи эксплуатировались в течение длительного времени, и текущие коэффициенты газоотдачи по ним практически равны конечным. Разработка залежей осуществлялась при газовом режиме. По этим материалам конечная газоотдача при газовом режиме колеблется в пределах 65,2—98,6%, составляя в среднем 82,9%. Залежи отличаются величиной начальных запасов газа (от 54 млрд. м³ до 4 трлн. м³). Обработка данных с учетом этого фактора дала следующие результаты: 1) для группы из семи залежей с запасами газа до 300 млрд. м³ газоотдача изменяется в пределах 65,2—91,2%, составляя в среднем 78,5%; 2) по 17 залежам с запасами газа 300—1000 млрд. м³ газоотдача варьирует в пределах 68,7—98,6% и в среднем равна 85%; 3) группа из восьми залежей с запасами газа 1—2 трлн. м³ характеризуется газоотдачей от 68,1 до 92,0% при среднем значении 81,4%; 4) пять залежей, по которым запасы газа составляют 2—4 трлн. м³, имеют среднюю газоотдачу 85% (пределы изменения 75,5—95,0%).

Следует отметить, что при разработке месторождений на режиме истощения на конечную газоотдачу может оказывать влияние величина остаточного (конечного) давления в залежи, так как в ряде случаев это давление определяется не техническими возможностями (исходя из устьевого давления, в конце разработки равного атмосферному), а экономическими факторами. Опыт разработки газовых месторождений США показывает, что конечное пластовое давление, которое принимается для оценки извлекаемых запасов газа, варьирует в пределах 3,4—34 кгс/см² в зависимости от глубины залежи и экономических условий. В Венгрии при оценке извлекаемых запасов газа конечное давление в пласте принимается равным 10 кгс/см². Оно может изменяться в зависимости от параметров порового пространства залежей и условий транспортировки газа к месту потребления.

Опыт эксплуатации отечественных месторождений также показывает, что в процессе разработки газовых и газоконденсатных месторождений невозможно достичь полного извлечения газа из газонасыщенных пластов [66, 127, 264]. В наиболее благоприятных условиях (газовый режим, хорошие коллекторские свойства пород и др.) газоотдача может составлять 90—97% [66]. В работе [264] отмечается, что газоотдача при газовом режиме существенно зависит от проницаемости пласта, начального и остаточного пластовых давлений и конечного дебита скважин, причем последние

два фактора определяются технико-экономическими соображениями.

По данным разработки ряда газоконденсатных месторождений Краснодарского края в условиях упруговодонапорного режима ожидаемые величины конечной газоотдачи, учитывая результаты, полученные в обводненных зонах пласта, могут быть порядка 60—80% [264]. Более высокие значения газоотдачи (75—90%) при упруговодонапорном режиме получены по залежам Волгоградской области [205].

Интересный фактический материал о величинах конечной газоотдачи получен по газовым и газоконденсатным залежам (месторождениям) Азербайджана (табл. 32). На рис. 63 приведены кривые использования балансовых запасов по всем рассматриваемым объектам. Как видим, все кривые вышли на асимптоту, т. е. залежи практически выработаны. Разработка залежей осуществлялась в условиях естественного проявления газового, смешанного и упруговодонапорного режимов. По характеру кривых использования запасов (см. рис. 63) и величинам конечной газоотдачи залежи можно разделить на три группы. Для залежей первой группы, характеризующихся газовым режимом, величины конечной газоотдачи колеблются в пределах 85—95%. Вторая группа залежей, разработка которых осуществлялась при упруговодонапорном режиме, представлена значениями конечной газоотдачи в диапазоне 65—80%. По третьей группе залежей со смешанным режимом величины конечной газонефтеотдачи составили 60—75%. Как видно из представленного материала, наиболее четко по величинам газоотдачи выделяются залежи с газовым режимом. Коэффициенты газоотдачи, достигнутые в условиях упруговодонапорного и смешанного режимов, разграничиваются менее четко, хотя и в этом случае можно наблюдать, что для группы залежей с упруговодонапорным режимом характерны более высокие коэффициенты газоотдачи.

Таблица 32

КОЭФФИЦИЕНТЫ ГАЗОТДАЧИ, ДОСТИГНУТЫЕ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ АЗЕРБАЙДЖАНА

Месторождение	Залежь	Режим	Коэффициент газоотдачи	
Карадаг	Горизонт VII	Газовый	0,89	
»	Горизонт VIII		0,83	
Зыря	КС	»	0,96	
Калмас	Горизонт I	»	0,93	
Карадаг	Свита ПК	Смешанный	0,75	
Зыря	Свита ПК		0,61	
Локбатан (южное крыло)	Свита ПК	»	0,63	
Банка Южная	Горизонт VI	Упруговодонапорный	0,65	
То же	Свита НКП		»	0,77
»	Свита ПК		»	0,80

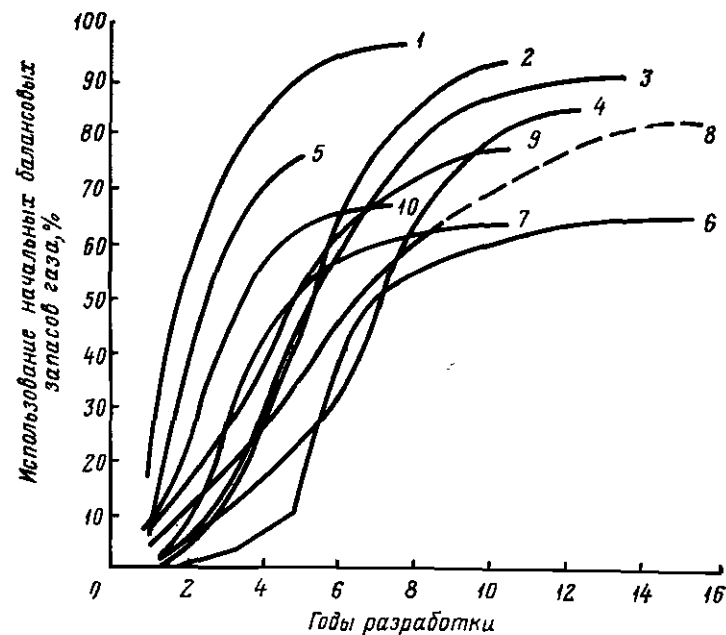


Рис. 63. Кривые использования балансовых запасов газа во времени

1 — Зыря, КС; 2 — Калмас, I горизонт; 3 — Карадаг, VII горизонт; 4 — Карадаг, VIII горизонт; 5 — Карадаг, ПК свита; 6 — Локбатан, ПК свита; 7 — Зыря, ПК свита; 8 — Банка Южная, ПК свита; 9 — Банка Южная, НКП свита; 10 — Банка Южная, VI горизонт

Таким образом, исходя из опыта разработки отечественных и зарубежных газовых (газоконденсатных) месторождений, можно сделать вполне определенный вывод о том, что коэффициент конечной газоотдачи всегда меньше единицы. Основным фактором, влияющим на величину газоотдачи, является режим залежи. В зависимости от режима залежи (месторождения) конечная газоотдача может составлять: при газовом режиме — 80—95%; при упруговодонапорном режиме — 65—80%; при смешанном режиме — 60—75%.

Приведенные выше значения конечной газоотдачи могут быть использованы для оценки извлекаемых запасов газа уже на стадии геологоразведочных работ. При этом следует учитывать, что газоотдача при газовом режиме зависит в основном от проницаемости пласта, начального и остаточного пластовых давлений; при водонапорном и смешанном режимах газоотдача связана с количеством заземленного газа, которое, в свою очередь, в основном определяется геологической неоднородностью пласта, расположением скважин на структуре и темпом извлечения газа.

ПЛАСТОВОЕ ДАВЛЕНИЕ, ТЕМПЕРАТУРА И ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТИ И ГАЗА

§ 1. ВЛИЯНИЕ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ И ТЕМПЕРАТУРЫ НА ОЦЕНКУ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА

Давление в недрах нефтяных и газовых месторождений обусловлено двумя факторами: нагрузкой вышележащих толщ (геостатическое давление) и флюидами, насыщающими продуктивный пласт (гидростатическое давление). При анализе давлений в нефтегазоносных пластах пользуются терминами «условное геостатическое давление» и «условное гидростатическое давление». Условные геостатическое и гидростатическое давления зависят от глубины, для которой они рассчитываются. Под условным геостатическим давлением понимается давление, которое существовало бы на данной глубине, если бы средняя плотность вышележащих пород была равна 2300 кг/м^3 . Условное гидростатическое давление мыслится как давление столба воды, по своей высоте равного глубине залегания пласта, для которого указанное давление рассчитывается.

В природе встречаются залежи нефти с нормальными и аномальными пластовыми давлениями. Нормальное пластовое давление создается в непрерывном и литологически выдержанном пласте, который выходит на дневную поверхность. Вода атмосферных осадков, водных бассейнов и потоков, поступающая в пласт с поверхности земли в районе одного из выходов пласта на дневную поверхность (в зоне питания), продвигается по пласту в сторону более низких гипсометрических отметок, т. е. по направлению к выходам пласта в районе, служащем зоной разгрузки. В связи с сопротивлением движению жидкости, создаваемым веществом пласта, напор воды по направлению от зоны питания к зоне разгрузки падает (рис. 64, линия АВ). Если бы пласт был совершенно однородным, а плотность воды в процессе ее перемещения внутри пласта не менялась, то наблюдалось бы равномерное снижение напора и отражающая величину напора так называемая пьезометрическая поверхность представляла бы собой плоскость, наклоненную в сторону зоны разгрузки. В процессе движения по пласту вода обогащается растворимыми солями из вмещающей среды, что ведет к увеличению минерализации, а следовательно,

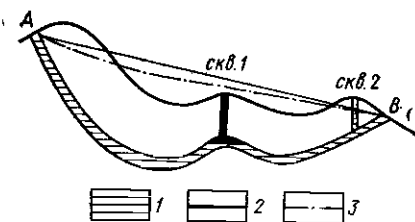


Рис. 64. Схема артезианского бассейна

1 — пласт, насыщенный водой; 2 — теоретическая линия падения напора; 3 — фактическая линия падения напора

и плотности воды, и становится причиной существенного усложнения формы пьезометрической поверхности. Не менее важным фактором, вызывающим усложнение пьезометрической поверхности, является также неоднородность пласта, выражающаяся в изменениях его эффективной толщины и проницаемости.

Фактическое положение пьезометрической поверхности определяется по так называемому статическому уровню, т. е. по тому уровню, до которого под воздействием пластового давления поднимется вода в действительной или воображаемой скважине, вскрывшей пласт в данной точке. Если статический уровень таков, что его положение можно объяснить напором вод, поступающих к забою скважины из зоны питания, пластовое давление считается нормальным. Если же указанный уровень резко отличается от того, какой мог бы возникнуть в результате напора пластовых вод, поступающих из зоны питания, то пласт имеет аномальное пластовое давление.

Аномальные пластовые давления зарегистрированы при поисках, разведке и разработке нефтяных месторождений как в складчатых областях, так и на платформах [18, 146, 243]. Поскольку речь идет о начальных пластовых давлениях, а не о давлениях, сформировавшихся уже в процессе разработки залежей, чаще всего аномальные давления отмечаются на больших глубинах в районах со сложным тектоническим строением. Аномально-высокие начальные пластовые давления встречаются гораздо чаще, чем аномально низкие. Вопрос о характере и природе аномальных начальных давлений в настоящее время интенсивно исследуется, но пока еще не решен.

Изучив зависимость начальных пластовых давлений от глубины залегания нефтегазоносных пластов на примере залежей, связанных с каменноугольными отложениями Русской платформы, Б. А. Тхостов [243] показал, что обычно давление в залежи мало отличается от условного гидростатического. Если скорость роста условного гидростатического давления по мере увеличения глубины равна $0,1 \text{ кгс/см}^2 \cdot \text{м}$, то для объектов, изученных упомянутым автором, она меняется от $0,087$ до $0,113 \text{ кгс/см}^2 \cdot \text{м}$ (рис. 65). Значительно более высокие градиенты изменения пластового давления ($0,147 \text{ кгс/см}^2 \cdot \text{м}$) зафиксированы на мезозойских нефтяных залежах ЧИАССР (рис. 66). Здесь начальные пластовые давления выше условных гидростатических и на относительно небольших глубинах (порядка 2000 м) приближаются к условным геостатическим.

Качественный замер пластового давления имеет очень большое значение для подсчета запасов нефти и газа. Особенно необходимы замеры начальных и формирующихся в процессе разработки (текущих) пластовых давлений, если для подсчета запасов используется метод материального баланса. Достаточно точные сведения о пластовых давлениях дают только замеры глубинными манометрами. При расчете средних пластовых давлений на ту или другую дату следует широко использовать карты изобар.

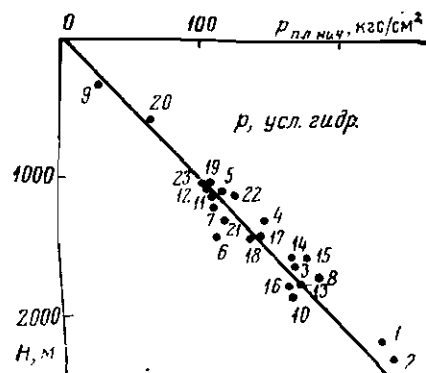


Рис. 65. Зависимость между начальным пластовым давлением ($p_{пл.нач}$) и средней глубиной (H) залегания нефти в каменноугольных отложениях Русской платформы. По данным Б. А. Тхостова [243].

Месторождения: 1, 2 — Мухановское, 3, 4, 5 — Покровское, 6 — Зольненское, 7 — Байтуганское, 8 — Красноярское, 9 — Журавлевско-Степановское, 10 — Яринское, 11, 12 — Жирновское, 13 — Коробковское, 14 — Красный Яр, 15 — Белозерское, 16 — Коловтовское, 17, 18 — Урицкое, 19 — Зимовское, 20 — Радищевское, 21, 22 — Джебобльское, 23 — Бахметьевское

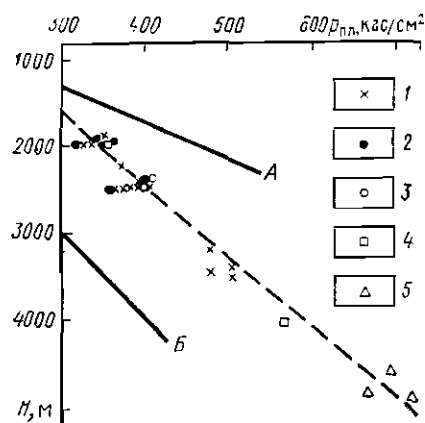


Рис. 66. Зависимость между начальным пластовым давлением ($p_{пл.нач}$) и глубиной залегания (H) нижнепермских отложений Малгобек-Вознесенской площади

А — изменение геостатического давления, Б — изменение гидростатического давления. Залежи: 1 — аптские, 2 — барремские, 3 — готеривские, 4 — валанжинские, 5 — нижнепермские

Наиболее существенное влияние на точность подсчета запасов нефти и газа методами, связанными с использованием данных о пластовых давлениях, оказывают качество и количество замеров начального пластового давления в отдельных скважинах и способ усреднения этих замеров при расчете среднего давления для залежи в целом. При бурении наиболее важным является требование систематического проведения замеров текущего давления. Ясно, что нет никакой необходимости проводить эти замеры через такие короткие промежутки времени, в течение которых пластовое давление снижается меньше, чем на величину погрешности его измерения. Практически это означает, что на небольших залежах, где пластовое давление в процессе разработки снижается быстро, при подсчете запасов следует опираться на результаты ежеквартальных или даже ежемесячных оценок среднего пластового давления. Если залежь имеет средние или большие размеры, при подсчете запасов можно использовать результаты замеров давлений, выполняемых на всех работающих скважинах, как правило, в начале года. Когда давление в залежи снижается крайне мед-

ленно, подсчет запасов можно базировать на многолетних средних.

Как уже отмечалось, достаточно высокую точность замеров давлений в скважине обеспечивают только глубинные манометры, которые позволяют определять давление с относительной ошибкой $\pm 0,25 \div 1,0\%$. Например, для глубинного манометра МГИ-1, позволяющего измерять давления до 600 кгс/см^2 , абсолютная погрешность не превышает 6 кгс/см^2 . Лишь в тех случаях, когда применение глубинного манометра оказывается невозможным, например из-за технической неисправности скважины, можно прибегать к расчету давления по данным о высоте столба и плотности жидкости, заполняющей скважину, и о давлении на устье скважины (последнее необходимо, если скважина переливает жидкость на поверхность земли). Если, кроме жидкости, в скважине имеется газ, следует учесть и давление столба газа. В газовых скважинах давление можно рассчитать по давлению на устье, глубине залегания пласта и плотности газа по воздуху.

Расчет среднего пластового давления по залежи начинается с приведения результатов замеров по каждой скважине к кровле пласта, к плоскости, делящей объем залежи пополам, середине высоты залежи или к глубине залегания начального водонефтяного (газонефтяного, газоводяного) контакта. Приведение давления к поверхности водонефтяного контакта обычно применяется на небольших залежах. В крупных пластовых залежах с большой высотой значения давлений чаще всего приводят к середине высоты залежи, в залежах массивного и пластово-массивного типов — к плоскости, делящей объем залежи пополам. Такая операция осуществляется как для начальных, так и для текущих пластовых давлений.

Для текущих пластовых давлений, кроме того, нужно выполнить приведение их к определенным датам. Эта задача решается с помощью строящихся для каждой скважины графиков зависимости давления от времени. График сглаживается, и давления на каждую из дат, для которых будет выполняться расчет среднего давления по залежи, находятся путем интерполяции и экстраполяции сглаженной кривой.

Усреднение начальных и текущих пластовых давлений, приведенных к определенным глубине и дате, с целью расчета соответствующего давления для залежи в целом может быть выполнено разными методами. Если залежь невелика по площади, характеризуется малой общей толщиной и незначительными различиями между начальными и текущими (определенными на одну и ту же дату) давлениями, относящимися к разным скважинам, за оценку среднего давления для залежи в целом можно принять среднеарифметическое из давлений в отдельных скважинах.

Однако такой простой способ усреднения из-за неоднородности продуктивных пластов и обычно довольно значительного различия между давлениями в разных скважинах применяется крайне редко. Гораздо чаще среднее давление рассчитывают по карте изобар.

Если толщина продуктивного пласта невелика, карта изобар используется для расчета среднего со взвешиванием по площади. Если же пласт имеет большую толщину, то среднее давление по залежи рассчитывается со взвешиванием по объему.

Для реализации последней процедуры необходимы карты изобар и изопохит (для эффективной толщины).

Используя эти карты, строят карту произведений давления на толщину пласта, по ней определяют взвешенное по площади среднее значение указанного произведения, и полученный результат делят на среднюю толщину пласта (тоже взвешенную по площади), что и дает оценку среднего давления по залежи, найденную со взвешиванием по объему.

Наличие сведений о температуре в продуктивном пласте с точки зрения задачи подсчета запасов нефти и газа важно прежде всего в связи с тем обстоятельством, что от температуры зависят такие параметры, как вязкость нефти, растворимость газа в нефти и группа показателей, характеризующих состояние и свойства газа в пластовых условиях.

Для измерения температуры в скважине обычно используют электротермометр, что позволяет регистрировать изменение температуры по стволу скважины с помощью непрерывной кривой. В редких случаях замер температуры производится максимальным ртутным термометром. Следует учитывать, что при бурении скважины естественный температурный режим нарушается и восстанавливается только через 30—35 сут. Поэтому точные сведения о температуре в недрах можно получить лишь в результате замеров, выполненных спустя длительное время после окончания бурения.

Каждый нефтегазоносный район характеризуется своими температурными условиями в недрах земли. Общим для всех районов является только то, что, начиная с определенной глубины (пояс постоянной температуры), несмотря на отдельные отклонения, температура по мере увеличения глубины систематически повышается. Темп изменения температуры принято характеризовать величинами, называемыми геотермической ступенью ΔH , и геотермическим градиентом Δt_H .

В зависимости от геологического строения района геотермическая ступень может меняться от величин порядка 10 до 150 м/градус. Наибольшие значения ступени фиксируются на кристаллических щитах (100—140 м/градус и больше), наименьшие — в складчатых областях с активной циркулирующей вод и в районах действующих вулканов. На нефтегазоносных площадях ЧИАССР геотермическая ступень меняется в пределах от 11,8 до 34,2 м/градус (табл. 33).

Систематические наблюдения за температурой недр необходимо проводить в каждом нефтегазоносном районе, уделяя особое внимание вопросам изучения закономерностей изменения геотермического градиента по площади района и в зависимости от глубины залегания, геологического возраста, состава и структуры

Таблица 33

ГЕОТЕРМИЧЕСКИЕ СТУПЕНИ ПО НЕКОТОРЫМ ПЛОЩАДЯМ ЧИАССР

Площадь	Геологический возраст	Глубина замера температуры, м	Температура, °С	Геотермическая ступень, м/°С
Карабулак-Ачалуки	Верхний мел	2000	89,2	25,8
Брагуны	То же	4000	147,0	29,6
Хазы-Корт	»	3500	136,8	28,0
Бурунная	Пермо-триас (?)	6500	198,0	34,0
Эльдарово	Верхний мел	3500	112,7	34,0
Межхребтовая	То же	5000	167,6	32,2
Октябрьская	Неоген	1000	95,3	11,8
Старогрозненская	Верхний мел	4000	149,0	34,2
Эльдарово	Нижний мел	4500	163,8	29,6

горных пород. Знание указанных закономерностей позволяет дать оценку температурных условий любой вновь открытой нефтяной или газовой залежи сразу после ее открытия, не дожидаясь результатов геотермических исследований, выполняемых на самой залежи.

§ 2. ПЛОТНОСТЬ НЕФТИ, ДАВЛЕНИЕ НАСЫЩЕНИЯ, КОЭФФИЦИЕНТ СЖИМАЕМОСТИ

При оценке запасов нефти методами материального баланса и объемным, а иногда и при использовании статистического метода применяются процедуры, которые приводят к оценке запасов в единицах объема, причем всегда имеется в виду объем дегазированной нефти, взятой при так называемых стандартных, или нормальных условиях (давление 760 мм рт. ст., температура 20° С). Для перехода от оценки запасов нефти в единицах объема к оценке запасов в единицах массы нужно знать плотность нефти в стандартных условиях.

Плотность нефти в стандартных условиях замеряют с помощью пикнометров, ареометров и весов Вестфала. Эта плотность обычно выше, чем плотность нефти в пластовых условиях, что связано с наличием в пластовой нефти значительного количества растворенного газа (выделяющегося при переводе нефти в поверхностные условия из-за резкого снижения давления) и относительно высокой температуры, господствующей в продуктивных пластах. Разница в плотностях пластовой и поверхностной (разгазированной, сепарированной) нефти может быть весьма значительной. Например, нефть месторождений Элк-Сити и Северный Линдсей (США) в пластовых условиях имеет плотность 0,491 г/см³, а на поверхности — около 0,800 г/см³.

Однако более типичны меньшие различия. Например, на Ромашкинском месторождении плотность нефти в пластовых условиях составляет 0,800 г/см³, на поверхности — 0,857 г/см³.

Плотность сепарированной нефти обычно изменяется в пределах от 0,720 до 1,0 г/см³. На рис. 67 приведены полигон и кривая распределения плотностей нефтей месторождений СССР. Видно, что наиболее часто встречаются значения плотности от 0,820 до 0,880 г/см³.

При подсчете запасов нефти чаще всего используется единая для всего подсчетного объекта оценка средней плотности сепарированной нефти, полученная как среднеарифметическое из результатов исследования проб, отобранных из разных скважин. Иногда среднюю плотность приходится оценивать с помощью более сложных приемов, поскольку разные части одного и того же объекта дают нефти, существенно отличающиеся друг от друга плотностью в стандартных условиях.

Довольно четкие закономерности в изменении плотности нефти по площади и разрезу продуктивной толщи наблюдаются, например, в Апшеронской нефтегазоносной области. Эти закономерности фиксируются как в региональном плане, так и в пределах отдельных месторождений и сводятся к следующим моментам: а) более глинистые и более тонкозернистые отложения, как правило, дают и более легкую нефть; б) плотность нефти, добываемой из приконтурных зон, где происходит взаимодействие нефти с пластовыми водами, обычно несколько выше, чем у нефти, добываемой из центральных частей залежей.

Плотность нефти зависит в первую очередь от ее компонентного состава. Имеется четко выраженная тенденция к увеличению плотности при увеличении содержания ароматических углеводородов. Известно также, что обычно плотность нефти увеличивается с ростом глубины залегания продуктивных толщ. Однако на территории ЧИАССР, где глубина залегания продуктивных пластов достигает 5000 м и более, отмечается тенденция к уменьшению плотности нефти с глубиной (рис. 68).

Что касается плотности нефти в глубинных условиях, то она зависит главным образом от газонасыщенности нефти, пластового давления и пластовой температуры. Обычно газонасыщенность, давление и температура с глубиной возрастают (рис. 69—71). Как

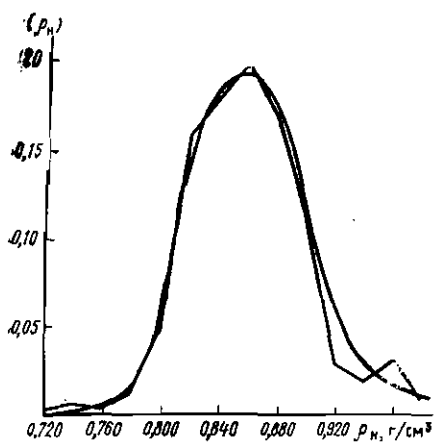


Рис. 67. Полигон и кривая распределения плотностей нефтей месторождений СССР.

$f(\rho_n)$ — плотность вероятностей, ρ_n — плотность сепарированной нефти

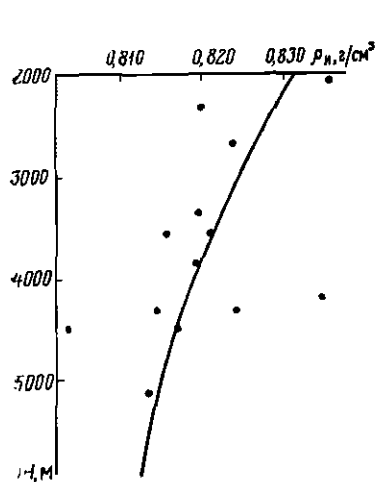


Рис. 68. Зависимость плотности нефти (ρ_n) от глубины залегания (H) для мезозойских нефтяных залежей ЧИАССР

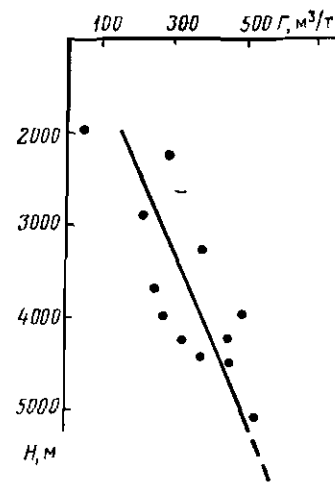


Рис. 69. Изменение газового фактора (Γ) в зависимости от глубины залегания (H) для мезозойских нефтяных залежей ЧИАССР

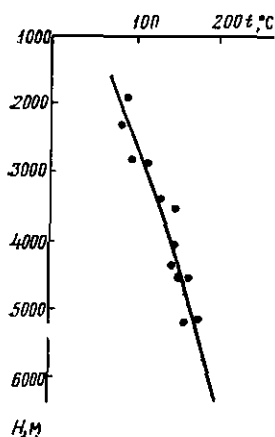


Рис. 70. Изменение температуры (t) продуктивных пластов в зависимости от глубины залегания (H) для мезозойских нефтяных залежей ЧИАССР

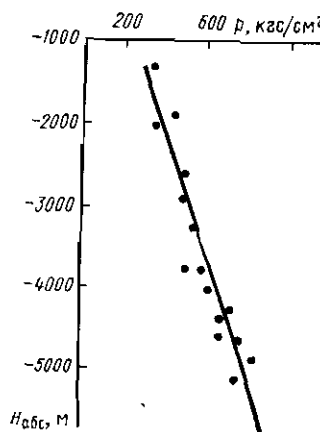


Рис. 71. Изменение пластовых давлений (p) в зависимости от глубины залегания ($H_{обс}$) для мезозойских нефтяных залежей ЧИАССР

видно из табл. 34, увеличение газонасыщенности сопровождается уменьшением плотности пластовой нефти.

Определенный интерес представляет также такое свойство пластовой нефти, как давление насыщения, при котором начинается дегазация пластовой нефти, выдерживаемой при температуре, равной пластовой. Рассматриваемый параметр может меняться в очень широких пределах. Например, нефти мезозойских залежей ЧИАССР характеризуются давлениями насыщения, изменяющимися

Месторождение	Геологический возраст	Плотность, г/см ³		Вязкость, сПа		Давление насыщения, кгс/см ²	Газонасыщенность, м ³ /т	Коэффициент		
		на поверхности	в пластовых условиях	на поверхности	в пластовых условиях			объемный	пересчитанный	сжимаемости, $1 \cdot 10^{-5}$ см ³ /кгс предел давлений, кгс/см ²
Харбижин	Верхний мел	0,868	0,810	—	1,560	54	28	1,12	0,893	10,9
Ахлово	То же	0,860	0,750	—	1,100	115	76	1,27	0,787	130—480
										14,7
Малгобек	»	0,836	0,663	6,45	0,328	198	203	1,60	0,625	140—470
										23,6
Малгобек	Нижний мел	0,823	0,584	3,76	0,269	284	365	2,06	0,483	200—500
										33,1
Эльдарово	Верхний мел	0,835	0,606	6,09	0,320	252	272	1,84	0,543	295—485
										34,8
Хаян-Корт	То же	0,816	0,526	4,35	0,218	313	515	2,61	0,383	256—500
										52,9
Хаян-Корт	Нижний мел	0,814	0,487	1,53	0,140	395	694	2,92	0,343	340—550
										56,9
Минеральное	Верхний мел	0,819	0,579	—	0,180	305	353	2,06	0,485	410—550
										28,9
Горячевосточенское	То же	0,826	0,620	5,34	0,233	258	385	1,96	0,510	500—600
										34
										350—550

Брагунское	Верхний мел	0,818	0,577	4,96	0,193	296	385	2,0	0,500	39,5
										300—600
Гудермесское	То же	0,814	0,525	—	0,159	338	563	2,52	0,396	39,2
										450—600
Заманкул	»	0,840	0,785	—	1,250	42	30	1,12	0,893	11,7
										60—340
»	Баррем	0,824	0,698	—	0,510	139	139	1,45	0,690	19,8
										160—400
»	Валанжин	0,834	0,638	—	0,260	241	266	1,75	0,570	30,0
										250—430
»	Юра	0,811	0,494	—	0,150	379	1055	3,79	0,264	62,7
										400—500
Карабулак-Ачалуки	Верхний мел	0,820	0,614	4,57	0,307	269	343	1,89	0,528	31,4
										240—340
»	Нижний мел	0,824	0,614	2,55	0,327	270	317	1,84	0,543	26,0
										270—335
Старогрозненское	Верхний мел	0,825	0,550	5,61	0,198	342	465	2,16	0,463	43,7
										350—500
»	Нижний мел	0,820	0,546	—	0,180	393	591	2,61	0,384	44,0
										448—600
Октябрьское	Верхний мел	0,804	0,519	4,0	0,18	325	469	2,23	0,448	48,3
										350—580

ся от 42 до 395 кгс/см², причем эти изменения подчиняются определенным пространственным закономерностям (см. табл. 34).

На величину давления насыщения влияет ряд факторов, в том числе пластовая температура, состав и количество газа, растворенного в нефти. О характере связи между давлением насыщения пластовой нефти ($p_{нас}$) и составом растворенных в ней газов можно судить по рис. 72. Хорошо видно, что рост давления насыщения связан с возрастанием в составе растворенного газа доли метана и этана: увеличение доли метана на 30% сопровождается почти десятикратным повышением давления насыщения, при росте доли этана на 30% давление насыщения возрастает только в три раза. При значительной доле пропана, бутана и пентана давление насыщения уменьшается. Следует отметить, что, чем легче нефть, тем выше ее давление насыщения (рис. 73).

Нефти способны изменять свой объем под воздействием давления. Интенсивность проявления этого свойства отражается коэффициентом сжимаемости. Сведения о коэффициентах сжимаемости пластовых нефтей ЧИАССР приведены в табл. 34. Видно, что коэффициенты сжимаемости колеблются в пределах от $10,9 \cdot 10^{-5}$ до $62,7 \cdot 10^{-5}$ см²/кгс. Коэффициент сжимаемости растет с увеличением газонасыщенности, в связи с чем сжимаемость пластовой нефти всегда выше сжимаемости полученной из нее сепарированной нефти. С возрастанием плотности нефти в пластовых условиях коэффициент сжимаемости уменьшается (рис. 74).

Заметим, что при наличии для пластовой нефти двух значений объемных коэффициентов b_1 и b_2 , определенных соответственно при давлениях p_1 и p_2 , каждое из которых выше давления насыщения, коэффициент сжимаемости нефти β_n можно рассчитать по формуле

$$\beta_n = \frac{b_1 - b_2}{b_1(p_2 - p_1)} \quad (X.1)$$

С точки зрения оценки точности подсчета запасов нефти большой интерес представляет вопрос о том, насколько хорошо воспроизводятся результаты исследования глубинных проб нефти при повторном анализе одной и той же глубинной пробы и при анализе разных проб, отобранных из одного и того же объекта в близкие друг к другу моменты времени. В какой-то мере на этот вопрос отвечают исследования В. Ф. Кондратьева, данные которых приведены в табл. 34. Из таблицы видно, что относительные расхождения между параллельными определениями значений таких особенно важных для подсчета запасов нефти параметров, как объемный коэффициент и плотность нефти, не превышают 4,4%.

§ 3. ОБЪЕМНЫЙ КОЭФФИЦИЕНТ ПЛАСТОВОЙ НЕФТИ

Объемный метод подсчета запасов нефти основан на определении объема, который занимает нефть в подземном резервуаре. В пластовой нефти всегда содержится то или иное количество раство-

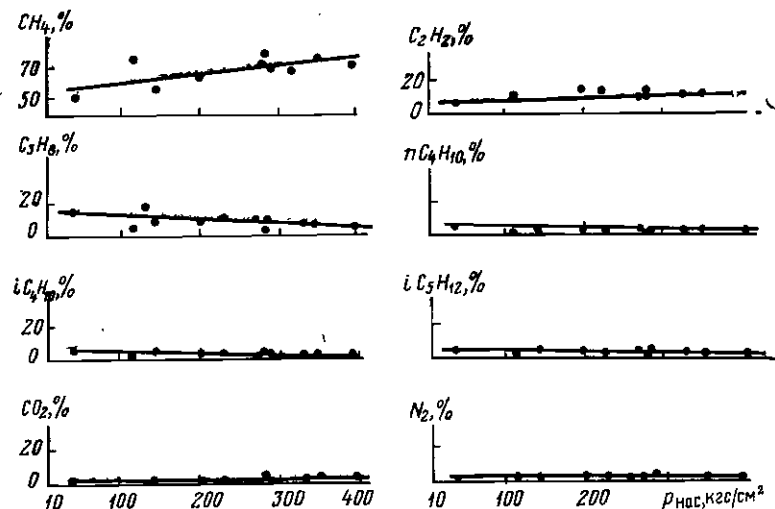


Рис. 72. Зависимость между давлением насыщения ($p_{нас}$) и составом газа, растворенного в пластовой нефти, для мезозойских нефтяных залежей ЧИАССР

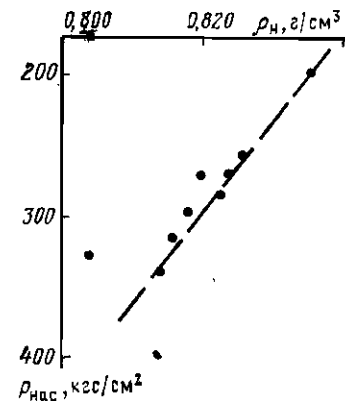


Рис. 73. Зависимость давления насыщения ($p_{нас}$) от плотности нефти (ρ_n) для мезозойских залежей ЧИАССР

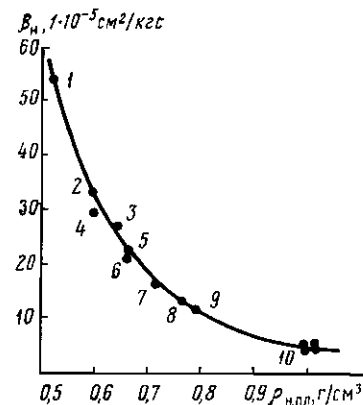


Рис. 74. Зависимость коэффициента сжимаемости нефти (β_n) от ее плотности (ρ_n) в пластовых условиях (по данным В. Ф. Кондратьева)

Нефть месторождения: 1 — Хаян-Корт; 2, 3 — Карабулак-Ачалуки (верхний мел); 4 — Карабулак-Ачалуки (нижний мел); 5 — Али-Юрт; 6 — Малгобек; 7 — Гойт-Корт; 8 — Долни-Дыбник; 9 — Заманкул; 10 — пластовые воды месторождений и дистиллированная вода

ренного газа, выделяющегося в процессе движения нефти к поверхности земли по стволу скважины и при сепарировании нефти. В результате дегазации объем нефти, как правило, уменьшается. Это связано с тем, что сжатие нефти из-за дегазации по своей интенсивности превосходит величину ее расширения в связи с падением давления.

Отношение объема нефти в пластовых условиях $V_{пл}$ к объему этой же нефти на поверхности после сепарации $V_{пов}$ (при атмосферном давлении и температуре 20°С) называется объемным коэффициентом. По определению объемный коэффициент

$$b = \frac{V_{пл}}{V_{пов}} \quad (X.2)$$

Введение в формулу подсчета запасов нефти объемного коэффициента или, как принято в практике подсчета запасов, величины, обратной объемному коэффициенту пластовой нефти, называемой пересчетным коэффициентом $\theta = \frac{1}{b}$, позволяет привести объем пластовой нефти к объему сепарированной нефти на поверхности. Иногда в практике разработки нефтяных месторождений пользуются понятием «усадка нефти», характеризующим уменьшение объема пластовой нефти при извлечении ее на поверхность. Коэффициент усадки определяется соотношением

$$\varepsilon_n = \frac{V_{пл} - V_{пов}}{V_{пл}} \quad (X.3)$$

Между объемным коэффициентом, коэффициентом усадки и пересчетным коэффициентом существует зависимость

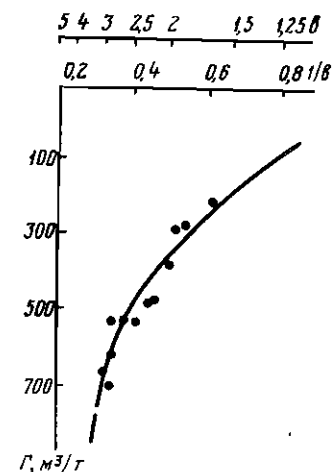
$$\theta = \frac{1}{b} = 1 - \varepsilon_n \quad (X.4)$$

Объемный коэффициент пластовой нефти наиболее точно определяется экспериментально при анализе глубинных проб пластовой нефти. Величина объемного коэффициента обычно больше единицы и для большинства нефтяных месторождений не превышает 2,0. Однако известны месторождения, объемные коэффициенты пластовой нефти которых достигают более высоких значений. Например, для месторождения Элк-Сити (США) объемный коэффициент равен 2,62, а для месторождения Мамау (США) — 3,5 [151].

На месторождениях ЧИАССР объемные коэффициенты нефти изменяются от 1,12 до 3,79 (см. табл. 34). Здесь они являются одними из самых высоких в СССР.

Помимо прямого определения объемного коэффициента путем соответствующего лабораторного исследования глубинных проб нефти, он может быть оценен расчетным путем по газонасыщенности (рис. 75) и фракционному составу или плотности растворенного газа или по найденной статистическим методом зависимости объемного коэффициента от пластового давления [100].

Рис. 75. Зависимость объемного (b) и пересчетного коэффициентов ($1/b$) от газового фактора (Γ) для мезозойских нефтяных залежей ЧИАССР



Рассмотренные в настоящей главе такие важнейшие подсчетные параметры, как плотность сепарированной нефти и объемный коэффициент пластовой нефти, в процессе геологоразведочных работ обычно определяются достаточно точно (табл. 35) и при последующих пересчетах запасов существенных изменений не претерпевают. Примерно то же самое можно сказать о коэффициенте сжимаемости пластовой нефти, непосредственно используемом в формулах подсчета запасов методом материального баланса, и о параметре «давление насыщения», по которому можно судить о режиме разработки залежи, что имеет очень большое значение при выборе формулы для оценки запасов методом материального баланса.

Таблица 35

ВОСПРОИЗВОДИМОСТЬ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЯ ПЛАСТОВЫХ НЕФТЕЙ НА УСТАНОВКЕ УИПН-600 ПРИ ПОВТОРНОМ ИССЛЕДОВАНИИ ОДИН И ТЕХ ЖЕ И ДУБЛИРУЮЩИХ ДРУГ ДРУГА ПРОБ (ДАННЫЕ В. Ф. КОНДРАТЬЕВА)

Площадь, скважина интервал перфорации (м) расхождение	Дата отбора пробы	Давление насыщения,	Газовый фактор,	Объемный коэффициент	Плотность пластовой нефти, гс/м³	Коэффициент сжимаемости, $1 \cdot 10^{-5}$, см²/кгс	Вязкость, сПа
		кгс/см²	м³/м³				
Заманкул, скв. 20, 2176—2207 Расхождение, %	31/X 1958	41	24,0	1,11	0,775	10,8	—
	1/XII 1958	43	26,4	1,11	0,793	11,5	—
		4,8	10,0	0	2,3	6,5	—
Малгобек, скв. 141/6 2690—2828 Расхождение, %	30/III 1961	206	184	1,67	0,640	21,65	0,393
	30/III 1961	208	178	1,66	0,645	22,60	0,393
		0,97	3,3	0,60	0,78	4,3	0
Суэдия, скв. 42 Расхождение, %	8/XII 1969	57	34,3	1,18	0,82	10,0	4,2
	10/III 1970	57	33,0	1,13	0,85	10,2	4,6
		0	3,9	4,4	3,7	2	9,5
Румелан, скв. 6 Расхождение, %	2/III 1970	102	55,8	1,20	0,816	13,5	2,08
	6/III 1970	102	58,7	1,21	0,807	12,2	—
		0	5,2	0,80	1,1	10,7	—

ПРИМЕР ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ НЕФТИ,
ГАЗА И КОНДЕНСАТА
В ПЛАСТОВОЙ СВОДОВОЙ ЗАЛЕЖИ
НА МЕСТОРОЖДЕНИИ
ГЕОСИНКЛИНАЛЬНОЙ ОБЛАСТИ

§ 1. КРАТКАЯ
ПРОМЫСЛОВО-ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА
МЕСТОРОЖДЕНИЯ
И РАССМАТРИВАЕМОЙ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ ЗАЛЕЖИ

По материалам глубокого разведочного бурения (на дату подсчета запасов было закончено бурением 25 скважин и 19 скважин находились в бурении) разрез месторождения, вскрытый скважинами до глубин 6000 м, представлен отложениями антропогена, верхнего и среднего плейстоцена.

Месторождение характеризуется исключительно сложными условиями проведения разведочных и исследовательских работ, что обусловлено нахождением его в открытом море и сложными горнотехническими условиями проводки скважин: большими глубинами залегания продуктивных горизонтов (3600—6000 м), сверхвысокими пластовыми давлениями и высокой температурой, интенсивными нефтегазопроявлениями в процессе бурения и другими осложнениями.

Общая высота всех этажей нефтеносности превышает 2000 м, количество продуктивных горизонтов — свыше 10. Для ускоренного ввода месторождения в разработку на нем осуществляется поэтажная разведка. Выделено три этажа разведки. Разведка первого нефтегазоносного этажа, включающего шесть продуктивных горизонтов, завершена и по нему выполнен подсчет запасов углеводородов.

В тектоническом отношении месторождение приурочено к брахиантиклинальной складке почти меридионального простирания, высота складки достигает 400 м. Складка несколько асимметрична, восточное крыло ее более крутое (до 15°), чем западное (порядка 10°). Структура осложнена серией дизъюнктивных нарушений сбросового характера, разделяющих ее на ряд тектонических блоков (рис. 76, 77).

Коллекторские свойства пород месторождения изучены по образцам керн и по материалам промысловой геофизики. Средние значения пористости пород-коллекторов по горизонтам изменяются в пределах 13—20%, а проницаемости — 24—166 мД. Начальные пластовые давления, приведенные к средней глубине газоконденсатной области, по отдельным горизонтам составляют 398—513 кгс/см². Пластовые температуры изменяются от 86 до 105° С.

Промышленные притоки нефти, газа и конденсата получены в 16 скважинах. При опробовании ряда объектов получены притоки пластовой воды дебитами 15—150 м³/сут. По результатам анализов газа он на 93% состоит из метана и имеет плотность по воздуху около 0,620 г/см³. Плотность стабильного конденсата 0,778 г/см³. Конденсат мало-сернистый с высоким содержанием светлых (80—83% выкипает до 300° С). Нефть месторождения, изученная по результатам исследования глубинных проб и сортовой нефти, характеризуется как легкая (плотность в поверхностных условиях около 0,863 г/см³), высокопарафинистая (12% и более) и малосернистая (0,16%). Вязкость нефти при атмосферных условиях очень высока, а в пластовых условиях составляет 0,6—0,7 сПз.

Пластовые воды относятся к сульфатно-натриевым и гидрокарбонатно-натриевым. Отмечается уменьшение общей минерализации пластовых вод продуктивных горизонтов с увеличением глубины их залегания (от 172 до 60 мг-экв/100 г). Соленость по Боме изменяется от 6 до 2,2. Плотность пластовых вод при 20° С колеблется в пределах 1,042—1,013 г/см³.

Режим разработки залежей месторождения, исходя из его геологического строения, гидрогеологических особенностей, данных опро-

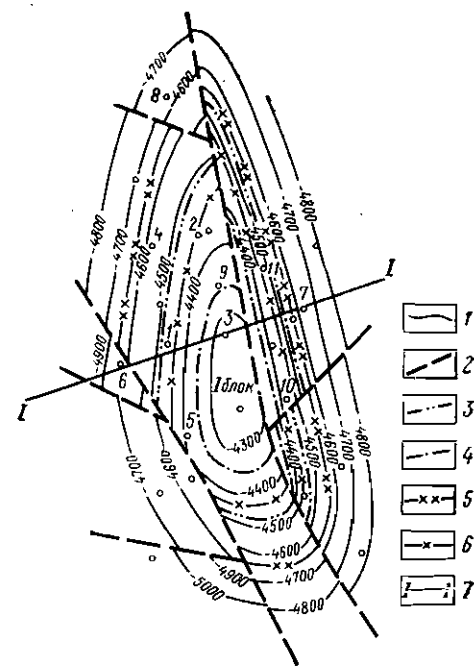


Рис. 76. Структурная карта одного из месторождений по кровле среднего горизонта IV ритма

1—изогипсы; 2—тектонические нарушения; внешний контур: 3—газоносности; 4—нефтеносности; внутренний контур: 5—газоносности; 6—нефтеносности; 7—линия профиля

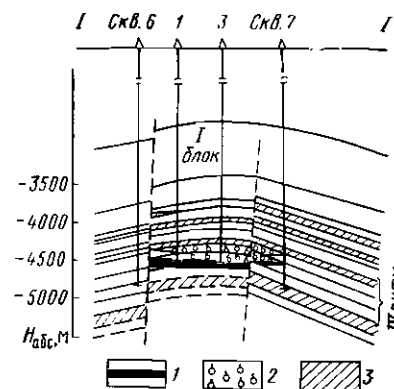


Рис. 77. Схематический геологический профиль одного из месторождений по линии I—I

1—нефть; 2—газ; 3—неколлектор. I—I—линия профиля (см. рис. 76)

бования и исследования скважин, а также анализа фактических материалов проявления режима на аналогичных залежах нефтегазоносного региона, ожидается: а) для газоконденсатных залежей — газовый в начальный период разработки, переходящий затем в режим вытеснения газа водой; б) для нефтяных залежей — режим растворенного газа в начальный период и вытеснение газированной нефти водой в последующем.

Во вскрытом до глубины около 6000 м разрезе выделяется шесть ритмов. Характерной особенностью каждого ритма является увеличение глинистости и уменьшение зернистости пород к верхам ритма. Продуктивными являются ритмы II, III, IV и V (счет снизу вверх по разрезу). Каждый ритм представляет собой как бы отдельную крупную залежь, в которой выделены горизонты, являющиеся объектами подсчета запасов. К рассматриваемому в качестве примера ритму IV приурочена нефтегазоконденсатная залежь, которая свой характер по разрезу меняет следующим образом: низы ритма — нефтяной горизонт, середина — нефтегазоконденсатный горизонт, верхи — газоконденсатный горизонт.

Подсчет запасов углеводородов производился отдельно по горизонтам и по блокам, выделенным в пределах отдельных горизонтов. Учитывая сходство в условиях и методике определения параметров по различным горизонтам и блокам, в качестве основного примера рассмотрим принадлежащую к ритму IV нефтегазоконденсатную залежь тектонического блока I. Кроме того, дополнительно осветим вопросы определения площади газонефтеносности при наличии глинистых непродуктивных пластов в прикровельной части горизонта и остановимся на примере обоснования проектного коэффициента нефтеотдачи для чисто нефтяной залежи.

В пределах рассматриваемого ритма IV, как отмечалось выше, выделено три продуктивных горизонта. Верхний (газоконденсатный) горизонт (общая толщина 162 м) — один из наиболее глинистых в разрезе. Верхняя его часть (около 70 м) представлена глинистыми пачками толщиной до 15—20 м и тонкими прослоями песков. Нижняя часть разреза как по количеству песчаных прослоев, так и по толщине отдельных пропластков более песчаниста. К этой части разреза и приурочена газоконденсатная залежь (рис. 78). Средняя глубина залегания горизонта на своде структуры близка к 4100 м. Средний (нефтегазоконденсатный) горизонт толщиной 152 м на 70% состоит из песчаных прослоев. Более песчаными являются верхняя и нижняя части горизонта. Средняя часть разреза (толщина 10—18 м) представлена переслаивающимися песчано-алевритовыми и глинистыми (большой мощности) прослоями. Средняя глубина залегания горизонта на своде поднятия 4260 м. Нижний (нефтяной) горизонт толщиной 159 м является наиболее песчаным. На песчаные прослои приходится 73% его общей толщины. Большая часть этих прослоев сложена песком, но есть и прослои песчаников (10%). Отдельные песчаные пачки имеют толщину до 25 м. Средняя глубина залегания горизонта на своде структуры равна 4400 м.

Площади нефтегазоносности определялись планиметрированием участков залежи в пределах установленных контуров нефтегазоносности. Контуров проводились, исходя из отметок ВНК (подошвы залежи) и ГНК, установленных в отдельных скважинах. Основой для определения положений ВНК и ГНК послужили результаты опробования скважин и материалы промыслово-геофизических исследований. Границы залежей проводились по подошве нефтенасыщенных пластов, занимающих наиболее низкое гипсометрическое положение.

При оконтуривании залежи учтено, что в скв. 1 и 3 (см. рис. 76) получены притоки газа (соответственно 500 и 300 тыс. м³/сут) и конденсата (150 и 100 т/сут), а в скв. 2, 4 и 5 — притоки нефти (соответственно 250, 200 и 150 т/сут). Данные опробования и опытно-промышленной эксплуатации скв. 2 (скважина вступила в эксплуатацию с высоким газовым фактором, превышающим 1000 м³/т) позволили предположить, что перфорированный интервал в этой скважине (абсолютные отметки от —4524 до —4494 м) относится к нефтяной части пласта и расположен вблизи газонефтяного контакта. Результаты опробования и опытной эксплуатации скв. 1, которая продуцирует газом и конденсатом из интервала, гипсометрически расположенного непосредственно над перфорированным интервалом скв. 2, позволяют принять ГНК на абсолютной отметке —4494 м, что соответствует верхней отметке интервала опробования скв. 2.

Положение водонефтяного контакта определялось по результатам опробования и промыслово-геофизических исследований, выполненных в скв. 4. В этой скважине при опробовании интервала с абсолютными отметками от —4685 до —4648 м получен приток пластовой воды с дебитом 100 т/сут, а в процессе испытания вышележащего интервала (от —4623 до —4597 м) — приток безводной нефти дебитом 200 т/сут. Учитывая результаты опробования и данные интерпретации бокового каротажного зондирования, ВНК принят на 3 м глубже нижнего отверстия перфорации в интервале, из которого получен промышленный приток безводной нефти (на абсолютной отметке —4626 м).

Таким образом, нефтегазоконденсатная залежь блока I опробована в пяти скважинах (две скважины дали притоки газа и конденсата, а в трех скважинах получена нефть). Результаты опробования и опытной эксплуатации этих скважин позволили отнести запасы углеводородов по блоку I к категории С₁.

В неопробованных блоках границы залежей проводились по подошве тех пластов, толщина которых включалась в эффективную газонефтенасыщенную толщину, определяемую по данным промысловой геофизики с учетом нижнего критического значения истинного удельного электрического сопротивления. Данные о контактах нефть — вода и газ — нефть в различных тектонических блоках были использованы для установления на геологических профилях

границ залежи в направлении простирания и падения продуктивных пластов и для определения положения контуров газоносности на структурной карте (см. рис. 77). При проведении контура газоносности по верхнему (газоконденсатному) горизонту учтено, что на залежи отмечается несоответствие кровли залежи и стратиграфической кровли горизонта, обусловленное наличием в верхней части разреза непродуктивной глинистой пачки, толщина которой увеличивается от свода к крыльям. Поскольку структурная карта по стратиграфической кровле горизонта более точна, чем карта по кровле залежи (стратиграфический комплекс надежнее выделяется в разрезе и лучше коррелируется по площади), структурные построения выполнены по кровле горизонта, а положение контуров газоносности перенесено с профильных разрезов, на которых особенности насыщения залежи отражены с учетом характера изменения толщины непродуктивных пластов в верхней части разреза горизонта. На рис. 78 показано, насколько может быть завышена площадь газоносности, если не учитывать наличие глинистых непродуктивных пластов в кровельной части горизонта.

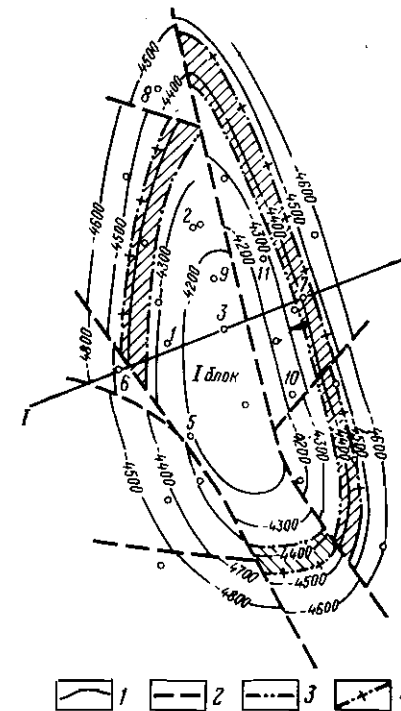
Газонефтенасыщенные толщины в отдельных скважинах определялись по диаграммам электрического и радиоактивного методов. Выделение продуктивных прослоев в разрезе скважин осуществлялось с использованием истинных удельных электрических сопротивлений по БКЗ и показаний ГК и ПС. При этом учитывались результаты опробования скважин и расчетные значения критических сопротивлений промышленного коллектора. Нижний предел истинных удельных сопротивлений газонефтенасыщенных пластов определялся путем сопоставления результатов опробования пластов с их удельными сопротивлениями. Для среднего (газоконденсатонефтяного) горизонта эта величина составила 10 Ом·м. Кроме того, по методике, изложенной в работе [42], определялось содержание глинистого материала, и в оценку толщины каждой пачки песчано-алеврито-глинистых коллекторов вносилась поправка на глинистость. Поэтому принятые для подсчета запасов газонефтенасыщенные толщины характеризуют песчано-алевритовый, так называемый «чистый» коллектор.

Средняя газонефтенасыщенная толщина по каждому блоку для каждого горизонта определялась с помощью карты изопахит как средневзвешенная по площади. Конкретно для блока I рассматриваемого горизонта было построено две карты изопахит. Одна отражает эффективную газонефтенасыщенную толщину, вторая — эффективную газонасыщенную. Нефтенасыщенный объем нефтяной оторочки определялся, исходя из разности газонефтенасыщенного и газонасыщенного объемов, а средняя эффективная нефтенасыщенная толщина — путем деления нефтенасыщенного объема на площадь нефтеносности, определенную планиметрированием.

Коэффициент открытой пористости рассчитывался как по керновым данным (более 200 образцов), так и по материалам промысловой геофизики. Открытая пористость по образцам керна определялась весовым методом Преображенского. По методу П. П. Ав-

Рис. 78. Структурная карта одного из месторождений по кровле верхнего горизонта IV ритма

1 — изогипсы кровли; 2 — тектонические нарушения; внешний контур газоносности, проведенный; 3 — с учетом наличия глин в кровле; 4 — без учета наличия глин в кровле



дусина и М. А. Цветковой [5] в плоскопараллельных шлифах оценивалась эффективная пористость. При изучении коллекторских свойств пород по керну, исходя из нижнего предела проницаемости коллекторов, равного 1 мД, были найдены граничные значения пористости, глинистости и карбонатности пород для разделения их на коллекторы и неколлекторы.

По зависимости проницаемости от относительного содержания цемента [94] установлено, что проницаемостью 1 мД характеризуются породы с относительным содержанием цемента 0,8. Содержание цемента, равное 0,8, соответствует пористости 8%. Такой же нижний предел пористости коллектора получен и по зависимости между проницаемостью и пористостью. Исследования зависимостей проницаемости от глинистости и карбонатности показали, что проницаемостью 1 мД соответствуют глинистость 46% и карбонатность 25%.

Детальное изучение керна позволило выяснить, что породы характеризуются высоким содержанием песчаной фракции, выход которой колеблется от 17 до 80% и в среднем составляет около 50%; содержание глинистой фракции в среднем составляет около 13%, карбонатность — 9%; пористость по керну варьирует от 16 до 23%, составляя в среднем 18,5%; проницаемость колеблется от 10 до 397 мД и в среднем составляет 107 мД. В средние значения пористости и проницаемости вводилась поправка на всестороннее давление, рассчитанная по методике, описанной в [94]. На глубинах 4200—4400 м для крупнозернистых разностей, имеющих в рассматриваемом горизонте наиболее широкое развитие, эта поправка (в отн.%) составила 2,5 для пористости и 21,0 для проницаемости. С учетом поправки средние значения пористости и проницаемости равны соответственно 18% и 85 мД.

Определение коэффициента открытой пористости по промыслово-геофизическим исследованиям выполнялось методом сопротив-

лений и по комплексу ПС и ГК. Величина пористости по данным промысловой геофизики составила 19%.

Как следует из изложенного, результаты определения пористости по керну и по геофизическим данным вполне сопоставимы. Учитывая недостаточную освещенность керном продуктивной части разреза, для подсчета запасов принята величина пористости, определенная по промыслово-геофизическим исследованиям.

Коэффициент газонефтенасыщенности вычислялся как разность между единицей и содержанием связанной воды. Содержание связанной воды изучалось на образцах керна методами центрифугирования и капиллярной пропитки. Учитывая, что газонефтенасыщенные толщины оценивались с учетом поправки на содержание глинистого материала в коллекторе, значение коэффициента газонефтенасыщенности также должно характеризовать неглинистый, так называемый «чистый» коллектор. Поэтому была выполнена выборка анализов керна с содержанием глинисто-алевритовой фракции до 40% (в этих образцах глинистая фракция составляла менее 10%), и рассчитана остаточная водонасыщенность по этим образцам. Среднеарифметическая величина ее составила 15%. Кроме того, остаточная водонасыщенность определялась расчетным путем по уравнению многомерной связи ее со значениями пористости, проницаемости и глинистости тех же образцов керна. Значение коэффициента остаточной водонасыщенности тоже оказалось близким к 0,15, что отвечает величине коэффициента газонефтенасыщенности «чистого» неглинистого коллектора, равной 0,85.

Пластовая температура определялась по результатам точечных и поинтервальных замеров в стволах остановленных скважин (всего исследовалось пять скважин). По этим замерам получена зависимость температуры от глубины, которая и была использована для характеристики средних значений температуры отдельных горизонтов и блоков в зависимости от глубины их залегания. Для исследуемого объекта пластовая температура $t_{п.г}$ принята равной 95° С, а температурная поправка

$$f_t = \frac{293}{273 + t_{пл}} = 0,796.$$

Начальное пластовое давление определялось по статическим устьевым давлениям в скважинах, давших пластовую воду или заполненных морской водой, а также по данным о восстановлении статических устьевых давлений в газоконденсатных скважинах. Вычисленные значения пластовых давлений приводились к средней глубине газоконденсатной зоны горизонта. При наличии по горизонту нескольких определений, выполненных одним и тем же методом, находилось среднеарифметическое значение оценки пластового давления данным методом. В тех случаях, когда пластовое давление определялось и по водяному столбу, и по статическим устьевым давлениям, начальное пластовое давление по горизонту вычислялось как среднеарифметическое из двух указанных опреде-

лений. На основе вычисленных таким образом начальных пластовых давлений построена зависимость начальных пластовых давлений от средних глубин залегания газоконденсатных зон. Для рассматриваемого объекта средняя глубина составляет 4380 м, начальное пластовое давление — 461 кгс/см².

Коэффициент сжимаемости пластового газа при начальном давлении и пластовой температуре находился по известным графикам [212]. Он принят равным 1,130.

Плотность сепарированной нефти, объемный коэффициент и газонасыщенность пластовой нефти определялись по результатам исследования глубинных проб и составили соответственно 0,863 т/м³; 1,52; 232 м³/т.

Начальное содержание конденсата вычислялось в промысловых условиях. Продукция газоконденсатных скважин сепарировалась при давлении 60—70 кгс/см². Выпавший в сепараторах конденсат стабилизировался в последующем при атмосферных условиях. Промысловой документацией зафиксированы суммарный дебит газа сепарации и газа дегазации конденсата (т. е. дебит стабильного газа) и дебит стабильного конденсата. Начальное содержание (C₅₊) в пластовом газе определялось как сумма углеводородов C₅₊ в газе сепарации и газе дегазации конденсата (по результатам лабораторного анализа газа) и стабильного конденсата. Содержание последнего рассчитывалось по промысловым данным, исходя из среднего выхода конденсата за несколько месяцев начального периода эксплуатации скважин. С целью отдельного подсчета начальных балансовых запасов этана, пропана и бутанов в лабораторных условиях определялось содержание этих компонентов в газе.

Состав газоконденсатной системы (г/м³) следующий: стабильный конденсат (средний выход конденсата в начальный период) — 218,0; C₅₊ в газе сепарации и газе дегазации конденсата — 17,0; потенциальное содержание пентанов (C₅₊) в пластовом газе — 235,0; этан (C₂) — 45,0; пропан (C₃) — 31,0; бутаны (C₄) — 24,0.

Обоснование проектного коэффициента нефтеотдачи. Как отмечалось ранее, рассматриваемая в качестве примера залежь среднего горизонта характеризуется наличием нефтяной оторочки. Обоснование конечной нефтеотдачи для нефтяной оторочки существенно отличается от обоснования ее для чисто нефтяной залежи. Поэтому в настоящем разделе, помимо обоснования нефтеотдачи для залежи среднего горизонта, дано обоснование проектной нефтеотдачи и для нефтяной залежи нижнего горизонта ритма IV.

В нефтяной залежи нижнего горизонта и нефтяной оторочке среднего горизонта следует ожидать проявления смешанного режима: режим растворенного газа в начальный период и вытеснение газированной нефти водой в последующем. Аналогичными естественными режимами характеризуются соседние месторождения данного района. На довольно активную связь с законтурной областью в рассматриваемых горизонтах указывает опытная эксплуатация ряда скважин, в которых после непродолжительного безвод-

ного периода эксплуатации появилась вода, и в течение года обводненность добываемой продукции достигла 20—30%. О наличии активной водоносной области свидетельствуют также фонтанные притоки воды из скважин, расположенных в законтурной области.

Проектная нефтеотдача нефтяной оторочки определялась в соответствии с рекомендациями Временного методического руководства [57]. Рассматриваемая нефтяная оторочка характеризуется отсутствием чисто нефтяной (в плане), или «бесконтактной» зоны, наличием «двухконтактной» (нефть — газ, нефть — вода) нефтяной зоны и согласно [57] должна быть отнесена к типу А. Оторочка имеет значительную вертикальную толщину, которая достигает 100 м (средняя эффективная нефтенасыщенная толщина равна 27 м); углы наклона пластов составляют 10—15°. Нефть оторочки в пластовых условиях имеет малую вязкость — 0,61 сПз, а проницаемость коллекторов по керновым данным составляет 85 мД. Учитывая изложенное, проектный коэффициент нефтеотдачи для нефтяной оторочки принят равным 0,25.

Для оценки проектной нефтеотдачи нефтяной залежи нижнего горизонта была использована модель, полученная для смешанного режима по 17 залежам нефтегазоносной области, по которым достигнутые (фактические) коэффициенты нефтеотдачи практически равны ожидаемым конечным (табл. 36). Залежи характеризуются проницаемостью порядка 100—150 мД, вязкостью нефти в пластовых условиях от 2 до 6 сПз, отборы воды составляют 1—2 объема пор.

Учитывая результаты исследований, проведенных ранее для аналогичных геологических условий, взяты такие параметры, как песчанность (П) и энтропия пласта по расчлененности ($H[K_p]$), характеризующие неоднородность пласта и плотность сетки скважин δ (для удобства расчетов использовалась величина, обратная плотности, $-\frac{1}{\delta_{скв}}$), являющаяся важнейшей характеристикой системы разработки.

Изучение взаимосвязей между различными параметрами производилось на ЭЦВМ «Минск-22» по программе «Регрессионный анализ», составленной в ВЦ АН ЭССР и реализующей построение линейных и квадратических регрессионных зависимостей методом наименьших квадратов. Полученное уравнение регрессии первого порядка имеет вид

$$\eta = 0,75 - 0,26H[K_p] + 0,94 \frac{1}{\delta_{скв}} + 0,0023П. \quad (XI.1)$$

Коэффициент множественной корреляции составляет 0,8. Величины t -критерия Стьюдента для коэффициентов при параметрах составляют 3,3; 2,5; 1,4, т. е. они существенны с достоверностью 0,95. Средняя ошибка модели равна 13%.

Геолого-физические параметры коллекторов и флюидов нижнего горизонта (проницаемость по данным промысловой геофизики — 166 мД; вязкость нефти около 1 сПз) сходны с параметра-

Таблица 36

ДАННЫЕ ДЛЯ РАСЧЕТА КОЭФФИЦИЕНТОВ МНОГОМЕРНОГО УРАВНЕНИЯ РЕГРЕССИИ, ОПИСЫВАЮЩЕГО ЗАВИСИМОСТЬ НЕФТЕОТДАЧИ ОТ ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ И ПЛОТНОСТИ СЕТКИ СКВАЖИН

Месторождение	Исследуемые залежи	Фактическая нефтеотдача $\eta_{фак}$, доли ед.	Энтропия по расчлененности $H[K_p]$, бит	Плотность сетки скважин $\delta_{скв}$, 1/га	Песчанность П, %	Расчетная нефтеотдача по линейной модели $\eta_{расч}$, доли ед.	Относительная ошибка расчетной нефтеотдачи, проц. %	
Сураханы	Верхняя часть ПК свиты	0,60	1,5916	0,12	36,97	0,54	10	
	Нижняя часть ПК свиты	0,44	1,4457	0,08	25,68	0,50	13,6	
Раманы	Верхняя часть ПК свиты	0,71	1,4000	0,28	52,30	0,58	18,4	
Сураханы	Свита НКП	0,75	1,3779	0,17	63,40	0,70	6,6	
Кала	Свита НКП	0,74	1,4844	0,23	67,6	0,74	0	
Блиби-Эйбат	Старая площадь	Верхняя часть пласта XV	0,74	1,4040	0,10	61,3	0,62	16,2
		Средняя часть пласта XV	0,50	1,8460	0,03	58,9	0,44	12
		Нижняя часть пласта XV	0,74	1,5350	0,09	59,50	0,57	23
		Верхняя часть свиты пласта XV	0,50	1,2178	0,06	68,9	0,64	28
		Средняя часть свиты пласта XV	0,75	0,8663	0,11	70,10	0,79	5,2
		Нижняя часть свиты пласта XV	0,69	1,3400	0,10	61,70	0,64	7,2
	Бухта Ильича	Верхняя часть пласта XV	0,50	2,0961	0,15	56,20	0,48	4,0
		Средняя часть пласта XV	0,43	1,9244	0,09	56,90	0,46	7,0
		Нижняя часть пласта XV	0,32	1,9746	0,06	65,10	0,43	34,3
		Верхняя часть свиты пласта XV	0,66	1,4492	0,09	71,80	0,62	6,0
		Средняя часть свиты пласта XI	0,68	1,3742	0,14	79,80	0,70	3,0
		Нижняя часть свиты пласта XV	0,40	1,8908	0,09	62,0	0,48	20,0

Таблица 37

ДАННЫЕ ДЛЯ ОЦЕНКИ КОНЕЧНОЙ НЕФТЕОТДАЧИ

Номер скважины	Расчлененность	Песчанность, %	Номер скважины	Расчлененность	Песчанность, %
4	6	60,3	11	5	63,0
8	7	77,5	5	2	74,0
9	5	77,0	Среднее по горизонту		69,8
10	6	68,0			

ми залежей, которые были использованы для получения модели. Это позволило применить модель для определения величины проектной нефтеотдачи по нижнему горизонту, необходимые данные по которому приведены в табл. 37.

Энтропия пласта по расчлененности, вычисленная по данным табл. 37, составила 1,9 бит. Используя формулу (IX.1) и принимая величину, обратную плотности сетки скважин, равной 30 га/скв, для коэффициента нефтеотдачи получим оценку $\eta_{расч} = 0,45$.

Так как взятые для статистического исследования залежи находятся на глубине до 2000 м, а глубина не включена в модель, то при определении нефтеотдачи нижнего горизонта (глубина около 5000 м) необходимо ввести поправку на глубину. Предполагая, что геостатическое давление влияет на величину нефтеотдачи через проницаемость, поправку можно оценить по методике, описанной в работе [94]. Для песчано-алевролитовых коллекторов, залегающих на глубине порядка 5000 м, относительная величина поправки для проницаемости составит 21%. Поэтому за окончательную оценку проектного коэффициента нефтеотдачи принимаем значение, равное 0,35.

Коэффициент конечной газоотдачи, зависящий от ряда факторов (режим месторождения, сжимаемость пласта в процессе разработки, выпадение жидкости в пласте и т. д.), определялся в соответствии с представлениями, изложенными в § 3 главы IX, и был принят для залежи среднего горизонта, характеризующейся смешанным режимом, равным 0,75.

Коэффициент извлечения пентанов и высококипящих (стабильного конденсата) определялся по методике, рекомендованной в [110], с помощью экспериментальной оценки пластовых потерь конденсата; в результате коэффициент конденсатоотдачи составил 0,51.

§ 3. ПОДСЧЕТ НАЧАЛЬНЫХ БАЛАНСОВЫХ И ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ, ГАЗА И КОНДЕНСАТА ОБЪЕМНЫМ МЕТОДОМ

Начальные балансовые запасы свободного газа в пласте, приведенные к стандартным условиям, рассчитывались объемным методом по формуле

$$G = \frac{F h_{э.г} m k_r T_{ст} p_{пл} \alpha_{пл}}{T_{пл} p_{ст} \alpha_{ст}}, \quad (XI.2)$$

где G — запасы свободного газа, приведенные к стандартным условиям, м³; F — площадь газоносности, м²; $h_{э.г}$ — средняя эффективная газонасыщенная толщина продуктивного пласта, м; m — средний коэффициент пористости; k_r — средний коэффициент газонасыщенности; $T_{ст}$ — стандартная температура, равная 293 °К; $p_{пл}$ — начальное пластовое давление, кгс/см²; $\alpha_{пл}$ — поправка на отклонение углеводородных газов от закона Бойля—Мариотта для давления $p_{пл}$ и температуры $T_{пл}$, представляющая величину, обратную коэффициенту сжимаемости; $T_{пл}$ — средняя пластовая температура, °К; $p_{ст}$ — атмосферное давление; $\alpha_{ст}$ — то же, что и $\alpha_{пл}$, но для давления $p_{ст}$ и температуры $T_{ст}$ принято $\alpha_{ст} = 1$.

Значения параметров, входящих в формулу (XI.2) следующие:

$$F = 873 \cdot 10^4 \text{ м}^2; h_{э.г} = 28 \text{ м}; m = 0,19; k = 0,85; p_{пл} = 461 \text{ кгс/см}^2;$$

$$f_t = \frac{T_{ст}}{T_{пл}} = 0,796; p_{ст} = 1; \alpha_{ст} = 1;$$

$$\alpha_{пл} = \frac{1}{\beta_r} = \frac{1}{1,13} = 0,89,$$

здесь β_r — коэффициент сжимаемости газа при начальном пластовом давлении и пластовой температуре.

Тогда

$$G = 873 \cdot 10^4 \cdot 28 \cdot 0,190 \cdot 0,850 \cdot 0,796 \cdot 0,89 \cdot 461 = 12892 \text{ млн. м}^3.$$

Начальные балансовые запасы конденсата, этана, пропана и бутанов, выраженные в тоннах, определялись умножением балансовых запасов газа на концентрацию каждого из компонентов.

При подсчете запасов газа по газоконденсатным залежам из общих начальных запасов газа, приведенных к стандартным условиям, необходимо исключить запасы конденсата в газовой фазе. Количество конденсата в 1 м³ газа в пластовых условиях [1]

$$q_k = \frac{C_k}{M_k} \cdot 0,02405, \quad (XI.3)$$

где C_k — содержание конденсата в газе, г/м³; M_k — молекулярная масса конденсата ($M_k = 143$); 0,02405 — выраженный в кубических метрах объем моля газа в стандартных условиях.

С учетом формулы (XI.3) количество сухого газа ($q_{г.с}$) в 1 м³ пластового газа, приведенного к стандартным условиям, составит

$$q_{г.с} = 1 - q_k = 1 - \frac{C_k}{M_k} \cdot 0,02405, \quad (XI.4)$$

что дает

$$q_{г.с} = 1 - \frac{235}{143} \cdot 0,02405 = 0,96.$$

Учитывая изложенное, начальные балансовые запасы сухого газа в стандартных условиях рассчитываются следующим образом:

$$G_{г.с} = q_{г.с} G = 0,96 \cdot 12\,892 \cdot 10^6 = 12\,376 \text{ млн. м}^3.$$

Начальные запасы нефти рассчитывались по формуле (III.5)

$$Q = F h_{э.н} m k_n \theta p_n.$$

Здесь

$$\theta = \frac{1}{b} = \frac{1}{1,52} = 0,66.$$

Начальные балансовые запасы газа, растворенного в нефти, определялись по формуле

$$G_n = Qr,$$

где r — газонасыщенность нефти при начальных пластовых условиях, м³/т.

Извлекаемые запасы нефти вычислялись умножением начальных запасов Q на коэффициент нефтеотдачи η , т. е.

$$Q_{из} = \eta Q.$$

Извлекаемые запасы газа, растворенного в нефти ($G_{н.из}$), рассчитывались по упрощенной формуле [102]

$$G_{н.из} = Q_{из} r + Q_{н.о} (r - r_n) - Q_{из} b p_n, \quad (XI.5)$$

где $Q_{н.о} = Q - Q_{из}$ — остаточные запасы нефти в единицах массы (t); $Q_{из}$ — то же, что $Q_{из}$, но в единицах объема (м³, стандартные условия); r_n — остаточное количество газа в нефти (м³/т) при остаточном давлении к концу разработки, равном в нашем случае 7 м³/т при $p_n = 10$ кгс/см²; p_n — давление в пласте к концу разработки, кгс/см².

Извлекаемые запасы для газоконденсатных залежей рассчитываются умножением запасов сухого газа на коэффициент газототдачи:

$$G_{с.из} = 12\,376 \cdot 10^6 \cdot 0,75 = 9\,282 \text{ млн. т.}$$

Аналогично определяются извлекаемые запасы конденсата — начальные балансовые запасы конденсата умножаются на коэффициент конденсатототдачи:

$$Q_{к.из} = 2810 \cdot 10^6 \cdot 0,51 = 1\,433 \text{ тыс. т.}$$

ПРИМЕР ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ НЕФТИ В КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ ТРЕЩИННО-КАВЕРНОВОГО ТИПА

§ 1. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

В качестве примера рассмотрим подсчет запасов нефти в трещинно-каверновых карбонатных коллекторах по верхнемеловой залежи Старогрозненского месторождения ЧИАССР. Первая нефть из карбонатных трещиновато-кавернозных пород здесь получена в 1963 г.; подсчет запасов, базирующийся на материалах по 15 скважинам, вскрывшим продуктивную толщу, выполнен в 1969 г.; пересчет запасов проведен в 1977 г., когда продуктивная толща уже была вскрыта 37-ю скважинами.

Структура, к которой приурочена залежь, по верхнемеловым отложениям представляет собою узкую вытянутую в субширотном направлении антиклинальную складку (рис. 79). По изогипсе — 4300 м размеры складки составляют 30×3 км. Ее высота 800 м. В западном направлении свод складки несколько расширяется. Южное крыло круче северного: углы падения здесь достигают 80°, в то время как на северном крыле соответствующий показатель не превышает 45°.

Продуктивные отложения залегают на глубине от 3900 до 5000 м и представлены толщей довольно чистых (средняя карбонатность 95%) известняков с редкими тонкими прослоями мергелей и глинистых известняков. Пористость насыщения образцов керн колеблется в пределах от 0,3 до 8,7%, составляя в среднем 1,88%. Газопроницаемость образцов ничтожна — не превышает 0,005 мД. Однако визуальное и микроскопическое изучение образцов свидетельствует о широком развитии в породах пустот вторичного происхождения, что подтверждается также интенсивными, иногда катастрофическими поглощениями глинистого раствора при вскрытии продуктивного горизонта скважинами.

По данным гидродинамических исследований скважин, вскрывших верхнемеловые отложения Старогрозненского месторождения, коэффициенты продуктивности изменяются в пределах от 6,25 до 125 т·см²/сут·кгс. Коллектор относится к трещинно-каверновому типу. Его проточная трещиноватость колеблется от 0,15 до 0,57%, составляя в среднем 0,32%, а проницаемость местами достигает 1500 мД, составляя в среднем 270 мД. Нефть находится во вторичных пустотах, в то время как первичные пустоты водонасыщены. Первые скважины, вскрывшие залежь, дали чистую фонтанную нефть без признаков воды. Дебит от отдельной скважины достигал 2500 т/сут. Нефть малосернистая, низкосмолистая, высокопарафинистая. Ее плотность в поверхностных условиях 0,823 г/см³, газовый фактор — 483 м³/т. На основании

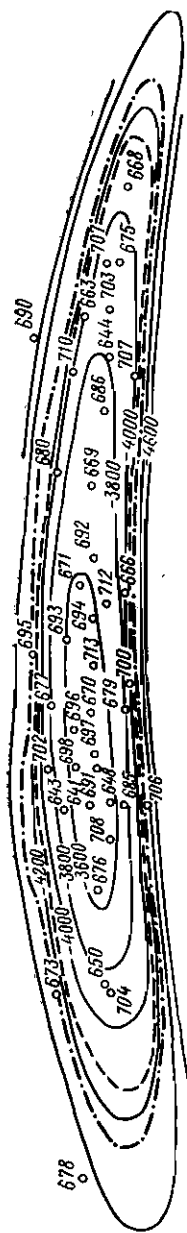


Рис. 79. Структурная карта по кровле меловых отложений Старогрозненского месторождения

данных пробной эксплуатации режим работы залежи классифицировался как близкий к упругозамкнутому, переходящему в упруговодонапорный.

§ 2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОБЪЕМА НЕФТЕСОДЕРЖАЩИХ ПОРОД

Подсчет запасов по верхнемеловой залежи Старогрозненского месторождения затруднен тем обстоятельством, что по ряду причин технического и технологического характера начальное положение ВНК прямыми наблюдениями здесь установить не удалось. При первом подсчете запасов (1969 г.) начальное положение ВНК было принято условно на отметке —4250 м, хотя наиболее низкая отметка, с которой была получена нефть, равна —4189 м. При втором подсчете запасов (1977 г.) для оценки начального объема нефтесодержащих пород использовался метод, базирующийся на учете отобранного количества жидкости и остаточного нефтенасыщенного объема.

Суммарная (накопленная) добыча нефти Q_n в каждый момент разработки залежи предполагалась слагающейся из трех частей: 1) добычи $Q_{н.у.о}$, обусловленной проявлением упругих свойств среды и жидкости оставшегося нефтенасыщенного объема залежи; 2) добычи $Q_{н.у.з}$, связанной с упругими свойствами среды и жидкости, содержащейся в заводнившемся объеме залежи; 3) добычи $Q_{н.в}$, полученной в результате вытеснения нефти внедряющейся в залежь водой, т. е.

$$Q_n = Q_{н.у.о} + Q_{н.у.з} + Q_{н.в}, \quad (XII.1)$$

где добыча выражается в единицах объема, приведенного к пластовым условиям.

Используя значения коэффициента упругости (β^*) и коэффициента отбора нефти с 1 м^3 породы в результате вытеснения ее внедрившейся водой (q_3), для оценки значений слагаемых в правой части формулы (XII.1) получим следующие равенства:

$$Q_{н.у.о} = \beta^* V_{ост} \Delta p, \quad (XII.2)$$

$$Q_{н.у.з} = \beta^* V_{зав} \frac{\Delta p}{2}, \quad (XII.3)$$

$$Q_{н.в} = q_3 V_{зав}, \quad (XII.4)$$

где $V_{ост}$ — нефтенасыщенный объем залежи, оставшийся после добычи из нее нефти в количестве Q_n ; $V_{зав}$ — объем залежи, заводнившийся к моменту отбора того же количества нефти; Δp — снижение пластового давления к указанному моменту времени. Заметим, что в формуле (XII.3) множитель $\frac{\Delta p}{2}$ — оценка снижения пластового давления с усреднением по всему промежутку времени, в течение которого велась добыча. Оценка $\frac{\Delta p}{2}$ выбрана с учетом того, что в момент начала добычи это снижение было равно нулю, а в конце промежутка достигло величины Δp .

Коэффициент упругости β^* определяется равенством

$$\beta^* = \frac{Q_{н.у}}{V_{нач} \Delta p}, \quad (XII.5)$$

где $Q_{н.у}$ — отбор нефти из залежи за период снижения давления на величину Δp при условии полной замкнутости залежи; $V_{нач}$ — начальный продуктивный объем залежи.

Вводя обозначение

$$A = \frac{Q_{н.у}}{\Delta p}$$

и учитывая, что $V_{нач} = V_{ост} + V_{зав}$, можно записать

$$\beta^* = \frac{A}{V_{ост} + V_{зав}}, \quad (XII.6)$$

в связи с чем равенство (XII.1) переписывается в следующем виде:

$$Q_n = \frac{A}{V_{ост} + V_{зав}} V_{ост} \Delta p + \frac{A}{V_{ост} + V_{зав}} V_{зав} \frac{\Delta p}{2} + q_3 V_{зав}. \quad (XII.7)$$

После преобразования выражения (XII.7) получим квадратное уравнение

$$aV_{зав}^2 + bV_{зав} + C = 0, \quad (XII.8)$$

где

$$a = q_3,$$

$$b = q_3 V_{ост} + 0,5A \Delta p - Q_n;$$

$$C = (A \Delta p - Q_n) V_{ост}.$$

Значение q_3 можно принять по аналогии с хорошо изученными залежами, для которых имеются надежные оценки начальных продуктивных объемов и достаточно точные определения заводнившихся объемов, выполненные на основе систематического контроля за перемещением ВНК в процессе разработки. Остальные коэффициенты могут быть найдены путем соответствующей обработки данных по истории изменения некоторых параметров залежи в процессе ее разработки и о текущем состоянии залежи

как геологического объекта, существенно изменившегося в результате техногенных процессов, вызванных разработкой.

Значение величины A для верхнемеловой залежи Старогрозненского месторождения определено с помощью графика (рис. 80) изменения пластового давления по мере роста накопленного отбора жидкости. График характеризует первый период разработки (до начала роста пластового давления в связи с нагнетанием воды в залежь). Касательная к начальному участку кривой — теоретическая зависимость между накопленным отбором и снижением пластового давления для условий замкнутой залежи. Для этой касательной $A=0,0625$ усл. ед·см²/кгс. Например, при $\Delta p=100$ кгс/см², $Q_{н.у}=6,25$ усл. ед.,

$$A = \frac{Q_{н.у}}{\Delta p} = \frac{6,25}{100} = 0,0625.$$

Оставшийся нефтенасыщенный объем $V_{ост}$ по состоянию на 1/1 1972—1974, 1976 и 1977 гг. определялся с учетом текущих положений водонефтяного контакта. Уровень ВНК в каждой скважине оценивался по процентному содержанию воды в отбираемой жидкости. Принималось, что до подхода ВНК к интервалу перфорации из скважины отбиралась чистая нефть, а при последующем подъеме ВНК отношение накопленного (по данной скважине) отбора нефти за водный период $Q_{н.в.п}^{скв}$ ко всему накопленному (по той же скважине) к соответствующему моменту времени отбору нефти $Q_n^{скв}$ примерно равно отношению заводненной толщины дренируемого интервала к его суммарной (в безводный период полностью нефтенасыщенной) толщине. Была построена единая для всех скважин залежи усредненная зависимость между отношением $Q_{н.в.п}^{скв}/Q_n^{скв}$ и процентным содержанием воды в отбираемой жидкости. Используя эту зависимость, по проценту обводнения продукции каждой скважины на рассматриваемую дату оценивали отношение $Q_{н.в.п}^{скв}/Q_n^{скв}$ и равное ему отношение толщины обводнившейся части дренируемого интервала к его общей толщине, а уже по этому отношению определялось положение ВНК в скважине. Для скважин, по которым было проведено опробование, при решении вопроса о положении ВНК учитывались и данные опробования.

Результаты определения положения ВНК в отдельных скважинах обобщены в виде карт поверхности ВНК по состоянию на 1/1 1972—1974, 1976 и 1977 гг. Указанные карты использованы при оценке оставшихся нефтенасыщенных объемов $v_{ост}$ на каждую из дат (см. табл. 44). Расчеты объемов выполнены методом графического интегрирования.

Для оценки значения коэффициента отбора нефти q_3 использованы данные разработки залежей нефти Карабулак-Ачалукского, Малгобек-Вознесенского и Эльдаровского месторождений. Установлено, что значение q_3 зависит от вторичной пустотности пород (рис. 81). Заметим, что при определении q_3 из суммарного

рис. 80. зависимость снижения пластового давления ($\Delta p_{пл}$) от накопленного отбора ($Q_{ж.н}$) жидкости по верхнемеловой залежи Старогрозненского месторождения

1 — фактическая кривая для начального периода разработки; 2 — теоретическая кривая (при условии полной замкнутости залежи)

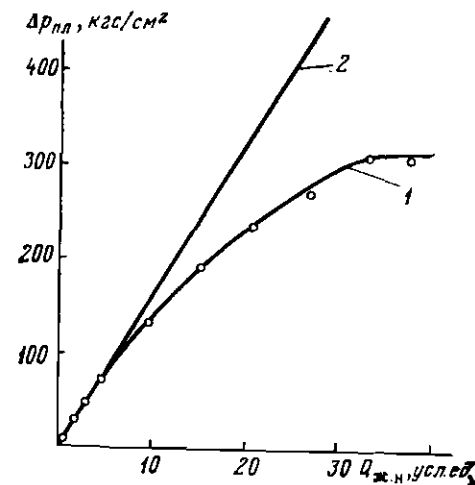
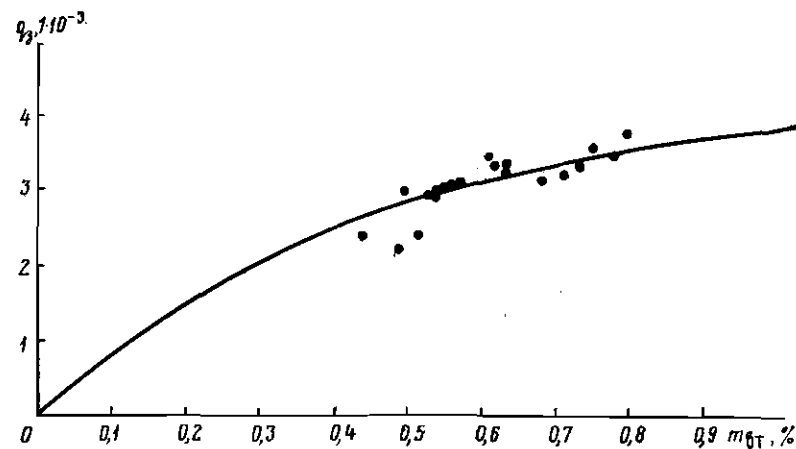


рис. 81. Зависимость коэффициента отбора нефти (q_3), получаемого за счет гидродинамического вытеснения, от вторичной пустотности ($m_{вт}$)



отбора нефти вычиталась добыча, обусловленная упругими силами среды и жидкости, содержащейся в нефтенасыщенном и заводнившемся объемах. При использовании графика, приведенного на рис. 81, для определения q_3 по верхнемеловой залежи Старогрозненского месторождения вторичная пустотность для части залежи, заводнившейся в период до 1/1 1977 г., была принята равной 0,74% (см. § 3 настоящей главы), что дало $q_3=0,0035$. Для частей залежи, заводнившихся до 1/1 1976, 1974, 1973 и 1972 гг., приняты более низкие значения коэффициента отбора q_3 (табл. 38), так как по всем верхнемеловым залежам ЧИАССР наблюдается закономерное увеличение q_3 по мере перемещения водонефтяного контакта к своду структуры.

Таблица 38

ОЦЕНКА НАЧАЛЬНОГО ОБЪЕМА ПОРОД ВЕРХНЕМЕЛОВОЙ ЗАЛЕЖИ НЕФТИ СТАРОГРОЗНЕНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПО ОБЪЕМУ ДОБЫТОЙ НЕФТИ И ОСТАВШЕМУСЯ НЕФТЕНАСЫЩЕННОМУ ОБЪЕМУ
($A=0,0625$ усл. ед. · см³/кгс)

Дата, по состоянию на которую оценивался оставшийся нефтенасыщенный объем	Добыча нефти на соответствующую дату, усл. ед. в пересчете на пластовые условия	Коэффициент отбора нефти в результате вытеснения ее водой	Оставшийся нефтенасыщенный объем, усл. ед.	Изменение давления по отношению к начальному пластовому, кгс/см ²	Заводившийся объем, найденный путем решения уравнения (XII. 8), усл. ед.	Начальный объем залежи, усл. ед.
1/1 1977 г.	44,2	0,0035	275	315	9750	10 025
1/1 1976 г.	43,2	0,0034	550	315	9700	10 250
1/1 1974 г.	37,7	0,0031	1500	315	8530	10 030
1/1 1973 г.	33,2	0,0027	2300	311	7890	10 190
1/1 1972 г.	27,0	0,0024	3310	274	6800	10 110

Как видно из табл. 38, оценки начального нефтенасыщенного объема, найденные путем решения уравнения (XII.8) по данным разработки залежи на разные даты, отличаются друг от друга незначительно. Оценка по состоянию на 1/1 1977 г. равна 10 025 усл. ед., среднее из пяти оценок на разные даты близко к 10 100 усл. ед.

Начальный объем нефтенасыщенных пород определялся и другими методами: 1) материального баланса (см. § 6 настоящей главы), 2) объемным с отдельной оценкой объемов по заводненной и еще не заводненной частям. Соответственно получены следующие очень близкие друг к другу оценки начального нефтенасыщенного объема: 10 079 и 10 200 усл. ед. Был построен также график зависимости оценки начального нефтенасыщенного объема от принятой отметки ВНК. Используя этот график и полученные вышеупомянутыми методами близкие друг к другу результаты расчетов начального нефтенасыщенного объема, нетрудно определить и действительное начальное положение ВНК. Оказалось, что начальный водонефтяной контакт проходил на уровне абсолютной отметки —4240 м. Получение данных о начальном положении ВНК позволило применить для подсчета нефтенасыщенного объема верхнемеловой залежи Старогрозненского месторождения и обычный метод определения объема по картам начальных эффективных нефтенасыщенных толщин, который дал оценку начального нефтенасыщенного объема, равную 10 030 усл. ед.

Таким образом, разные методы приводят к почти одинаковым оценкам начального нефтенасыщенного объема верхнемеловой залежи Старогрозненского месторождения, и этот объем можно принять равным 10 100 усл. ед.

§ 3. РАСЧЕТ ОЦЕНКИ ВТОРИЧНОЙ ПУСТОТНОСТИ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ

Поскольку в верхнемеловых карбонатных отложениях Старогрозненского месторождения первичные поры нефти не содержат, для оценки запасов нефти важна только вторичная пустотность пород. Однако по результатам анализов кернов рассчитать среднюю величину вторичной пустотности как для залежи в целом, так и для ее отдельных частей невозможно: лабораторные методы определяют главным образом первичную пористость. Поэтому вторичная пустотность изучалась по промыслово-геофизическим данным.

Количество скважин, по которым имеется полный комплекс промыслово-геофизических исследований, достаточный для определения вторичной пустотности, невелико: всего восемь скважин, из которых две вскрыли кровлю верхнемеловых отложений на уровне ниже поверхности начального ВНК. Скважины весьма неравномерно размещены по площади, и степень вскрытия продуктивных отложений от скважины к скважине меняется. Кроме того, на залежи проявляется обычная для верхнемеловых отложений ЧИАССР тенденция к уменьшению вторичной пустотности вниз по разрезу продуктивной толщи и по направлению от сводов структур к крыльям. Поэтому расчеты средней величины вторичной пустотности с помощью соответствующих карт изолиний или простым усреднением данных по отдельным скважинам для рассматриваемого объекта неприемлемы.

Вторичная пустотность для залежи в целом определялась следующим образом. Вначале во всех скважинах были выделены интервалы, заключенные между соседними горизонтальными поверхностями, абсолютные отметки которых (поверхностей) отличаются друг от друга на 100 м (отметка поверхности равны —3500, —3600, —3700 м и т. д., вплоть до —4900 м). Для каждого интервала (*i*-й интервал) в выбранной скважине (*j*-я скважина) по данным промысловой геофизики определялись его вторичная пустотность m_{ij} и суммарная длина l_{ij} отрезков оси скважины, по которым выполнены определения вторичной пустотности. При этом m_{ij} рассчитывалась как средневзвешенная по длинам отрезков оси скважины (заключенных в соответствующем интервале абсолютных отметок), характеризующихся практически постоянной вторичной пустотностью. Далее для каждого из 100-метровых интервалов абсолютных отметок рассчитано среднее значение вторичной пустотности m_i со взвешиванием по соответствующим длинам отрезков l_{ij} . Затем все значения m_i были усреднены путем взвешивания по нефтенасыщенным объемам пород v_i , заключенным в соответствующих интервалах абсолютных

глубин, т. е. окончательная оценка вторичной пустотности ($m_{вт}$) залежи определялась по формуле

$$m_{вт} = \frac{\sum_{i=1}^k m_i V_i}{\sum_{i=1}^k V_i} \quad (\text{XII.9})$$

где k — общее количество 100-метровых интервалов абсолютных отметок, в которые попадает исследуемая залежь.

Формула (XII.9) фактически позволяет оценить расчетную вторичную пустотность со взвешиванием по объему нефтенасыщенной части залежи. Для верхнемеловой залежи Старогрозненского месторождения расчетная величина вторичной пустотности получилась равной 0,74%.

В процессе разведки верхнемеловой залежи Старогрозненского месторождения было отобрано значительное количество керна, подвергавшегося парафинированию на поверхности. Образцы исследовались в лаборатории с целью определения их нефте- и водонасыщенности. Оказалось, что нефтенасыщенность образцов колеблется от нуля до 37% и не отражает действительную нефтенасыщенность пород, слагающих залежь, точнее вторичных пустот этих пород, поскольку нефть концентрируется почти исключительно во вторичных пустотах. В связи с этим нефтенасыщенность оценивалась по специальной методике [40, 164] и довольно детально освещена в § 1 главы VIII. Для рассматриваемой залежи коэффициент нефтенасыщенности вторичных пустот по указанной методике получился равным 0,85.

§ 4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ

Оценка извлекаемых запасов верхнемеловой залежи Старогрозненского месторождения осуществлялась на основе использования так называемой нефтеотдающей емкости. Применительно к условиям исследуемой залежи нефтеотдающая емкость $\tilde{\eta}$ определяется как произведение коэффициентов вторичной пустотности $m_{вт}$, нефтенасыщенности k_n и нефтеотдачи η , т. е.

$$\tilde{\eta} = m_{вт} k_n \eta \quad (\text{XII.10})$$

Если упругость залежи равна β^* и к моменту снижения в ней давления по сравнению с начальным пластовым на величину Δp из нее добыт объем нефти, равный в пересчете на пластовые условия величине Q_n , а объемы заводненной и заводненной частей залежи к этому моменту составили соответственно $V_{зав}$ и $V_{ост}$, то нефтеотдающая емкость может быть определена по выражению

$$\tilde{\eta} = \frac{Q_n - V_{ост} \beta^* \Delta p}{V_{зав}} \quad (\text{XII.11})$$

Как видно из формулы (XII.11), для определения нефтеотдающей емкости по данным результатов разработки залежи нужно знать, наряду с приведенным к пластовым условиям объемом добытой нефти Q_n и величиной снижения Δp пластового давления, остаточный (незаводнившийся) и заводненный объемы залежи $V_{ост}$ и $V_{зав}$, а также коэффициент упругости β^* . Объем $V_{ост}$ определяется на основании данных о текущем положении поверхности водонефтяного контакта. Объем $V_{зав}$ вычисляется по разности между начальным нефтенасыщенным объемом $V_{нач}$ и остаточным объемом $V_{ост}$. Упругость β^* может быть рассчитана по формуле

$$\beta^* = \beta_{ск} + \beta_n m_{вт} \quad (\text{XII.12})$$

где $\beta_{ск}$ — коэффициент сжимаемости скелета породы, β_n — коэффициент сжимаемости нефти; $m_{вт}$ — коэффициент вторичной пустотности, выраженный в долях единицы.

Коэффициент сжимаемости скелета $\beta_{ск}$ трещинно-кавернового коллектора зависит от коэффициентов сжимаемости трещин β_t , каверн β_k и матрицы породы β_m , а также от коэффициентов вторичной трещинной $m_{вт}^t$ и каверновой $m_{вт}^k$ пустотности:

$$\beta_{ск} = m_{вт}^t \beta_t + m_{вт}^k \beta_k + \beta_m \quad (\text{XII.13})$$

Известно, что коэффициент сжимаемости зерен известняка равен $0,25 \cdot 10^{-5}$ см²/кгс. По анализам кернов из верхнемеловых отложений Старогрозненского месторождения средняя пористость матрицы породы равна 1,6%. Согласно В. М. Добрынину [94], при такой пористости коэффициент сжимаемости матрицы, взятой в целом, должен быть выше коэффициента сжимаемости образующих ее твердых зерен в 1,05 раза (рис. 82). Поэтому

$$\beta_m = 1,05 \cdot 0,25 \cdot 10^{-5} = 0,263 \cdot 10^{-5}$$

Считается [94], что коэффициент сжимаемости каверн в 2—3 раза выше коэффициента сжимаемости матрицы породы. Учитывая несферичность каверн и то обстоятельство, что многие из них пересекаются микротрещинами, остановимся на более высоком значении и получим

$$\beta_k = 3\beta_m = 0,786 \cdot 10^{-5}$$

Коэффициент сжимаемости трещин β_t зависит от эффективного напряжения породы, т. е. от разности между величинами геостатического (горного) и пластового давлений. Принимая для глубины, на которой находится верхнемеловая залежь Старогрозненского месторождения, интенсивность горного давления равной 1075 кгс/см² и величину начального пластового давления, приведенную к середине залежи, равной 679 кгс/см², получим эффективное напряжение, равное 396 кгс/см², которому соответствует [94] $\beta_t = 6,5 \cdot 10^{-5}$ см²/кгс.

Исходя из коэффициента вторичной пустотности верхнемеловых известняков Старогрозненского месторождения, равного

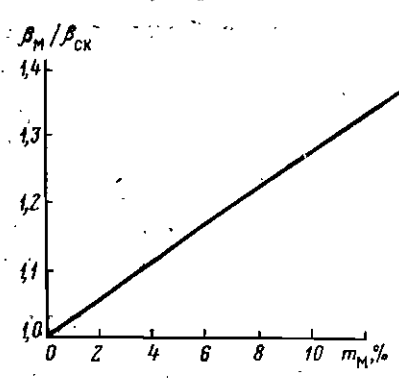


Рис. 82. Изменение отношения коэффициентов сжимаемости матрицы и твердой фазы зерен пород (β_m/β_{ck}) в зависимости от коэффициента пористости матрицы (m_m) [94]

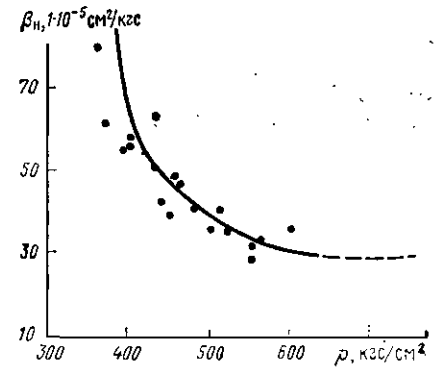


Рис. 83. Зависимость коэффициента сжимаемости (β_n) верхнемеловой нефти от давления (p) Старогрозненского месторождения

0,74%, и полагая, что объемы трещин и каверн примерно одинаковы, получим

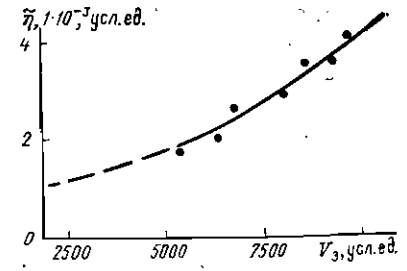
$$\beta_{ck} = 0,0037 \cdot 6,5 \cdot 10^{-5} + 0,0037 \cdot 0,786 \cdot 10^{-5} + 0,263 \cdot 10^{-5} = 0,289 \cdot 10^{-5}$$

Согласно специально выполненным исследованиям глубинных проб, коэффициент сжимаемости нефти верхнемеловой залежи Старогрозненского месторождения зависит от давления так, как это показано на рис. 83. В связи с непостоянством коэффициента сжимаемости нефти и изменением пластового давления в процессе разработки залежи при расчете значения упругоэласти по формуле (XII.12) мы будем получать разные результаты для рассматриваемых моментов разработки залежи. Результаты расчета упругоэласти верхнемеловой залежи Старогрозненского месторождения по формуле (XII.12) для различных уровней снижения пластового давления по отношению к начальному следующие.

Снижение давления, кгс/см ²	Упругоэласт, $1 \cdot 10^{-5}$, см ² /кгс
77	0,67
127	0,81
186	0,83
223	0,92
260	0,98
293	1,05

Эти данные использованы при расчете нефтеотдающей емкости для различных моментов разработки верхнемеловой залежи Старогрозненского месторождения. Расчет выполнен по формуле (XII.11). Результаты отражены на рис. 84. Экстраполяция кри-

Рис. 84. Зависимость нефтеотдающей емкости ($\tilde{\eta}$) от заводненного объема (V_a) пород верхнемеловой залежи Старогрозненского месторождения



вой до уровня заводненного объема в 10 100 усл. ед., отвечающего начальному нефтенасыщенному объему залежи, дает оценку конечной величины нефтеотдающей емкости ($\tilde{\eta}$), равной 0,0041.

Принимая в соответствии с изложенным выше для вторичной пустотности залежи значение $m_{вт} = 0,74\%$ и для коэффициента нефтенасыщенности вторичных пустот значение $k_n = 85\%$, с учетом формулы (XII.10) получим коэффициент извлечения нефти

$$\eta = \frac{0,0041}{0,0074 \cdot 0,85} = 0,65,$$

который был использован для оценки извлекаемых запасов нефти.

§ 5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЛОТНОСТИ НЕФТИ И ПЕРЕСЧЕТНОГО КОЭФФИЦИЕНТА, ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ ОБЪЕМНЫМ МЕТОДОМ

При подсчете запасов верхнемеловой нефтяной залежи Старогрозненского месторождения, выполнявшемся по состоянию на I/I 1977 г., имелись результаты исследования 14 качественных глубинных проб нефти и 24 поверхностных проб. В среднем плотность разгазированной нефти по результатам исследования глубинных проб получилась несколько более низкой, чем средняя плотность нефти по поверхностным пробам. Поскольку анализы глубинных проб проводились с применением весового метода определения плотности, а анализы поверхностных проб — методом Мора—Вестфалья, точность которого ниже, при подсчете запасов использованы данные по глубинным пробам. Среднеарифметическое значение плотности разгазированной нефти по этим пробам равно 0,823 г/см³.

Исследование глубинных проб нефти показало, что величина объемного коэффициента нефти с учетом начального пластового давления на уровне середины залежи, равного 679 кгс/см², составляет 2,17, чему соответствует значение пересчетного коэффициента, равное 0,461.

Принимая начальный нефтенасыщенный объем верхнемеловой залежи равным 10 100 усл. ед., коэффициенты вторичной пустотности и нефтенасыщенности равными соответственно 0,74 и

0,85%, плотность нефти 0,823 г/см³ и значение пересчетного коэффициента 0,461, для балансовых запасов нефти, выраженных в единицах массы применительно к поверхностным условиям, получим оценку (в усл. ед.)

$$Q_{\text{нач}}^{\text{м}} = 10\,100 \cdot 0,0074 \cdot 0,85 \cdot 0,823 \cdot 0,461 = 24,103.$$

С учетом коэффициента извлечения нефти $\eta = 0,65$ для извлекаемых запасов (в усл. ед.) имеем

$$Q_{\text{изв}}^{\text{м}} = 0,65 \cdot 24,103 = 15,667.$$

§ 6. КОНТРОЛЬ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ МЕТОДОМ МАТЕРИАЛЬНОГО БАЛАНСА И НА ОСНОВЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НЕФТЕОТДАЮЩЕЙ ЕМКОСТИ

Известно [76], что в общем случае для подсчета запасов нефти с помощью метода материального баланса необходимо знать количество воды, вторгшейся в залежь. Определение этого показателя всегда затруднено, и его оценка в большинстве случаев оказывается в значительной мере условной. Ситуация существенным образом меняется, когда применение метода материального баланса базируется на данных начального периода разработки, предшествующего началу процесса обводнения залежи за счет вторжения приконтурных вод. Поскольку до начала заводнения залежи ее разработка ведется в режиме, близком к упругозамкнутому, в этот период накопленный объем добытой нефти $Q_{\text{н}}$ определяется только величиной начального продуктивного объема залежи $V_{\text{нач}}$, коэффициентом упругоэластичности β^* и снижением пластового давления Δp . Если $Q_{\text{н}}$ выразить в единицах объема, приведенного к пластовым условиям, то связь между $Q_{\text{н}}$ и другими показателями может быть отражена равенством

$$Q_{\text{н}} = V_{\text{нач}} \Delta p \beta^*. \quad (\text{XII.14})$$

Исходя из равенства (XII.14), для определения начального продуктивного объема залежи получим формулу

$$V_{\text{нач}} = \frac{Q_{\text{н}}}{\Delta p \beta^*}. \quad (\text{XII.15})$$

Подставив значения $Q_{\text{н}}$, Δp и β^* вместо $V_{\text{нач}}$ в обычную формулу подсчета запасов объемным методом (формула (III.5)), для оценки балансовых запасов нефти, выраженных в единицах массы применительно к поверхностным условиям, имеем

$$Q_{\text{нач}}^{\text{м}} = \frac{Q_{\text{н}} m_{\text{вт}} k_{\text{п}} \rho_{\text{н}}}{\Delta p \beta^* b}. \quad (\text{XII.16})$$

При расчете по формуле (XII.16) будем пользоваться данными, относящимися к тому моменту разработки, когда пластовое

давление в верхнемеловой залежи Старогрозненского месторождения снизилось по сравнению с начальным на 77 кгс/см². В этот момент (см. рис. 81) накопленный объем добычи нефти $Q_{\text{н}}$ составил 5,2 усл. ед. Падению давления на 77 кгс/см² соответствует значение коэффициента упругоэластичности $\beta^* = 0,67 \cdot 10^{-5}$ см²/кгс. Оценки значений вторичной пористости $m_{\text{вт}}$, коэффициента нефтенасыщенности $k_{\text{п}}$, плотности нефти $\rho_{\text{н}}$ и ее объемного коэффициента b , как было показано выше, соответственно равны 0,74%; 85%; 0,823 г/см³; 2,17. Поэтому балансовые запасы нефти (в усл. ед.)

$$Q_{\text{нач}}^{\text{м}} = \frac{5,2 \cdot 0,0074 \cdot 0,85 \cdot 0,823}{77 \cdot 0,67 \cdot 10^{-5} \cdot 2,17} = 23,689,$$

а извлекаемые запасы (в усл. ед.) с учетом принятого коэффициента извлечения нефти $\eta = 0,65$ будут

$$Q_{\text{изв}}^{\text{м}} = 0,65 \cdot 23,689 = 15,398.$$

Прямой подсчет извлекаемых запасов через нефтеотдающую емкость $\tilde{\eta}$, если запасы выразить в единицах массы применительно к поверхностным условиям, может быть выполнен по очевидной формуле

$$Q_{\text{изв}}^{\text{м}} = \frac{V_{\text{нач}} \tilde{\eta} \rho_{\text{н}}}{b}. \quad (\text{XII.17})$$

Принимая, как и раньше $V_{\text{нач}} = 10\,100$ усл. ед., $\tilde{\eta} = 0,0041$, $\rho_{\text{н}} = 0,823$ г/см³, $b = 2,17$, получим извлекаемые запасы (в усл. ед.)

$$Q_{\text{изв}}^{\text{м}} = \frac{10\,100 \cdot 0,0041 \cdot 0,823}{2,17} = 15,705.$$

Таким образом, методы объемного материального баланса и прямой подсчет извлекаемых запасов через нефтеотдающую емкость дали практически одинаковые результаты. Интересно, что оценка извлекаемых запасов методом материального баланса только немногим ниже оценок, полученных двумя другими методами. Это связано с тем, что с самого начала разработки верхнемеловой залежи Старогрозненского месторождения в разработку была вовлечена практически вся залежь.

Незначительность расхождений между оценками запасов, полученных разными методами, свидетельствует, что даже при малом объеме «чисто геологической» информации учет данных, полученных в процессе эксплуатации залежи, иногда позволяет свести погрешность подсчета запасов к довольно низкому уровню. Не следует, однако, упускать из виду то обстоятельство, что в рассмотренном примере мы имели дело с залежью, разработка которой близится к завершению (см. табл. 38). Что касается залежей, разработка которых еще очень далека от завершения, на них возможности восполнения дефицита «собственно геологических» сведений за счет информации, полученной в процессе разработки, конечно, не столь велики.

ПЕРЕСЧЕТ ЗАПАСОВ НЕФТИ, ГАЗА И КОНДЕНСАТА

§ 1. ОБЩАЯ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ

Первый подсчет запасов месторождения углеводородов, как правило, выполняется вскоре после его открытия. Такой подсчет называется оперативным. Если геологическая разведка месторождения продолжается в течение длительного периода времени, то оперативный подсчет его запасов может выполняться несколько раз. В большинстве нефтегазодобывающих районов Советского Союза широко практикуется ежегодное проведение оперативного подсчета запасов по месторождениям, находящимся в разведке, с составлением соответствующего отчета. Основной целью оперативного подсчета является подготовка данных для составления и уточнения проектов геологоразведочных работ, для планирования пробной и отчасти опытно-промышленной эксплуатации недавно открытых залежей, для научного обоснования планов прироста запасов и решений о строительстве тех или иных объектов, отсутствие которых может задержать ввод месторождений в разработку или стать на начальных этапах их освоения причиной низкой рентабельности эксплуатации.

Главной особенностью оперативного подсчета является то, что он выполняется в условиях, когда геологоразведочные работы еще не закончены, а эксплуатация залежей вообще не проводилась или объем ее очень невелик, в связи с чем на стадии оперативного подсчета обычно приходится иметь дело с объектами, контуры которых определены лишь в первом приближении, и все подсчетные параметры оценены с невысокой точностью, а зачастую и просто по аналогии с другими объектами того же или соседних нефтегазоносных районов.

Единственным методом, пригодным для выполнения оперативного подсчета запасов, является объемный, иногда реализуемый в упрощенных вариантах, например с использованием параметра «нефтеотдающая емкость», значение которого принимается по аналогии. Оперативно подсчитанные запасы в большинстве случаев относятся к категориям C_1 и C_2 , причем доля последней может быть весьма высокой.

После окончания разведки месторождения по нему выполняется подсчет промышленных запасов. Если месторождение имеет большие размеры, промышленный подсчет, в порядке исключения, может быть выполнен только по части месторождения, но в этом случае обязательным является требование проведения подсчета промышленных запасов по месторождению в целом после завершения геологоразведочных работ на участках, не учтенных в предшествующих подсчетах промышленных запасов. Основная задача промышленного подсчета — получение всех необ-

ходимых данных для проектирования разработки месторождения.

Объект подсчета промышленных запасов надежно оконтуривается, на нем проводится опытно-промышленная или хотя бы пробная эксплуатация, все подсчетные параметры, как правило, оцениваются на основании исследований, выполненных на самом объекте, а не по аналогии. Основным методом подсчета промышленных запасов является объемный метод, как единственный, позволяющий получить полное представление о пространственном распределении запасов нефти и газа, без чего невозможно оптимальным образом решить все вопросы проектирования разработки. Применение в качестве основных других методов подсчета, в первую очередь материального баланса, при подсчете промышленных запасов допускается только в тех случаях, когда в силу тех или иных обстоятельств некоторые параметры, необходимые для подсчета объемным методом, вообще не поддаются количественной оценке или оцениваются крайне грубо. В то же время считается весьма желательным дополнять основной подсчет, осуществленный объемным методом, параллельным по другим методам подсчета запасов: газовой залежи по падению давления, нефти и газа с помощью материального баланса. Эти методы используются в качестве средства контроля основного объемного метода на отсутствие грубых ошибок в оценках подсчетных параметров и в представлениях о геологическом строении месторождения. Такой контроль полезен даже в тех случаях, когда он может быть осуществлен только для какой-то части объекта, запасы по которому подсчитаны объемным методом (например, для отдельных блоков крупной залежи, к моменту выполнения подсчета промышленных запасов, введенных в опытно-промышленную эксплуатацию).

При подсчете промышленные запасы оцениваются в основном по категориям B и C_1 , но разрешается некоторую часть запасов оставлять в категории C_2 при обязательном условии их дальнейшего исследования с помощью оценочных скважин и в процессе опытно-промышленной и промышленной эксплуатации.

Новые данные, получаемые в результате опытно-промышленной эксплуатации, а также материалы исследований, выполненных на участках, ранее не учтенных в промышленном подсчете запасов или отнесенных к категории C_2 , когда объем этих данных оказывается достаточно большим, время от времени обобщаются с целью дальнейшего уточнения представлений о геологическом строении месторождения и более точной оценки его запасов. Результаты обобщения оформляются в качестве пересчета запасов, который является совершенно необходимым в случае вызванного поступлением дополнительных данных о резком изменении геологического строения месторождения, его размеров (положение контура) или величины связанных с ним запасов, а также при появлении слишком больших расхождений между фактическими и проектными показателями разработки. Для мес-

торождений с длительными сроками эксплуатации пересчет запасов обычно проводится несколько раз.

Поскольку пересчет запасов выполняется в условиях, когда по месторождению уже накоплен очень большой объем геологической информации и имеется значительный опыт его эксплуатации, пересчет, как правило, дает возможность получить такую детальную модель месторождения, наличие которой позволяет внести в принятую систему разработки значительные коррективы, способствующие повышению ее эффективности. Поэтому чаще всего пересчет запасов приурочивается к тем моментам времени, когда проблема повышения эффективности разработки стоит особенно остро, например, к началу периода массового обводнения скважин и к моменту выхода на расчетный коэффициент нефтеотдачи. Опыт показывает, что проведение пересчета запасов в такие «критические моменты» дает возможность вскрыть значительные резервы повышения рентабельности эксплуатации и продления жизни месторождения как промышленно ценного источника нефти или газа.

При пересчете запасов, как и при подсчете промышленных запасов, чаще всего в качестве основного используется объемный метод. Этот метод позволяет подойти к оценке запасов дифференцированно, что особенно необходимо (и для чего имеются очень благоприятные возможности) на поздних и относительно поздних стадиях разработки, когда повышение качества разработки может достигаться только за счет предельно конкретного подхода к выбору мест расположения новых скважин и к способу использования каждой из скважин. Однако при пересчете запасов самое широкое применение находят и все остальные методы: материального баланса, подсчет запасов газа по падению давления, статистический. Последний метод оказывается особенно полезным для оценки остаточных извлекаемых запасов залежей, находящихся на поздних стадиях разработки и разрабатываемых по системе, которая не будет меняться до полного истощения залежи.

Хотя формально даже при пересчете запасов, выполняемом на самых поздних стадиях разработки, в большинстве случаев объемный метод выступает в качестве основного, а остальные в качестве контрольных, по существу ситуация здесь принципиально другая, чем при первом подсчете. Если при первом подсчете запасов метод материального баланса, за редкими исключениями, используется действительно только для контроля результатов объемного метода выявления грубых ошибок, то при пересчете запасов на поздних стадиях разработки нередко общая величина запасов фактически определяется методами материального баланса или статистическим, а значения параметров, входящих в формулу объемного метода, корректируют запасы, подсчитанные методами объемного и материального баланса, совпадали. Иначе говоря, при пересчете запасов, особенно если он выполняется для месторождения, разработка которого близится к кон-

цу, понятия «основной» и «контрольный» методы становятся в значительной мере условными, так как фактически все применяемые методы выступают в качестве более или менее равноправных взаимно дополняющих друг друга частей единой процедуры.

При пересчете запасы обычно оцениваются по категориям А, В, частично С₁. Запасы категории С₂ не выделяются совсем или доля их очень мала. Значительная часть запасов переводится из более низких категорий в более высокие. Нередко часть запасов, ранее отнесенных к промышленным, переводится в забалансовые. Возможно, конечно, и увеличение промышленных запасов за счет снижения величины нижнего предела пористости или проницаемости коллекторов, т. е. фактически перевод забалансовых запасов, обычно не оценивающихся при первом подсчете запасов, в балансовые.

Результаты первого подсчета запасов утверждаются ГКЗ СССР. Результаты пересчета подлежат утверждению в ГКЗ, если запасы нефти или газа по отношению к ранее утвержденным изменились на $\pm 20\%$ и более.

Подчеркивая большое прикладное значение пересчета запасов для оптимизации управления разработкой нефтяных и газовых месторождений, не следует забывать и о теоретическом значении пересчета. Сравнительный анализ результатов последующих пересчетов с результатами предыдущих пересчетов и подсчетов запасов по тем же объектам представляет большой интерес с точки зрения задачи совершенствования методик разведки нефтяных и газовых месторождений и обобщения данных разведки при подсчете запасов. Такой анализ был выполнен на примере месторождений Пермского Прикамья. Результаты его рассмотрены в следующих четырех параграфах.

§ 2. АНАЛИЗ ИЗМЕНЕНИЯ КАТЕГОРИЙНОСТИ ЗАПАСОВ

Изменение категорийности запасов в результате их пересчета удобно анализировать путем сравнения подсчетных планов предыдущего и последующего подсчетов. Поскольку последующий подсчет, как правило, базируется на большем объеме фактических данных, чем предыдущий, основная тенденция в изменении категорийности при пересчете — перевод запасов в более высокие категории. Как проявляется эта тенденция, покажем на примере Куединской группы месторождений (южные районы Пермской области).

Разведка Куединской группы месторождений и подготовка ее к промышленной разработке выполнены в два этапа [266]. Некоторые показатели каждого из этапов приведены в табл. 39. На первом этапе поисково-разведочных работ, продолжавшемся с 1951 по 1965 г., в районе было выявлено шесть месторождений и проведено изучение геологического строения этих месторождений. Средняя продолжительность поисково-разведочных работ

СВЕДЕНИЯ О ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТАХ НА КУЕДИНСКОЙ ГРУППЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ*

Месторождение	Количество поисково-разведочных скважин	Стоимость 1 м проходки, руб	Число нефтеносных горизонтов	Количество исследованных залежей
Красноярско-Куединское	43	71	6	17
	52	76	7	28
Гожано-Шагиртское	20	78	7	7
	37	82	7	17
Быркинское	14	52	6	6
	19**	52	6	6
Гондыревское	2	58	1	1
	9	69	6	6
Альняшское	2	86	—	—
	11	85	5	9
Итого по Куединской группе	81	69	7	31
	128	72	7	66

* В числителе — на первом этапе, в знаменателе — к моменту окончания разведки.

** В том числе 5 оценочных.

для каждого из месторождений — около четырех лет. Промышленная оценка запасов с утверждением их в ГКЗ СССР была дана по Гожанскому, Быркинскому, Красноярскому и Куединскому месторождениям для продуктивных пластов девонского и нижнекаменноугольного возрастов по категориям В, С₁ и С₂ и для среднекаменноугольных залежей по категории С₂. По Гондыревскому и Альняшскому месторождениям была дана оперативная оценка запасов по категориям С₁ и С₂. Распределение запасов по категориям и продуктивным пластам показано на рис. 85, а, из которого видно, что запасы категории С₂ составляли около 50% от общей величины запасов.

Утверждение ГКЗ СССР запасов категорий В+С₁ (с правом разработки) позволило приступить к опытно-промышленной эксплуатации и составлению технологических схем разработки отдельных залежей и горизонтов. Анализ результатов геологоразведочных работ прежних лет и вновь получаемых данных с целью оценки перспектив прироста запасов нефти и газа по этой группе месторождений и выработки рекомендаций по переводу запасов в более высокие категории позволил обосновать необходимость бурения 48 разведочных скважин, что и было пре-

дусмотрено в проекте доразведки Куединской группы месторождений, составленном в 1968 г.

Согласно исследованиям [3, 4, 142, 155, 156, 196], результаты которых послужили научным обоснованием составленного проекта, наиболее перспективным считались северо-восточное крыло Гожанского поднятия, осложненное структурным выступом, и цепочка поднятий по юго-западному склону Куединского вала (рис. 86). Здесь и был сосредоточен основной разведочный объем бурения (33 скважины) на втором этапе разведки, продолжавшемся с 1969 по 1974 г. В результате работ выяснилось, что Гожанское месторождение представляет собою часть Гожано-Шагиртского месторождения и уточнились представления о геологическом строении Альняшского и Гондыревского месторождений. На Куединском, Красноярском и Быркинском месторождениях основной задачей доразведки было обеспечение прироста промышленных запасов в первую очередь за счет перевода запасов категории С₂ в более высокие категории. Для решения этой задачи на Красноярском и Куединском поднятиях было пробурено девять разведочных, на Быркинском — пять оценочных скважин.

Средняя продолжительность второго разведочного этапа на одном месторождении — два года. Его вы-

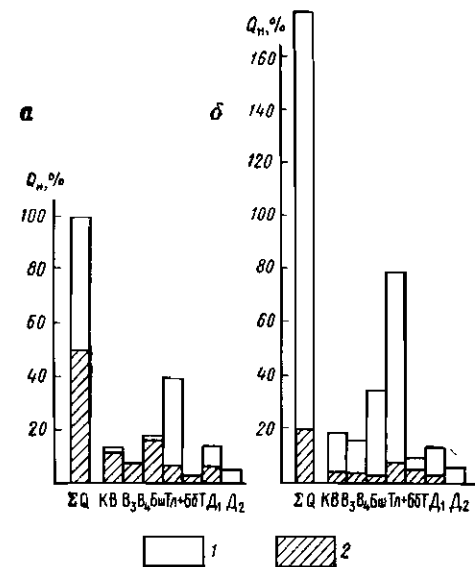


Рис. 85. Распределение запасов нефти (Q_n) по продуктивным пластам Куединской группы месторождений

а — на I этапе поисково-разведочных работ; б — после доразведки месторождений. 1 — запасы категорий В+С₁; 2 — запасы категории С₂. Продуктивные пласты: KB — каширо-верейский, B₃B₄ — верейские, B₅ — башкирский, T₁+B₆ — тульский и бобринковский, T — турнейский, D₁ — кыновский, D₂ — пашийский

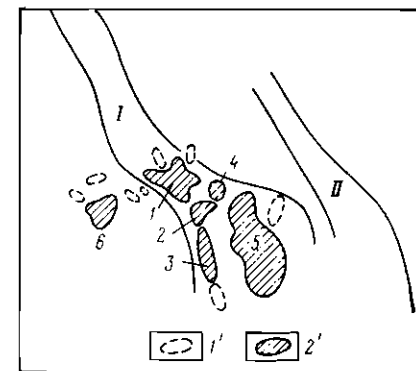


Рис. 86. Схема расположения месторождений Куединской группы

1' — перспективные структуры; 2' — месторождения: 1 — Гожано-Шагиртское; 2 — Альняшское; 3 — Гондыревское; 4 — Быркинское; 5 — Красноярско-Куединское; 6 — Москудинское. Валы: I — Куединский, II — Чернушинский

полнение позволило подсчитать запасы по категориям В + С₁ на Гондыревском, Альяншском месторождениях и Шагиртской площади Гожано-Шагиртского месторождения и коренным образом переоценить запасы по району Красноярского и Куединского месторождений, оказавшихся составными частями единого Красноярско-Куединского месторождения. В целом учтенные запасы увеличились на 78% по сравнению с их прежним уровнем; соотношение категорий сместилось в сторону резкого преобладания категорий В и С₁ (см. рис. 86, б). Интересно, что эти результаты достигнуты за счет использования объема разведочного бурения, составляющего только 40% от объема, затраченного на первом этапе поисково-разведочных работ (соотношение по количеству скважин другое, см. табл. 40).

Прирост запасов в первую очередь связан с увеличением значений таких параметров, как площадь нефтеносности и эффективная нефтенасыщенная толщина. Оказалось также, что при подсчетах, выполненных после первого этапа поисково-разведочных работ, была несколько занижена пористость коллекторов. Результаты сравнения значений некоторых подсчетных параметров, использованных при первом подсчете запасов по Красноярскому и Куединскому месторождениям и при пересчете запасов, сведены в табл. 40 (сравнивались те значения, которые были приняты при утверждении запасов в ГКЗ СССР).

Если к концу первого этапа поисково-разведочных работ в общем объеме учтенных запасов на долю категории С₂ приходилось 50%, то к концу второго этапа — только 11%. Эти 11% составляют тот резерв прироста запасов промышленных категорий, который может быть использован при последующем пересчете.

Таблица 40

ВЕЛИЧИНЫ ИЗМЕНЕНИЯ (в %) ПОДСЧЕТНЫХ ПАРАМЕТРОВ
НА КРАСНОЯРСКО-КУЕДИНСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ
В РЕЗУЛЬТАТЕ ЕГО ДОРАЗВЕДКИ

Пласт	Пористость		Нефтенасыщенность		Пересчетный коэффициент		Плотность нефти	
	Кр.	Куед.	Кр.	Куед.	Кр.	Куед.	Кр.	Куед.
Пашийский	—	27	—	10	—	1	—	0
Бобринский	13	6	7	4	-1	-3	0	-1
Турнейский	10	0	0	0	—	0	1	0
Тульский	13	6	7	4	0	0	0	0
Башкирский	18	18	0	7	-3	2	2	0
Верейский	30	25	0	7	1	5	0	-2
Каширский	7	17	7	7	1	5	0	-2

Примечание. За 100% приняты значения подсчетных параметров, утвержденные на первом этапе работ; Кр. и Куед. — соответственно Красноярская и Куединская площади.

§ 3. АНАЛИЗ ИЗМЕНЕНИЯ ПРЕДСТАВЛЕНИЙ О СТРУКТУРНОМ ПЛАНЕ

Анализ изменения представлений о структурном плане в результате пересчета запасов интересен прежде всего с точки зрения задачи определения количества скважин, действительно необходимого для изучения структурного плана с той детальностью, которая требуется при подсчете запасов нефти и газа по промышленным категориям. Для анализа лучше всего использовать структурные карты, построенные на ЭВМ по строго определенным алгоритмам, что позволяет избавиться от субъективизма и устранить опасность вольного или невольного «подстраивания» карт, получаемых на более позднем этапе по большему объему информации, к картам, построенным ранее с учетом меньшего количества данных.

На рис. 87 приведены три структурные карты по кровле бобринского нефтеносного пласта для Ольховского месторождения (Пермская область), построенные с использованием данных по 13, 19 и 28 разведочным скважинам. Построения выполнены на ЭВМ по так называемому основному алгоритму численной геометрии недр (см. § 3 главы XVII). Как показывает сопоставление карт, 19 скважин в данном случае достаточно для выявления всех элементов структуры. Фактически при представлении запасов Ольховского месторождения на утверждение в ГКЗ СССР были использованы данные по 23 скважинам, в связи с чем при утверждении запасов отмечено, что количество разведочных скважин слишком велико: месторождение могло быть разведано меньшим количеством скважин.

Хотя метод визуального сопоставления структурных карт, относящихся к одному и тому же объекту, но базирующихся на данных разного объема, в ряде случаев, как видно из рис. 87, позволяет дать вполне определенное заключение относительно того, как зависят результаты структурных построений от объема используемой информации и какой объем информации действительно необходим для построения структурной карты в данном конкретном случае, визуальное сопоставление ни в коей мере нельзя считать самым лучшим методом сравнительного анализа структурных карт. В связи с этим большой интерес вызывает способ анализа изменений структурных планов при пересчете запасов, предложенный в работе [34]. Способ базируется на построении карты изолиний разностей абсолютных отметок поверхностей кровли и подошвы исследуемого пласта, подсчете по этой карте объема пласта и последующей количественной оценке расхождения между картами по разности объемов пласта, один из которых отвечает более раннему, а другой — более позднему подсчету. Применение такой и ей подобных процедур полезно в том отношении, что сопоставление карт переводится на количественную основу. Вероятно, разумной мерой расхождения между двумя структурными картами может быть также среднее аб-

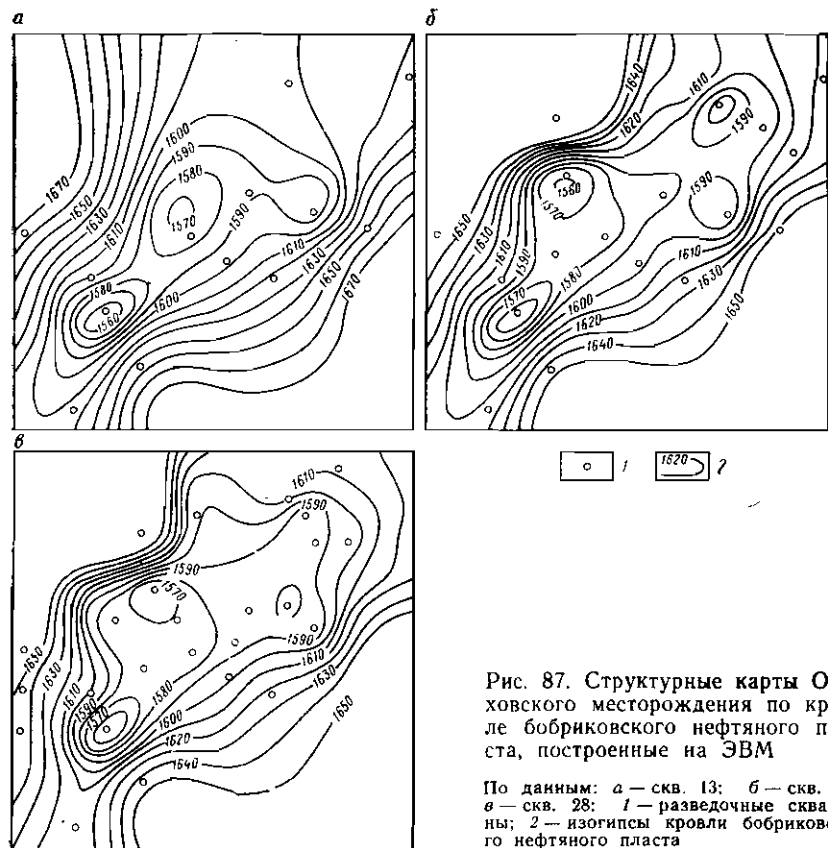


Рис. 87. Структурные карты Ольховского месторождения по кровле бобриковского нефтяного пласта, построенные на ЭВМ

По данным: а — скв. 13; б — скв. 19; в — скв. 28; 1 — разведочные скважины; 2 — изогипсы кровли бобриковского нефтяного пласта

солютное или среднеквадратическое отклонение. Однако этот вопрос требует дополнительного изучения.

§ 4. АНАЛИЗ ИЗМЕНЕНИЯ РАСЧЕТНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Анализ изменения оценок площади нефтеносности при пересчете запасов осуществляется путем сопоставления подсчетных планов. При этом особое внимание обращается на характер, величину изменения положения контура залежи и на выяснение причин указанного изменения. Исследования свидетельствуют, что наиболее значительные расхождения в оценках площадей нефтеносности обусловлены расхождениями в принятых отметках поверхностей водонефтяного и газонефтяного контактов, что расхождения увеличиваются в случае пластов сложного литологического строения (при наличии так называемых зон замещения коллектора плотными породами) и в случае использования систем размещения разведочных скважин, слишком жестко ориентированных на максимальное снижение доли скважин, попадающих за пределы нефтеносной площади.

Изучение причин изменения при пересчете запасов оценок средней эффективной нефте- или газонасыщенной толщины показывает, что изменения в основном обусловлены следующими факторами: 1) усовершенствованиями в методике выделения прослоев коллекторов по промыслово-геофизическим данным; 2) уточнениями положений водонефтяных, газоводяных и газонефтяных контактов по данным промысловой геофизики и по результатам испытаний новых скважин; 3) порождаемыми сгущением сетки скважин изменениями представлений о количестве и размерах зон замещения коллекторов непроницаемыми породами; 4) изменениями нижних пределов пористости в связи с получением новых результатов анализа керна, что приводит к необходимости пересмотра эффективных толщин по скважинам, а следовательно, и к пересмотру оценок средних значений этого параметра для залежей, взятых в целом.

Пористость, нефтенасыщенность, плотность нефти и объемный коэффициент нефти обычно достаточно точно оцениваются уже при первом подсчете запасов нефти и газа, и при пересчете запасов эти параметры изменяются мало.

§ 5. ПРИМЕР АНАЛИЗА ИЗМЕНЕНИЯ ТОЧНОСТИ ОЦЕНОК ПОДСЧЕТНЫХ ПАРАМЕТРОВ И ПРОДУКТИВНОГО ОБЪЕМА ПРИ ПЕРЕСЧЕТЕ ЗАПАСОВ

В качестве примера рассмотрим результаты обработки данных разведки бобриковской залежи уже упоминавшегося Ольховского нефтяного месторождения, находящегося на территории Пермской области. В настоящее время залежь разбурена по эксплуатационной сетке. Ее запасы и все подсчетные параметры в результате последнего пересчета оценены с очень высокой точностью. Это позволяет считать, что по залежи известны так называемые «вероятнейшие значения» всех параметров [98, 139, 253]. Эти «вероятнейшие значения» использованы для оценки точности трех подсчетов запасов, отвечающих трем различным этапам исследования залежи. Для первого этапа подсчет запасов выполнен по данным 13 скважин, для второго — по данным 19 и для третьего — по данным 28 скважин.

Точность определения высотного положения водонефтяного контакта оценивалась путем вычисления среднеквадратического отклонения отметок ВНК, принятых на том или ином этапе подсчета запасов, от отметок ВНК в тех же точках, считающихся «вероятнейшими». Среднеквадратическое отклонение систематически уменьшалось по мере увеличения количества скважин, учтенных при подсчете запасов, и для вариантов, основанных на использовании данных по 13, 19 и 28 скважинам, соответственно составило 3,7; 2,0 и 1,7 м.

Оценка точности структурных карт, полученных на каждом из трех этапов, осуществлялась следующим образом. Вначале пу-

тем сопоставления данной карты с «вероятнейшей» определялось линейное уравнение регрессии, описывающее связь между отметками по данной карте и зафиксированными в тех же точках «вероятнейшими» отметками («вероятнейшие» отметки выступали в качестве функции.) Затем в соответствии с картой, точность которой предстояло оценить, ставилась другая карта, для которой отметки вычислены путем подстановки отметок, задаваемых первой картой, в найденное уравнение регрессии. Эта другая карта рассматривалась как полученная из первой в результате устранения систематических ошибок в определении абсолютных отметок, ее точность оценивалась путем сопоставления с «вероятнейшей» картой. В качестве меры расхождения использовалось среднеквадратическое отклонение. Считается, что полученное таким способом среднеквадратическое отклонение характеризует исходную (первую) карту, отражая ее случайную погрешность (систематическая погрешность исключена благодаря предварительно выполненному линейному преобразованию поля с помощью уравнения регрессии).

Описанным способом были оценены случайные погрешности структурных карт по кровле продуктивного пласта, базирующихся на данных по 13, 19 и 28 скважинам. Эти погрешности соответственно равны 18,6; 12,7 и 11,2 м.

Среднеквадратическая ошибка определения площади нефтеносности (σ_F) оценивалась по заимствованной из работы [98] формуле

$$\sigma_F = \frac{L}{\operatorname{tg} \alpha} \sqrt{\frac{\sigma_{\text{ВНК}}^2 + \sigma_z^2}{n}}, \quad (\text{XIII.1})$$

где L — длина контура нефтеносности; α — средний угол наклона пласта в приконтурной области; $\sigma_{\text{ВНК}}$ и σ_z — соответственно среднеквадратические погрешности определения высотного положения ВНК и отметок кровли пласта; n — количество скважин, уточняющих положение контура нефтеносности.

В результате использования формулы (XIII.1) и последующего пересчета полученной абсолютной величины ошибки на относительную ошибку для вариантов подсчета, выполненных по данным 13, 19 и 28 скважин, найдены следующие значения относительной среднеквадратической ошибки определения площади нефтеносности: 32, 15 и 9% соответственно.

Среднеквадратическая ошибка оценки среднего значения эффективной нефтенасыщенной толщины рассчитывалась, исходя из предположения, что этот параметр представляет собой случайную величину, т. е. делением среднеквадратического отклонения параметра от его математического ожидания на корень квадратный из количества наблюдений, учтенных при определении среднего значения. Для вариантов подсчета, базирующихся на данных по 13, 19 и 28 скважинам, получены следующие значения абсолютных ошибок оценок средней эффективной нефтенасыщен-

ной толщины: 5,9; 3,7 и 2,8 м (относительные ошибки 32, 20 и 18%).

Такой же метод расчета среднеквадратической погрешности использован для оценки точности определения средней пористости. При этом дисперсия параметра определялась как сумма двух дисперсий, одна из которых характеризует изменчивость пористости по разрезу (в пределах одной скважины), а другая — изменчивость по площади (при переходе от одной скважины к другой). Для всех трех вариантов подсчета запасов получены очень низкие значения ошибки: соответственно 1,9; 1,8 и 1,7 отн. %.

Погрешность оценки продуктивного объема залежи определена как погрешность произведения нескольких величин, относительные ошибки которых известны. Оказалось, что для вариантов подсчета, базирующихся на данных по 10, 13, 19 и 28 скважинам, относительная ошибка оценки продуктивного объема соответственно составляет 48, 25 и 20%.

Полученные оценки точности были сопоставлены с существующими требованиями к точности определения подсчетных параметров на стадии промышленного подсчета [98; 139, 253]. Поскольку в соответствии с этими требованиями относительные ошибки не должны превышать для эффективной нефтенасыщенной толщины 15—20%, для площади нефтеносности 10—15%, для коэффициента пористости 3—5%, для объема залежи 15—25%, то нужно считать, что в нашем случае данных по 19 скважинам для выполнения промышленного подсчета вполне достаточно. Правильность такого заключения подтверждается также расчетами и построениями, выполненными по методикам, предложенным в работах [71, 89].

Рассмотренный пример свидетельствует, что количественный анализ изменения точности оценок подсчетных параметров при пересчете запасов, будучи в методическом отношении довольно простой (хотя и весьма трудоемкой, если она реализуется «вручную», а не с помощью ЭВМ) процедурой, в то же время дает богатый фактический материал для решения проблемы оптимальных объемов геологоразведочных работ, которая в экономическом отношении является едва ли не самой важной проблемой прикладной геологии.

Глава XIV

ПРИМЕР ОЦЕНКИ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ НЕФТИ НА ОСНОВЕ ИХ ДИФФЕРЕНЦИРОВАННОГО ПОДСЧЕТА

Как было показано выше, дифференциация запасов нефти по различным признакам и в первую очередь по коллекторам различной продуктивности — необходимый этап процесса подсчета

запасов нефти для обеспечения рациональной и эффективной выработки залежи. Примеры эффективного использования дифференцированных геологических моделей для целей анализа разработки имеются для месторождений Татарии [11]. Покажем возможности одно из таких моделей на примере Павловского месторождения Пермской области [Гудков Е. П., Азаматов В. И., Пяльцова Р. С., 1975 г.].

Залежь яснополянского надгоризонта Павловского месторождения находится в разработке с 1959 г. Строение продуктивных пластов, свойства нефтей, газов и пластовых вод, а также особенности разработки залежи достаточно полно описаны в ряде работ.

В настоящее время залежь вступила в третью стадию разработки — практически все скважины работают с водой, началось снижение добычи нефти и уменьшение действующего фонда эксплуатационных скважин. Наблюдается отставание темпов выработки запасов от темпов обводнения. Это дает основание предполагать наличие прорывов воды к эксплуатационным скважинам по отдельным пропласткам или образованию «языков» обводнения. Для выбора мероприятий по более полному вовлечению в разработку запасов нефти была проведена дифференцированная оценка запасов нефти по участкам залежи, характеризующихся одинаковым типом разреза (см. рис. 7). Типы разрезов представляют собой различные сочетания продуктивных пластов, имеющих в разрезе залежи (табл. 41).

На основе табл. 41 было выделено 50 участков в пределах залежи, которые в первом приближении можно считать самостоятельными участками разработки. По каждому из участков были подсчитаны балансовые запасы нефти, средний коэффициент вытеснения по геофизическим данным, коэффициент продуктивности, добыча нефти с начала разработки участка, текущая нефтеотдача и текущая обводненность.

Известно, что при оценке нефтеотдачи по небольшим участкам часто получаются нереальные величины. В нашем случае из 50 участков нереальную величину нефтеотдачи имеют два, в остальных полученная текущая нефтеотдача не превышает рассчитанную величину коэффициента вытеснения, что является довольно надежным контролем. Таким образом, дифференцированная модель разработки Павловского месторождения, построенная на основе выделения участков с одинаковыми типами разрезов продуктивных пластов, с достаточной степенью приближения отражает неоднородность их строения и связанную с этим различную концентрацию запасов нефти по площади залежи.

Для оценки состояния выработки каждого из участков залежи было проведено сопоставление фактических текущей нефтеотдачи и обводненности участков с теоретической зависимостью между этими величинами. Оказалось, что на большинстве участков обводнение происходит быстрее, чем вырабатываются запасы нефти. Очевидно, что на этих участках необходимо осуществ-

Таблица 41

СОЧЕТАНИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ В РАЗЛИЧНЫХ ТИПАХ РАЗРЕЗА

Тип разреза	Пласт				Тип разреза	Пласт			
	Тл _{2а}	Тл _{2в}	Бб _{2а}	Бб _{2в}		Тл _{2а}	Тл _{2в}	Бб _{2а}	Бб _{2в}
I	+	+	+	+	V	+	+	-	+
II	+	+	+	-	VI	-	+	+	-
III	-	+	+	+	VII	+	-	+	-
IV	+	-	+	+					

Примечание. + пласт присутствует в разрезе, -- пласт отсутствует в разрезе.

ление мероприятий по вовлечению в разработку запасов нефти, не охваченных разработкой.

Для выбора этих мероприятий проанализировано влияние на нефтеотдачу таких основных факторов, как коэффициент продуктивности и плотность сетки скважин по участкам, имеющим приблизительно одинаковый срок разработки. В результате анализа был сделан вывод о том, что зависимость нефтеотдачи от указанных выше факторов имеет неоднозначный характер. По некоторым участкам наблюдается четкая зависимость нефтеотдачи от плотности сетки скважин и коэффициента продуктивности. По другим участкам наблюдается более сильное влияние одного из факторов — продуктивности или плотности сетки скважин, причем заметное влияние плотности сетки на нефтеотдачу сказывается при величине сетки менее 50—60 га/скв. По участкам, находящимся в зоне активного влияния закачки, несмотря на сравнительно редкую сетку скважин и низкую продуктивность, достигнуты более высокие значения текущей нефтеотдачи. Таким образом, величина текущей нефтеотдачи яснополянской залежи Павловского месторождения определяется по меньшей мере тремя факторами: плотностью сетки скважин, продуктивностью участков и активностью системы заводнения. В связи с этим для вовлечения в разработку запасов нефти, не охваченных выработкой, было рекомендовано пробурить 39 резервных скважин на участках с редкой сеткой и с высокой продуктивностью, а также организовать закачку воды в 21 нагнетательную скважину на участках, слабо охваченных влиянием закачки воды в пласт. Осуществление этих мероприятий позволит к расчетному сроку увеличить коэффициент нефтеотдачи по залежи до 0,43, тогда как при существующей системе разработки эта величина составит не более 0,31.

Таким образом, дифференциация запасов нефти яснополянской залежи Павловского месторождения по типам разрезов позволила оценить текущую нефтеотдачу на различных участках залежи, выявить основные факторы, определяющие ее, и обосновать мероприятия по вовлечению в разработку запасов нефти, слабо охваченных выработкой.

АВТОМАТИЗАЦИЯ РАБОТ ПО ПОДСЧЕТУ ЗАПАСОВ НЕФТИ, ГАЗА И КОНДЕНСАТА

Глава XV

ОБЩИЕ ПРИНЦИПЫ АВТОМАТИЗАЦИИ РАБОТ ПО ПОДСЧЕТУ ЗАПАСОВ

§ 1. ЗНАЧЕНИЕ, СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ АВТОМАТИЗАЦИИ ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ

При подсчете запасов месторождений полезных ископаемых все большее значение приобретает применение электронных вычислительных машин (ЭВМ). Это обусловлено рядом причин.

Во-первых, применение ЭВМ позволяет использовать весьма сложные методики и алгоритмы обработки данных, которые реализовать вручную либо очень трудно, либо вообще невозможно в приемлемые сроки. Усложнение методики подсчета запасов связано с привлечением новых методов решения задач, особенно статистической обработки данных, построения геологических моделей, более сложных методов интерпретации материалов геофизических исследований и результатов лабораторного исследования керн. Внедрение ЭВМ в практику подсчета запасов открывает широкие возможности для формирования и сравнительного изучения самых различных моделей строения месторождения, для детального анализа этих моделей в интересах максимального уточнения оценок общих объемов запасов и изучения особенностей пространственного размещения запасов. Таким образом, применение ЭВМ позволяет во многом по-новому организовать решение задач, связанных с подсчетом запасов месторождений полезных ископаемых.

Второе преимущество применения машинных методов обработки — их объективность. Поясним, что это значит. При неавтоматизированном анализе данных человек всегда опирается на свою интуицию, т. е. на использование нечетких, плохо сформулированных алгоритмов, что привносит в решение задач элемент случайности. Результаты одного и того же вида обработки, например, расчленения разреза, выполненного одним и тем же интерпретатором в разное время, могут заметно отличаться и неясно, почему тому или другому варианту отдается предпочтение.

Еще большей разницей в результатах может наблюдаться, когда тот или иной этап обработки выполняется различными специалистами, имеющими одинаковую квалификацию. Этот интуитивный, случайный элемент в обработке и есть элемент субъективности. Он затрудняет сопоставление результатов обработки. Машинная обработка производится по определенным алгоритмам, и ее результаты вполне сопоставимы. Всегда можно установить, как сказываются на конечном результате те или иные особенности алгоритма. Конечно, могут быть предложены различные варианты алгоритма того или иного этапа обработки. И результаты обработки могут отличаться в зависимости от применяемого алгоритма. Однако всегда имеется возможность проанализировать, в силу каких особенностей алгоритмов возникает это различие в получаемых результатах, с тем, чтобы на основе объективных критериев выбрать алгоритм, наиболее эффективно действующий в тех или иных конкретных условиях, и в дальнейшем все материалы обрабатывать на основе именно этого, уточненного алгоритма.

Третьим преимуществом машинной обработки является ее существенно большая надежность. Как показывает опыт, человек достаточно часто допускает различного рода ошибки, в том числе и такие, которые могут существенным образом отразиться на окончательных результатах. В данном случае имеются в виду ошибки технического характера, связанные с тем, что человек не может все время находиться в состоянии предельной внимательности и допускает те или иные «промахи», «сбои». Надежностью называют вероятность безошибочного исполнения алгоритма. При обработке данных на ЭВМ также возможны сбои. Однако вычислительный процесс может быть организован таким образом, что каждый сбой фиксируется и, если он случился, задача или ее часть решается заново. Таким образом, надежность машинной обработки может быть доведена до сколь угодно высокой степени.

Четвертое преимущество, которое должно быть указано, состоит в том, что применение ЭВМ, особенно современных, так называемых машин третьего и четвертого поколений, позволяет работать с весьма большими массивами данных. Такие массивы при обычных методах обработки оказываются труднообозримыми для человека. С помощью ЭВМ возможно создание различных информационно-справочных систем, способных хранить самую разнообразную информацию, относящуюся как к одному месторождению, так и к ряду месторождений, и оперативно отыскивать и выдавать данные, потребность в которых возникает в процессе обработки. Без применения ЭВМ промышленные геологи и геофизики фактически в состоянии использовать и обрабатывать только часть имеющихся материалов, особенно когда это касается сводной интерпретации по большим площадям.

Наконец, пятое преимущество машинной обработки состоит в ее сравнительной дешевизне.

Указанные преимущества были поняты сравнительно давно, однако реализовать их практически оказалось не так просто, поскольку возможности реальных вычислительных машин были весьма ограничены. По мере совершенствования вычислительной техники эти возможности росли и продолжают расти, так что вместе с совершенствованием ЭВМ расширяется область их применения при решении задач подсчета запасов месторождений. Историю развития ЭВМ обычно рассматривают как постепенную смену одного поколения ЭВМ другим. Каждое поколение обладает определенными характеристиками, в частности, их элементной базой (радиолампы, транзисторы, интегральные схемы, большие интегральные схемы). Известны четыре поколения ЭВМ, разрабатывается пятое. Круг решаемых задач существенно зависит от поколения машины — новое поколение имеет более широкую область применения.

Машины первого поколения («Урал-1», «Минск-1», «БЭСМ-2» и т. д.) — ламповые, с малым быстродействием, малым объемом оперативной памяти, малоэффективной внешней памятью — могли быть использованы лишь для выполнения отдельных звеньев обработки, связанной с подсчетом запасов нефти и газа: установление статистической зависимости между подсчетными параметрами (пористостью, нефтегазонасыщенностью) и геофизическими характеристиками пластов (удельным электрическим сопротивлением, показаниями каротажа ПС, ГК, НГК и т. д.); палеточная интерпретация, например определение удельного сопротивления пересеченных скважиной пластов по палеткам БКЗ; выделение в разрезе нефтегазоносных пластов; построение карт изолиний; определение объема залежи и т. д.

Машины второго поколения — на транзисторах — отличались большим быстродействием, большей оперативной памятью и, главное, эффективно работающей внешней памятью. С внедрением ЭВМ второго поколения стало возможным создание замкнутых систем автоматической обработки данных (системы С-1, С-2, С-5, «Каротаж», ПГ-1, ПГ-2, Ц-1, Ц-2 и др. [140, 233]). Эти системы реализуют весь цикл обработки данных, начиная с контроля исходных материалов и кончая выдачей на печать результатов обработки.

Существенным недостатком машин первых двух поколений было то, что они являлись однопрограммными — одновременно решалась только одна задача (выполнялась только одна программа). Когда производился ввод или вывод информации, основная часть ЭВМ — арифметическое устройство — простаивала, в результате чего задачи, связанные с большим объемом вводимой и выводимой информации, а именно это характерно для машинных методов комплексной геолого-геофизической интерпретации, зачастую решались малоэффективно. Это зачастую приводило к большим затруднениям при решении рассматриваемых вопросов и, особенно, для крупных месторождений. Вмешаться в процесс обработки данных при работе таких систем человеку

практически невозможно — это привело бы к чрезвычайно обременительным простоям ЭВМ.

Положение резко изменилось с внедрением ЭВМ третьего поколения (на интегральных схемах). Машины третьего поколения являются многопрограммными — одновременно может решаться несколько задач; в то время как одна задача производит счет, другие задачи (или другие части данной задачи) могут осуществлять ввод или вывод информации. Помимо медленно работающих накопителей информации на магнитных лентах, в машинах третьего поколения широко используются быстродействующие накопители на магнитных дисках. Применение ЭВМ третьего поколения позволило создавать интерактивные процессорные системы с развитыми базами данных. Такие системы дали возможность не только эффективно обрабатывать большие массивы самой разнообразной геофизической и геологической информации, но и активно участвовать интерпретатору в процессе машинной интерпретации данных, что позволяет максимально использовать возможности ЭВМ и человека. Автоматические системы обработки промыслово-геофизических и промыслово-геологических данных, характерные для ЭВМ второго поколения, сменяют автоматизированные системы на базе машин третьего поколения.

В настоящее время отечественная промышленность готовится к переходу на электронные вычислительные машины четвертого поколения с так называемой виртуальной памятью. Элементарной базой ЭВМ являются большие интегральные схемы (БИСы). ЭВМ четвертого поколения позволяют создать и использовать программные системы и информационные базы чрезвычайно большого объема, а также осуществлять взаимосвязь между территориально удаленными вычислительными центрами. Становится возможным решение сложных задач, в процесс которого оказываются вовлеченными несколько вычислительных центров, производящих параллельную обработку информации. Вычислительные центры объединяются системой связи в единую сеть, обеспечивающую быстрый и дешевый обмен информацией, что позволяет, в частности, географически разбросанным коллективам и отдельным специалистам плодотворно работать совместно над решением одной и той же проблемы. Программное обеспечение в этом случае — это уже не отдельный программно-информационный комплекс, хранящийся в памяти отдельной ЭВМ, а распределенная система, различные компоненты которой распределены между различными вычислительными центрами, соединенными между собой в единую вычислительную сеть.

Внедрение такой вычислительной техники позволяет создавать подробные модели строения земных недр в пределах больших регионов и даже в общесоюзном масштабе, строить прогнозные карты нефтегазоносности, точнее воссоздавать детали строения исследуемых месторождений, широко используя, в частности, различного рода аналогии при сопоставлении территориально удаленных, но сходных по условиям образования месторождений,

Таблица 42

ОСНОВНЫЕ ЭТАПЫ РАЗВИТИЯ МАШИННЫХ МЕТОДОВ ОБРАБОТКИ И ИНТЕРПРЕТАЦИИ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ

Год (ориентировочно)	Поколение ЭВМ	Состояние машинной интерпретации геолого-геофизических данных
1960—1965 1965—1975	Первое (на радиолампах) Второе (на транзисторах)	Решение частных задач Автоматические системы обработки данных
1975—1980	Третье (на интегральных схемах)	Интерактивные автоматизированные системы
1980—1985	Четвертое (на БИСах)	Распределенные системы на базе вычислительных сетей

дает возможность оперативно привлекать к решению задач, связанных с подсчетом запасов месторождений, наиболее компетентных специалистов страны, в каком бы городе они не работали.

Схематически основные этапы развития машинных методов обработки и интерпретации геолого-геофизических данных охарактеризованы в табл. 42.

§ 2. СИСТЕМЫ ОБРАБОТКИ ДАННЫХ

Основным компонентом систем обработки данных являются электронные вычислительные машины, которые выступают в качестве универсальных преобразователей информации, выполняющих не только арифметические, но и логические, теоретико-множественные и другие операции, выходящие далеко за рамки счетной работы, в том числе обработку символьной (текстовой), а также графической информации, формирование и анализ информационных объектов сложной структуры и т. д. Универсальность ЭВМ как преобразователей информации позволяет использовать их для автоматизации различных видов интеллектуальной деятельности человека, в частности для обработки и интерпретации геолого-геофизической информации.

В настоящее время наиболее широко распространены электронные вычислительные машины Единой серии ЭВМ (ЕС ЭВМ). Эта серия машин и различного периферийного оборудования разработана и производится рядом социалистических государств — членов СЭВ: СССР, ГДР, Польшей, Венгрией, Чехословакией, Болгарией. Первый набор моделей ЕС ЭВМ «Ряд-1» включает ЭВМ третьего поколения ЕС-1010 (Венгрия), ЕС-1020 (СССР, Болгария), ЕС-1021 (Чехословакия), ЕС-1022 (СССР), ЕС-1030 (СССР, Польша), ЕС-1040 (ГДР), ЕС-1050 (СССР). Ведется разработка и в ближайшие годы будет начат выпуск моделей «Ряд-2» ЕС ЭВМ.

ЭВМ третьего поколения представляет собой совокупность следующих устройств: 1) центрального процессора, осуществляющего преобразование информации; 2) блоков оперативной памяти;

3) процессоров ввода — вывода (так называемых каналов); 4) периферийных устройств, используемых для ввода, вывода и хранения информации.

Центральный процессор выполняет операции, связанные с преобразованием информации. Все основные модели серии ЕС ЭВМ (1020, 1030, 1040 и 1050) являются программно-совместимыми, т. е. обладают одинаковым набором операций. Быстродействие центрального процессора зависит от модели и варьирует от 10—20 тыс. операций в секунду для младшей модели (1020) до 500 тыс. операций в секунду для старшей (1050).

Оперативная память хранит программу, подлежащую исполнению, и различного рода данные (исходные, промежуточные, окончательные). Она имеет блочную структуру. К одному и тому же центральному процессору может быть подключено различное число блоков памяти: от 64 К до 1024 К (К — объем памяти, равный 1024 байтов; байт (слог) — одна четвертая часть машинного слова, т. е. информационный квант, содержащий восемь двоичных разрядов).

Процессоры ввода — вывода (каналы) являются специализированными ЭВМ, имеющими доступ к оперативной памяти, где хранится и программа их работы. Команды, выполняемые процессором ввода — вывода (канальные команды), отличаются по своей структуре от команд центрального процессора. Выполняя свои команды, процессор ввода — вывода формирует приказы, которые исполняются устройствами ввода — вывода. Имеется два типа каналов — мультиплексные и селекторные. Мультиплексный канал обслуживает большое число (до 128) медленнодействующих устройств ввода — вывода (перфокартный ввод — вывод, пультовая пишущая машинка, АЦПУ и т. д.), быстро опрашивает последовательно все устройства, так что каждое из них работает так, как будто оно одно обслуживается каналом. Селекторный канал работает с высокоскоростными устройствами (магнитные диски и барабаны). В каждый конкретный момент он обслуживает только одно устройство.

Среди периферийных устройств важную роль играют накопители на магнитных дисках и магнитных лентах, устройства ввода с перфокарт, выходной перфоратор, алфавитно-цифровое печатающее устройство (АЦПУ), устройства для удаленного ввода заданий (терминалы).

Накопители на магнитных дисках позволяют работать со сменными дисками объемом 7,25 млн. байтов со скоростью передачи 156 тыс. байтов в 1 с. Таким образом, один сменный диск вмещает информации в объеме 150—200 печатных листов (8—10 книг обычного формата). В настоящее время разработаны диски объемом 29 млн. байтов и более. Время считывания информации с диска в память ЭВМ — весьма короткое, соизмеримое с быстродействием центрального процессора, что позволяет использовать дисковую память для хранения частей программ и информационных массивов больших размеров с возможностью немедленного

вызова в оперативную память ЭВМ. Дисковые накопители позволяют эффективно работать с программными системами объемом в десятки и сотни тысяч команд.

Накопители на магнитных лентах не могут столь оперативно передавать информацию в оперативную память. На подводку головки к нужной зоне тратится до 2 мин, хотя считывание довольно быстрое — 64 тыс. байтов в 1 с и более. Одна бабина магнитной ленты вмещает до 20 млн. байтов информации.

Особую роль в системах обработки данных играют терминалы (оконечные устройства). Терминалы позволяют пользователям иметь доступ к ЭВМ со своих рабочих мест. В качестве терминалов используются телетайпы и устройства отображения (дисплеи). Особенно удобны для работы в интерактивном режиме дисплеи. Они снабжены клавиатурой и экраном. Пользователь с помощью клавиатуры может формировать текст, который отображается на экране. Это текст по желанию вводится в машину и определяет характер ее работы. ЭВМ, со своей стороны, выводит на экран информацию для пользователя. Так организуется двусторонний диалог «пользователь — ЭВМ». Дисплеи бывают двух типов — алфавитные и графические. Графические дисплеи позволяют экспонировать различные графики и карты, что очень важно, когда результатом работы с ЭВМ должны быть различного рода схемы, графики, диаграммы, карты. Некоторые дисплеи, особенно графические, снабжаются «световым пером», позволяющим пользователю наносить информацию на экран.

Все большее значение приобретает телеобработка — возможность передавать задание в системы обработки данных по телефонным, телеграфным и другим каналам связи. Для этого создаются специальные терминальные станции для удаленного ввода заданий и регистрации результатов работы.

В зависимости от особенностей решаемых в данном вычислительном центре задач может быть выбрана та или иная конфигурация (набор устройств) данной модели ЭВМ. Конфигурация определяется объемом оперативной памяти и набором периферийных устройств.

§ 3. СИСТЕМНОЕ МАТЕМАТИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ

Обеспечение многопрограммного режима работы ЭВМ третьего поколения и выполнение различных функций, облегчающих пользователю решение его задач, возможны благодаря тому, что в памяти ЭВМ все время находится организующая программная система, так называемая операционная система (ОС). Любая обработка данных в машинах третьего поколения производится под управлением операционной системы, является системной обработкой.

В основных чертах системная обработка заключается в следующем. В памяти ЭВМ (на дисках) имеется системная библиотека программ. Операционная система обладает богатыми сред-

ствами для ведения библиотек: включения новых программных единиц, исключения старых и т. п. Кроме того, на дисках организуются информационные массивы (файлы). Выполнение конкретной работы на ЭВМ оформляется в виде задания, включающего указания, какая программа из библиотеки должна быть выполнена и какие исходные данные при этом используются.

Пользователь может в одном задании потребовать последовательного выполнения нескольких программ. Тогда задание распадется на несколько шагов. Информация, полученная в результате выполнения предыдущего шага, сохраняется в том или ином файле на диске (не в оперативной памяти). Вызов нужной программы в оперативную память и передача ей управления, ввод нужной информации с вводного устройства, с магнитного диска или магнитной ленты, вывод результатов осуществляются операционной системой.

Задание оформляется на специальном языке ЯУЗ (язык управления заданиями). Однако при реализации диалогового режима работа пользователя с операционной системой может быть предельно облегчена с помощью системы «подсказок». На экране дисплея пользователю в удобной для него форме перечисляются виды работ, которые могут быть выполнены для него системой, а он только отмечает, что нужно исполнить, и указывает дополнительную информацию (номера скважин, материалы по которым подлежат обработке, и т. д.). Наряду с текущей работой, которую проводит промысловый геолог (геофизик), с системой работает программист, в задачу которого входит ее совершенствование — разработка новых программ и включение их в библиотеку. Выше, когда мы говорили о библиотеке программ, мы имели в виду библиотеку абсолютных модулей (фаз), готовых для вызова в оперативную память и исполнения. Однако в связи с необходимостью разработки новых программ число библиотек возрастает. Составление новых программ ведется на алгоритмических языках (АССЕМБЛЕР, ПЛ/1, ФОРТРАН, АЛГОЛ). Алгоритмические тексты составляют библиотеку исходных модулей (книг). С помощью комментариев тексты оформляются таким образом, чтобы легко было понять все особенности данного алгоритма. Изменения в программе удобно вводить именно в алгоритмический текст. Алгоритмический текст, как правило, охватывает не всю программу, а отдельные ее блоки, или подпрограммы. Основная программа затем комбинируется из таких блоков. Алгоритмический текст с помощью специальной программы — транслятора преобразуется в программу в машинных кодах. При этом удобно это преобразование производить в два этапа: вначале алгоритмический текст каждого блока (подпрограммы) преобразуется в своеобразный полуфабрикат, так называемый объектный модуль, структура которого практически не зависит от смежных модулей, а затем все объектные модули с помощью программы «Редактор связей» объединяются в единую программу в абсолютных кодах. Удобство такого двухэтапного преобразования заклю-

чается, в частности, в том, что если изменяется только один блок (подпрограмма), остальные не требуют трансляции. Для того чтобы транслировать новую версию измененного блока в объектный модуль, достаточно взять объектные модули остальных блоков и подпрограмм и увязать их в единое целое «Редактором связей». Для выполнения этой работы необходима еще одна библиотека — библиотека объектных модулей.

Кроме программных библиотек различных уровней (исходных, объектных и абсолютных модулей), системная обработка предполагает организацию различных файлов (информационных массивов). Обычно файлы располагаются на магнитных носителях — дисках, лентах. Однако в качестве файла могут выступать и другие наборы данных, например колоды перфокарт. Возможность организации файлов на магнитных носителях (диски, ленты) очень важна, поскольку она позволяет создавать эффективные информационно-поисковые системы.

§ 1 ИНФОРМАЦИОННО-ПОИСКОВЫЕ СИСТЕМЫ

Развитые системы обработки данных требуют правильной организации информационного хозяйства. В системах, связанных с подсчетом запасов, — это, во-первых, первичные данные: результаты геофизических исследований, материалы физических, литолого-петрографических, битуминологических, палеонтологических и других исследований керна, данные опробования пластов и т. д. Во-вторых, это результаты уже проведенной обработки: литологические колонки скважин, пластометрические данные (карты пористости, нефтегазонасыщенности по отдельным горизонтам и т. д.), различные сводные таблицы и т. п. Все эти данные составляют информационное обеспечение (информационную базу) системы подсчета запасов.

Необходимо создание информационно-поисковых систем, способных хранить все эти разнородные единицы информационного обеспечения, постоянно обновлять их состав, включать новые данные и исключать, если это необходимо, устаревшие, оперативно выдавать данные, нужные для обработки. До внедрения ЭВМ третьего поколения вся работа по созданию таких информационно-поисковых систем ложилась на программиста. В настоящее время операционные системы машин третьего и четвертого поколений обладают богатыми возможностями для организации информационной базы.

Простейшим информационным массивом является файл. Операционные системы ЭВМ третьего и четвертого поколений обладают большими возможностями создания и ведения файловых систем с различными видами организации данных — последовательной, библиотечной, индексно-последовательной и др. Файл представляет собой набор данных сложной структуры; в общем случае он состоит из более мелких информационных единиц — записей. Записи могут иметь фиксированную или переменную

длину. Чаще всего более удобно работать с записями фиксированной длины. Запись представляет собой единицу обмена информацией между внешней и оперативной памятью. Это и является определяющим при выборе размеров записи.

При обмене информацией между внешней и оперативной памятью в последней должны быть зарезервированы буферы — специальные области памяти для хранения данных перед выводом и после ввода. Большие размеры записей требуют резервирования больших областей памяти под буферы, что может оказаться обременительным.

Очень мелкие записи приводят к слишком частым обращениям к внешней памяти, что удлиняет время решения задачи. Поэтому существует некоторый оптимум размера буфера (во многих задачах он составляет 300—800 байтов).

В некоторых случаях, в соответствии с конкретной спецификой задачи, записи должны иметь заведомо меньший размер, чем оптимальный размер буфера. В таком случае производится блокирование — соединение нескольких записей в один блок, который и заносится в файл. При считывании блока из файла производится деблокирование — выделение из блока отдельных записей для их последующей обработки.

Единица магнитного носителя, например, сменный пакет дисков или же бабина магнитной ленты, называется томом. Файл может занять весь том, но могут быть случаи, когда в одном томе размещено несколько файлов (многофайловый том) или же когда один файл занимает несколько томов (многотомный файл).

Простейшим видом организации данных в файле является последовательная организация. В этом случае записи располагаются последовательно одна за другой, так что никакая запись не может быть считана или записана до тех пор, пока не будут считаны или записаны все предыдущие записи. Невозможно укоротить, удлинить или удалить запись без перезаписи оставшейся части файла. Последовательная организация оказывается единственно возможной для лентопротяжных устройств. Нередко ее применяют и в файлах, размещаемых на устройствах прямого доступа (дисках). Однако чаще всего устройства прямого доступа используются для размещения файлов с более гибкой организацией данных — библиотечной или индексно-последовательной.

Библиотечная организация данных позволяет выбирать нужные наборы данных по имени. Файл с библиотечной организацией состоит из двух частей — справочника и собственно набора данных. Справочник содержит имена и адреса записей (в лексикографическом порядке). При библиотечной организации записи обычно называют разделами. Один раздел, помимо имени, может иметь несколько вспомогательных имен (псевдонимов), которые также заносятся в справочник. Разделы записываются в произвольном порядке. Поскольку записи в справочнике последовательно упорядочены, библиотечная организация близка к последовательной. Обычно библиотечные файлы используются для хра-

нения библиотек программ, но могут быть применены и при хранении проименованных наборов данных произвольного характера.

Последовательная и библиотечная организации файлов для доступа к произвольной записи требуют первоначального считывания предыдущих записей или же обеспечения информацией, которая содержит сведения о расположении нужной записи. При индексно-последовательной организации каждой записи ставится в соответствие ее номер. Этот номер называется индексом или ключом. Записи располагаются последовательно в соответствии с ключевыми номерами. Для считывания нужной записи операционной системе необходимо указать ее ключ. Система находит место на диске, где расположена запись с заданным ключом, и считывает ее. Особенностью индексно-последовательной организации является то, что любая запись может быть исключена или изменена без нарушения содержания других записей.

Всякий раз, когда во вспомогательной памяти организуется файл (набор данных), программа или операционная система присваивают ему имя. Различным файлам должны соответствовать неодинаковые имена. Для того чтобы принцип уникальности имен не нарушался, удобно использовать составные имена, например такие, как SOLOKHA. SKV27. NGK. GL840 (месторождение Солоха, скв. 27, диаграмма нейтронного гамма-каротажа в интервале начиная с глубины 840 м) или SOLOKHA. SKV 27. A4MN. GL 840 (все то же, за исключением того, что представлена диаграмма четырехметрового градиент-зонда).

Операционная система предусматривает возможность автоматической каталогизации файлов с запоминанием, на каком томе находится конкретный набор данных. Каталог состоит из нескольких индексов, облегчающих последовательный поиск нужного набора данных. Рассмотрим, как осуществляется поиск файла по имени SOLOKHA. SKV 27 A4MN. GL840. Вначале просматривается главный индекс (индекс месторождений) и определяется адрес индекса, соответствующего имени SOLOKHA, т. е. адрес подкаталога, где указываются группы файлов, относящиеся к данному месторождению. В индексе SOLOKHA находится адрес индекса SKV27, содержащего наборы данных по скв. 27. Выделяется индекс A4MN, содержащий наборы данных, полученных в результате исследований скважины четырехметровым градиент-зондом. Наконец, по индексу этого зонда определяется адрес файла, содержащего в оцифрованном виде диаграмму кажущегося сопротивления в интервале глубин 840—940 м.

Каждая запись, вызываемая в оперативную память для использования обрабатывающей программой или же формируемая обрабатывающей программой для засылки в файл, может иметь сложную структуру. Языки программирования высокого уровня (в частности, язык ПЛ/1) обладают средствами для описания таких структур и для выделения любого элемента такой структуры. Например, паспортные данные проводимых в буровых скважинах исследований (разведочная площадь, скважина, вид исследования,

зонд, тип каротажной станции, удельное сопротивление бурового раствора, его плотность, фамилия оператора и т. д.) могут быть оформлены в виде одной записи заданной структуры. Формирование и расшифровка такой записи производится специальными программами.

В процессе исследования и эксплуатации месторождения представления о структуре известных нефтяных залежей, а отчасти и сами структуры меняются: с одной стороны, открываются новые залежи, с другой, — вырабатываются старые. Старые наборы данных оказываются не соответствующими текущему моменту и заменяются новыми. Старые данные представляют также определенный интерес, так как позволяют проследить динамику разведки и эксплуатации месторождений. В связи с этим удобно использовать представляемую операционными системами возможность выделения поколений файлов.

Все файлы группы поколений имеют одно и то же имя, например SHEBELINKA. ZAPASY. Конкретное поколение выделяется с помощью специального указателя, заключаемого в скобки. Так, имя SHEBELINKA. ZAPASY(0) будет относиться к самому молодому поколению в группе — к набору наиболее свежих данных о запасах рассматриваемого месторождения, имя SHEBELINKA. ZAPASY(—1) — к предшествующему поколению и т. д.

Системное программное обеспечение ЭВМ третьего и четвертого поколений не только позволяет создавать системы хранения и поиска сведений, содержащихся в различных наборах данных (информационно-поисковые системы), но и обеспечивает защиту этих наборов от несанкционированного обращения. Защита файлов осуществляется с помощью паролей. Если файл защищен, то при обращении к нему должен быть указан пароль. Если пароль не указан или указан неверно, происходит аварийное прекращение исполнения задания, содержащего такое обращение.

Как ни богаты средства операционных систем для организации хранения и поиска наборов данных, в настоящее время созданы еще более совершенные системы, расширяющие возможности операционных систем (системы КАМА, ОКА). Это расширение возможностей идет в направлении создания интегрированных баз данных (банков данных). Как уже говорилось, стандартные файловые системы обеспечивают хранение и поиск записей. Запись может представлять сложный набор данных, расшифровываемых конкретными обрабатывающими программами. Такие записи будем называть микроструктурами. Пока решается определенный круг задач, особого неудобства при использовании микроструктур не возникает: круг пользователей невелик, микроструктуры не пересекаются или почти не пересекаются (не содержат одинаковых элементов). Если данные информационно-поисковой системы используются при решении широкого круга задач, то число микроструктур резко возрастает из-за того, что каждая задача приводит к формированию своих микроструктур, причем одни и те же

данные, многократно повторяясь, входят в состав различных микроструктур. Такое дублирование информации весьма загромождает память, отнимает время программиста и машинное время на создание новых микроструктур, фактически содержащих старые (имеющиеся в других микроструктурах) данные. Программист не в состоянии разобраться в микроструктурах, построенных при решении далеких для него задач, и многие вкрапленные в эти микроструктуры необходимые ему данные оказываются недостижимыми для него.

Интегрированные базы данных строятся таким образом, чтобы различные пользователи с одинаковым успехом могли работать с ними, выбирая нужные для них данные. Базы данных строятся иерархически, на основе ясных принципов классификации, что и позволяет одинаково эффективно выбирать и использовать нужные данные при решении различных задач. Система ОКА позволяет строить иерархические структуры глубиной до 15 уровней.

Информация о строении земных недр в районах формирования месторождений нефти и газа является достоянием специалистов различного профиля: геологов, геофизиков, буровиков, гидрогеологов, палеонтологов, литологов, геохимиков и т. д. Поэтому создание интегрированных баз, банков данных, хранящих сведения о месторождениях, крайне важно. С развитием вычислительных сетей большое значение для систематизации данных о месторождениях страны приобретут распределенные автоматизированные банки данных (РАБД). Теория РАБД и их роль в Государственной сети вычислительных центров в настоящее время интенсивно разрабатывается.

Глава XVI

АЛГОРИТМИЗАЦИЯ ОБРАБОТКИ КАРОТАЖНЫХ ДИАГРАММ

В принципе любая, даже самая сложная методика обработки первичных данных, используемая при подсчете запасов месторождений нефти и газа, может быть реализована на ЭВМ. Однако для этого необходимо составить алгоритм обработки, выполнить алгоритмизацию процесса обработки. Алгоритмизация заключается в следующем: 1) решение задачи, если она слишком сложна, разбивается на отдельные этапы, звенья; 2) для каждого звена тщательно анализируется, какая информация является исходной и какая должна быть получена в результате обработки; 3) составляются математические модели каждого из звеньев обработки, формулируются, если это возможно, уравнения, связывающие исходную информацию и искомый результат, описываются другие преобразования информации, составляются принципиальные схемы (графы) обработки данных в пределах каждого из этапов;

4) на основе разработанных моделей составляются алгоритмические тексты, детально описывающие процесс обработки на каждом этапе; 5) эти тексты ЭВМ преобразуются в программы в машинных кодах, из которых с помощью так называемого системного матобеспечения конструируются программные системы решения конкретных задач, в частности системы программ подсчета запасов нефтяных и газовых месторождений.

Алгоритмические тексты обычно пишутся на универсальных алгоритмических языках высокого уровня, так называемых проблемно-ориентированных языках, не зависящих от конкретных ЭВМ. К числу проблемно-ориентированных языков относятся АЛГОЛ-60, ФОРТРАН-IV, ПЛ/1, ПАСКАЛЬ и др. Наличие многих языков связано с бурным развитием техники, с одной стороны, и нежелательностью пересоставления старых, хорошо зарекомендовавших себя программ на более новые языки программирования, с другой. Несколько упрощая ситуацию, можно сказать, что АЛГОЛ-60 [35, 39] соответствует стадии машин первого поколения: он хорошо описывает действия в пределах оперативной памяти. ФОРТРАН-IV [26] — типичный язык второго поколения, обладающий развитым аппаратом описания структуры вводимой информации. С внедрением ЭВМ третьего поколения, обязательно оснащаемых устройствами прямого доступа — магнитными накопителями на дисках и барабанах, возникла необходимость в создании еще более развитых (но довольно громоздких) языков, позволяющих описывать, в частности, и события в устройствах прямого доступа — организацию файлов, их ведение и т. п. Для этой цели был разработан язык ПЛ/1 [227]. Наконец, машины четвертого поколения с виртуальной памятью, позволяющей программировать так, как если бы никакой иерархии памяти (оперативная — дисковая — ленточная) не было, сделали возможным существенное упрощение алгоритмических языков. В качестве одного из таких языков предложен язык ПАСКАЛЬ [47], во многом напоминающий АЛГОЛ-60, но значительно более богатый по своим возможностям.

В некоторых случаях, когда необходимо использовать конкретные особенности данной ЭВМ, прибегают к так называемым ассемблерным языкам — кодируют в символических командах, близких к машинным кодам. Время, затрачиваемое на программирование, при этом увеличивается, но можно получить значительную экономию машинного времени и памяти при решении задач.

Хотя процесс обработки данных при подсчете запасов можно разбить на отдельные звенья и для каждого звена построить соответствующую математическую модель, определяющую алгоритм — последовательность действий, необходимых для решения поставленной задачи — алгоритмизация некоторых звеньев оказывается трудноосуществимой. Особенно сложна алгоритмизация звеньев, связанных с визуальным мышлением (выделение коллектора на каротажной кривой, корреляция каротажных диаграмм и т. д.). Конечно, и для таких звеньев предложено немало остроумных и

полезных математических моделей, но применимость таких моделей ограничена определенными, не слишком сложными условиями. Вмешательство человека с целью корректировки результатов (что, как указывалось выше, возможно при реализации интерактивных режимов обработки промыслово-геофизических данных) в этом случае представляется весьма желательным. Однако такие звенья обработки сравнительно немногочисленны. Большинство звеньев допускает весьма эффективную их реализацию на электронных вычислительных машинах.

В задаче подсчета запасов нефтяных и газовых месторождений можно выделить следующие звенья обработки: 1) контроль исходной информации и приведение ее к стандартному виду; 2) расчленение разреза по каротажным диаграммам; 3) определение типа пласта; 4) определение эффективных толщин; 5) количественная интерпретация промыслово-геофизических данных; 6) корреляция каротажных диаграмм; 7) построение структурных и пластометрических карт; 8) подсчет запасов.

Важнейшие из этих этапов будут рассмотрены в последующих главах книги.

§ 1. РАСЧЛЕНЕНИЕ РАЗРЕЗА ПО КАРОТАЖНЫМ ДИАГРАММАМ, ОТСЧЕТ ХАРАКТЕРНЫХ ЗНАЧЕНИЙ

Расчленение разреза на пласты обычно производится по кривым геофизических методов исследования скважин (каротажным диаграммам). В настоящее время предложено большое число различных алгоритмов автоматического расчленения диаграмм.

Как правило, пересеченная буровой скважиной толща исследуется различными методами, и расчленение производится по комплексу промыслово-геофизических кривых. При этом машинное расчленение выполняется в два этапа. Сначала производится расчленение по отдельным каротажным диаграммам (сингулярное расчленение), результаты такого расчленения путем совместной обработки обобщаются для получения окончательного расчленения разреза скважины. Рассмотрим подробнее оба эти этапа.

По каротажной диаграмме пласты (и другие геологические объекты) выделяются методом характерных точек. Метод этот в своей основе весьма прост: последовательно анализируются точки кривой и выделяются точки, удовлетворяющие определенным условиям: экстремальные, перегиба и т. д. Выделенные характерные точки принимаются за границы пластов, нефте- и газоносных залежей и т. д. Вся трудность заключается в том, что выбор характерных точек, по которым необходимо выполнять расчленение, существенным образом зависит как от методов геофизических исследований, так и от особенностей геологического разреза. Нередко сингулярное расчленение производится двумя способами. Одним способом выполняется предварительное, рекогносцировоч-

ное расчленение, на базе которого другим способом производится детальное уточнение выделяемых границ.

Наиболее простой способ расчленения каротажных диаграмм — выделение уровенных точек, в которых каротажная кривая пересекается с уровенной линией — прямой, параллельной оси глубин. Уровенные точки очень удобны для расчленения кривых с резкими отклонениями (кавернограммы, кривые микрозондов и т. п.). Удобны уровенные точки и при рекогносцировочном расчленении: с их помощью легко «подсекать» аномальные участки, которые затем обрабатываются более детально. Так, при расчленении кривых самопроизвольной поляризации (кривых ПС) обычно вначале подсекается аномалия ПС уровенной прямой, а затем уточняются границы пласта, с которым связана аномалия, граница проводится по точкам перегиба, ближайшим к выделенным уровенным точкам.

Если мы задаемся некоторым критическим значением $a_{кр}$ регистрируемого параметра (например, кажущегося сопротивления или фактического диаметра скважины), по которому проводим уровенную линию, то выделяемые таким образом уровенные точки расчленяют ось глубин на интервалы, и каждый из интервалов относится к одному из двух классов — к интервалам с низкими показаниями ($a \leq a_{кр}$) или к интервалам с высокими показаниями ($a > a_{кр}$). Эти качественные характеристики интервала кодируются соответственно нулем и единицей.

В некоторых случаях возможно проведение нескольких уровенных линий. Тогда появляется возможность выделить не два, а большее число классов различаемых интервалов. Так, если проводится две уровенные линии с ординатами $a_{кр}^{(1)}$ и $a_{кр}^{(2)}$, то выделяются три класса интервалов: с низкими ($a \leq a_{кр}^{(1)}$), со средними ($a_{кр}^{(1)} < a \leq a_{кр}^{(2)}$) и с высокими ($a > a_{кр}^{(2)}$) показаниями. Практически многоуровневое расчленение одной кривой проводится последовательным обращением к подпрограмме, выделяющей точки по одному уровню, а получающиеся при этом коды объединяются. Так, в случае двукратного расчленения три класса интервалов будут характеризоваться двухбитовым кодом: 00 — с низким, 10 — со средним и 11 — с высоким значениями. Другим способом расчленения, также применяемым как при рекогносцировочном, так и при детальном выделении пластов, является аппроксимация каротажной кривой ступенчатой функцией. Производится как бы схематизация кривой. Предложен ряд конкретных алгоритмов, выполняющих такую аппроксимацию. Наиболее известны алгоритмы В. Тестермана [140] и Д. А. Родионова [209].

Методика Тестермана базируется на использовании критерия

$$R_{\tau} = \frac{W_{мз} - W_{вз}}{W_{мз}}, \quad (XVI.1)$$

где $W_{мз}$ — вариация межзональная («зона» — участок, аппроксимируемый одной ступенькой); $W_{вз}$ — вариация внутризональная.

Вариация между зонами определяется по формуле

$$W_{\text{ма}} = \frac{1}{L-1} \sum_{i=1}^L n_i (\bar{a}_i - a_{\text{max}})^2, \quad (\text{XVI.2})$$

где L — общее количество зон; i — номер зоны, равный 1, 2, ..., L ; n_i — число отсчетов в i -й зоне, выполненных с постоянным для всей каротажной кривой шагом; \bar{a}_i — среднее значение регистрируемого параметра в i -й зоне; a_{max} — наибольшее значение регистрируемого параметра.

Внутризональная вариация вычисляется по формуле

$$W_{\text{ва}} = \frac{1}{N-L} \sum_{j=1}^L \sum_{i=1}^{n_i} (a_{ij} - \bar{a}_i)^2, \quad (\text{XVI.3})$$

где N — общее количество отсчетов; L — общее количество зон; a_{ij} — значение отсчета с порядковым номером j в зоне с порядковым номером i (при заданном значении i номер j пробегает значения 1, 2, ..., n_i); остальные обозначения те же, что и в формуле (XVI.2).

Алгоритм Д. А. Родионова основывается на теории однородности статистических совокупностей. Две совокупности характеристик считаются принадлежащими одному геологическому телу, если гипотеза о том, что обе группы характеристик принадлежат одной и той же статистической совокупности, не отвергается. Гипотеза не принимается, если некоторый критерий V_k превышает определенную величину. Критерий V_k рассчитывается по формуле

$$V_k = \frac{N-1}{k(N-k)} \frac{(N-k) \sum_{j=1}^k a_j - \sum_{j=k+1}^N a_j}{N \sum_{i=1}^N a_i^2 - \left(\sum_{j=1}^N a_j \right)^2}, \quad (\text{XVI.4})$$

где N — общее количество точек на подлежащем расчленению участке каротажной кривой; j — номер точки ($j=1, 2, \dots, N$); a_j — значение параметра в точке с номером j ; k и $k+1$ — соответственно номера точек, расположенных по разные стороны от границы, разделяющей каротажную кривую на участки, отвечающие разным пластам или совокупностям пластов. Если указанная граница фактически проведена внутри одного пласта, то V_k имеет распределение χ^2 Пирсона с одной степенью свободы.

Алгоритм Д. А. Родионова предполагает последовательное выделение границ. Анализируются все возможные разбиения исследуемого участка каротажной кривой на две части и находится граница, для которой значение V_k максимально. Если это значение V_k удовлетворяет условию $V_k^{\text{max}} > V_{\text{кр}}$, то граница фиксируется. Само значение $V_{\text{кр}}$ зависит от выбранного уровня значимости. Для уровня значимости 0,9, учитывая закон распределения вероятности V_k , принимают $V_{\text{кр}} = 3,84$. Фиксируя границу, мы тем самым расчленяем участок каротажной кривой на две части, каждая из которых может быть исследована аналогичным образом. Этот процесс про-

должается до тех пор, пока для каждого из выделенных участков при любом из возможных его разбиений не будет выполнено условие: $V_k < V_{\text{кр}}$ (все участки статистически однородны).

Таким образом, по методу Д. А. Родионова расчленение производится «от общего к частному», т. е. путем последовательного деления изучаемого отрезка каротажной диаграммы. Можно использовать и противоположный метод генерализации каротажных диаграмм — метод последовательного укрупнения.

Метод последовательного укрупнения предполагает, что вначале проведено максимальное число границ — каждому отсчету на кривой соответствует отдельный пласт. Потом выполняется процедура последовательного исключения лишних границ за счет объединения в один двух соседних пластов, минимально отличающихся друг от друга величиной промыслово-геофизического или промыслово-геологического параметра. Такое объединение удаляет ступенчатую кривую от исходной кривой. В качестве меры расстояния между кривыми принимается квадратичная метрика:

$$R(a, S) = \sqrt{\sum_{i=1}^N (a_i - S_i)^2}, \quad (\text{XVI.5})$$

где $R(a, S)$ — мера расстояния между кривыми; N — общее количество точек отсчета значений параметра на кривой; a_i, S_i — соответственно фактическое и аппроксимированное (ступенчатой кривой) значение параметра в i -й точке.

Пусть два соседних пласта имеют мощность в n_1 и n_2 отсчетов и средние значения \bar{a}_1 и \bar{a}_2 соответственно. Объединение их в один пласт приводит к пласту суммарной мощностью в $(n_1 + n_2)$ отсчетов и средним значением

$$\bar{a} = \frac{n_1 \bar{a}_1 + n_2 \bar{a}_2}{n_1 + n_2}. \quad (\text{XVI.6})$$

Прежнее отклонение от исходной кривой на участке объединенного пласта выражалось суммой

$$\Delta_{\text{ст}} = \sum_{i=1}^{n_1} (a_i - \bar{a}_1)^2 + \sum_{i=n_1+1}^{n_1+n_2} (a_i - \bar{a}_2)^2. \quad (\text{XVI.7})$$

Новое отклонение достигает величины

$$\Delta_{\text{нов}} = \sum_{i=1}^{n_1+n_2} (a_i - \bar{a})^2. \quad (\text{XVI.8})$$

Разность между новым и старым отклонениями

$$\delta = \Delta_{\text{нов}} - \Delta_{\text{ст}}$$

есть приращение отклонения.

Объединению подлежат два соседних пласта, характеризующихся минимальным приращением отклонения. Процедура объ-

единения повторяется до тех пор, пока отклонение ступенчатой кривой не достигнет величины

$$R(a, S) \geq \alpha^2 N,$$

где α — заранее заданный уровень расхождения (например, $\alpha = 0,2 \times (a_{\max} - a_{\min})$), N — общее количество отсчетов на каротажной кривой.

Варьируя значением α , можно получать более или менее детальную аппроксимацию каротажной кривой.

Аппроксимируя промыслово-геофизические кривые, мы выделяем на оси глубин характерные точки — точки разрыва ступенчатой кривой, которые могут быть с той или иной степенью приближения соотношены границам пластов. Иногда (при интерпретации кривых КС, ПС) точки разрыва на ступенчатой кривой рассматриваются как предварительные, а окончательно границы выделяются после детального анализа их окрестностей по другим характерным точкам.

Имеется опыт аппроксимации каротажных диаграмм ломаной кривой. Точки излома ломаной также можно рассматривать в качестве характерных. Точки разрыва ступенчатой и точки излома ломаной называют узловыми точками.

Помимо уровенных и узловых точек, в качестве характерных в алгоритмах машинного расчленения используются другие точки: экстремальные, перегиба, связанные, связанные с моделью. Экстремальные точки, в которых промыслово-геофизическая кривая имеет максимум или минимум, применяются при расчленении кривых КС градиент-зонда. Поскольку кривые КС обычно осложнены мелкими осцилляциями, выделяются не все экстремумы, а только те из них, которые удовлетворяют некоторым дополнительным условиям, так называемые точки существенного экстремума [140]. Иногда в качестве выделяемой экстремальной точки выбирается экстремум, расположенный вблизи узловой точки. Точки перегиба, в которых вторая производная равна нулю, применяются для отбивки границ по кривой ПС и ряду других каротажных кривых с симметричными аномалиями против пласта. Связанными называются точки, выделяемые с помощью других характерных точек. Так, границы пласта по кривой КС потенциал-зонда выделяются следующим образом: находят точки перегиба, от которых отступают в сторону вмещающих пород на расстояние, равное половине длины зонда.

Наконец, в качестве характерных используются точки, выделяемые с помощью некоторой модели («точки, связанные с моделью»). Выбирается некоторая модель кривой, например ступень. Затем задается метрика в пространстве фрагментов кривой. Модель «прогоняется» через каротажную кривую, последовательно сопоставляется с участками кривой, по размерам соответствующими длине модели, и вычисляется «расстояние» между данным фрагментом кривой и моделью. Наиболее часто в качестве меры рас-

стояния между кривыми f и g принимается коэффициент корреляции

$$r(f, g) = \frac{\sum_{i=1}^n f_i g_i}{\sqrt{\sum_{i=1}^n f_i^2 \sum_{i=1}^n g_i^2}}, \quad (\text{XVI.9})$$

или, что теоретически более строго обосновано, угол между векторами f и g

$$\alpha(f, g) = \arccos [r(f, g)]. \quad (\text{XVI.10})$$

Итак, при сингулярном расчленении по каротажной кривой выделяются характерные точки, которые разбивают ось глубин на ряд интервалов. Эти интервалы в зависимости от значений регистрируемого параметра могут быть отнесены к различным классам (интервалы с показаниями низкими, высокими, средними и т. д.), что позволяет соотносить интервалам некоторые коды («0» — низкие показания, «1» — высокие или в случае трех классов: «00» — низкие, «10» — средние, «11» — высокие и т. п.). Эта информация используется для составления на основе частных расчленений сводного.

Сводное расчленение строится по частным следующим образом. Все точки на оси глубин, выделенные при сингулярных расчленениях, переносятся на сводное расчленение. При этом число выделенных интервалов резко возрастает. Для каждого такого интервала строится комплексный код путем последовательного присоединения (конкатенации) кодов частных расчленений. Затем производится укрупнение сводного расчленения. Это укрупнение осуществляется, во-первых, путем исключения (присоединения к соседним пластам) маломощных интервалов, во-вторых, на основе сопоставления комплексных кодов. Пласты, коды которых рассматриваются как однотипные, объединяются.

Рассмотрим пример. Пусть первое сингулярное расчленение (расчленение кривой КС) приводит к выделению на оси глубин точек Z_1 и Z_2 и трех интервалов: (Z_0, Z_1) , (Z_1, Z_2) , (Z_2, Z_k) . Интервал (Z_1, Z_2) соответствует повышенным показаниям, и ему соотношен код «1»; интервалам (Z_0, Z_1) и (Z_2, Z_k) , характеризующимся низкими показаниями, сопоставлен код «0». Пусть второе сингулярное расчленение также приводит к выделению двух точек на оси глубин — Z_1 , совпадающей с точкой Z_1 первого сингулярного расчленения, и Z_3 , находящейся между Z_2 и Z_k . Интервалу (Z_1, Z_3) соответствует код «0», остальным — «1». На сводное расчленение переносятся все выделенные точки — Z_1, Z_2, Z_3 . Интервалу (Z_0, Z_1) в первом частном расчленении соответствует код «0», во втором «1», так что в сводном расчленении он получает код «01». Аналогично интервалам (Z_1, Z_2) , (Z_2, Z_3) и Z_3, Z_k приписываются коды «10», «00», «01». Таким образом, сводному расчленению соот-

ветствует последовательность («строка») комплексных кодов: «01», «10», «00», «01».

Комплексный код, формируемый по нескольким каротажным кривым, является своеобразной характеристикой пласта. Во многих случаях его бывает достаточно, чтобы определить литологию пласта. Тогда строка комплексных кодов может быть заменена строкой литологических кодов. Так, если кривая 1 — диаграмма КС, а кривая 2 — диаграмма ПС в песчано-глинистом разрезе, то коду «01» соответствуют аргиллиты (А), коду «10» — продуктивный песчаник (ПП), коду «00» — водоносный песчаник (ВП). Поэтому строку комплексных кодов можно заменить строкой литологических кодов: А, ПП, ВП, А.

На практике используются комплексные коды достаточно большой длины (8—16 двоичных разрядов), и каждой литологической разновидности соответствуют несколько (до 20—30) различных комплексных кодов. Поэтому после замены комплексных кодов литологическими рядом оказываются выделенные пласты одинаковой литологии. Их естественно объединить. Таким образом, укрупнение сводного расчленения удобно проводить параллельно с литологическим расчленением.

Эффективная толщина пластопересечения определяется величиной интервала, соответствующего продуктивному пласту (с учетом наклона скважины, если это существенно).

После того как выделены границы пласта и хотя бы ориентировочно определена его литология, производится количественная интерпретация промыслово-геофизических данных. Она начинается с отсчета характерных значений — значений, которые в дальнейшем используются в качестве количественной характеристики пласта.

В качестве характерных значений обычно применяются следующие: 1) текущие — значение регистрируемого параметра в определенной точке оси глубин; 2) экстремальные — наибольшее (если отклонение положительное) или наименьшее (если отклонение отрицательное) значение, наблюдаемое против пласта; 3) среднее — являющееся средним арифметическим, определяемое на всем интервале пласта или же на некотором его участке; 4) площадь аномалии, характеризующей пласт.

Алгоритмы отсчета характерных значений несложны [140].

§ 2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТИПА ПЛАСТА

Если выделен пласт и отсчитаны с диаграмм различных методов характерные значения, а также параметры условий измерения (диаметр скважины, удельное сопротивление бурового раствора и т. д.), то возможно использование разных классификационных программ. Очень часто программы подобного типа называют программами распознавания образов. В настоящее время предложено и опробовано при решении задач выделения пластов-коллекторов и оценки характера их насыщения большое число различных клас-

сификационных программ. Однако принцип построения этих программ один и тот же. Сущность этого принципа заключается в следующем.

Пусть объект (в данном случае пласт-коллектор) характеризуется n признаками: X_1, X_2, \dots, X_n .

Совокупность этих признаков можно рассматривать как вектор X в n -мерном пространстве («признаковое пространство»). Если у нас имеется ряд объектов, тип которых уже известен, то мы можем проанализировать, как точки, соответствующие этим объектам, располагаются в признаковом пространстве. Наиболее благоприятным является случай, когда точки, соответствующие пластам разных типов, располагаются в разных частях признакового пространства. В этом случае достаточно построить поверхность или, точнее, гиперповерхности (пространства размерностью выше трех, которые выделяли бы области признакового пространства, соответствующие разным типам объектов, например, продуктивным и непродуктивным пластам). Различные программы распознавания, а их, как уже говорилось, предложено множество, отличаются главным образом процедурой построения этих гиперповерхностей. В случае когда имеется только две альтернативы (коллектор — неколлектор, пласты продуктивный — непродуктивный и т. п.), достаточно провести одну разделяющую гиперповерхность и даже простейшую из гиперповерхностей — гиперплоскость.

Наиболее наглядно выделение областей в признаковом пространстве, если имеется только два признака; этот способ промысловые геофизики широко использовали задолго до применения машинных алгоритмов распознавания образов. Если для объектов типа А в признаковом пространстве выделена область V_A , а для объектов типа В — область V_B , то дальнейшая классификация предельно проста: объект относится к типу А, если $\vec{\chi}_i \in V_A$, и к типу В, если $\vec{\chi}_i \in V_B$.

Однако такая уверенная классификация не всегда возможна. Чаще области, соответствующие различным типам объектов, налегают друг на друга, и в этом случае никакой алгоритм не обеспечит безошибочной классификации. Наибольшее, что можно сделать в этой ситуации, — сократить до минимума число ошибок. При этом следует учесть, что имеются два рода ошибок: ошибки первого рода — ошибки типа «пропуск цели», например, когда продуктивный пласт характеризуется как непродуктивный, и ошибки второго рода — ошибки типа «ложная тревога», когда непродуктивный пласт принимается за продуктивный. Потери, к которым приводит ошибочная классификация, называются ценой ошибки. Пусть P_1 и P_2 — соответственно вероятности ошибок первого и второго рода, а C_1 и C_2 — цены этих ошибок. Оптимальный алгоритм определения типа объекта обеспечивает минимум математического ожидания потерь:

$$C_1 P_1 + C_2 P_2 = \min. \quad (\text{XVI.11})$$

Цены ошибок первого и второго рода могут существенно различаться, и учет этого обстоятельства может привести к серьезным заблуждениям относительно достигнутой эффективности алгоритма [140].

Рассмотренная выше схема алгоритма классификации имеет универсальный характер. Она может быть использована для решения различных задач при расшифровке строения земных недр, в том числе при подсчете запасов: определение литологии пласта, выделение коллекторов, оценка характера насыщения коллекторов.

При использовании программ распознавания образов четко выделяются два этапа. Первый этап заключается в выделении в признаковом пространстве областей, соответствующих различным типам объектов. Для этого необходимо располагать эталонной информацией — наборами значений признаков для группы объектов, тип которых уже известен, например, промыслово-геофизическими характеристиками пластов, по которым имеются результаты опробования — продуктивны они или нет. Этот этап называется обучением. После того как программе представлена эталонная информация в достаточном объеме и программа выделила области («обучилась»), производится собственно диагностика — по заданному набору признаков определяется тип пласта.

В связи с применением программ распознавания образов возникает ряд проблем. Первая из них — установление объема эталонной информации. Хорошие результаты получают, когда число эталонных объектов равно 200—300. Обычно число опробованных пластов не очень велико, и оценка продуктивности ведется при обучении на 30—40 пластах того и другого класса (а то и меньше), что снижает возможности диагностики. При этом важно не только число эталонных объектов, но и их представительность — равномерное (с учетом вероятности) распределение в пределах области признакового пространства, соответствующей типу объекта.

Требования к объему эталонной информации существенно повышаются с ростом размерности признакового пространства, т. е. с увеличением числа признаков в наборе. Именно этим объясняется тот факт, что с увеличением количества используемых характеристик пласта (факт, казалось бы, положительный) эффективность диагностики может падать, в связи с чем возникает проблема выбора оптимального набора признаков — достаточно малого, чтобы требования к эталонной информации не были чрезмерными, и достаточно информативного, чтобы классификация была эффективной.

Решение этой проблемы далеко не просто. Перебор всех вариантов и выбор на основе этого перебора оптимального набора требует слишком много машинного времени и возможен только при достаточном объеме эталонной информации. При выделении набора признаков для диагностики решается и принципиальная задача о его эффективности в данных условиях. Если классификационные области в признаковом пространстве существенно налегают друг на друга то ни увеличением объема эталонной информа-

ции, ни совершенствованием диагностического алгоритма (выполняется ли он машиной или человеком) не добиться повышения эффективности диагностики. Данный набор признаков оказывается малoinформативным. В этом случае единственный выход — поиск новых действительно информативных признаков и построение на их основе нового набора характерных значений. Как видим, использование программ распознавания требует решения определенных методических вопросов применительно к конкретным районам, и эти решения опираются на весь накопленный на местах интерпретационный опыт.

К результатам, получаемым с помощью программ распознавания, нельзя относиться как к истине в последней инстанции. Как мы уже показали, диагностика, будь она машинная или человеческая, встречает определенные объективные трудности и далеко не свободна от промахов. Человеку неудобно, что программа распознавания работает как «черный ящик», выдавая лишь окончательные результаты. В связи с этим возникает вопрос о контроле за машинной диагностикой со стороны человека. В случае двух признаков интерпретаторы, как уже говорилось, задолго до применения ЭВМ строили классификационные области и отделяли продуктивные пласты от непродуктивных. Считается, что при использовании нескольких признаков, т. е. при переходе к многомерным признаковым пространствам, выделение классификационных областей теряет свою наглядность, человек оказывается бессильным и единственный выход из положения — обратиться за помощью к машине, которая в состоянии выделить классификационные области в пяти-, десятимерном пространствах и в пространстве с большим числом измерений. Это совсем не так. Человек прекрасно различает объекты, характеризующиеся многими признаками. Необходимо только представить эти объекты в наглядной форме. В связи с этим был предложен метод визуальной диагностики — метод визуального образа. Набор признаков представляется в виде диаграммы, состоящей из нескольких столбиков, каждый из которых соответствует определенному признаку. Высота столбика определяется значением признака. Эти диаграммы и являются «визуальными образами» объектов (в данном случае — пластов). Располагая эталонными наборами «образов», соответствующих различным типам объектов (продуктивным и непродуктивным пластам), можно проводить диагностику, сопоставляя визуальный образ объекта, тип которого неизвестен, с диаграммами эталонных групп.

Построение диаграмм для визуальной диагностики — очень громоздкая работа, но она может производиться машиной, так что визуальная диагностика оказывается естественным элементом человеко-машинных интерпретационных систем. Визуальная диагностика ни в какой мере не может быть противопоставлена машинной. В процессе интерпретации возникает огромное число рутинных диагностических задач, их решение чрезвычайно важно возложить на ЭВМ. В определенных, наиболее сложных случаях, когда вероятность ошибки существенная и потери ошибочной диагности-

ки велики, когда стоит вопрос о правильном выборе комплекса признаков и т. д., вмешательство человека необходимо. В этом случае от ЭВМ требуется представление интерпретатору для анализа в наиболее наглядной форме необходимых материалов. Диаграммы визуального образа — один из возможных способов такого наглядного представления. В наиболее ответственных случаях этого может оказаться недостаточно, и потребуются дополнительные материалы, например, фрагменты (выкопировки) диагностируемых и эталонных кривых. Подготовка и представление таких материалов также могут быть поручены ЭВМ.

§ 3. КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ

На основе отсчетов, производимых по кривым геофизических методов исследования скважин, даются оценки физических свойств и других характеристик, важных с точки зрения подсчета запасов нефти и газа: пористости, нефтегазонасыщенности, проницаемости и др. В изучении разрезов нефтяных и газовых скважин большую роль играют электрические методы исследования. Последнее обстоятельство обусловлено тем, что удельное электрическое сопротивление горных пород тесно связано с их коллекторскими свойствами и характером насыщения порового пространства. Поэтому количественная интерпретация различных модификаций каротажа сопротивлений строится чаще всего по следующей схеме: по каротажным диаграммам определяются значения удельного сопротивления различных зон пласта, которые в свою очередь используются для оценки коллекторских свойств. Определение удельного сопротивления производится с помощью теоретических кривых, рассчитанных на основе решения прямых задач теории электрического каротажа.¹ При обычной интерпретации эти кривые представляются в виде палеток (номограмм), в связи с чем этот этап интерпретации называется палеточной интерпретацией.

Палеточная интерпретация основана на функциональной связи между величинами, устанавливаемой на основе решения прямых задач теории геофизических исследований скважин. Применение счетно-решающих и моделирующих устройств, как аналоговых (электроинтеграторы, трехмерные модели), так и цифровых (ЭВМ), позволило существенно ускорить получение палеточных материалов. В то же время возможности палеточной интерпретации ограничены: она эффективна, когда число параметров разреза не очень велико. Так, интерпретация по палеткам бокового каротажного зондирования широко используется в случае достаточно толстых пластов, когда число параметров не превышает трех (удельное сопротивление и диаметр зоны проникновения, удельное

¹ Прямыми в теории геофизических исследований называются задачи, которые по заданным параметрам разреза позволяют определить наблюдаемый эффект, обратные — задачи, позволяющие по наблюдаемым данным определить параметры разреза.

сопротивление неизменной части пласта). Если число параметров разреза больше пяти, то число палеток, необходимых для интерпретации, настолько возрастает, что палеточная интерпретация становится практически невыполнимой. В тех случаях, когда теоретическим путем (на основе решения прямых задач) не удается получить необходимые функциональные зависимости между параметрами в скважине и подсчетными параметрами, используются статистические зависимости, устанавливаемые экспериментально.

В настоящее время наметились два подхода к практическому осуществлению количественной интерпретации каротажных диаграмм — поплавовая и непрерывная интерпретации. Поплавовая интерпретация выполняется по следующей схеме: 1) разрез расчленяется на участки (пласты); 2) по показаниям против выделенных пластов находятся характерные значения; 3) по характерным значениям определяются физические (например, удельное электрическое сопротивление) и коллекторские (пористость, проницаемость) свойства пласта, а также нефтегазонасыщенность. При непрерывной интерпретации каротажные кривые точка за точкой преобразуются в кривую интересующего нас параметра (пористости, нефтегазонасыщенности и т. д.).

Каждый из указанных подходов имеет свои области применения и недостатки. Поплавовая интерпретация необходима при исследовании с установками, обладающими значительной областью исследования. В этом случае замеряемая в скважине кривая имеет сложный характер: на кривой наблюдаются так называемые «экранные» максимумы и минимумы, которые при поточечной трансформации могут существенно исказить фактическое распределение коллекторских свойств по глубине. Типичные значения при поплавовой интерпретации отсчитываются таким образом, чтобы охарактеризовать пласт в целом. Отсюда и получаемые при количественной интерпретации результаты являются обобщенными характеристиками пласта. Несомненный выигрыш — получение данных о наиболее удаленной от скважины области пласта (в частности, о неизменной зоне пласта) — сопряжен с тем недостатком, что найденная характеристика является усредненной, охватывает весь пласт или, по крайней мере, значительный его участок.

Непрерывная (поточечная) интерпретация применима при геофизических исследованиях, с меньшей глубиной (радиоактивные методы исследования, боковой каротаж, акустический, в ряде случаев индукционный каротаж). Малая глубина исследования позволяет исключить из рассмотрения (или нейтрализовать) влияние соседних участков разреза и точка за точкой преобразовать каротажную кривую в кривую интересующего нас параметра (например пористости). По последней кривой можно судить о дифференциальных особенностях изменения пористости с глубиной, например о чередовании более пористых и менее пористых участков. Однако нужно учитывать, что кривая пористости разреза, полученная в результате поточечной трансформации, — это кривая кажущейся пористости, в которую могут вкратиться искажения,

прямо пропорционально связанные с величиной радиуса исследования установки.

Оба рассмотренных в общих чертах подхода дополняют друг друга. При этом и методика трансформации, в частности используемые зависимости, может меняться с резким изменением литологии разреза. Кривые, полученные в результате трансформации, как правило, подлежат расчленению с тем, чтобы выделить коллекторы и продуктивные зоны. В некоторых случаях целесообразно один и тот же пласт обрабатывать обоими способами — поточечная интерпретация покажет детальное изменение пористости в прискважинной зоне, поплавовая интерпретация позволит получить усредненную характеристику параметра в неизменной части пласта.

Представляемые на палетках теоретические зависимости между известными величинами a_1, a_2, \dots, a_n и искомым параметром y выражают зависимость

$$y = f(a_1, a_2, \dots, a_n).$$

Эта зависимость может быть либо аппроксимирована некоторой функцией, например степенным полиномом, либо представлена в виде таблицы с n входами. Рассмотрим этот способ подробнее.

Допустим, удельное сопротивление пласта ρ_{π} определяется по замеру кажущегося удельного сопротивления ρ_c

$$\ln \frac{\rho_{\pi}}{\rho_c} = f\left(\ln \frac{\rho_k}{\rho_c}\right).$$

где ρ_c — сопротивление бурового раствора.

Эта зависимость имеет вид

$$y = f(x).$$

Ее можно также представить в форме таблицы

$$\frac{x_1 x_2 \dots x_n}{y_1 y_2 \dots y_n}.$$

Последовательность x_1, x_2, \dots, x_n называется входным вектором (входом), а последовательность y_1, y_2, \dots, y_n — ответным полем.

Для определения значения \hat{y} по заданной величине \hat{x} находят значение x_i , удовлетворяющее условию $x_i \leq \hat{x} \leq x_{i+1}$ (если $\hat{x} < x_1$ или $\hat{x} > x_n$, интерполяция невыполнима). Затем определяют \hat{y} по формуле линейной интерполяции

$$\hat{y} = y_i + (\hat{x} - x_i) \frac{y_{i+1} - y_i}{x_{i+1} - x_i}.$$

Если удельное сопротивление определяется по двум замерам зондами разной длины, например,

$$\ln \frac{\rho_{\pi}}{\rho_c} = f\left(\ln \frac{\rho_k^{(1)}}{\rho_c}, \ln \frac{\rho_k^{(2)}}{\rho_c}\right).$$

то мы имеем дело с функцией двух переменных. Такая зависимость может быть представлена в виде таблицы с двумя входами

	y_1	y_2	\dots	y_m
x_1	z_{11}	z_{12}	\dots	z_{1m}
x_2	z_{21}	z_{22}	\dots	z_{2m}
\dots	\dots	\dots	\dots	\dots
x_n	z_{n1}	z_{n2}	\dots	z_{nm}

(входы — векторы $\vec{x} = \{x_1, x_2, \dots, x_n\}$ и $\vec{y} = \{y_1, y_2, \dots, y_m\}$; ответное поле — матрица $\|z_{ij}\|$).

Для определения \hat{z} по заданным величинам \hat{x} и \hat{y} находят значения x_i и y_j , удовлетворяющие условиям

$$x_i \leq \hat{x} \leq x_{i+1},$$

$$y_j \leq \hat{y} \leq y_{j+1},$$

и затем вычисляют \hat{z} по формулам линейной интерполяции

$$z^{(1)} = z_{ij} + (\hat{x} - x_i) \frac{z_{i+1,j} - z_{ij}}{x_{i+1} - x_i},$$

$$z^{(2)} = z_{i,j+1} + (\hat{x} - x_i) \frac{z_{i+1,j+1} - z_{i,j+1}}{x_{i+1} - x_i},$$

$$\hat{z} = z^{(1)} + (\hat{y} - y_j) \frac{z^{(2)} - z^{(1)}}{y_{j+1} - y_j}.$$

Аналогично в виде таблицы с l входами могут быть представлены зависимости от l аргументов.

Алгоритмы интерполяционного поиска по таблице с l входами описаны в литературе [140]. Заметим, что они обычно более сложны, чем это описано выше. Дело в том, что для некоторых комбинаций входных параметров ответ не может быть получен — функция $f(x_1, \dots, x_n)$ в этих точках не определена, поэтому необходимо, прежде чем переходить к интерполяционному поиску, определить, принадлежит ли точка $\{\hat{x}_1, \hat{x}_2, \dots, \hat{x}_n\}$ области определения функции f . Наличие в «ответном поле» «пустых» мест позволяет более экономно разместить данные в памяти ЭВМ, но это, в свою очередь, несколько усложняет алгоритм.

При боковом каротажном зондировании (БКЗ) исследования проводятся серией зондов различной длины L . Интерпретационные палетки представляют собой семейства кривых

$$\ln \frac{\rho_R}{\rho_c} = f \left(\ln \frac{\rho_{\Pi}}{\rho_c}, \ln \frac{L}{d} \right),$$

где d — диаметр скважины.

Подобное семейство кривых можно представить в виде таблицы с двумя входами, в которой ответное поле выражается в виде матрицы

$$\left\| \ln \left(\frac{\rho_R}{\rho_c} \right)_{ij} \right\|.$$

Удельное сопротивление пласта определяется по совокупности фактических замеров КС для различных зондов:

$$\ln \left(\frac{\rho_R}{\rho_c} \right)_{\text{фак}}^{(1)}, \ln \left(\frac{\rho_R}{\rho_c} \right)_{\text{фак}}^{(2)}, \dots, \ln \left(\frac{\rho_R}{\rho_c} \right)_{\text{фак}}^{(n)}.$$

Эта совокупность называется фактическим вектором БКЗ. Количественная интерпретация данных БКЗ сводится к поиску такого геоэлектрического разреза, для которого расхождение между теоретическим и фактическим векторами БКЗ, определяемое по формуле

$$\delta_p^2 = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left[\ln \left(\frac{\rho_R}{\rho_c} \right)_{\text{фак}}^{(i)} - \ln \left(\frac{\rho_R}{\rho_c} \right)_{\text{теор}}^{(i)} \right]^2,$$

минимально. Соответствующие алгоритмы достаточно эффективны: они быстро и точно (в рамках используемой модели) позволяют оценить удельное сопротивление пласта и параметры зоны проникновения — ее диаметр D и удельное сопротивление $\rho_{з.п.}$

Следует, однако, учесть, что при неглубоком проникновении фильтра бурового раствора в пласт величина удельного сопротивления зоны проникновения по данным БКЗ может быть определена с большой ошибкой вследствие так называемого эффекта эквивалентности. При малом повышающем проникновении кривые БКЗ практически не отличаются, если остается неизменной величина

$$U = \frac{\rho_{з.п.} - \rho_{\Pi}}{\rho_c} \ln \frac{D}{d},$$

где d — диаметр скважины.

Это значит, что при интерпретации кривой БКЗ, если повышающее проникновение невелико, достоверно определяется только параметр U и, чтобы определить значения D и $\rho_{з.п.}$, необходимы дополнительные данные. При понижающем проникновении также наблюдается эффект эквивалентности (так называемая А-эквивалентность). Параметр эквивалентности в этом случае имеет вид

$$A = \rho_c \left(\frac{1}{\rho_{з.п.}} - \frac{1}{\rho_{\Pi}} \right) \left(\frac{D^2}{d^2} - 1 \right).$$

ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ЭВМ ПРИ ГЕОМЕТРИЗАЦИИ ЗАЛЕЖЕЙ ДЛЯ ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ ОБЪЕМНЫМ МЕТОДОМ

Фактические данные о строении нефтяной, газовой или газонефтяной залежи, о свойствах слагающих ее пород и заключенных в ней флюидов относятся к отдельным пересечениям залежи разведочными скважинами. Для подсчета запасов наиболее часто используемым при решении этой задачи объемным методом нужна характеристика всей залежи как трехмерного геологического тела. Поэтому подсчет запасов объемным методом включает в себя стадию геометризации залежи. Геометризация соответствует восхождению от имеющегося в нашем распоряжении описания конечного числа пересечений залежи скважинами к описанию трехмерного пространственного объекта, рассматриваемого как бесчисленное множество сплошь выполняющих связную область пространства пересечений залежи и вмещающего ее блока земной коры параллельными друг другу (обычно вертикальными) прямыми. Итогом геометризации является совокупность различных горногеометрических моделей залежи, используемых как при подсчете запасов, так и в процессе проектирования и анализа разработки.

§ 1. ТРАДИЦИОННАЯ ФОРМА ГОРНОГЕОМЕТРИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

При подсчете запасов нефти и газа наиболее употребительной формой горногеометрических моделей является карта изолиний. Строятся карты изолиний абсолютных отметок кровли и подошвы продуктивного пласта, эффективной толщины, эффективной нефтенасыщенной или газонасыщенной толщины, карты удельного (приходящегося на единицу площади проекции залежи на горизонтальную плоскость) запаса нефти и газа, называемые также картами плотности запасов. Иногда используются карты абсолютных отметок поверхностей газонефтяного, газоводяного, водонефтяного контактов, карты изолиний пористости, нефтенасыщенности, проницаемости, гидропроводности и других параметров, учитываемых при решении задач подсчета запасов и разработки нефтяных и газовых залежей.

Как правило (при проектировании на горизонтальную плоскость), каждая точка карты изолиний отвечает определенной вертикали, проходящей через залежь или через блок земной коры, вмещающий данную залежь, и карта с точностью до шага изолиний задает значение той или иной геологической переменной для любой из вертикальных линий, отраженных точками «зарисованной» части карты. Сами значения переменной известны лишь для конечного числа точек, отвечающих вертикалям, в известном

смысле «совпадающим» с разведочными скважинами. Значения переменной во всех остальных точках карты-модели устанавливаются путем интерполяции и экстраполяции данных разведочных скважин. Поэтому по своей математической сущности геометризация является экстраинтерполяционной процедурой, направленной на оценку (восстановление) значений переменной в бесчисленном количестве точек горногеометрической модели, т. е. на переход от неполноопределенного пространства к полноопределенному [129].

При использовании традиционных для геологии графических и графо-аналитических методов геометризации процедура восстановления значений геологической переменной, составляющая сущность геометризации, фактически выступает в качестве, на первый взгляд, второстепенной составной части сложного процесса создания документа (карты изолиний), отражающего результаты восстановления в удобной для восприятия графической форме. Такому подходу присущи серьезные недостатки. Во-первых, он ведет к ложной трактовке геометризации как действия, направленного в первую очередь на построение графической модели, а не на восстановление поля той или иной геологической переменной. Во-вторых, при графической геометризации восстановление значений переменной имеет частичный характер, поскольку в точках, не лежащих на изолиниях, эти значения определяются лишь с точностью до шага изолиний. В-третьих, в силу частичного характера восстановления все математические операции, осуществляемые над результатами графического восстановления, оказываются весьма сложными, трудоемкими и в то же время неточными. В-четвертых, оценка точности и надежности горногеометрических моделей, полученных с помощью графического восстановления, не имеющего строгих алгоритмов, является задачей, практически неразрешимой.

Останемся на двух последних, наиболее существенных недостатках традиционного графического метода геометризации.

Высокая сложность и большая трудоемкость математических операций, осуществляемых над результатами графического восстановления геологических полей, — обстоятельства общеизвестные. Достаточно напомнить, насколько трудоемкими являются такие работы, как построение структурных карт методом схождения или выполняемое при подсчете запасов полезных ископаемых интегрирование карт изолиний с помощью планиметра. Менее известно, что эти сложные и трудоемкие операции в то же время являются крайне неточными. Какими значительными погрешностями сопровождаются математические операции, осуществляемые по картам изолиний, было показано в § 3 главы V на примере оценки объема залежи по карте изопакит с помощью планиметра. В данном случае решение задачи на основе планиметрирования карты изопакит становится причиной систематического завышения объема, которое на нефтяных и газовых залежах Пермского Прикамья в среднем составляет 2,5% [265]. Правда, от систематической ошибки в принципе можно избавиться, изменив метод расче-

та, но при этом придется мерить как площади, заключенные между смежными изолиниями, так и длины изолиний, ограничивающих площади. И без того сложная и трудоемкая процедура подсчета объема залежи станет еще более сложной и трудоемкой. Не лучше ли вообще отказаться от традиционных методов геометризации и от выполнения расчетов по картам изолиний?

Необходимость такого отказа диктуется и тем обстоятельством, что все карты изолиний, построенные с помощью традиционных графических и графо-аналитических процедур, являются моделями, точность которых применительно к отдельной точке не поддается количественной оценке, в то время как точность в среднем применительно ко всему множеству точек карты оценивается на основе крайне ненадежных аналогий [253] или с помощью трудоемкого (когда речь идет о карте, построенной без использования строгого экстраинтерполяционного алгоритма) метода разрежения сети точек наблюдения путем их исключения по одной [161].

В связи с очевидным несовершенством графических методов геометризации возникла задача разработки и внедрения в геологическую практику численных (расчетных) методов геометризации, реализуемых с помощью ЭВМ. Переход к численным методам способствовал бы распространению правильных представлений о сущности геометризации как процедуры восстановления геологических полей и правильного понимания значения карт как наглядных отображений результатов восстановления. Применение численных методов и ЭВМ также позволит оценивать (восстанавливать) значения геологических переменных в любом пересечении исследуемого блока земной коры вертикальной линией, т. е. обеспечит полноту восстановления, что превратит все математические операции над геометрическими моделями полей в очень простые и точные вычислительные процедуры. В то же время при наличии соответствующих выводных устройств (графопостроителей или даже только печатающих устройств с достаточно широким форматом) ЭВМ может выдавать результаты восстановления значений геологических переменных в виде обычных карт изолиний, приобретающих в этом случае чисто иллюстративный характер, поскольку никаких математических операций над этими картами выполнять не нужно.

Однако главным достоинством численной геометризации как процедуры, полностью алгоритмизированной, является возможность количественной оценки точности каждой конкретной геометрической модели. Такая оценка не только для области исследования в целом, но и для каждой точки этой области может быть получена, исходя из тех предположений, которые положены в основу используемого алгоритма экстраинтерполяции. Кроме того, для любого конкретного случая геометризации при любом алгоритме экстраинтерполяции, если сеть точек наблюдения не является слишком неравномерной, можно найти оценку точности геометрической модели, взятой в целом, совершенно не зависящую от предположений, лежащих в основе алгоритма экстраинтерпо-

ляции. Эта задача решается давно применяющимся в геологии методом разрежения сети точек наблюдения в его специфической форме, известной под названием разрежения сети путем исключения точек наблюдения по одной [161] и легко реализуемой на ЭВМ, если восстановление поля до конца алгоритмизировано.

Поскольку сущность геометризации — это восстановление (экстраинтерполяция) дискретно заданных геологических полей, численные методы геометризации должны классифицироваться по тем приемам экстраинтерполяции, которые в них используются. Отсюда ясно, что рассмотрение вопроса об автоматизации решения горногеометрических задач целесообразно начать общей характеристикой методов численной экстраинтерполяции, применяемых в геологии.

§ 2. МЕТОДЫ ЧИСЛЕННОЙ ЭКСТРАИНТЕРПОЛЯЦИИ ПОЛЕЙ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ПЕРЕМЕННЫХ

При геометризации и подсчете запасов нефтяных и газовых залежей задачу экстраинтерполяции обычно приходится решать в следующей постановке. На плоскости XU задана конечная совокупность дискретных точек наблюдения с координатами $(x_1, y_1), (x_2, y_2), \dots, (x_i, y_i), \dots, (x_n, y_n)$. Для каждой точки известны точные или приближенные значения той или иной геологической переменной $z=f(x, y)$, соответственно равные $z_1, z_2, \dots, z_i, \dots, z_n$. Необходимо найти алгоритм оценки (восстановления) значения z , применимый к любой точке некоторой области F , принадлежащей той же плоскости XU и примерно совпадающей с областью, охарактеризованной наблюдениями, или с какой-то частью этой области.

Такая задача, конечно, имеет бесчисленное множество решений. Однако подавляющее большинство мыслимых (и даже практически реализованных) алгоритмов численного восстановления обладает весьма малой ценностью: они не имеют выхода на количественную оценку погрешности экстраинтерполяции в каждой точке области восстановления и в этом смысле ничем не лучше графических методов восстановления, используемых при построении карт изолиний вручную. Для того чтобы применение численной экстраинтерполяции давало серьезный выигрыш по сравнению с графическим восстановлением полей, численная экстраинтерполяция должна базироваться на каких-то точно сформулированных предположениях о свойствах функции $z=f(x, y)$, что является необходимым условием для реализации процедуры восстановления, допускающей количественную оценку точности восстановления в каждой точке исследуемой области F . В зависимости от характера предположений о свойствах функции $z=f(x, y)$, лежащих в их основе, алгоритмы численного восстановления геологических полей, используемые в настоящее время, могут быть объединены в семь групп.

Первую группу образуют методы, основанные на предположе-

нии, что функция $\tilde{z}=f(x, y)$ достаточно проста и в пределах области F , взятой в целом, может быть без недопустимо большой погрешности описана некоторым относительно несложным аналитическим выражением $\tilde{z}=f_a(x, y)$, отвечающим функции, которая: 1) непрерывна сама и имеет непрерывные производные всех порядков, 2) содержит не более n коэффициентов, где n — количество точек наблюдения, данные по которым используются для определения численных значений коэффициентов функции $f_a(x, y)$. Восстановление, базирующееся на таком предположении, будем называть аналитической аппроксимацией, или приближением с помощью аналитической функции.

Чаще всего функция $z=f(x, y)$ предполагается разложимой в быстро сходящийся ряд Тейлора, что позволяет заменять ее степенным (алгебраическим) полиномом [106, 138]. Иногда допускают, что наиболее быстро сходящийся ряд Тейлора получается не для самой функции $f(x, y)$, а для логарифма $\ln[f(x, y)]$ от этой функции, и в качестве приближенного описания поля используют полиномиально-экспоненциальную функцию, т. е. постоянную с показателем степени в виде алгебраического полинома от пространственных координат x и y [28, 50, 118]. Наконец, полагая функцию $z=f(x, y)$ разложимой в быстро сходящийся ряд Фурье, приходим к восстановлению поля с помощью кратного (двойного) тригонометрического полинома Фурье [126, 190]. Таким образом, существует три основных метода аналитической аппроксимации, используемых при восстановлении геологических полей. Один из них базируется на степенных полиномах, второй — на полиномиально-экспоненциальных функциях, третий — на тригонометрических полиномах.

Методы второй группы основаны на использовании так называемых потенциальных функций. Они всегда приводят к описанию поля полиномом, который: 1) непрерывен сам и имеет непрерывные производные всех порядков, 2) содержит такое количество слагаемых, которое по меньшей мере на единицу превышает число точек наблюдения, данные по ним должны быть учтены в описании поля с помощью потенциальных функций. В простейшем случае полином имеет форму линейной комбинации потенциальных функций, дополненной свободным членом (не обязательно отличным от нуля). Комбинация содержит ровно столько потенциальных функций, сколько точек с известными значениями $z=f(x, y)$ имеется в исследуемой области F . Каждой точке наблюдения с известным значением z отвечает одна и только одна потенциальная функция, т. е. такая функция, которая в данной точке достигает максимума и по мере удаления от нее в любом направлении монотонно убывает, стремясь к нулю на бесконечно большом расстоянии от точки. Методу потенциальных функций можно дать очень простую содержательную интерпретацию, трактуя его как разложение описания поля на фоновую составляющую, значение которой в простейшем случае равно свободному члену, и сумму «аномальных эффектов», отражаемую линейной комбинацией по-

тенциальных функций. При достаточно равномерной сети точек наблюдения абсолютное значение множителя, стоящего перед одной из потенциальных функций, может служить своеобразной мерой аномальности того участка поля, на котором находится точка наблюдения, соответствующая данной потенциальной функции.

В качестве третьей группы можно выделить методы восстановления геологических полей, базирующиеся на так называемой теории сплайнов [15, 38] и достаточно широко применяемого при решении задач математической физики методом конечных элементов [179]. Исследуемая область F с учетом пространственного положения точек наблюдения (или некоторым стандартным образом) разбивается на ряд примыкающих друг к другу участков одинаковой формы, например на треугольники или прямоугольники. В пределах каждого из участков функция $z=f(x, y)$ заменяется степенным полиномом (обычно кубическим или дважды кубическим), и получается сплайн — кусочная аппроксимация сложной функции набором степенных полиномов невысокого порядка, каждый из которых описывает один из выделенных участков и, как правило, без разрыва в значениях самой функции или самой функции и одной или большего числа (обычно первой и второй) ее производных сопрягается (склеивается) с полиномами, описывающими смежные участки. Хотя в дальнейшем такой метод описания и восстановления геологических полей мы будем называть методом сплайнов, следует учесть, что геологи обычно вкладывают в понятие «сплайн» несколько другое содержание, чем математики, разработавшие теорию сплайнов. В геологии сплайном называют любую кусочно-полиномиальную аппроксимацию функций, основанную на степенных полиномах, а математики, с одной стороны, не называют сплайном, например, кусочно-кубическую аппроксимацию, допускающую разрывы второй производной, с другой стороны, пользуются такими понятиями, как «тригонометрический сплайн», пока не применяемыми в геологии.

Фактически полиномиальный (степенной) сплайн задает поверхность $f_k(x, y) - z = 0$, в которой кусочно-полиномиальная функция $z=f_k(x, y)$ во всех точках, не принадлежащих границам между выделенными участками, непрерывна вместе со всеми производными, более высокие из них (начиная с четвертой) тождественно равны нулю, а на границах между участками характеризуется разрывом значений одной из самых высоких (третьей или второй) производных, не равных нулю во всех внутренних точках участков. Наличие разрыва в значениях одной из производных позволяет практически по любым исходным данным получить поверхность $f_k(x, y) - z = 0$ (имеющую сравнительно в среднем небольшие абсолютные величины углов наклона к плоскости XU , кривизну, а также относительно небольшую площадь) плотно, без крутосклонных высокоамплитудных провисаний и складок «натянутую на фактические точки». Благодаря последнему обстоятельству применение сплайнов помогает избавиться от частого появления резких осцилляций («выбросов») значений интерполи-

рующей функции $f_k(x, y)$ между точками наблюдения и на краях области F , придать поверхности $f_k(x, y) - z = 0$ «энергетически выгодную» форму.

В четвертую группу можно включить методы, которые исходят из допущения, что $z=f(x, y)$ во всех точках исследуемой области F , не являющихся точками наблюдения и не принадлежащих границам области, удовлетворяет некоторому простому дифференциальному уравнению, вид которого нам известен. При практическом использовании методов четвертой группы задача восстановления поля фактически сводится к решению того или иного дифференциального уравнения в частных производных методом конечных разностей, обычно реализуемому на основе аппроксимации пространства решений дифференциального уравнения пространством сеточных функций [219], что позволяет назвать методы четвертой группы методами сеточных функций или, проще, методами сеток [19].

Пятая группа методов восстановления геологических полей использует математический аппарат теории случайных функций, логически безупречная интерпретация которого применительно к геологии дана в разработанной Ж. Матероном [162] геостатистической теории. Методы этой группы, в дальнейшем именуемые геостатистическими, базируются на представлении о крайней сложности самой функции $z=f(x, y)$ и дифференциальных уравнений, которым она удовлетворяет, соединенном с предположением о простоте так называемой статистической структуры поля [27, 59, 161, 269], описываемого этой функцией.

Шестую группу образуют методы восстановления полей, основанные на гипотезе о значительной, но все же ограниченной сложности функции $z=f(x, y)$. Предполагается, что в ближайших окрестностях почти каждой конкретной точки (x_k, y_k) области F на бесконечно малом элементе этой области сама функция $f(x, y)$ или некоторая другая функция $V(x, y)$, связанная с $f(x, y)$ взаимно однозначной зависимостью (например, $V(x, y) = \ln [f(x, y)]$), может быть заменена степенным полиномом невысокого (обычно не выше третьего) порядка, при использовании которого для оценки значения функции $f(x, y)$ (или $V(x, y)$) в другой точке (x_i, y_i) , не принадлежащей ближайшим окрестностям точки (x_k, y_k) , погрешность оценки в среднем оказывается тем более значительной, чем дальше точка (x_i, y_i) отстоит от точки (x_k, y_k) . В сущности, это предположение, хотя и не формулируемое явным образом, лежит в основе традиционных для геологии графических методов восстановления полей арифметических переменных, реализуемого при построении карт изолиний, т. е. тех методов, которые можно назвать собственно геологическими, или горногеометрическими. Поэтому методы восстановления, принадлежащие к шестой группе, будем называть методами численной горной геометрии (численной геометрии недр).

В седьмую группу мы включаем методы, используемые в случаях, когда задача восстановления поля количественной геологи-

ческой переменной решается на основе одновременного использования двух или большего числа методов, принадлежащих к разным группам. Например, вначале поле аппроксимируется той или другой аналитической функцией с числом коэффициентов, которое значительно меньше количества имеющихся точек наблюдения, а поле разностей между наблюдаемыми и расчетными значениями описывается с помощью потенциальных функций. Поле переменной восстанавливается суммированием результатов аналитической аппроксимации и значений, которые в тех же точках принимает соответствующая линейная комбинация потенциальных функций. Такого рода методы восстановления будем именовать комбинированными методами.

Опыт показывает, что поля, с которыми приходится оперировать при геометризации и подсчете запасов нефтяных и газовых залежей, не настолько просты, чтобы их можно было с достаточной для практических целей точностью восстанавливать по алгоритмам аналитической аппроксимации, и что никаких объективных критериев для выбора общего вида аппроксимирующей функции, как правило, установить не удастся, поэтому аналитическая аппроксимация не может служить основным методом геометризации. Она пригодна лишь для решения различных теоретических задач, сводящихся к так называемому анализу тренда и остаточных отклонений [106, 138].

Использование описания тренда алгебраическим полиномом степени k равнозначно признанию неслучайными изменений как самой функции $z=f(x, y)$, так и всех ее производных не выше k -го порядка, в то время как производные $(k+1)$ -го и более высших порядков относятся к случайным величинам. Применяя аппроксимацию полиномиально-экспоненциальной функцией с алгебраическим полиномом k -го порядка в качестве показателя степени, к случайным величинам фактически относят все производные по x и y от функции $u=\ln z$, имеющие порядок выше k . Аппроксимация тригонометрическим полиномом Фурье связана с гипотезой о представимости функции $z=f(x, y)$ сходящимся тригонометрическим рядом и с отнесением к случайным (остаточным) составляющим всех членов этого ряда, отвечающих частотам, более высоким, чем учтенные в аппроксимирующей формуле.

Таким образом, изменение видов аппроксимирующей формулы приводит к изменению самих определений тренда и остаточных (случайных) отклонений, что превращает весь тренд-анализ в крайне условную процедуру. В понимании смысла восстановления геологических полей такого рода условностей нет, в связи с чем восстановление полей геологических переменных и тренд-анализ следует рассматривать как задачи, в общем случае принципиально разные. Различия между ними стираются только в тех крайне редких случаях, когда общий вид «едиственно верного» (вытекающего из представлений, не подлежащих сомнению об условиях формирования исследуемого геологического тела, и поддающегося ясной физической интерпретации) описания тренда известен

заранее. В этих случаях тренд-анализ сводится к определению численных значений коэффициентов аналитического описания тренда, а восстановление — к тривиальной подставке в описание координат (x, y) конкретных точек. При современном уровне развития теоретической геологии вообще, геологии нефтяных и газовых месторождений в частности, такого рода слияние задачи восстановления с задачей тренд-анализа в процессе изучения конкретных залежей нефти и газа почти всегда оказывается недостижимым, что полностью исключает возможность широкого использования аналитической аппроксимации при численной геометризации и подсчете запасов залежей нефти и газа. На практике в общем случае (сложное поле, нерегулярная сеть точек наблюдения) любая попытка применить аппроксимационный алгоритм при геометризации приводит к одному из двух результатов: 1) если количество коэффициентов в аппроксимирующей функции слишком мало, то в точках наблюдения восстановленные значения существенно отличаются от наблюдаемых, или 2) если количество коэффициентов в аппроксимирующей функции слишком велико, то между точками наблюдения, особенно на краях области, охваченной наблюдениями, аппроксимирующая функция местами принимает настолько большие и такие малые значения, что восстановление теряет смысл. Первый результат не соответствует традиции и принципу полного использования наличной информации, а второй, конечно, является абсолютно неприемлемым.

Методы восстановления геологических полей, базирующиеся на использовании потенциальных функций, пропагандировались И. Д. Савинским [217]. Попытка дать теоретическое обоснование целесообразности широкого применения одной из разновидностей таких методов, предусматривающей использование потенциальных функций, принадлежащих к классу гармонических (см. ниже) функций, предпринята В. И. Ароновым [19]. Однако доводы В. И. Аронова нам кажутся малоубедительными, поскольку, во-первых, нет оснований считать, что геологические поля, с которыми приходится иметь дело при подсчете запасов, должны описываться гармоническими функциями, а во-вторых, точки наблюдения расположены по отношению к «возмущающим массам» случайно, что делает беспочвенными все рассуждения, направленные на доказательство физической оправданности рассматриваемой В. И. Ароновым разновидности метода потенциальных функций. Вероятно, методы потенциальных функций могли бы быть обоснованы в рамках информационного подхода, так как с информационной точки зрения трактовка точек наблюдения в качестве источников возмущения кажется довольно разумной, и в сущности именно на этой трактовке базируется упоминавшееся выше использование методов потенциальных функций для количественной оценки мер «аномальности» точек наблюдения.

В утилитарном плане методы потенциальных функций также малопримемлемы. Для того чтобы найти все коэффициенты описания поля с помощью потенциальных функций, приходится решать

систему уравнений, число неизвестных в которой равно количеству точек наблюдения. При большом количестве точек наблюдения система может оказаться настолько неустойчивой, что результаты ее решения будут весьма сильно зависеть от принятого способа решения, что, конечно, крайне нежелательно. Восстановление поля с помощью потенциальных функций не имеет выхода на оценку погрешности восстановления в каждой точке исследуемой области и в этом смысле ничем не лучше графического метода восстановления. Более того, оценка средней погрешности восстановления методом разрезания сети точек наблюдения путем исключения по одной в условиях применения метода потенциальных функций оказывается очень громоздкой процедурой из-за того, что слишком обширна система уравнений, которую приходится решать для определения значений коэффициентов при потенциальных функциях. Таким образом, метод потенциальных функций вряд ли можно признать инструментом, который следовало бы рекомендовать для широкого использования при решении задач геометризации и подсчета запасов нефтяных и газовых залежей.

Что касается третьей группы методов восстановления геологических полей на основании теории сплайнов, то в настоящее время это направление развивается весьма интенсивно и считается в достаточной мере перспективным [53, 224]. К перечисленным выше достоинствам сплайнов иногда добавляют, что использование наиболее популярных бикубических сплайнов имеет физическое обоснование, поскольку такой сплайн является идеальным описанием поверхности, подвергшейся упругой деформации. По поводу этого соображения необходимо сказать, что убедительным его назвать нельзя, поскольку не доказано, что деформации поверхности стратиграфических контактов относятся к числу упругих (а не пластических). Более того, если деформации и имеют упругий характер, то их идеальное сплайн-описание должно бы основываться на особом разбиении исследуемой области на части, определяемом пространственным положением точек и линий приложения сил, вызвавших деформации, а не на разбиении, которое задается пространственным размещением точек наблюдения или устанавливается произвольно. Наконец, для полей большинства геологических переменных, с которыми приходится иметь дело при подсчете запасов нефти и газа, представление о первоначально плоской поверхности, подвергшейся деформации, вообще неприменимо. Поэтому мы будем оценивать возможности восстановления геологических полей с помощью сплайнов, исходя из того, что никаких физических соображений, которые заставляли бы считать метод сплайнов особенно перспективным, не существует.

Главным достоинством сплайнов, как уже отмечалось, является возможность восстановить поле, заданное значениями соответствующей переменной в отдельных точках наблюдения, таким образом, что получится «энергетически выгодная» поверхность. К сожалению, опыт показывает, что при современном состоянии

теории и практики получения сплайн-описаний геологических полей реализация указанного достоинства рассматриваемого метода не обеспечивается автоматически, а требует от исследователя определенного искусства. Дело в том, что при использовании сплайн-функций в «чистом» виде минимизация средней кривизны или площади поверхности, служащей отображением функции $z=f(x, y)$, нередко сопровождается появлением между точками наблюдений, охватывающих очень малую площадь резких «выбросов» (осцилляций) в значениях z . В пределах зон «выбросов» восстановленные значения z могут уходить далеко за пределы интервала действительно возможных значений z , т. е. методу сплайнов, взятому в «чистом» виде, в какой-то мере присущ тот же недостаток, который типичен для аналитической аппроксимации. Для того чтобы избежать появления «выбросов», метод сплайнов обычно реализуют в таком виде, чтобы одновременно не допустить появления слишком больших расхождений между наблюдаемыми значениями z и значениями, которые в тех же точках принимает сплайн, и сохранить малой (но не минимальной) среднюю кривизну или площадь поверхности, служащей отображением сплайна. Степень удачности полученного решения зависит от того, насколько правильно выбраны веса слагаемых в подлежащей минимизации сумме, один из членов которой характеризует среднюю кривизну или площадь поверхности, а другой — расхождения сплайн-функции с результатами наблюдений. Какой-либо теории, которой можно было бы руководствоваться при выборе весов, не существует, и здесь все зависит от опыта и искусства исследователя.

По-видимому, отмеченные недостатки метода сплайнов известны многим геологам, пропагандирующим указанный метод, в связи с чем появляются публикации, в которых основное внимание обращается на то, что метод сплайнов позволяет очень полно учесть всю информацию об изучаемом геологическом поле, имеющуюся в распоряжении исследователя [53]. В этих публикациях фактически речь идет уже о таких методах восстановления полей, в которых от теории сплайнов остается только идея кусочно-полиномиального приближения, а сам метод нахождения коэффициентов полиномов радикальным образом меняется. Коэффициенты определяются в результате прямого решения задачи на минимизацию некоторого функционала (например, функции, задающей площадь поверхности, отражающей зависимость $z=f(x, y)$), причем решение находится методом линейного или нелинейного программирования при заранее заданной системе ограничений, учитывающей всю имеющуюся информацию об исследуемом поле. Полезность указанной модификации метода сплайнов очевидна, но время для ее широкого применения в практике подсчета запасов еще не наступило: она слишком сложна и в деталях еще не разработана. Автоматизированные системы подсчета запасов нефти и газа, работающие сегодня, должны базироваться при решении задач восстановления геологических полей на более простой ос-

нове, не выдвигающей чрезмерно высоких требований ни к геологу, который ведет подсчет запасов, ни к технике, которой он располагает, и гарантирующей быстрое и достаточно качественное восстановление поля даже в тех случаях, когда управление решением задачи находится в руках геолога средней квалификации.

К числу простых методов, легко реализуемых даже на самых простых ЭВМ и не выдвигающих чрезмерных требований к квалификации специалиста, управляющего решением задачи восстановления поля геологической переменной, относятся методы четвертой группы, т. е. методы сеток. Однако очевидным возражением против использования метода сеток в качестве основного метода численного решения задач геометризации и подсчета запасов является то обстоятельство, что дифференциальные уравнения, которым подчиняются восстанавливаемые геологические поля, обычно остаются неизвестными, в связи с чем вся процедура экстраинтерполяции методом сеток приобретает довольно условный характер. Покажем, как проявляется условность метода сеток в одном из наиболее употребительных его вариантов, основанном на предположении, что между точками наблюдения функция $z=f(x, y)$ является гармонической, т. е. подчиняется уравнению Лапласа

$$\frac{\partial^2 z}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 z}{\partial y^2} = 0.$$

В этом варианте требование гармоничности налагается лишь на точки, не являющиеся точками наблюдения, и тем самым все точки наблюдения выделяются в качестве возможных (практически заведомых) особых, в то время как точки, не являющиеся наблюдаемыми, из совокупности возможных особых точек сразу исключаются. Для такого выделения точек наблюдения в большинстве геологических задач никаких оснований нет: точки наблюдения выбираются при отсутствии полной информации о поведении функции $z=f(x, y)$ в пределах исследуемой области, и их размещение по отношению к реально существующим особым точкам поля случайно. Заметим, что на сами точки наблюдения требование гармоничности функции распространить нельзя, поскольку функция, удовлетворяющая уравнению Лапласа во всех точках некоторой замкнутой области пространства, внутри области не принимает значений больших (меньших), чем самое большое (самое малое) из ее значений на границе области [70], а при геометризации залежей нефти и газа мы обычно имеем дело с функциями, достигающими максимума или минимума только внутри исследуемой области.

Еще более резко условность рассматриваемого метода проявляется в том, что для его реализации к гипотезе о гармоническом характере функции между точками наблюдения фактически приходится присоединять то или иное предположение о поведении функции $z=f(x, y)$ на границе исследуемой области. Можно, например, просто задаться значениями z во всех точках границы, но к этому приему прибегают редко: при его использовании в

процессе решения реальных задач геометризации нефтяных и газовых залежей произвол в выборе значений z для некоторых участков границы не только неизбежен, но и очевиден. Гораздо чаще используется другое решение, произвольный характер которого не столь очевиден; предполагают, что во всех точках границы области, где выполняется восстановление, производные функции $z=f(x, y)$ с внешней стороны области по направлениям нормалей к границе равны нулю. Ясно, что в общем случае, когда границы области восстановления выбираются при отсутствии точных данных о поведении функции $z=f(x, y)$ за пределами участка, охваченного наблюдениями, второе решение оказывается столь же необоснованным, как и первое.

С чисто утилитарной точки зрения метод сеток не может служить основой численной геометризации нефтяных и газовых залежей по четырем причинам. Во-первых, результаты восстановления геологического поля зависят от того, какое предположение о поведении функции $z=f(x, y)$ на границе исследуемой области принято и где проведена эта граница. Во-вторых, при восстановлении, базирующемся на гипотезе о гармоническом характере функции, ни одной точке геометрической модели не может быть приписано значение z , меньшее (большее), чем самое малое (самое большое) из значений z в точках наблюдения (и на границе области исследования, если поведение функции $z=f(x, y)$ на границе описывается прямым заданием ее значений в точках внешнего контура области восстановления). Это серьезный недостаток, когда крылья нефтегазоносных поднятий, как это обычно бывает, остаются практически не разбуренными. Разумные результаты восстановления абсолютных отметок за счет приписывания этим участкам отметок, более низких, чем установленные в скважинах, сконцентрированных в присводовых частях поднятий. В-третьих, расчет значения $z=f(x, y)$ в одной точке исследуемой области с помощью сеточного метода требует восстановления значений z во всей области. Поэтому оценка погрешности метода сеток с помощью разрежения сети путем исключения точек наблюдения по одной оказывается чрезвычайно громоздкой процедурой, требующей слишком больших затрат времени даже в условиях использования весьма мощной ЭВМ. В-четвертых, метод сеток не имеет выхода на оценку погрешности восстановления в каждой точке исследуемой площади.

Учитывая указанные обстоятельства, нужно признать, что и метод сеток не может быть основным в численной геометризации нефтяных и газовых залежей. На восстановление методом сеток следует смотреть как на метод, наиболее подходящей сферой применения которого является построение топографических карт. В этом случае точки наблюдения действительно можно выбрать так, что их совокупность включит в себя все особые точки рельефа, отразит все возвышенности, понижения и склоны. Границы области восстановления отметок рельефа земной поверхности также можно провести с таким расчетом, что почти во всех их

точках производные восстанавливаемой функции по направлениям нормалей к границам будут равны нулю. Для этого достаточно ограничить изучаемую площадь линиями водоразделов и тальвегов.

Геостатистическое восстановление, безусловно, могло бы быть подходящим методом численной геометризации, если бы мы обладали априорными сведениями о статистической структуре восстанавливаемых полей. Таких данных в нашем распоряжении, как правило, нет. Поэтому применению геостатистических алгоритмов экстраинтерполяции почти всегда предшествует очень сложный и не поддающийся полной алгоритмизации предварительный анализ результатов наблюдений, направленный на исследование статистической структуры поля, подлежащего восстановлению. Основные особенности этого анализа детально описаны А. Б. Каждном [113]. Приступая после анализа результатов наблюдений к реализации геостатистической экстраинтерполяции, мы фактически уже опираемся на большое количество принятых в процессе анализа малообоснованных, а то и совсем произвольных предположений, на результаты сложных и трудоемких расчетов, направленных на определение общего вида и численных значений коэффициентов операторов расчета: 1) поля норм (математических ожиданий) функции $z=f(x, y)$, 2) автокорреляционной или 3) структурной функции поля отклонений наблюдаемых значений z от норм точек наблюдения. В результате исчезает уверенность, что в данном конкретном случае мы действительно получили объективную характеристику статистической структуры исследуемого поля, а не сконструировали ее по своему произволу, и что восстановление, основанное на этой характеристике, будет достаточно близким к оптимальному. Процедура геостатистической экстраинтерполяции весьма громоздка, поскольку она сводится к решению обширных (по числу точек наблюдения) и часто очень неустойчивых систем линейных уравнений. Следовательно, геостатистическую экстраинтерполяцию вряд ли можно признать подходящей основой для развития численных методов геометризации залежей нефти и газа. Если выше утверждалось, что функции $z=f(x, y)$, восстанавливаемые при геометризации и подсчете запасов нефтяных и газовых залежей, не настолько просты, чтобы к ним можно было применять алгоритмы аналитической аппроксимации, то теперь к этому следует добавить, что указанные функции в то же время и не настолько сложны, чтобы их восстанавливать с помощью такого трудоемкого и избыточного геологически необоснованными предположениями метода, каким является геостатистика (теория случайных функций).

Не следует забывать, что геостатистика разработана для обоснования «прогноза» в пространстве на основе методов, предназначенных для изучения рядов наблюдений с целью прогноза во времени. Заимствованные геостатистикой методы прогноза, как отмечает Н. Винер [46], фактически предполагают «полное знание прошлого наблюдаемых временных рядов». При изучении непол-

ноопределенных пространств никакой информацией, эквивалентной сведениям о «всем» прошлом временного ряда, мы обычно не располагаем, в связи с чем в геостатистике и возникла впервые ясно сформулированная Ж. Матероном [162] проблема поведения автокорреляционной (структурной) функции близ нуля. Сущность проблемы состоит в том, что результаты геостатистического восстановления больше всего зависят от предположений относительно значений автокорреляционной (структурной) функции для малых расстояний между точками, а результаты наблюдений в силу дискретного характера и недостаточной плотности точек наблюдения о поведении автокорреляционной (структурной) функции в области малых расстояний не информативны. Эту проблему, как справедливо отметил А. М. Марголин [152], Ж. Матерону не удалось решить даже в рамках простейшей геостатистической модели — схемы де Вейса: функция собственного рассеяния де Вейса, вопреки ее определению как структурной функции, при нулевом значении аргумента (расстояние) принимает физически бессмысленные отрицательные значения, к тому же бесконечно большие по своей абсолютной величине.

Не исключено, что коренная причина неудач в применении геостатистических методов при восстановлении геологических полей лежит не в том, какой общий вид приписывается структурной и автокорреляционной функциям, а гораздо глубже; в принципиальном различии между задачей предсказания ближайшего будущего по «всему» прошлому и задачей восстановления неполноопределенных полей, связанных с физическим пространством. Хотя в математике временные и даже фазовые координаты можно рассматривать наравне с пространственными, в любое уравнение физики, использующее четырехмерный пространственно-временной формализм, пространственные координаты входят несколько иначе, чем время, а поэтому распространение методов анализа временных рядов на изучение неполноопределенного физического пространства, не вызывающее возражений с математической точки зрения, при глубоком и детальном рассмотрении может оказаться физически (геологически) неоправданным.

Таким образом, алгоритмы численного восстановления полей, заимствованные геологами из математической статистики (аналитическая аппроксимация), теории случайных функций (геостатистика) и математической физики (методы сеток, потенциальных функций и сплайнов), во многих отношениях не соответствуют существу горногеометрических задач, не учитывают, по какой информации эти задачи приходится решать в действительности, а поэтому не могут быть рекомендованы для широкого использования при численной геометризации залежей нефти, газа и подавляющего большинства других полезных ископаемых. Еще меньше для этой цели в силу своего эклектического характера подходят разного рода комбинированные методы.

Наиболее перспективным направлением развития методов численной экстраинтерполяции полей геологических переменных

представляется направление, связанное с формализацией традиционных горногеометрических методов, т. е. численная геометрия недр (шестая группа методов).

§ 3. ОСНОВЫ ЧИСЛЕННОЙ ГЕОМЕТРИИ НЕДР

Численная геометрия недр базируется на феноменологическом подходе к изучению геологических полей. Этот подход заимствован из классической горной геометрии, по существу рассматривающей любое геологическое поле как явление действительности, происхождение которого при решении задачи экстраинтерполяции (восстановления) знать не обязательно. В численной геометрии недр (в скрытом виде и в классической геометрии недр) имеющими значение для решения задачи геометризации признаются только два свойства поля, на котором определена восстанавливаемая функция $z=f(x, y)$: локальная простота и наличие прямой корреляционной зависимости между погрешностью экстраполяции локального описания поля и расстоянием экстраполяции.

Первое свойство заключается в том, что в ближайших окрестностях почти каждой конкретной точки (x_k, y_k) поля функция $z=f(x, y)$, описывающая поле точно, может быть с пренебрежимо малой погрешностью заменена степенным полиномом $p_k(x, y)$ невысокого порядка, подобранным так, что

$$p_k(x_k + dx, y_k + dy) = f(x_k + dx, y_k + dy).$$

Второе свойство сводится к тому, что степенным полиномом $p_k(x, y)$, с высокой точностью описывающий поведение функции $z=f(x, y)$ в ближайших окрестностях точки (x_k, y_k) , если вместо x и y в него подставить координаты (x_i, y_i) некоторой точки, не принадлежащей ближайшим окрестностям точки (x_k, y_k) , примет значение $p_k(x_i, y_i)$, в среднем тем сильнее отличающееся от действительного значения $f(x_i, y_i)$ функции $f(x, y)$ в точке (x_i, y_i) , чем больше расстояние или мера взаимного удаления (в анизотропных полях) между точками (x_k, y_k) и (x_i, y_i) .

Поля, обладающие указанными свойствами, могут быть классифицированы по трем признакам: 1) по степени локального полинома $p_k(x, y)$, используемого для описания поля в ближайших окрестностях конкретных точек (x_k, y_k) ; 2) по характеру меры расстояния ρ_{ki} между точками (x_k, y_k) и (x_i, y_i) ; 3) по виду зависимости математического ожидания квадрата погрешности экстраполяции локального описания, т. е. величины

$$M\{[p_k(x_i, y_i) - f(x_i, y_i)]^2\},$$

от меры расстояния ρ_{ki} между точками (x_k, y_k) и (x_i, y_i) . Здесь M — знак математического ожидания.

Наиболее простыми с точки зрения численной геометрии недр являются поля, почти для всех конкретных точек (x_k, y_k) которых можно принять, что

$$p_k(x, y) = ax(x_k, y_k) + by(x_k, y_k) + c(x_k, y_k), \quad (\text{XVII.1})$$

$$\rho_{ki} = \sqrt{(x_i - x_k)^2 + (y_i - y_k)^2}, \quad (\text{XVII.2})$$

$$M[p_k(x_i, y_i) - f(x_i, y_i)]^2 = \rho_{ki}^{2\alpha} d(x_k, y_k). \quad (\text{XVII.3})$$

Это означает, что в ближайших окрестностях почти каждой конкретной точки и поля описывающая его функция $z=f(x, y)$ может быть с пренебрежимо малой погрешностью заменена алгебраическим полиномом первой степени (гипотеза локальной линейности поля), коэффициенты которого для разных точек поля в общем разные, и среднеквадратическая погрешность экстраполяции, сводящейся к распространению этого локального полинома на другие точки поля, не зависит от направления экстраполяции (гипотеза изотропности поля), будучи пропорциональной некоторой, для всех точек одинаковой (гипотеза однородности поля), степени α обычным образом понимаемого расстояния ρ_{ki} экстраполяции.

Сущность методов численной геометрии недр легче всего осветить на примере таких простейших (однородных изотропных локально-линейных) полей. Поскольку к тому же, как показывает опыт [62, 185, 198], с помощью данной простейшей численно-геометрической модели удовлетворительно решаются почти все задачи геометризации нефтяных и газовых залежей, методы численной геометрии недр будут описываться применительно к указанным самым простым полям. И лишь после характеристики этой основной разновидности численно-геометрических моделей геологических полей можно будет перейти к рассмотрению более сложных моделей. Показатель α по причинам, перечисленным ниже, назовем показателем нелинейности поля. Функцию $d(x, y)$ будем именовать дисперсионной функцией.

Применительно к интересующей нас в данный момент простейшей численно-геометрической модели задача экстраинтерполяции (восстановления) геологического поля формулируется следующим образом. Для области F , принадлежащей плоскости XU , известны значения $z_1, z_2, \dots, z_i, \dots, z_n$ геологической переменной соответственно в точках с координатами $(x_1, y_1), (x_2, y_2), \dots, (x_i, y_i), \dots, (x_n, y_n)$. Известно также, что в ближайших окрестностях почти каждой конкретной точки (x_k, y_k) , расположенной в области F , поле с пренебрежимо малой погрешностью можно описать линейным полиномом формы (XVII.1), при использовании которого для получения оценки

$$z_{i|k} = p_k(x_i, y_i)$$

действительного значения z_i переменной в точке (x_i, y_i) среднеквадратическая погрешность $\sigma_{i|k}$ оценки растет пропорционально показателю степени α расстояния ρ_{ki} между точками (x_k, y_k) и (x_i, y_i) , т. е.

$$\sigma_{i|k}^2 = M[(z_{i|k} - z_i)^2] = \rho_{ki}^{2\alpha} d(x_k, y_k). \quad (\text{XVII.3'})$$

При этом функции $a(x, y), b(x, y), c(x, y), d(x, y)$ не задаются, указывается лишь численное значение показателя нелинейности α .

Необходимо рассчитать оценку \tilde{z}_s значения z_s переменной z для любой точки (x_s, y_s) , принадлежащей области F .

Поскольку формулы (XVII. 1) и (XVII. 3) справедливы по отношению почти к каждой точке области F , то, имея данные о значениях z в n точках наблюдения, для нахождения коэффициентов $a(x_s, y_s)$, $b(x_s, y_s)$, $c(x_s, y_s)$ локального полинома интересующей нас точки (x_s, y_s) и значения $d(x_s, y_s)$ дисперсионной функции той же точки получаем n уравнений вида

$$M \{ [z_i - x_i a(x_s, y_s) - y_i b(x_s, y_s) - c(x_s, y_s)]^2 \} = d(x_s, y_s) [(x_i - x_s)^2 + (y_i - y_s)^2]^\alpha.$$

Каждое из этих уравнений можно переписать как

$$M \left\{ \frac{[z_i - x_i a(x_s, y_s) - y_i b(x_s, y_s) - c(x_s, y_s)]^2}{[(x_i - x_s)^2 + (y_i - y_s)^2]^\alpha} \right\} = d(x_s, y_s).$$

Из n таких уравнений следует, что

$$\sum_{i=1}^n \frac{[z_i - x_i a(x_s, y_s) - y_i b(x_s, y_s) - c(x_s, y_s)]^2}{[(x_i - x_s)^2 + (y_i - y_s)^2]^\alpha} \approx n d(x_s, y_s).$$

Конечно, лучше всего было бы выбрать, если это возможно, коэффициенты $a(x_s, y_s)$, $b(x_s, y_s)$, $c(x_s, y_s)$ так, чтобы локальный полином имел погрешность экстраполяции, равную нулю, которая отвечает $d(x_s, y_s) = 0$. В общем случае решить задачу таким образом нельзя, поскольку z не является линейной функцией от координат (x, y) . Поэтому потребуем лишь, чтобы эта погрешность была как можно меньшей, для чего нужно свести к минимуму значение $d(x_s, y_s)$, что равнозначно минимизации произведения $n d(x_s, y_s)$ и приближенно равной ему суммы:

$$\sum_{i=1}^n \frac{[z_i - x_i a(x_s, y_s) - y_i b(x_s, y_s) - c(x_s, y_s)]^2}{[(x_i - x_s)^2 + (y_i - y_s)^2]^\alpha}.$$

Таким образом, коэффициенты $a(x_s, y_s)$, $b(x_s, y_s)$, $c(x_s, y_s)$, нужные для расчета оценки значения восстанавливаемой переменной z в точке (x_s, y_s) ,

$$\tilde{z}_s = x_s a(x_s, y_s) + y_s b(x_s, y_s) + c(x_s, y_s),$$

целесообразно определять из условия

$$\sum_{i=1}^n \frac{[z_i - x_i a(x_s, y_s) - y_i b(x_s, y_s) - c(x_s, y_s)]^2}{[(x_i - x_s)^2 + (y_i - y_s)^2]^\alpha} = \min.$$

Исходя из указанного условия, после довольно тривиальных выкладок, имеющихся в любом учебнике по методу наименьших квадратов, приходим к следующему алгоритму нахождения оценки \tilde{z}_s значения геологической переменной z в точке (x_s, y_s) .

Зарегистрируем результаты наблюдений в виде матрицы

$$\begin{pmatrix} x_1 & y_1 & z_1 \\ x_2 & y_2 & z_2 \\ \dots & \dots & \dots \\ x_i & y_i & z_i \\ \dots & \dots & \dots \\ x_n & y_n & z_n \end{pmatrix}. \quad (\text{XVII.4})$$

Укажем координаты (x_s, y_s) точки, для которой выполняется оценка присущего ей значения переменной z .

От матрицы (XVII. 4), используя заранее известное значение α показателя нелинейности поля, перейдем к матрице

$$\begin{pmatrix} x_1 & y_1 & z_1 & v_{1s} \\ x_2 & y_2 & z_2 & v_{2s} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ x_i & y_i & z_i & v_{is} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ x_n & y_n & z_n & v_{ns} \end{pmatrix},$$

дополненной столбцом так называемых весовых множителей

$$v_{is} = [(x_i - x_s)^2 + (y_i - y_s)^2]^{-\alpha}. \quad (\text{XVII.5})$$

Затем вычислим

$$\bar{x}_s = \frac{1}{\sum_{i=1}^n v_{is}} \sum_{i=1}^n v_{is} x_i,$$

$$\bar{y}_s = \frac{1}{\sum_{i=1}^n v_{is}} \sum_{i=1}^n v_{is} y_i,$$

$$\bar{z}_s = \frac{1}{\sum_{i=1}^n v_{is}} \sum_{i=1}^n v_{is} z_i,$$

$$S_{xxs} = \sum_{i=1}^n v_{is} (x_i - \bar{x}_s)^2,$$

$$S_{xys} = \sum_{i=1}^n v_{is} (x_i - \bar{x}_s) (y_i - \bar{y}_s),$$

$$S_{xzs} = \sum_{i=1}^n v_{is} (x_i - \bar{x}_s) (z_i - \bar{z}_s),$$

$$S_{yys} = \sum_{i=1}^n v_{is} (y_i - \bar{y}_s)^2,$$

$$S_{yzs} = \sum_{i=1}^n v_{is} (y_i - \bar{y}_s) (z_i - \bar{z}_s),$$

$$a(x_s, y_s) = \frac{S_{xzs}S_{yys} - S_{yzs}S_{xys}}{S_{xxs}S_{yys} - S_{xys}^2}$$

$$b(x_s, y_s) = \frac{S_{yzs}S_{xxs} - S_{xzs}S_{xys}}{S_{xxs}S_{yys} - S_{xys}^2}$$

$$c(x_s, y_s) = \bar{z}_s - \bar{x}_s a(x_s, y_s) - \bar{y}_s b(x_s, y_s),$$

$$\bar{z}_s = x_s a(x_s, y_s) + y_s b(x_s, y_s) + c(x_s, y_s), \quad (\text{XVII.6})$$

что и дает решение интересующей нас задачи.

Применяя данный алгоритм для точки (x_s, y_s) , совпадающей с одной из точек наблюдения, например с точкой (x_j, y_j, z_j) , мы получим $v_{js} = \infty$, что соответствует решению $z_s = z_j$. Следовательно, алгоритм приводит к восстановлению поля без сглаживания результатов наблюдений, и его целесообразно применять в ситуациях, когда погрешности измерения значений переменной z в точках наблюдения пренебрежимо малы.

Однако алгоритм очень просто обобщается и на восстановление со сглаживанием, к которому целесообразно прибегать, если среднеквадратическая погрешность σ_n прямого измерения z в точках наблюдения велика. Когда $\sigma_n \neq 0$, но для всех точек наблюдения одинакова, и дисперсионная функция $d(x, y)$ во всех точках наблюдения равна одной и той же постоянной d , наше прежнее выражение (XVII. 3') для математического ожидания квадрата погрешности экстраполяции, принимающее при $\rho_{ki} = 0$ значение нуля, должно быть заменено формулой

$$M[(z_{l/k} - z_i)^2] = \sigma_n^2 + d\rho_{ki}^{2\alpha},$$

дающей при $\rho_{ki} = 0$ для математического ожидания квадрата погрешности «экстраполяции» значение σ_n^2 .

В соответствии с этим для расчета оценки z_s значения переменной в точке (x_s, y_s) со сглаживанием результатов наблюдений описанный алгоритм должен быть изменен только в одном пункте. Весовые множители $v_{1s}, v_{2s}, \dots, v_{is}, \dots, v_{ns}$ следует рассчитывать не по формуле (XVII. 5), а по формуле

$$v_{is} = \{1 + \beta [(x_i - x_s)^2 + (y_i - y_s)^2]^\alpha\}^{-1}, \quad (\text{XVII.5'})$$

где

$$\beta = \frac{d}{\sigma_n^2}.$$

В принципе рассмотренный алгоритм предназначен для использования в условиях, когда значения α или (α, β) известны заранее, например, из опыта многократной геометризации залежей одного и того же типа с близкими степенями изученности, но α или (α, β) всегда можно попытаться определить для каждого конкретного случая геометризации по тем же фактическим данным, которые будут использоваться при расчете геометрической модели. Задача

решается упоминавшимся выше методом разрежения сети точек наблюдения путем их исключения по одной.

Из матрицы (XVII. 4), в которой зарегистрированы результаты наблюдений, исключаем одну строчку, например строчку (x_j, y_j, z_j) , и, задавшись каким-то конкретным значением $\alpha = \alpha_k$ или $(\alpha, \beta) = (\alpha_k, \beta_k)$, с помощью описанного выше алгоритма получаем оценку \bar{z}_j значения z_j переменной z в точке (x_j, y_j) по результатам наблюдений, выполненных в остальных $(n-1)$ точках. Далее вычисляется погрешность

$$\Delta_j = \bar{z}_j - z_j$$

оценки \bar{z}_j . Поскольку всего строчек n и каждая из них может быть принята за исключаемую, то при фиксированном $\alpha = \alpha_k$ или $(\alpha, \beta) = (\alpha_k, \beta_k)$ можно найти n значений $\Delta_1, \Delta_2, \dots, \Delta_i, \dots, \Delta_n$ погрешности и вычислить средний квадрат $\bar{\Delta}^2$ этой величины, являющейся мерой погрешности восстановления поля при данном значении α или (α, β) . Меняя α или (α, β) , можно найти такое значение $\alpha = \alpha_{\text{опт}}$ или $(\alpha, \beta) = (\alpha_{\text{опт}}, \beta_{\text{опт}})$, которое обеспечивает наиболее высокую точность восстановления. Опыт показывает, что зависимости $\bar{\Delta}^2 = \varphi(\alpha)$ и $\bar{\Delta}^2 = \theta(\alpha, \beta)$ обладают достаточно четко выраженными, как правило, единичными минимумами, а поэтому найти оптимальные значения для α или (α, β) методом разрежения сети точек наблюдения с помощью соответствующей программы для ЭВМ при достаточно большом объеме наблюдений и не слишком неравномерной сети точек наблюдения нетрудно [198].

Описанный алгоритм экстраинтерполяции (восстановления поля) приводит к вполне точным результатам, когда он применяется к области поля, в пределах которой значение z меняется по линейному закону

$$z = ax + by + c$$

и измерено абсолютно точно в трех или большем числе точек, не лежащих на одной прямой. Теоретически в данном случае экстраинтерполяция должна быть безошибочной при любом значении α . Для того, чтобы уменьшить погрешности, возникающие в результате округления чисел при расчетах, и добиться высокой точности восстановления при наличии погрешностей в наблюдениях (восстановление со сглаживанием), целесообразно брать $\alpha = 0$. Иначе говоря, если $z = f(x, y)$ — линейная функция или очень близка к линейной, разумно использовать $\alpha = 0$ или $\alpha \approx 0$. Если же функция $z = f(x, y)$ существенно отличается от линейной, то приходится брать $\alpha > 0$ или $\alpha \gg 0$, что и является одной из причин применения по отношению к α термина «показатель нелинейности поля».

Рассмотренный алгоритм в значительной мере имитирует ту процедуру экстраинтерполяции, которая реализуется при построении карт изолиний вручную, т. е. при осуществлении геометризации с помощью традиционного графического метода. При построении карт изолиний вручную в местах с очень высокой плотностью точек наблюдения обычно используют простую линейную интерпо-

ляцию, выполняемую по результатам наблюдений, относящихся к ближайшим точкам, практически без учета данных по более удаленным точкам. В то же время на участках, где точек наблюдения нет, изолинии проводятся как бы в качестве продолжения некоторой плоскости, аппроксимирующей линейный тренд соседнего участка, освещенного наблюдениями. В местах с умеренной плотностью наблюдений геолог, строящий карту изолиний, одновременно применяет и простую линейную экстраинтерполяцию данных ближайших точек наблюдения и прослеживание тренда, варьируя относительные значения весовых множителей этих методов при выборе окончательного результата экстраинтерполяции в зависимости от конкретных условий.

Аналогичным образом работает и рассмотренный алгоритм численной экстраинтерполяции. Если рядом с точкой x_s, y_s имеются очень близкие к ней точки наблюдения, они получают настолько большие значения весовых множителей v_{is} , что восстановление поля осуществляется как бы простой линейной интерполяцией, практически не учитывающей данные по более удаленным точкам наблюдения. Если все точки наблюдения отстоят от (x_s, y_s) на очень большие расстояния, то весовые множители v_{is} всех точек почти сравниваются друг с другом, и в точке (x_s, y_s) прослеживается лишь поверхность линейного тренда, выявленного наблюдениями. В остальных случаях алгоритм использует процедуру, промежуточную между простой линейной интерполяцией значений переменной z из ближайших точек наблюдения и экстраполяцией поверхности линейного тренда. Результат численного восстановления тем сильнее отличается от экстраинтерполяции линейной тренд-поверхностью, чем больше α , что является второй причиной применения к α термина «показатель нелинейности поля».

При восстановлении без сглаживания результатов наблюдений значение $\alpha=0$ отвечает описание поля простой линейной функцией с бесконечно узкими (точечными) «выбросами» на точках наблюдения. По мере увеличения α эти «выбросы» превращаются вначале в узкие островершинные, а затем в более широкие с уплощенной вершиной экстремумы, островками выделяющиеся на фоне почти линейно меняющегося поля. Дальнейшее возрастание α ведет к слиянию («интерференции») экстремумов и полному исчезновению участков практически линейного изменения функции в области, охваченной наблюдениями. В пределе при $\alpha \rightarrow \infty$ каждой точке поля приписывается такое значение z , какое установлено в ближайшей к ней точке наблюдения, и получается модель кусочно-постоянного поля, аналогичная той, которой пользуются при методе подсчета запасов, известном под названием способа многоугольников.

В дальнейшем описанный алгоритм будет именоваться основным алгоритмом численной геометрии недр (ОАЧГН). Нами приведена только первая часть алгоритма, так как полный алгоритм должен, конечно, включать не только экстраинтерполяцию, но и оценку погрешности этой процедуры. Исходя из предположений,

лежащих в основе ОАЧГН, среднеквадратическую погрешность σ_s полученной оценки \hat{z}_s значения геологической переменной z в точке (x_s, y_s) можно найти следующим образом (обозначения те же, что и в описании ОАЧГН).

Вначале вычислим вспомогательный показатель

$$\delta_s^2 = \frac{1}{n-3} \sum_{i=1}^n v_{is} [z_i - x_i a(x_s, y_s) - y_i b(x_s, y_s) - c(x_s, y_s)]^2.$$

Затем от δ_s^2 перейдем к оценке σ_s^2 — квадрата погрешности величины δ_s по формуле

$$\sigma_s^2 = \sigma_s^2 \left\{ \frac{1}{\sum_{i=1}^n v_{is}} + \frac{1}{S_{xxs} S_{yyz} - S_{xys}^2} [S_{yyz} (x_s - \bar{x}_s)^2 - 2S_{xys} (x_s - \bar{x}_s) \times \right. \\ \left. \times (y_s - \bar{y}_s) + S_{xxs} (y_s - \bar{y}_s)^2] \right\}. \quad (\text{XVII.7})$$

От σ_s^2 уже легко перейти к интересующей нас оценке среднеквадратической погрешности σ_s .

При расчете по формуле (XVII.7) мы получаем оценку погрешности восстановления, которая ниже действительной величины математического ожидания среднеквадратической погрешности: формула выведена для поля, в точности отвечающего однородной изотропной локально-линейной модели, а реальные геологические поля являются более сложными. Однако от этой смещенной (заниженной) оценки σ_s можно перейти к несмещенной. Дело в том, что, применяя метод разрежения сети точек наблюдения путем их исключения по одной с целью определения α или (α, β) , при каждом α или (α, β) можно получить не только n значений фактических погрешностей $\Delta_1, \Delta_2, \dots, \Delta_i, \dots, \Delta_n$, но и, пользуясь формулой (XVII.7), n значений соответствующих теоретических оценок $\sigma_1, \sigma_2, \dots, \sigma_i, \dots, \sigma_n$ среднеквадратических погрешностей. Это позволяет исследовать связь между Δ_i и σ_i и найти коэффициенты уравнения регрессии вида

$$\Delta_i^2 = A\sigma_i^2 + B.$$

Если это уравнение будет характеризоваться достаточно высоким значением коэффициента корреляции r между Δ_i^2 и σ_i^2 , то в дальнейшем переход от заниженной (смещенной) оценки среднеквадратической погрешности экстраинтерполяции σ_s к несмещенной оценке $\hat{\sigma}_s$ можно осуществить по формуле

$$\hat{\sigma}_s = \sqrt{A\sigma_s^2 + B}. \quad (\text{XVII.8})$$

Заметим, что значение коэффициента корреляции r между Δ_i^2 и σ_i^2 , отвечающее данному α или (α, β) , может служить критерием

пригодности α или (α, β) для использования в ОАЧГН при восстановлении поля. Чем выше r (чем ближе r к единице), тем больше реальное геологическое поле в определенном смысле приближается к простейшей модели численной геометрии недр, характеризующейся такими значениями α или (α, β) .

Выбор α или (α, β) из условия минимизации среднеквадратической погрешности восстановления $\sqrt{\Delta^2}$ и выбор тех же параметров из условия максимизации r осуществляются на уровнях точности восстановления и создания наилучших условий для оценки этой точности. Поэтому вовсе не обязательно, чтобы оба подхода всегда приводили к одним и тем же значениям α или (α, β) . На хорошо изученных полях результаты получаются близкими. Поскольку для нас точность восстановления поля обычно важнее точности оценки погрешностей восстановления, то при наличии существенных расхождений между α или (α, β) , минимизирующими Δ^2 и максимизирующими r , лучше всего использовать те параметры, которые приводят к получению наименьших значений Δ^2 . Однако могут быть исключения из этого правила.

Рассмотрим участок геологического поля, исследованный с помощью такой «сверхрациональной» сети точек наблюдения, что по всем точкам наблюдения поле может быть восстановлено очень точно, в то время как, исключив любую точку наблюдения, мы придем к восстановлению в районе исключенной точки, имеющему очень большую погрешность. На поле, изученном по такой «сверхрациональной» сети, метод разрежения точек наблюдения путем их исключения по одной покажет, что при всех значениях α или (α, β) значение Δ^2 остается весьма высоким. «Сверхрациональный» характер сети точек наблюдения создает необходимые предпосылки для использования другого метода определения α или (α, β) , который мы назовем методом ближних точек.

Не исключая ни одной точки наблюдения, рассмотрим все сочетания этих точек по две. Отберем те сочетания, которые образованы точками, особенно близкими друг к другу. В соответствии с каждым сочетанием поставим точку, находящуюся на середине отрезка, соединяющего две точки, образующие сочетание. Каждой из полученных таким образом добавочных точек припишем в качестве «фактического» значения переменной z среднее арифметическое из значений z в точках наблюдения, ограничивающих отрезок, в центре которого находится добавочная точка. Задавшись определенным α или (α, β) для всех добавочных точек с помощью ОАЧГН, пользуясь данными по всем точкам наблюдения, вычислим экстраинтерполированные значения \tilde{z} и среднеквадратические погрешности экстраинтерполяции. Сравним экстраинтерполированные значения z в добавочных точках с принятыми в качестве «фактических», найдем «фактические» погрешности экстраинтерполяции и вычислим коэффициент корреляции между квадратами «фактических» погрешностей и квадратами погрешностей экстраинтерпо-

ляции, найденными по ОАЧГН. При такого рода расчетах по вполне понятным причинам всегда получается, что по мере увеличения α и β среднее значение квадрата «фактической» погрешности непрерывно уменьшается. Поэтому процедура выбора α или (α, β) по условию минимизации квадрата «фактической» погрешности теряет смысл. Однако коэффициент корреляции между «фактическим» и расчетным значениями квадратов погрешностей изменяется по-другому. Он достигает максимума при каком-то вполне определенном значении α или (α, β) . Таким образом, при «сверхрациональных» сетях точек наблюдения определение α или (α, β) по условию максимизации r становится практически единственным методом решения данной задачи.

Главным достоинством ОАЧГН является простота исходных предпосылок, предопределяющая «универсальность» этого алгоритма, возможность его применения практически на всех полях арифметических геологических переменных при сетях точек наблюдения любой плотности (если общее число точек наблюдения больше 5—10). Однако, как и всякий «универсальный» метод, во многих ситуациях алгоритм оказывается неоптимальным. При высокой плотности сети точек наблюдения и относительно равномерном их размещении в пределах исследуемой площади отклонения от оптимальности незначительны, но по мере уменьшения плотности сети и увеличения ее неравномерности эти отклонения возрастают и могут стать существенными. На площадях, слабо изученных или с очень неравномерным размещением точек наблюдения, лучше пользоваться не самим ОАЧГН, а некоторыми его обобщениями, непосредственно учитывающими известные из общегеологических соображений и по опыту восстановления аналогичных геологических полей особенности структуры исследуемого поля, по которым оно резко отличается от модели, лежащей в основе ОАЧГН, т. е. от однородного изотропного локально-линейного поля.

Теоретически возможны ситуации, когда поле не обладает свойством локальной линейности в том смысле, что точность восстановления поля может быть существенно повышена, если исходить из того, что хорошие локальные описания поля являются алгебраическими полиномами не первого, а второго, третьего или более высоких порядков. Модели полей, основанные на гипотезе квадратичности локальных полиномов, успешно использовались в работах [6, 82]. Однако в работе [213] показано, что применительно к задачам подсчета запасов нефти и газа по хорошо оконтуренным залежам переход к квадратическим и кубическим локальным полиномам в 75% случаев приводит к некоторому (иногда значительному) снижению точности восстановления полей и лишь в 25% дает едва заметное увеличение точности, не окупающее усложнения расчетов и увеличения затрат машинного времени, сопровождающих отказ от гипотезы локальной линейности. Можно предположить, что при относительно равномерной разведочной сети и широком охвате ею как площади исследуемого участка, так и его окрестностей усложнение локальных полиномов дает положительные результаты толь-

ко при весьма высокой плотности этой сети, в то время как для сетей очень малой плотности более полезным является упрощение локального описания до «полинома нулевой степени», равнозначное замене формулы (XVII.6) на формулу

$$\tilde{z}_s = \frac{1}{\sum_{i=1}^n v_{is}} \sum_{i=1}^n v_{is} z_i$$

и сближению численно-геометрического метода восстановления с геостатистическим.

Гораздо большее практическое значение при разведочных сетях малой и умеренной плотности имеет другой тип нарушения локальной линейности, заключающегося в том, что точность восстановления поля повышается, если ОАЧГН использовать для экстраинтерполяции значений не самой переменной z , а некоторой монотонной функции от z , например функции $\ln z$. Такая ситуация иногда фиксируется при восстановлении полей проницаемости терригенных и карбонатных пластов, имеющих небольшую толщину. Случаи проявления данного типа нарушений локальной линейности для полей геологических переменных, непосредственно используемых в формулах подсчета запасов нефти и газа объемным методом, пока что не отмечались. Поэтому численно-геометрические модели локально-нелинейных полей в рамках нашей темы существенного значения не имеют.

В противовес нарушениям локальной линейности, нарушения изотропности полей, с которыми приходится иметь дело при подсчете запасов нефти и газа, — явление обычное, так как изометричные нефтегазонасыщенные структуры и литологические ловушки встречаются очень редко. Большой частью каждая структура или ловушка имеет в плане вытянутую форму, и по отношению к ней исходная предпосылка ОАЧГН — зависимость погрешности экстраполяции локального описания поля только от расстояния экстраполяции (а не от расстояния и направления) — выполняется лишь в самых общих чертах или вообще не выполняется. Если известно, что восстанавливаемое поле состоит из элементов, вытянутых в направлении, образующем с осью координат X угол φ и имеющих отношение длинных осей к коротким, равное $1/a$, то при восстановлении поля по понятным причинам лучше рассчитывать веса v_{is} не по формуле (XVII.5), а нужно принять

$$v_{is} = [A_x(x_i - x_s)^2 + A_{xy}(x_i - x_s)(y_i - y_s) + A_y(y_i - y_s)^2]^{-\alpha}, \quad (\text{XVII.9})$$

где

$$A_x = a^2 \cos^2 \varphi + \sin^2 \varphi,$$

$$A_{xy} = 2(a^2 - 1) \sin \varphi \cos \varphi,$$

$$A_y = a^2 \sin^2 \varphi + \cos^2 \varphi.$$

Таким образом, достаточно слегка изменить ОАЧГН, и он позволит учесть анизотропию локально-линейного однородного поля.

Столь же просто в численной геометрии недр решается и проблема учета неоднородности поля. Если поле изотропное, но неоднородное, то веса v_{is} нужно рассчитывать по формулам, аналогичным (XVII.5) и (XVII.5'), заменив постоянные α и β некоторыми функциями $\alpha(x, y)$ и $\beta(x, y)$. Для неоднородного неанізотропного поля при расчете весов v_{is} в случае восстановления без сглаживания веса должны определяться по формуле, отличающейся от (XVII.9) только тем, что постоянные A_x, A_{xy}, A_y, α заменены в ней функциями $A_x(x, y), A_{xy}(x, y), A_y(x, y), \alpha(x, y)$, так что для самой процедуры восстановления неоднородность и анизотропия поля серьезными осложнениями не являются.

Однако неоднородность и анизотропность полей сильно усложняют предварительное исследование их структуры, поскольку оно сводится уже не к определению значений одной (α) или двух (α, β) констант, как в случае однородных изотропных полей, а к нахождению в явном виде нескольких функций: $\alpha(x, y), \beta(x, y), A_x(x, y), A_{xy}(x, y), A_y(x, y)$. В принципе при наличии данных по достаточно большому количеству точек наблюдения, относительно равномерно рассеянных по изучаемой площади, эту задачу можно решить методом разрежения сети точек наблюдения путем их исключения по одной или с помощью процедуры, близкой к методу ближних точек. Эта операция громоздкая, к тому же не имеющая большой практической ценности, поскольку при малой плотности точек наблюдения она всегда дает крайне неточные и неоднозначные результаты, а при большой плотности разведочной сети особой необходимости в использовании алгоритма восстановления, явным образом учитывающего анизотропию и неоднородность, нет: поле достаточно точно восстанавливается и с помощью ОАЧГН, за счет компенсации неточности исходной модели избытком фактических данных.

Применение алгоритмов восстановления, учитывающих анизотропию и неоднородность полей, вполне оправдано только в ситуациях, когда сеть точек наблюдения имеет малую плотность (везде или на некоторых участках), а функции $\alpha(x, y), \beta(x, y), A_x(x, y), A_{xy}(x, y), A_y(x, y)$ могут быть выбраны на основе тех или иных геологических соображений, т. е. как «априорные» характеристики структуры исследуемого поля. Однако теория выбора указанных функций из геологических (содержательных) соображений пока что не разработана. На практике при работе с неоднородными анизотропными полями, изученными по слишком редкой и неравномерной сети точек наблюдения, обычно поступают следующим образом.

По геологическим соображениям и с помощью визуального анализа результатов наблюдений, вынесенных на план, для изучаемой площади оценивают преобладающее направление вытянутости элементарных структур и характерное значение отношения длинной оси элементарной структуры к короткой. Это позволяет осуществить восстановление поля по алгоритму, использующему при расче-

те весов формулу (XVII.9), предназначенную для однородных анизотропных полей. Если полученный результат в чем-то противоречит существующим геологическим представлениям, то переходят к восстановлению поля по алгоритму, в котором веса v_{is} рассчитываются не по формуле (XVII.9), а по уравнению

$$v_{is} = u_i [A_x (x_i - x_s)^2 + A_{xy} (x_i - x_s)(y_i - y_s) + A_y (y_i - y_s)^2]^{-\alpha}, \quad (\text{XVII.10})$$

где u_i — выбранный геологом показатель информативности данной точки наблюдения по отношению к структуре поля, взятого в целом. Например, если залежь связана с некоторым поднятием, свод которого вскрыт относительно плотной разведочной сетью, а на крыльях имеются лишь единичные скважины, то можно взять для данных по скважинам в сводовой части $u_i = 1$, а для данных по скважинам на крыльях $u_i > 1$, например, во столько же раз, во сколько расстояние между соседними крыльевыми скважинами превышает расстояние между соседними сводовыми скважинами.

Таким образом, за счет варьирования коэффициентов A_x , A_{xy} , A_y , α и наборов значений показателей информативности u_i можно учесть самые разнообразные геологические соображения, даже оставаясь на уровне чисто интуитивного понимания ситуации. Это свидетельствует, что численная геометрия недр имеет хорошие перспективы развития в смысле превращения ее в метод восстановления полей, позволяющий решать эту важнейшую задачу прикладной геологии с учетом всей совокупности геологических представлений (в том числе и не имеющих четкой формулировки) о структуре исследуемых полей. В то же время при не слишком неравномерных и относительно плотных разведочных сетях (применительно к подсчету запасов нефти и газа, отвечающих оценке запасов надежно оконтуренных залежей по категории C_1 и более высоким) неплохие результаты дает и восстановление, базирующееся на самом простом варианте ОАЧГН, т. е. не использующее никаких других предположений, кроме тех, которые отражены равенствами (XVII.1) и (XVII.3).

§ 4. ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ЧИСЛЕННОЙ ГЕОМЕТРИИ НЕДР ПРИ ПОДСЧЕТЕ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА

ОАЧГН и его аналоги дают общее решение задачи восстановления поля одной количественной геологической переменной, не учитывая ни специфики отдельных геологических переменных, ни соотношений между полями различных геологических переменных. При таком формальном подходе высокого качества решения сколько-нибудь сложной геологической задачи добиться, конечно, нельзя. Поэтому на ОАЧГН и его аналоги нужно смотреть как на базисные составляющие алгоритмов решения конкретных геологических задач. Что касается специфики отдельных переменных и

соотношений между полями, то эти факторы нужно учитывать уже в алгоритмах решения конкретных задач путем соответствующей корректировки основных алгоритмов восстановления полей и с помощью логического анализа результатов формального восстановления различных полей в одной и той же точке исследуемой площади с целью согласования этих результатов между собою.

В практике подсчета запасов используется два типа корректировок основных алгоритмов восстановления, которые мы будем соответственно именовать ограничивающей и зеркальной корректировкой. Ограничивающая корректировка чаще всего применяется при восстановлении полей таких параметров, как пористость, нефте- и газонасыщенность, но в принципе ею можно воспользоваться и для любых других параметров, относительно которых известно или предполагается из геологических или физических соображений, что интервал изменения их ограничен сверху или (и) снизу. Сущность ограничивающей корректировки состоит в том, что еще до начала операции восстановления поля переменной z для нее устанавливается некоторый нижний предел возможных значений z_{\min} или (и) верхний предел z_{\max} , а затем любой результат восстановления, приведший к получению расчетного значения $z \leq z_{\min}$ или $z \geq z_{\max}$, соответственно трактуется как равнозначный результату $z = z_{\min}$ или $z = z_{\max}$. Ограничивающая корректировка в основном применяется при восстановлении переменных, для которых по самому их смыслу всегда выполняется неравенство $z_{\min} \leq z \leq z_{\max}$. Например, при восстановлении поля переменной «пористость пород» обязательна ограничивающая корректировка, учитывающая, что эта переменная не может быть отрицательной ($z \geq 0$, а поэтому $z_{\min} = 0$), и возможна корректировка, позволяющая избежать появления на исследуемой площади точек со значениями пористости, превышающими самое высокое из значений указанного параметра, возможных для пород данного структурно-генетического типа. Иногда ограничивающая корректировка начинается с выбора в качестве z_{\min} и z_{\max} соответственно самого малого и самого большого из значений z в точках наблюдения, данные по которым будут использоваться при восстановлении поля. В целом ограничивающая корректировка — процедура предельно простая как по смыслу, так и по технике исполнения, и рассматривать ее более детально нет никакой необходимости.

Для освещения сущности зеркальной корректировки обратимся к следующему примеру. Предположим, что восстановлению подлежит поле переменной z_0 , отвечающей параметру «эффективная толщина продуктивного пласта». Пусть на некоторых участках исследуемой площади («зоны замещения») пласт совсем не содержит простое пород-коллекторов, и здесь его эффективная толщина $z_0 = 0$. Если поле параметра z_0 восстановить по ОАЧГН (без сглаживания), то «зоны замещения» отразятся в виде участков с низкими положительными значениями z_0 , усеянных «островками», в пределах которых $z_0 < 0$, если ограничивающая корректировка не выполнялась, или $z_0 = 0$, если она проводилась по условию $z_{\min} = 0$.

Необычность этого решения в том, что все точки наблюдения с $z_0=0$ окажутся на границах «островков», что не отвечает действительности.

В данных условиях для получения «более естественного» решения задачи определения положения границ «зон замещения» можно еще до начала расчетов в матрице исходных данных (XVII.4) все значения $z_{0i}=0$ заменить некоторым отрицательным числом γ и выполнить восстановление поля значений z_0 по измененной таким образом матрице исходных данных с ограничивающей корректировкой по условию $z_{\min}=0$. Тогда все точки наблюдения, в которых $z_{0i}=0$, окажутся внутри зон, в пределах которых восстановленные значения $z_0=0$, а не на границах этих зон. Опыт показывает, что при определении γ целесообразно воспользоваться следующим правилом. Если в матрице (XVII.4) имеются данные о значениях z в n точках наблюдения, из которых $0 < m < n$ имеют $z=0$, а $n-m$ точек характеризуются значениями $z > 0$, то

$$\gamma = - \frac{\sum_{i=1}^n z_i}{(n-m)^2} m.$$

Иначе говоря, каждой точке наблюдения с $z=0$ перед началом восстановления приписывается значение этой переменной, по абсолютной величине равное среднему арифметическому

$$\frac{1}{n-m} \sum_{i=1}^{n-m} z_i$$

из значений z в точках наблюдения с $z > 0$, умноженному на отношение $m/n-m$ количества точек с $z=0$ к количеству точек с $z > 0$. Поскольку знак γ противоположен знаку среднего арифметического, корректировка названа зеркальной.

Геометризация нефтяной или газовой залежи при подсчете запасов даже в самом простом случае не ограничивается восстановлением поля эффективной нефтенасыщенной или газонасыщенной толщины или поля плотности запасов. Одновременно выполняется также восстановление полей абсолютных отметок кровли и подошвы продуктивного пласта или его проницаемой части, поля эффективной толщины пласта, реже полей отметок поверхностей газонефтяного, газоводяного, водонефтяного контактов, пористости, нефте- и газонасыщенности пород продуктивного пласта. Результаты восстановления этих полей отражаются в виде карт в изоляциях и профилей. Все эти карты не должны противоречить друг другу. Алгоритмы численно-геометрического восстановления, как скорректированные, отсутствия противоречий в результатах восстановления полей различных геологических переменных не обеспечивают.

Например, при относительно небольших градиентах изменения абсолютных отметок z_k кровли маломощного продуктивного пла-

ста и более значительных градиентах изменения абсолютных отметок z_n подошвы того же пласта раздельное восстановление полей переменных z_k и z_n может привести к тому, что в отдельных точках исследуемой площади получится $z_k < z_n$. При раздельном восстановлении полей абсолютных отметок кровли z_k и подошвы z_n и поля эффективной толщины z_0 продуктивного пласта может оказаться, что на некоторых участках между точками наблюдений будет иметь место такое не имеющее смысла соотношение: $z_0 > z_k - z_n$.

Устранение такого рода противоречий результатов формального восстановления полей различных геологических переменных известным из геологии соотношениям между этими полями должно осуществляться в рамках специализированных алгоритмов с помощью процедуры согласования полей. Согласованием полей, поскольку оно базируется на учете собственно геологических закономерностей, а не на требованиях, вытекающих из формальных математических моделей, достигается включение в практику численно-геометрического восстановления полей огромных объемов информации, в концентрированном виде отраженной условиями согласования. Поэтому согласование полей существенно повышает точность восстановления, чем полностью окупается значительное усложнение алгоритмов (и программ), реализующих численное восстановление геологических полей.

Согласование полей различных переменных как бы восполняет те потери, которые возникают в результате формализации процедуры восстановления поля каждой из переменных, позволяет устранить ошибки, порожденные тем, что в ОАЧГН и его аналогах реальные поля, структура которых может быть описана только с помощью очень большого числа параметров, заменяются их моделями, все особенности структуры которых отражаются небольшим количеством параметров (в модели однородного изотропного локально-линейного поля при восстановлении без сглаживания лишь одним параметром — показателем нелинейности α).

В принципе согласование полей может быть осуществлено двумя путями: с помощью компромисса между противоречащими друг другу результатами восстановления подгонкой результатов восстановления одних полей к результатам восстановления других полей. Например, получив для некоторой точки значение эффективной нефтенасыщенной толщины, превышающее разность абсолютных отметок кровли и подошвы продуктивного пласта, можно пойти на компромисс: снизить расчетные значения толщины и отметки подошвы, увеличить отметку кровли. В той же ситуации можно просто уменьшить оценку значения эффективной нефтенасыщенной толщины до уровня, равного разности абсолютных отметок кровли и подошвы, что уже будет подгонкой результатов восстановления поля эффективной нефтенасыщенной толщины к результатам восстановления абсолютных отметок кровли и подошвы.

С точки зрения геолога компромисс кажется более приемлемым, чем подгонка. Для правильного выбора компромиссного решения

нужно, по меньшей мере, учесть погрешности восстановления каждой геологической переменной. В численной геометрии недр задача оценки погрешностей, как отмечалось выше, в принципе решается очень просто. Однако ее решение связано с выполнением весьма больших объемов вычислений. Поэтому пока что все практически используемые в численной геометрии недр алгоритмы согласования полей ориентируются на метод подгонки. Поля, восстанавливаемые с меньшей точностью, подгоняются к полям, характеризующимся более высокой точностью восстановления. Единственное, что требуется для разработки алгоритмов восстановления полей с согласованием их путем подгонки, — перечисление геологических переменных в порядке от тех, для которых подгонка к другим наиболее нежелательна, к тем, для которых подгонка считается нежелательной в меньшей мере. Такой ряд можно было бы получить, расположив переменные в порядке от обычно восстанавливаемых с более высокой точностью до восстанавливаемых с меньшей точностью. Однако есть наборы переменных (например, эффективная нефтенасыщенная толщина и эффективная газонасыщенная толщина), для которых установить их соотношения в ряду, упорядоченном по уменьшению точности восстановления, практически невозможно. Для таких переменных их взаимное положение в указанном ряду можно выбрать с учетом того, насколько этот ряд окажется удобным при решении задач геометризации и подсчета запасов нефтяных и газовых залежей.

Обычно согласование полей геологических переменных, с которыми приходится оперировать при подсчете запасов нефти и газа, осуществляется с помощью алгоритмов, базирующихся на следующем ряде переменных в порядке уменьшения нежелательности подгонки: абсолютные отметки кровли, подошвы продуктивного пласта, поверхностей водо-, газонефтяного, газоводяного контактов, эффективная толщина продуктивного пласта в целом, его газо- и нефтенасыщенной частей, пористость, нефте- и газонасыщенность пород-коллекторов.

Глава XVIII

ПРОГРАММЫ ГЕОМЕТРИЗАЦИИ И ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА, БАЗИРУЮЩИЕСЯ НА АЛГОРИТМАХ ЧИСЛЕННОЙ ГЕОМЕТРИИ НЕДР

§ 1. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА КОМПЛЕКСА ПРОГРАММ ГЕОМЕТРИЗАЦИИ И ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ

Применение методов численной геометрии недр при геометризации и подсчете запасов залежей нефти и газа требует выполнения большого объема вычислений и различных логических опера-

ций. Поэтому практическое использование методов численной геометрии недр становится возможным только при наличии достаточно быстрой действующей ЭВМ с относительно большим объемом оперативной памяти, оснащенной графопостроителем и обеспеченной соответствующим комплексом программ обработки геологической информации.

В 1977 г. такой комплекс программ, решающий задачи геометризации и подсчета запасов на уровне, допускающем представление материалов на рассмотрение ГКЗ СССР, действовал только в объединении Пермнефть. Комплекс реализован на ЭВМ «Минск-32», укомплектованной планшетным графопостроителем.

В качестве исходной информации в комплексе используются трехстолбцовые таблицы, каждая из которых в произвольно выбранной (но для данной площади длительное время не меняющейся) прямоугольной системе координат x , y задает пространственное положение точек наблюдения (скважин) и установленные для этих точек взятые со своим или противоположным знаком значения z одной из геологических переменных, нужных для подсчета запасов нефти и газа и построения карт и профилей, иллюстрирующих подсчет. Единственное обязательное требование к системе координат: под X должна пониматься ось, которая на картах и планах занимает горизонтальное положение. Каждая таблица переносится на отдельную перфоленту исходных данных (ПЛИД) путем набивки по столбцам. ПЛИД являются тем машинным носителем исходной информации, с которым оперируют все программы комплекса. Набор ПЛИД для данного продуктивного пласта данной площади образует информационную базу, по которой решаются все задачи геометризации и подсчета запасов залежей нефти и газа, связанных с определенным нефтегазовым горизонтом (пластом) и локализованных в пределах данной площади.

Основными программами комплекса являются ОПНП-3, СХОЖД, ПРГН-1, КОКУИ, АНИС, ПЛАСТ.

Программа ОПНП-3 (Определение Показателя Нелинейности Поля, вариант 3) предназначена для предварительного изучения структуры поля, описанного той или иной ПЛИД. Данные, содержащиеся в ПЛИД, обрабатываются методом разрежения сети точек наблюдения путем их исключения по одной и методом ближних точек.

Результаты обработки распечатываются в виде таблиц, анализ которых позволяет геологу определить показатель нелинейности поля, заданного ПЛИД.

Программа СХОЖД работает в двух режимах: построения карты изолиний по полю, описанному одной ПЛИД, и построения карты изолиний суммы двух геологических переменных, поле каждой из которых задается своей ПЛИД. Первый режим реализует решение задачи построения карты изолиний в самой простой постановке. Второй в основном используется при построении структурных карт методом схождения через одну разделяющую толщу (отсюда и название программы) или при построении структурных

карт по данным сейсморазведки и глубокого бурения. При работе во втором режиме одна ПЛИД задает поле абсолютных отметок стратиграфического репера или отражающего горизонта, морфология которых хорошо изучена структурным бурением или сейсморазведкой, а другая ПЛИД описывает поле разностей отметок картируемой поверхности и опорного стратиграфического или сейсмического репера. Второй режим используется, когда нужно картировать сложную поверхность, изученную по более редкой сети точек наблюдения, чем опорный репер, и когда известно, что поле разностей отметок картируемой поверхности и опорного репера морфологически проще поля отметок картируемой поверхности.

Программа ПРГН-1 (Профиль Геологический, Несогласованный по отметкам поверхностей, вариант I) предназначена для отображения результатов численно-геометрического восстановления полей отметок нескольких (до 15) стратиграфических или литолого-стратиграфических поверхностей в виде профиля. Исходные данные вводятся с помощью нескольких (по числу прослеживаемых поверхностей) ПЛИД. Линия профиля может быть как прямой, так и ломаной с числом прямолинейных звеньев не более 19. Профиль строится полностью согласованным с теми структурными картами, которые могут быть по тем же фактическим данным составлены для отображенных на нем поверхностей с помощью программы СХОЖД и ее аналогов. При построении профиля учитывается вся имеющаяся информация, а не только данные по скважинам на самом профиле и в его ближайших окрестностях, чем собственно и обеспечивается полное согласование профилей со структурными картами. В программе отсутствует защита против «перехлеста» поверхностей, почему построенные ею профили и называются «не согласованными по отметкам поверхностей». Отсутствие такой защиты позволяет использовать программу ПРГН-1 для контроля результатов структурных построений, выполняемых программой СХОЖД и ее аналогами, а также при построении машинных заготовок для профилей, отражающих литологический состав пород.

Программа КОКУИ (названа по месторождению, на котором она впервые опробована с представлением результатов в ГКЗ) является многоцелевой. Она может работать в тех же режимах, что и программа СХОЖД, выдавая точно такие же результаты. Кроме того, КОКУИ может строить структурные карты методом схождения через несколько (до пяти) промежуточных толщ. Однако основными для нее являются режимы построения карт эффективных нефте- и газонасыщенных толщин и карт удельных запасов с попутным расчетом продуктивных объемов или запасов нефти и газа (в единицах объема или массы). Программа может также использоваться для построения карт общей или эффективной толщины продуктивного пласта с одновременным расчетом его общего или эффективного объема. Главная область применения программы — подсчет запасов массивных залежей, так как на пластовых залежах она дает результаты, не всегда полностью удовлетворяю-

щие существующим требованиям. Дело в том, что алгоритм, на котором базируется программа КОКУИ, не учитывает, что на пластовой залежи в чисто газовой и чисто нефтяной зонах карты изолиний (соответственно) эффективных газо- и нефтенасыщенной толщин должны полностью совпадать с построенной для той же площади и для того же продуктивного пласта картой эффективной (нефтегазоводонасыщенной) толщины. Поэтому при подсчете запасов нефти и газа по пластовым залежам с помощью программы КОКУИ приходится или отказываться от упомянутого требования согласования карт или, обеспечивая выполнение этого требования, допускать для точек наблюдения (скважин), находящихся в водонефтяной, газовой, газонефтяной и газонепродуктивной зонах, некоторое расхождение эффективных газо- и нефтенасыщенных толщин, даваемых картой, с фактическими (точнее, наблюдаемыми) толщинами.

Программа ПЛАСТ — специализированная программа, применяющаяся вместо программы КОКУИ при построении карт эффективных газо- и нефтенасыщенной толщин и оценке продуктивных объемов и запасов по пластовым залежам. В отличие от программы КОКУИ она обеспечивает согласование карт изопакит и нигде не приводит к расхождению значений толщин, даваемых картами, с установленными в скважинах.

Программа АНИС (АНИзотропная Схема) по решаемым задачам полностью аналогична программе КОКУИ. Разница между программами заключается в том, что КОКУИ базируется на модели однородного изотропного поля, в то время как АНИС позволяет учесть анизотропность полей. Таким образом, АНИС выступает в качестве аналога программы КОКУИ, применяемого на резко анизотропных (но однородных) полях.

Программы СХОЖД, ПРГН-1, КОКУИ, ПЛАСТ, АНИС при своей работе используют не только перфоленты исходных данных (ПЛИД), количество которых для указанных программ не должно соответственно превышать 2, 15, 6, 7 и 6, но и одну управляющую перфоленту (УПЛ), на которой набивается заказ на решение задачи. УПЛ включает сведения о режиме, в котором должна работать программа, о границах площади (или положении профиля), для которой решается задача; задает масштаб строящейся карты (профиля); характеризует содержание и форму надписей на карте или профиле. Кроме того, в УПЛ приводятся характеристики всех ПЛИД, используемых при решении задачи: число точек наблюдения, данные по которым учтены в ПЛИД; значения показателей нелинейности полей, полученные при анализе результатов обработки каждой из ПЛИД по программе ОПНП-3; а при работе по программе АНИС также параметры анизотропии $\sin \alpha$ и α (в принципе они могут быть взяты для каждой из ПЛИД не такими, как для других).

Все программы комплекса имеют довольно сложную структуру. Они непрерывно совершенствуются. Поэтому останавливаться на

детальной характеристике каждой программы вряд ли целесообразно. Достаточно ограничиться описанием одной из них, например, программы ПЛАСТ, поскольку на этой специализированной программе лучше всего видно, каким образом в программах комплекса осуществляется учет априорной геологической информации о соотношениях между полями различных переменных (т. е. согласование полей), и в то же время программа ПЛАСТ очень хорошо иллюстрирует то положение, что любая достаточно сложная программа, предназначенная для решения одной геологической задачи, фактически оказывается пригодной для решения многих других задач.

Такое, как бы произвольное перерастание специализированных программ в программы, имеющие довольно широкую область применения, — обстоятельство очень важное, вселяющее надежду на то, что задача «математизации» геологии в целом может быть решена без одноразовой коренной ломки всего стиля геологического мышления, путем постепенного расширения круга применения математических методов в геологии вообще и в прикладной геологии особенно.

Программа ПЛАСТ написана на языке ЯСК (язык символического кодирования). Она составлялась нами как программа определения продуктивного объема или запасов нефтяной части пластовой газонефтяной залежи с одновременным построением (на устройстве графического вывода или прямо на АЦПУ машины «Минск-32») карты изолиний эффективной нефтенасыщенной толщины. Фактический материал записывается на перфоленте (ПЛИД), особенностью которых является то, что абсолютные отметки поверхностей в них всегда выражаются в метрах и набиты с обратным знаком. Смена знака введена ради экономии времени на набивку информации с учетом того обстоятельства, что в Пермской области при подсчете запасов нефти и газа, а также при решении некоторых вопросов разведочных работ приходится в основном оперировать с поверхностями, характеризующимися отрицательными абсолютными отметками.

Исходные данные для программы вводятся с помощью нескольких (от одной до семи) ПЛИД, каждая из которых задает трехстолбцовую матрицу вида $\{x, y, z\}$, описывающую поле одной из переменных z , учитываемых при оценке запасов нефти. Общее количество матриц, используемых программой, равно семи. Матрицы, описывающие поля с постоянным значением $z = \text{const}$, могут не вводиться, достаточно сообщить значение соответствующей константы в управляющей перфоленте (УПЛ) — заказе на решение задачи. Все семь матриц имеют условные наименования, принятые в соответствии с их содержанием при работе программы в режиме подсчета продуктивного нефтенасыщенного объема по пластовой газонефтяной залежи.

Матрица «Кровля»

$$\{x_k, y_k, z_k\} \quad (M1)$$

задает взятые с обратным знаком абсолютные отметки z_k кровли продуктивного пласта (или его проницаемой части), зафиксированные в различных пересечениях пласта скважинами, т. е. является дискретным описанием поля взятых с обратным знаком отметок кровли. Эту матрицу можно заменять постоянной K .

Матрица «Подошва»

$$\{x_n, y_n, z_n\} \quad (M2)$$

дает дискретное описание поля взятых с обратным знаком абсолютных отметок z_n подошвы продуктивного пласта или его проницаемой части может заменяться постоянной P .

Матрица «ВНК»

$$\{x_v, y_v, z_v\} \quad (M3)$$

дает дискретное описание поля взятых с обратным знаком абсолютных отметок z_v поверхности водонефтяного контакта. Под z_v могут подразумеваться также взятые с противоположным знаком отметки нижних точек распространения нефти или верхних точек встречи подстилающих вод в пересечениях скважинами данного продуктивного горизонта; в законтурной зоне при этом следует принимать, что «подстилающая вода начинается, а нефть заканчивается» на уровне кровли пласта или еще выше. Матрицу можно заменять константой H .

Матрица «ГНК»:

$$\{x_g, y_g, z_g\} \quad (M4)$$

задает поле взятых с обратным знаком абсолютных отметок z_g поверхности газонефтяного контакта. Под z_g можно понимать и взятые с обратным знаком отметки нижних уровней распространения газа или верхних уровней распространения нефти в пересечениях пласта скважинами; при этом за пределами внешнего контура газонасыщенности следует брать z_g равным взятой с противоположным знаком отметке кровли пласта или другой еще выше лежащей поверхности. Матрица может заменяться постоянной G .

Матрицы «эффективная толщина суммарная», «эффективная толщина нефтенасыщенная», «эффективная толщина газонасыщенная»:

$$\{x_a, y_a, z_a\}, \quad (M5)$$

$$\{x_{a.n}, y_{a.n}, z_{a.n}\}, \quad (M6)$$

$$\{x_{a.g}, y_{a.g}, z_{a.g}\} \quad (M7)$$

соответственно являются дискретными описаниями полей измеряемых в метрах эффективной толщины z_a , эффективной нефтенасыщенной $z_{a.n}$ и эффективной газонасыщенной $z_{a.g}$ толщин продуктивного пласта, задающими значения этих переменных для пересечений продуктивного пласта скважинами.

Матрицы (M5), (M6), (M7) могут заменяться константами Э, ЭН, ЭГ (соответственно).

Управляющая перфолента — заказ на построение карты эффективной нефтенасыщенной толщины и определение продуктивного нефтенасыщенного объема или запасов нефти состоит из трех частей.

Первая часть может включать заголовок (не более 30 символов) и всегда содержит 25 чисел, имеющих следующие значения: 1) n_f — количество прослеживаемых изолиний; обязательно $n_f \leq 30$; 2) n_x — количество вертикальных линий прямоугольной или квадратной сетки, в узлы которой выполняется экстраинтерполяция значений всех переменных в процессе подсчета продуктивного объема; 3) n_y — количество горизонтальных линий той же сетки; 4) n_1 — число столбцов в матрице (M1); если матрица (M1) не вводится, то задают $n_1=0$; 5) α_1 — показатель нелинейности поля, описываемого матрицей (M1), установленный при обработке этой матрицы (соответствующей ей ПЛИД) по программе ОПНП-3, если матрица (M1) не вводится, то вместо α_1 набивается число К; 6) x_0 — координата X левого верхнего угла строящейся карты и участка, для которого выполняется подсчет запасов; 7) y_0 — координата Y левого верхнего угла карты; 8) Δx — расстояние между соседними узлами (в миллиметрах), находящимися на одной горизонтальной линии сетки, в которых выполняется экстраинтерполяция; если X растет справа налево, перед Δx ставят «минус»; 9) Δy — аналогичный Δx показатель для соседних узлов, находящихся на одной вертикали; если Y растет снизу вверх, перед Δy ставят «минус»; 10) M_x — масштабный множитель, показывающий, скольким единицам измерения координаты X отвечают 1 мм горизонтальной линии строящейся карты; 11) M_y — показатель, аналогичный M_x , характеризующий соотношения между 1 мм вертикальной линии строящейся карты и единицами измерения Y; 12) M_1 — масштабный множитель для нефтенасыщенного объема или запаса нефти; 13) M_2 — масштабный множитель для площади; 14) n_2 — число столбцов в матрице (M2); если матрица (M2) не вводится, то $n_2=0$; 15) α_2 — показатель нелинейности для матрицы (M2); если же она не используется, то вместо α_2 набивают число П.

В позициях 16, 18, 20, 22, 24 стоят числа n_3, n_4, n_5, n_6, n_7 , соответственно указывающие, какое количество столбцов содержат матрицы (M3), (M4), (M5), (M6), (M7); в позициях 17, 19, 21, 23, 25 — показатели нелинейности $\alpha_3, \alpha_4, \alpha_5, \alpha_6, \alpha_7$ полей, дискретными описаниями которых служат указанные матрицы, а при отсутствии той или иной из матриц — заменяющие их числа Н, Г, Э, ЭН, ЭГ. Заметим, что значениями M_x и M_y фактически задается масштаб строящейся карты. Обычно, конечно, берется $M_x=M_y$. Можно выбрать $M_x \neq M_y$, что приведет к построению «карты» с разными масштабами по осям X и Y. При подсчете запасов такое искажение масштабов нецелесообразно, но оно может оказаться полезным для получения отображений полей, подчеркивающих те или иные особенности их структуры. При заданных значениях M_x, M_y точность расчетов определяется значениями $\Delta x, \Delta y$. Основной

причиной, по которой программа допускает выполнение расчетов не только по квадратной сетке ($\Delta x=\Delta y$), но и по прямоугольной ($\Delta x \neq \Delta y$), являлось стремление сохранить возможность решения задачи с построением карты на планшетном графопостроителе, а также на АЦПУ машины «Минск-32», где параметры сетки могут быть только такими: $\Delta x=2,724$ мм, $\Delta y=4,195$ мм. Пространственное положение и размеры прямоугольного участка, для которого выполняется определение нефтенасыщенного объема и строится карта, указываются в УПЛ значениями x_0, y_0, n_x, n_y . Значение множителя M_2 определяется масштабом карты по формуле

$$M_2 = C_m^2 \Delta x \Delta y k_m,$$

где C_m — количество метров на местности, соответствующее 1 мм на карте; $k_m=1; 0,001; 0,0001$ или $0,000001$ в зависимости от того, в каких единицах определяется площадь. Если все абсолютные отметки и толщины в исходной информации выражены в метрах, то множитель M_1 при определении нефтенасыщенного объема берется равным множителю M_2 . При этом в зависимости от значения k_m объем вычисляется в кубических метрах, тысячах кубических метров, десятках тысяч кубических метров, миллионах кубических метров. При подсчете запасов нефти для определения используется формула

$$M_1 = m \mu \rho_n M_2, \quad (\text{XVIII.1})$$

где m — средняя пористость пород, доли единицы; μ — средняя нефтенасыщенность доли единицы; θ — пересчетный коэффициент, учитывающий усадку нефти; ρ_n — плотность нефти, т/м³.

В последнем случае в зависимости от значения k_m , принятого при вычислении M_2 , запасы определяются в тоннах, тысячах тонн, десятках тысяч или в миллионах тонн.

В программе действуют ограничения: $n_x n_y \leq 10\,300$; размеры карты, построенной на планшетном графопостроителе, не могут быть больше 800×1000 мм; если карта строится на АЦПУ, то ее ширина не более 340, а длина при заданной ширине ограничивается только неравенством $n_x n_y \leq 10\,300$. Если нужно получить карту больших размеров, то она строится по частям. УПЛ для построения различных частей карты отличаются между собой только по значениям x_0, y_0 и могут отличаться по значениям n_x, n_y . Эффективный нефтенасыщенный объем, запасы нефти, средняя эффективная нефтенасыщенная толщина и площадь нефтеносности для каждой части карты определяются и распечатываются в виде таблицы отдельно. «Сбойка» частей и полная независимость результатов (при той же сетке узлов) от того, на какие участки делится картируемая площадь, обеспечиваются программой.

Вторая часть УПЛ задает условные обозначения изолиний на карте, построенной на графопостроителе, т. е. буквенно-цифровые надписи на изолиниях с разными отметками. Каждая надпись содержит не более пяти символов. Если карта строится на АЦПУ, изолиния с наименьшей отметкой маркируется цепочкой «000...»,

вторая по величине отметки изолиния — цепочкой «111...» и т. д., а отметки, отвечающие этим обозначениям, печатаются ниже карты под заголовком «Условные обозначения».

Третья часть УПЛ перечисляет отметки прослеживаемых изолиний в порядке возрастания, указывает размер надписей на изолиниях и тип рамочного оформления чертежа, строящегося на графопостроителе (только внешняя рамка или внешняя и внутренняя рамки, ограничивающие рабочее поле).

Алгоритм программы ПЛАСТ базируется на использовании раздельной экстраинтерполяции значений z каждой из учитываемых геологических переменных в узлы плотной прямоугольной или квадратной сетки, покрывающей всю картируемую площадь, и на согласовании полей различных переменных методом подгонки. Если переменная z меняет свое значение в пределах картируемой площади, экстраинтерполяция осуществляется по ОАЧГН. Если значение переменной в пределах всей картируемой площади остается постоянным (как, например, постоянно $z_H = H$ при горизонтальной поверхности водонефтяного контакта), экстраинтерполированное значение z принимается для всех узлов одинаковым, равным соответствующей константе (К, П, Н, Г, Э, ЭН или ЭГ), сообщенной в УПЛ. Счет ведется по этапам.

Вначале в соответствие каждому узлу регулярной сетки ставят значение переменной h и признак a_i . Переменная h в тех случаях, когда она больше нуля, представляет собою оценку вертикальной нефтенасыщенной толщины (прослой коллекторов + разделяющие их прослой плотных пород) залежи. Значения $h \leq 0$ получаются для узлов, в которых нефтенасыщенная толщина равна нулю; они тем больше по абсолютной величине, чем больше тот или иной узел удален от нефтеносных участков. Признак a_i имеет пять возможных значений: $a_i = 1$ вне нефтеносных зон, $a_i = 2$ в чисто нефтяной зоне, $a_i = 3$ в газонефтяной зоне, $a_i = 4$ в нефтеводяной зоне, $a_i = 5$ в нефтегазоводяной зоне.

Для нахождения значений h и a_i в данном узле в него вначале интерполируют значения взятых с обратными знаками отметок z_K и z_H кровли и подошвы продуктивного пласта. Если окажется, что $z_H - z_K \leq 0$, то принимают $h = z_H - z_K$ и $a_i = 1$, что соответствует отсутствию нефти из-за выклинивания продуктивного пласта.

Если $z_H - z_K > 0$, то пласт не выклинивается, и для нахождения h и a_i в узел следует интерполировать взятые с обратным знаком отметки z_H , z_r поверхностей водонефтяного и газонефтяного контактов. При $z_H - z_r \leq 0$ («перехлест» поверхностей) принимается $h = z_H - z_r$, $a_i = 1$.

Когда $z_H - z_r > 0$, нужно вычислить значение разности $z_H - z_K$ и в случае выполнения неравенства $z_H - z_K \leq 0$, свидетельствующего о том, что узел находится за пределами нефтегазоносной зоны, принять $h = z_H - z_K$, $a_i = 1$.

Если же $z_H - z_K > 0$, то нужно определить значение разности $z_H - z_r$. При $z_H - z_r \leq 0$, что отвечает положению узла в чисто газовой зоне, нужно взять $h = z_H - z_r$, $a_i = 1$. Когда последнее неравен-

ство не выполняется, следует вычислить значения разностей $d_1 = z_K - z_r$, $d_2 = z_H - z_r$ и определять h и a_i по правилу: 1) при $d_1 > 0$, $d_2 \leq 0$, что соответствует чисто нефтяной зоне, $h = z_H - z_K$, $a_i = 2$; 2) при $d_1 \leq 0$, $d_2 \leq 0$, что является признаком газонефтяной зоны, $h = z_H - z_r$, $a_i = 3$; 3) при $d_1 > 0$, $d_2 > 0$, что отвечает нефтеводяной зоне, $h = z_H - z_K$, $a_i = 4$; 4) при $d_1 \leq 0$, $d_2 > 0$, что свидетельствует о принадлежности данного узла к нефтегазоводяной зоне, $h = z_H - z_r$, $a_i = 5$.

Определив для всех узлов значения параметров h и a_i , переходят к расчету в них значений интересующей нас переменной h' , которая в узлах, где она больше нуля, является оценкой эффективной нефтенасыщенной вертикальной толщины, в то время как вне нефтеносных зон $h' \leq 0$ и тем больше по абсолютной величине, чем в определенном смысле дальше этот узел отстоит от нефтеносной зоны. Если данный узел характеризовался значением $a_i = 1$, то для него $h' = h$.

Если же в том или ином узле $a_i \neq 1$, то используется более сложная схема расчета переменной h' , в процессе реализации которой в узел приходится экстраинтерполировать также все или некоторые из переменных z_a , $z_{a,H}$, $z_{a,r}$, характеризующих соответственно нефтегазоводонасыщенную, нефтенасыщенную и газонасыщенную эффективную вертикальную толщину пласта. Расчет ведется по правилам:

1) при $a_i = 2$

$$h' = \begin{cases} z_a, & \text{если } z_a \leq h \\ h, & \text{если } z_a > h; \end{cases}$$

2) при $a_i = 3$ в узел вначале интерполируют значения переменных z_a , $z_{a,r}$ и определяют значение новой переменной:

$$z'_{a,r} = \begin{cases} z_{a,r}, & \text{если } z_{a,r} \leq z_a \\ z_a, & \text{если } z_{a,r} > z_a, \end{cases}$$

которая, если она не является отрицательной, выступает в качестве уточненного значения эффективной газонасыщенной толщины; затем находят окончательную оценку эффективной газонасыщенной толщины

$$z''_{a,r} = \begin{cases} z'_{a,r}, & \text{если } z'_{a,r} > 0 \\ 0, & \text{если } z'_{a,r} \leq 0, \end{cases}$$

и, наконец, определяют

$$h' = \begin{cases} z_a - z''_{a,r}, & \text{если } z_a - z''_{a,r} \leq h \\ h, & \text{если } z_a - z''_{a,r} > h; \end{cases}$$

3) при $a_i = 4$ в узел интерполируют значения переменных z_a , $z_{a,H}$ и берут h' равным самому малому из полученных для данного узла значений переменных z_a , $z_{a,H}$, h , т. е. $h' = \min(z_a, z_{a,H}, h)$;

4) если $a_i = 5$, то в узел следует интерполировать значения пере-

менных $z_a, z_{a,n}, z_{a,r}$, найти уточненную оценку эффективной газонасыщенной толщины

$$z_{a,r}''' = \begin{cases} z_{a,r}, & \text{если } z_{a,r} > 0 \\ 0, & \text{если } z_{a,r} \leq 0 \end{cases}$$

и принять h' равным самому малому из присущих этому узлу значений переменных z_a, h и разности $(z_a - z_{a,r}''')$, т. е.

$$h' = \min [z_a, h, (z_a - z_{a,r}''')].$$

Полученные значения h' образуют числовую модель поля эффективной нефтенасыщенной толщины, особенностью которой является то, что все $h' \geq 0$ являются оценками действительного значения этой геологической переменной, а значения $h' < 0$ отвечают узлам, в которых эффективная нефтенасыщенная толщина равна нулю, в то время как абсолютная величина этих $h' < 0$ используется только для того, чтобы с большей точностью определить положение изолиний нулевых значений эффективной нефтенасыщенной толщины.

Числовая модель используется для построения карты изолиний эффективной нефтенасыщенной толщины. Если карта строится на планшетном графопостроителе, положение изолиний устанавливается в процессе прослеживания каждой из них от одной ячейки сети узлов к другой по пересечениям изолиний со сторонами ячеек. Положение пересечений устанавливается методом линейной интерполяции в пределах каждой стороны ячейки. При построении карты на АЦПУ числовая модель считывается по строчкам, т. е. вдоль линий сетки, параллельных оси X , и узлы, которым непосредственно предшествует «перескок» через ту или иную из изолиний, подлежащих прослеживанию, на печати маркируются знаком этой изолинии.

Одновременно с построением карты определяют общее число U узлов, в которые выполнялась экстраинтерполяция, число U_0 узлов, в которых $h' \leq 0$; сумму $\Sigma h'$ значений h' по узлам, в которых $h' > 0$. При этом все четыре угловые узла картируемой площади учитываются с весами, равными $1/4$, остальные краевые узлы — $1/2$, а внутренние узлы — 1 .

Эффективный нефтенасыщенный объем или запасы нефти (в зависимости от того, как выбран множитель M_1) определяется по формуле

$$V = M_1 \Sigma h',$$

площадь нефтеносности — по формуле

$$F = M_2 (U - U_0),$$

средняя эффективная нефтенасыщенная толщина делением $\Sigma h'$ на $(U - U_0)$.

Описание алгоритма программы ПЛАСТ дано нами применительно к решению задачи построения карты изолиний эффективной нефтенасыщенной толщины и оценки продуктивного объема

или запасов пластовой нефтяной залежи с газовой шапкой. Однако, как уже отмечалось выше, программа может быть использована и при решении ряда других более простых задач. Перечислим самые важные из этих задач и кратко охарактеризуем особенности применения программы при их решении.

Подсчет объема или запасов пластовой нефтяной залежи без газовой шапки. Матрицы (М4) и (М7) не вводятся, сообщаются (в УПЛ) только значения констант Γ и $\Delta\Gamma$. Постоянная Γ принимается равной взятой с обратным знаком абсолютной отметке горизонтальной поверхности, которая в пределах всей картируемой площади проходит заведомо выше кровли продуктивного пласта; указывается значение $\Delta\Gamma = 0$.

Подсчет газонасыщенного объема или запасов газа в газовой шапке газонефтяной пластовой залежи. В качестве матрицы (М3) вводится матрица взятых с обратным знаком отметок поверхности газонефтяного контакта, а если он горизонтален, то в УПЛ сообщается значение константы H , равное взятой с обратным знаком отметке поверхности газонефтяного контакта. Матрица (М4) не вводится, постоянная Γ принимается равной взятой с обратным знаком отметке горизонтальной поверхности, на всей картируемой площади проходящей выше кровли продуктивного пласта. В качестве (М6) вводят матрицу, описывающую поле эффективной газонасыщенной толщины. Матрицу (М7) не вводят, а в УПЛ сообщают значение постоянной $\Delta\Gamma = 0$. Если подсчитывается не газонасыщенный объем, а запасы газа, то значение сообщаемого в УПЛ множителя M_1 определяется не по формуле (XVIII.1), по понятным причинам пригодной только при оценке запасов нефти, а по формуле

$$M_1 = m f_t \frac{p_{пл} \alpha_{пл}}{p_0 \alpha_0} k_T M_2, \quad (\text{XVIII.2})$$

где m — средняя пористость газонасыщенных пород; f_t — поправка, приводящая объем газа к стандартной температуре; $p_{пл}$ — среднее начальное пластовое давление; p_0 — стандартное давление, равное 760 мм рт. ст.; $\alpha_{пл}, \alpha_0$ — поправки на отклонение углеводородных газов от закона Бойля — Мариотта, соответственно при давлениях $p_{пл}$ и p_0 ; k_T — коэффициент газонасыщения.

Подсчет газонасыщенного объема или запасов газа в чисто газовой пластовой залежи. Матрица (М3) задает поле взятых с обратными знаками отметок поверхности газоводяного контакта (если эта поверхность горизонтальна, то взятая с обратным знаком ее отметка сообщается в УПЛ в качестве константы H). Матрица (М4) не вводится, определяется постоянная Γ , равная отметке горизонтальной поверхности противоположного знака, повсеместно проходящей выше кровли продуктивного пласта. Матрицей (М6) задается поле эффективной газонасыщенной толщины. Матрица (М7) не вводится, принимается $\Delta\Gamma = 0$. При оценке газонасыщенного объема берут $M_1 = M_2$, а при оценке запасов газа M_1 вычисляется по формуле (XVIII.2).

Подсчет нефтенасыщенного объема или запасов нефти в массивной газонефтяной залежи. Матрица (М2) не вводится, в УПЛ определяется константа П, взятая с обратным знаком абсолютная отметка горизонтальной поверхности, повсеместно проходящей ниже поверхности водонефтяного контакта. Матрицей (М5) задается поле значений эффективной нефтегазонасыщенной толщины.

Подсчет нефтенасыщенного объема или запасов чисто нефтяной массивной залежи. Матрица (М2) не вводится; постоянную П, сообщаемую в УПЛ, принимают равной отметке горизонтальной поверхности, но противоположного знака, которая на всей картируемой площади проходит заведомо ниже поверхности водонефтяного контакта. Вместо матрицы (М4) задают константу Г — взятую с обратным знаком отметку горизонтальной поверхности, повсеместно проходящей заведомо выше кровли залежи. Матрица (М5) заменяется сообщаемой в УПЛ константой Э — числом, заведомо превышающим максимальную величину эффективной нефтенасыщенной толщины, которая может быть встречена на картируемом участке. Матрица (М7) заменяется постоянной ЭГ=0.

Подсчет газонасыщенного объема или запасов газа в газовой шапке массивной газонефтяной залежи. Матрица (М2) заменяется числом П — взятой с обратным знаком отметкой горизонтальной поверхности, на всей картируемой площади проходящей ниже поверхности водонефтяного контакта. Матрицей (М3) или числом Н (если газонефтяной контакт горизонтален) задают положение поверхности газонефтяного контакта. Матрицу (М4) заменяют числом Г — взятой с обратным знаком отметкой горизонтальной поверхности, проходящей заведомо выше кровли залежи. Матрица (М5) задает поле эффективной нефтегазонасыщенной толщины, матрица (М6) — поле эффективной газонасыщенной толщины, матрица (М7) заменяется постоянной ЭГ=0. Если ведется подсчет запасов газа, множитель M_1 определяется по формуле (XVIII.2).

Подсчет газонасыщенного объема или запасов газа по чисто газовой массивной залежи. Матрица (М2) заменяется константой П — взятой с обратным знаком абсолютной отметкой горизонтальной поверхности, на всей картируемой площади проходящей заведомо ниже газоводяного контакта. Матрица (М3) или число Н должны описывать положение поверхности газоводяного контакта. Матрица (М4) заменяется постоянной Г — отметкой горизонтальной поверхности, но противоположного знака, повсеместно проходящей выше кровли залежи. Матрица (М6) заменяется сообщаемым в УПЛ числом Э, заведомо большим, чем максимальное из значений эффективной газонасыщенной толщины, которые могут быть встречены на картируемой площади. Матрицей (М6) должно описываться поле эффективной газонасыщенной толщины. Матрица (М7) заменяется константой ЭГ=0. При оценке запасов газа множитель M_1 определяется по формуле (XVIII.2).

Построение карты эффективной толщины продуктивного пласта. Матрица (М3) заменяется числом Н — взятой с обратным знаком отметкой горизонтальной поверхности, повсеместно прохо-

дящей ниже подошвы пласта, матрица (М4) — константой Г с отметкой горизонтальной поверхности, но противоположного знака, на всей картируемой площади, проходящей заведомо выше кровли пласта. На место матриц (М5) и (М6) вводится одна и та же матрица, описывающая поле эффективной толщины пласта. Вместо матрицы (М7) сообщается постоянная ЭГ=0. Попутно с построением карты подсчитывается эффективный объем пласта, при этом нужно брать $M_1=M_2$.

Построение карты общей толщины пласта. Матрицы (М3), (М4), (М5), (М7) не вводятся. Заменяющие их константы равны: Н и Г — взятым с обратными знаками отметкам горизонтальных поверхностей, соответственно проходящих на всей картируемой площади заведомо ниже подошвы и выше кровли пласта; Э — число, заведомо превышающее возможную на картируемой площади максимальную толщину пласта; ЭГ=0. Матрицу (М6) также можно не вводить, приняв для константы ЭН то же значение, что и для константы Э, но можно в качестве матрицы (М6) ввести описание поля общей толщины пласта, фактически дублирующее информацию, содержащуюся в матрицах (М1) и (М2) (соответственно описывающих поля абсолютных отметок кровли и подошвы пласта). Такой дубляж полезен, прежде всего, как средство, уменьшающее вероятность погрешностей, сводящихся к завышению толщины пласта в точках, не охваченных наблюдениями. Одновременно с построением карты общей толщины пласта подсчитывается и его объем, при этом следует брать $M_1=M_2$.

Таким образом, меняя содержание информации, вводимой с помощью матриц (М1) — (М7) или заменяющих их констант, программу ПЛАСТ можно использовать при решении самых разнообразных задач в широком диапазоне геологических условий. Внимательный анализ алгоритма, положенного в основу программы, показывает, что данный нами перечень задач не является исчерпывающим и может быть значительно расширен. Этим подтверждается, что любая программа решения более или менее сложной геологической задачи фактически оказывается при соответствующем изменении содержания входной информации пригодной для решения многих других задач, если последние в формальном отношении могут рассматриваться как частные случаи первоначальной задачи. Важны именно формальные аспекты сходства между задачами, поскольку разница в содержании учитывается как бы за пределами программы, путем соответствующего изменения смысла входных данных. Так, на приведенных примерах видно, что, несмотря на разное содержание, задача подсчета запасов газа может рассматриваться как формально аналогичная подсчету запасов нефти по залежи, лишенной газовой шапки, что задачи построения карт эффективной и общей толщины пласта формально выступают в качестве частных случаев задачи построения карты эффективной нефтенасыщенной толщины и т. д.

Отсюда ясно, что весь комплекс задач подсчета запасов нефти и газа может быть решен с помощью сравнительно небольшого

числа программ. Различия в содержании задач должны при этом учитываться путем изменения содержания вводимой информации.

§ 2. ПРИМЕР ИЗУЧЕНИЯ СТРУКТУРЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ПОЛЯ С ПОМОЩЬЮ ПРОГРАММЫ ОПНП-3

Как видно из вышеизложенного, программы геометризации и подсчета запасов залежей нефти и газа работают только с одним типом информационных массивов — дискретными матричными описаниями полей отдельных геологических переменных, т. е. с задаваемыми с помощью ПЛИД матрицами вида

$$\begin{pmatrix} x_1 & y_1 & z_1 \\ x_2 & y_2 & z_2 \\ \dots & \dots & \dots \\ x_i & y_i & z_i \\ \dots & \dots & \dots \\ x_n & y_n & z_n \end{pmatrix}, \quad (\text{XVIII.3})$$

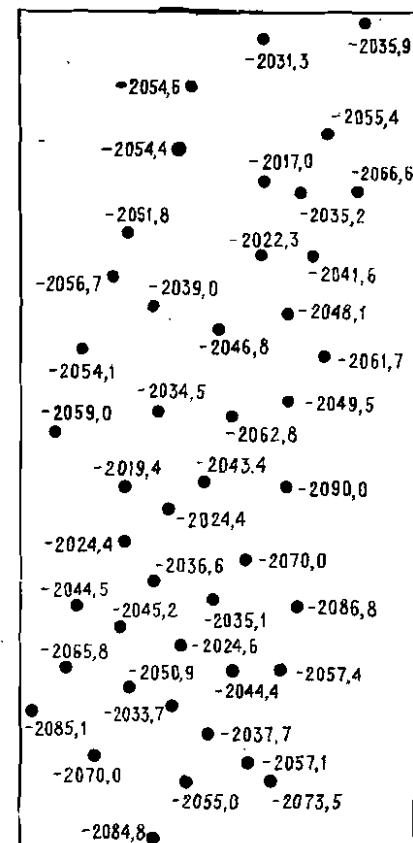
где (x_i, y_i) — декартовы координаты i -й точки наблюдения (скважины, точки сейсмического профиля и т. п.); z_i — значение геологической переменной, установленное в i -й точке наблюдения; n — общее количество точек наблюдения.

Однако матрица (XVIII.3) еще не дает описания поля переменной z , взятого в целом. Ее недостаточно для того, чтобы найти оценку значения z в любой точке области, которой принадлежат точки наблюдения. Если мы даже согласимся заранее, что поле переменной z можно восстанавливать с помощью ОАЧГН, то, прежде чем приступить к восстановлению, придется задаться количественной характеристикой структуры однородного изотропного локально-линейного поля — показателем нелинейности α . Как уже отмечалось, значение α можно определить по аналогии (из опыта работы с другими полями того же типа) или путем соответствующей обработки самой матрицы (XVIII.3) методом разрежения разведочной сети, исключением точек наблюдения по одной или методом ближайших точек. Оба эти метода реализуются упоминавшейся выше программой ОПНП-3.

На рис. 88 приведены фактические данные об абсолютных отметках кровли продуктивного горизонта в скважинах, пробуренных на одной из площадей Западной Сибири. Для получения количественной характеристики структуры поля абсолютных отметок эти данные обработаны по программе ОПНП-3. Наиболее важные результаты обработки сведены в табл. 43.

Из табл. 43 видно, что среднеквадратическая погрешность восстановления значения абсолютной отметки поверхности в исключаемой точке наблюдения (1 из 45) по данным остальных точек наблюдения меняется в зависимости от принятого значения α вполне закономерно: по мере роста α от нуля до трех она уменьшается вначале быстро, затем несколько медленней, а по мере

Рис. 88. Схема расположения скважин и абсолютные отметки кровли продуктивного пласта на одной из площадей Западной Сибири



роста α от трех до шести погрешность вновь систематически возрастает, хотя и гораздо медленней, чем она падала при $\alpha < 3$. Это типичная картина. Она свидетельствует, что в нашем примере по критерию минимизации среднеквадратической погрешности задача количественной характеристики структуры поля решается практически однозначно: $\alpha \approx 3$.

По критерию максимизации коэффициента корреляции между квадратами теоретической и фактической погрешностей, как показывает табл. 43, решение в данном случае оказывается не столь определенным. При использовании метода разрежения получена зависимость r от α , имеющая два близких по величине максимума: один при $\alpha = 2$, другой при $\alpha = 4$. Метод ближайших точек дает зависимость r от α , которая имеет небольшой максимум при $\alpha = 1$, гораздо более резкий максимум при $\alpha = 3$ он показывает наличие тенденции к росту r при увеличении α от пяти до шести. Несмотря на такой довольно сложный характер зависимостей r от α , видно, что и по критерию максимизации r принятие для показателя нелинейности значения $\alpha \approx 3$, пожалуй, является решением, наиболее полно учитывающим особенности изменения r как функции α .

Приведенный пример свидетельствует, что, хотя обработка фактических данных по программе ОПНП-3 является полностью формализованной процедурой, вполне однозначного решения вопроса о количественной характеристике структуры поля она не дает. Окончательное решение должно выбираться геологом. И это не случайно. Результаты любых дискретных наблюдений совместимы с какой угодно гипотезой о величине α , кроме гипотезы $\alpha \leq 0$, и можно показать, что для вполне надежной оценки α нужно иметь несоизмеримо больше наблюдений, чем для надежного восстановления поля при известном значении α . В рамках формальной логики сама задача оценки α по ограниченному объему

Принятое значение показателя нелинейности α	Метод разрежения разведочной сети		Метод ближних точек. Коэффициент корреляции между квадратами фактической и теоретической погрешностей r_2
	Среднеквадратическая погрешность восстановления поля в исключенной точке σ	Коэффициент корреляции между квадратами фактической и теоретической погрешностей r_1	
0	18,43	-0,0939	-0,2398
0,5	16,53	0,0970	0,1082
1,0	14,30	0,2065	0,4227
1,5	12,63	0,3037	0,3920
2,0	11,56	0,3546	0,5067
2,5	10,99	0,3374	0,6405
3,0	10,80	0,3508	0,7373
4,0	10,83	0,3667	0,7216
5,0	10,90	0,3541	0,6288
6,0	10,93	0,3508	0,6627

наблюдений должна быть признана некорректной, и вполне правильным следовало бы считать только подход, основанный на требовании определения α из каких-то априорных соображений, без учета результатов наблюдений, с последующей проверкой результатов наблюдений на их совместимость с выдвинутой гипотезой о значении α . Здесь имеется полная аналогия с развиваемым Ж. Матероном [162] тезисом о необходимости априорного знания структурной функции и с известным из работ А. Б. Вистелиуса [48, 49] принципом недопустимости выбора функции распределения вероятностей путем простого подбора описания, хорошо аппроксимирующего результаты наблюдений.

Задачи выбора функции распределения по эмпирическим данным, экспериментальной оценки структурной функции или значения α фактически сводятся к формированию суждения о некотором бесконечно большом множестве объектов или точек пространства на основе изучения конечного, обычно очень небольшого числа таких объектов или точек, т. е. имеют интерполяционный или даже экстраполяционный характер. Поскольку задача интерполяции всегда имеет бесчисленное множество возможных решений [31]. Ж. Матерон и А. Б. Вистелиус формально правы. Однако более глубокий диалектический анализ и опыт показывают, что практически дело обстоит несколько иначе.

Среди бесчисленного множества возможных интерполяций, выполняемых по одним и тем же данным, только часть интерполяций удовлетворяет требованию простоты, и чаще всего большинство простых интерполяций может быть выделено в класс решений, практически эквивалентных друг другу. Поэтому в рамках диалектической логики, признающей ограниченность сферы действия закона исключения третьего, попытка выбора функции распре-

деления вероятностей, структурной функции или определения показателя нелинейности поля α с помощью соответствующей обработки результатов наблюдений не кажется абсолютно недопустимой. Однако, предпринимая такую попытку, нужно быть готовым к тому, что она лишь ограничит область возможных решений (в большей или меньшей степени), и окончательный выбор придется делать, руководствуясь ранее накопленным опытом, целями исследования, соображениями удобства или другими крайне нестрогими критериями.

В нашем примере область возможных значений α оказалась довольно узкой ($2 \leq \alpha \leq 4$), и при этом два метода из трех дали минимальную погрешность и максимальную корреляцию при $\alpha = 3$. В то же время в пределах области $2 \leq \alpha \leq 4$ среднеквадратическая погрешность восстановления меняется мало (от 10,80 до 11,56), коэффициент корреляции, определенный методом разрежения сети, колеблется в пределах от 0,337 до 0,367, а определенный методом ближних точек — от 0,507 до 0,737, так что эти показатели показывают примерную эквивалентность всех возможных решений. Как видно из рис. 89, результаты восстановления поля, полученные при $\alpha = 2, 3, 4$, также мало отличаются один от другого. Это подтверждает, что несмотря на принципиальные возражения, которые могут быть выдвинуты против попытки определения α по тем же данным, по которым будет восстанавливаться поле, такая попытка должна быть признана полезной.

Тем не менее в будущем, конечно, следует стремиться к тому, чтобы определять α на основе чисто геологических соображений,

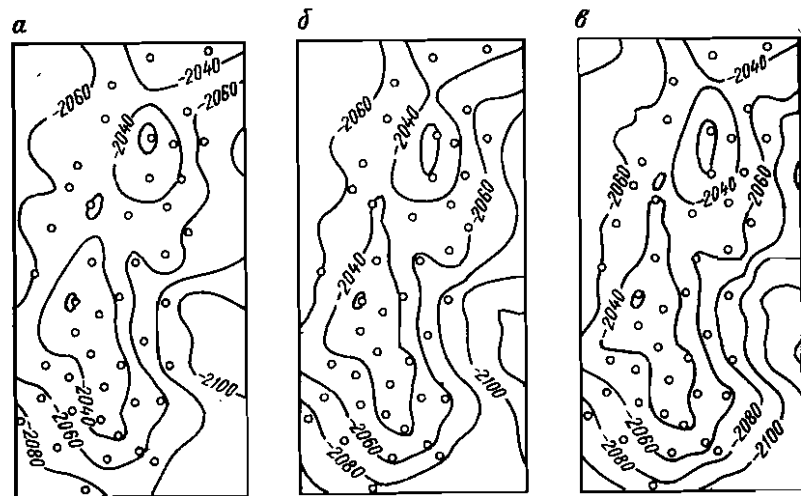


Рис. 89. Структурные карты, рассчитанные по одним и тем же фактическим данным с помощью ОАЧН при различных значениях показателя нелинейности:

а — $\alpha=2$; б — $\alpha=3$; в — $\alpha=4$. Задача решалась программой СХОЖД по фактическому материалу, приведенному на рис. 88

пусть даже имеющих характер эмпирических обобщений, базирующихся на достаточно богатом опыте применения ОАЧГН при восстановлении геологических полей и сопоставлении результатов восстановления с данными последующих геологоразведочных работ. В настоящее время такой опыт накоплен только по полям абсолютных отметок поверхностей стратиграфических и сейсмических реперов, связанных с палеозойскими толщами Пермского Прикамья и мезозойскими толщами нефтегазоносных районов Западной Сибири. Он показывает, что в Пермском Прикамье до большинства площадей $\alpha \approx 2$ и лишь на некоторых поднимается до трех, в то время как в Западной Сибири, как правило, $\alpha \approx 3$. Указанные различия очень просто интерпретируются: структура большинства районов Пермского Прикамья ближе к схеме моноклинали, усложненной отдельными поднятиями и прогибами, чем структура нефтегазоносных районов Западной Сибири, где наличие «базисной моноклинали» проявляется гораздо слабее.

§ 3. ПРИМЕРЫ ПРИМЕНЕНИЯ ПРОГРАММ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ПОЛЕЙ И ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ

Один из примеров применения программы СХОЖД приведен на рис. 89. Видно, что по своему облику структурные карты, построенные программой, мало отличаются от карты, которую по тем же фактическим данным (см. рис. 88) построил бы геолог. В какой-то мере по рис. 89 можно судить о том, как влияет на облик карты изменение показателя нелинейности α . При увеличении α изолинии становятся более волнистыми и появляется тенденция к некоторому расширению зон экстремумов. На рис. 89 эта тенденция выразилась в том, что при $\alpha=4$ по сравнению с $\alpha=2$ протяженность зон с отметками более -2040 м в меридиональном направлении увеличилась, а с юго-востока все закартированное поднятие оконтурилось изолинией -2100 м, а не изолинией -2080 м, как при $\alpha=2$.

На рис. 90 приведена структурная карта по кровле бобриковского нефтяного пласта одного из месторождений Пермского Прикамья. Карта построена программой СХОЖД по данным 159 разведочных и эксплуатационных скважин. В соответствии с результатами обработки этих данных по программе ОПНП-3 принято значение $\alpha=3$. Кроме того, поскольку плотность скважин в своде структуры, разбуренном по эксплуатационной сети, много выше, чем на крыльях, 12 крыльевых скважин учтены при построении с весами в 4 раза большими, чем 147 скважин сводовой зоны. Ввиду отсутствия в программе СХОЖД возможностей для прямого задания информационных весовых коэффициентов задача решена следующим образом: в ПЛИД, являющейся матричным описанием картируемого поля, данные по крыльевым скважинам были повторены по 4 раза. Поэтому задача построения карты решалась как бы по $147+4 \cdot 12=195$ скважинам. Что дала такая корректировка информационных весов, видно из сопоставления

Рис. 90. Структурная карта по кровле бобриковского пласта одного из нефтяных месторождений Пермского Прикамья, построенная программой СХОЖД с приданием повышенных информационных значений весовых коэффициентов

Скважины: 1 — разведочные, 2 — эксплуатационные; 3 — изогипсы кровли бобриковского пласта

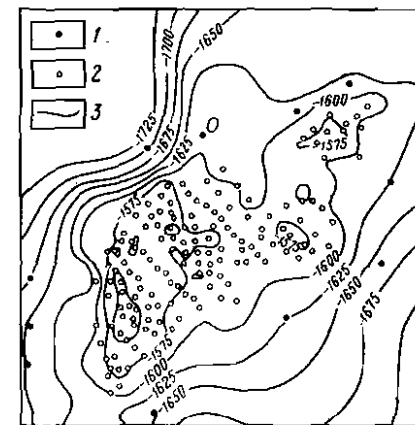


рис. 90 и 91, представляющих собою структурную карту, построенную программой СХОЖД по тем же фактическим данным, но с учетом всех скважин с равными информационными весами. На карте рис. 91 в связи с резким разрежением сети точек наблюдения при переходе от свода поднятия к крыльям произошло некоторое «выпячивание» свода в сторону крыльев, особенно хорошо заметное на изолинии -1600 м в зоне между тремя самыми западными скважинами, расположенными на одной субмеридиональной линии, и самой близкой к северо-западному углу карты скважины, лежащей на изолинии -1700 м. Никакого геологического оправдания «выпячивания», конечно, не имеет. Оно порождено только резким разрежением сети точек наблюдения при переходе от свода к крыльям, тем, что сама по себе программа СХОЖД рассчитана лишь на работу с разведочными сетями относительно постоянной или хотя бы постепенно меняющейся плотности. Конечно, не представляет особого труда создать аналог указанной программы, способный без вмешательства человека приписывать данным по рассматриваемым скважинам различные информационные веса с учетом неравномерности разведочной сети. Однако, оставляя право определения информационных весов за геологом, мы получаем более гибкую систему, в рамках которой информационный вес может быть изменен с учетом не только неравномерности разведочной сети, но и существующих интуитивных представлений о типичности тех или иных элементов структуры для всего картируемого участка.

Например, при построении структурной карты по участку некоторой брахискладки, о которой известно, что она является элементом валообразного поднятия, даже при вполне равномерной разведочной сети может оказаться полезным придать повышенные веса всем скважинам, расположенным в зонах, где простирание пород в наибольшей степени совпадает с простиранием вала. Тогда мы получим карту, более четко фиксирующую факт принадлежности данной брахискладки к цепочке поднятий, образующих вал. В тех же условиях, если известно, что брахискладки, составляющие вал, отделены друг от друга глубокими поперечными прогибами, амплитуды которых соизмеримы с амплитудой вала в целом, придание повышенных информационных весов данным по

скважинам, расположенным на замыканиях брахискладок по простиранию, будет способствовать более четкой «отрисовке» склонов поперечных прогибов.

На рис. 92 приведена карта эффективной нефтенасыщенной толщины бобриковского продуктивного пласта для той же площади, к которой относятся карты на рис. 90 и 91. Карта построена программой ПЛАСТ с учетом данных по полям «абсолютная отметка кровли продуктивного пласта», «абсолютная отметка подошвы пласта», «эффективная (нефтеводонасыщенная) толщина» и «эффективная нефтенасыщенная толщина». Два первых поля восстанавливались с использованием $\alpha=3$ и с приданием 12 крыльевым скважинам повышенных (учетверенных) весов. Два последних поля восстанавливались с учетом значений $\alpha=2$, с принятием для всех скважин одинаковых весовых коэффициентов. Результаты восстановления поля эффективной нефтенасыщенности толщины, как это принято в программе ПЛАСТ, согласовывались путем подгонки с результатами восстановления других полей. При построении карты рис. 92 поверхность водонефтяного контакта принята горизонтальной, на отметке -1600 м, благодаря чему изолиния 0 на рис. 92 полностью повторила контур изолинии -1600 м на рис. 90. Учтено также, что залежь чисто нефтяная и газовой шапки не имеет: в УПЛ задано $\Gamma=500$ (в то время как в пределах картируемой площади абсолютные отметки кровли пласта заведомо не выше отметки -1500 м) и $\Sigma\Gamma=0$.

Одновременно с построением карты (см. рис. 92) выполнен подсчет эффективного нефтенасыщенного объема бобриковской залежи. Результаты подсчета выдаются в виде таблицы на АЦПУ.

Сопоставление результатов машинного и ручного подсчетов

эффективного нефтенасыщенного объема по бобриковской залежи одного из месторождений Пермского Прикамья показывает следующее:

Параметр	Расхождение между машинным и ручным подсчетами, % по отношению к ручному подсчету
Эффективный нефтенасыщенный объем залежи	4,17
Площадь залежи	2,01
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина	2,12

Результаты машинного и ручного подсчетов очень близки друг к другу. Расхождение лишь незначительно превышает допустимую погрешность (3%) интегрирования поля эффективной нефтенасыщенной толщины с помощью планиметра и связано с тем, что, несмотря на придание повышенных информационных весов крыльевым скважинам, некоторая тенденция к «выпячиванию» свода в сторону крыльев все же сохранилась. Что незначительность расхождений между результатами не является случайной, свидетельствует сопоставление рис. 92 и 93, представляющих собою карту эффективной нефтенасыщенной толщины того же пласта на том же месторождении, полученную при ручном подсчете. Карты практически дублируют друг друга, что и следовало ожидать, учитывая близость принципов геометризации, использованных в программах СХОЖД, КОКУИ, ПЛАСТ, к тем, которыми руководствуются при выполнении геометризации вручную, в процессе построения карт изолиний.

Приведенный пример в отношении величины расхождений между машинной и ручной оценками продуктивного объема (и запасов) залежи является типичным. Более значительные расхождения этих оценок обычно наблюдаются на залежах, связанных с продуктивными пластами и толщами, в которых широко развиты так называемые зоны замещения, т. е. участки, где продуктивный пласт нацело сложен непроницаемыми (плотными) породами.

Характерным примером может служить один из продуктивных пластов тульского горизонта на том же месторождении, к кото-

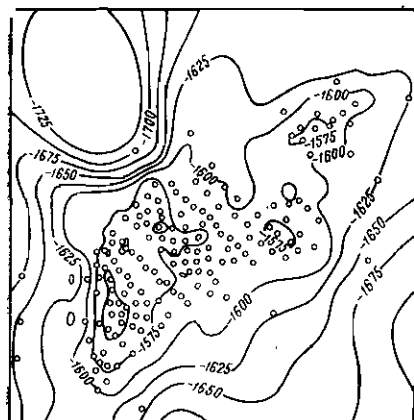


Рис. 91. Структурная карта, построенная программой СХОЖД по тем же данным, что и карта на рис. 90, без придания повышенных информационных весов скважинам на крыльях структуры

Рис. 92. Карта эффективной нефтенасыщенной толщиной бобриковского продуктивного пласта, построенная программой ПЛАСТ

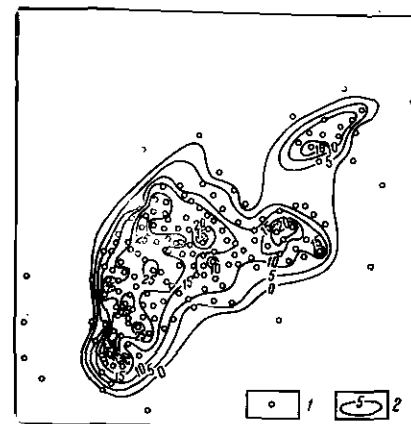


Рис. 93. Карта эффективной нефтенасыщенной толщины бобриковского продуктивного пласта, построенная вручную по тем же фактическим данным, что и карта на рис. 92

1 — скважины; 2 — изопахиты

рому относятся карты рис. 90—93. Карты эффективной нефтенасыщенной толщины этого пласта, одна из которых построена программой КОКУИ, а другая по тем же данным геологом, приведены соответственно на рис. 94 и 95. Они существенно отличаются одна от другой: на карте ручного построения зоны замещения получились более обширными, чем на машинной карте. Дело в том, что при построении ручной карты в районах зон замещения использовалась специфическая процедура, известная под названием нелинейной интерполяции [8]. Поскольку общепризнано, что в обычных условиях («островные» зоны замещения) эта процедура ведет к систематическому занижению запасов, то в данном случае следовало ожидать существенного превышения машинной оценки продуктивного объема по сравнению с ручной, что и наблюдается в действительности.

Сопоставление результатов машинного и ручного подсчетов эффективного нефтенасыщенного объема по тульской залежи одного из месторождений Пермского Прикамья показывает следующее:

Параметр	Расхождение между машинным и ручным подсчетами, % по отношению к ручному подсчету
Эффективный нефтенасыщенный объем	28,95
Площадь нефтеносности	15,28
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина	11,86

Такое же большое расхождение между машинной и ручной оценками продуктивного объема залежи, но уже в сторону зани-



Рис. 94. Карта эффективной нефтенасыщенной толщины тульского продуктивного пласта, построенная программой КОКУИ

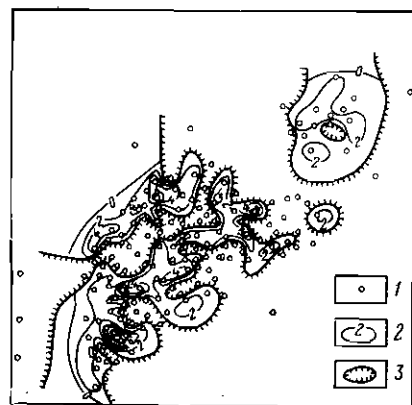


Рис. 95. Карта эффективной нефтенасыщенной толщины тульского продуктивного пласта, построенная вручную по тем же фактическим данным, что и карта на рис. 94

1 — скважины; 2 — изопакиты; 3 — зоны замещения коллекторов плотными породами

жения машинной оценки по сравнению с ручной, наблюдалось на другой залежи Пермского Прикамья, как и предыдущая, связанной с одним из продуктивных пластов тульского горизонта и характеризующейся широким развитием зон замещения коллекторов плотными породами. Карты эффективной нефтенасыщенной толщины этого пласта, одна из которых построена программой АНИС, а другая по тому же фактическому материалу геологом, приведены на рис. 96 и 97 (соответственно). При построении карты на рис. 96 программа АНИС была применена в связи с валлообразным характером поднятия и резко выраженной неизометричностью продуктивной структуры. Для показателя нелинейности полей всех переменных принято значение $\alpha=2$, направление вытянутости структуры указано как параллельное горизонтальной рамке карты, отношение длинных осей элементов структуры к коротким для всех полей взято равным четырем, применена зеркальная корректировка матрицы, описывающей поле эффективной нефтенасыщенной толщины, расчет полей абсолютных отметок кровли и подошвы пласта выполнен с приданием увеличенных информационных весов всем крыльевым скважинам.

Сравнивая между собою карты рис. 96 и 97, нетрудно убедиться, что решение, данное программой АНИС, куда более правдоподобно, чем решение, принятое геологом, который не учел что имеющийся фактический материал свидетельствует скорее о наличии обширных лентообразных зон замещения, чем об «островном» характере и изометричной форме таких зон, и изобразил зоны замещения в виде отдельных пятен. В данном сложном случае человек, не имея возможности рассчитать положение границ зон замещения, вынужден был действовать на основе слишком примитивного метода и получил результаты, явно «менее разумные», чем результаты, которые выдала программа АНИС.

Использование геологом примитивного подхода к оконтуриванию зон замещения послужило причиной значительного завышения продуктивного объема (и запасов) залежи, а также площади нефтеносности. Программа АНИС, базирующаяся на более сложной системе правил и количественных критериях, дала более рациональное решение.

Сопоставление результатов машинного и ручного подсчетов эффективного нефтенасыщенного объема по тульской залежи, связанной с валлообразным поднятием, показывает следующее:

Параметр	Расхождение между машинным и ручным подсчетами, в % по отношению к ручному подсчету
Эффективный нефтенасыщенный объем	-30,91
Площадь нефтеносности	-31,81
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина	1,32

Рассмотренные примеры, как нам кажется, достаточно ясно показывают, что с помощью имеющегося комплекса программ, используемого под руководством достаточно квалифицированно-

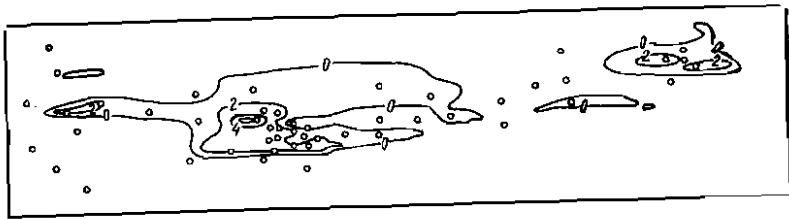


Рис. 96. Карта эффективной нефтенасыщенной толщины тульского продуктивного пласта на месторождении, связанном с валообразным поднятием, построенная программой АНИС

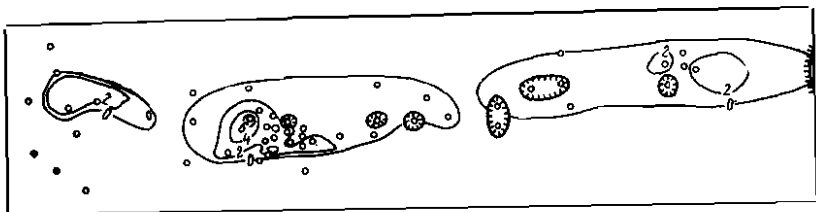


Рис. 97. Карта эффективной нефтенасыщенной толщины тульского продуктивного пласта на месторождении, связанном с валообразным поднятием, построенная вручную по тем же фактическим данным, что и карта на рис. 96.

Условные обозначения см. рис. 95

го геолога, задачи геометризации и подсчета запасов газонефтяных залежей решаются на уровне, несомненно превосходящем уровень, который достигается геологом при несравнимо больших затратах рабочего времени с использованием традиционных графических методов геометризации. Комплекс допускает вмешательство геолога в решение задач только на начальном этапе через выбор программы, введение информационных весов, задание параметров анизотропии и показателей нелинейности полей, введение ограничивающей и зеркальной корректировок. За счет такого вмешательства получаемые результаты, конечно, будут меняться, но это контролируемые изменения, генезис которых известен и необходимость или недопустимость которых можно обосновать, в то время как при ручном построении карт лишь в очень редких случаях удается определить, за счет каких предположений по одному и тому же фактическому материалу получены разные оценки запасов. Автоматизация подсчета запасов также устраняет весьма частые при ручном подсчете скрытые или явные противоречия между результатами восстановления различных полей, резко снижает трудовые затраты на построение карт и профилей, полностью устраняет необходимость выполнения такой трудоемкой и, как мы указывали выше, неточной операции, как интегрирование полей по картам изолиний с помощью планиметра.

Таким образом, применение ЭВМ при геометризации и подсчете запасов залежей нефти и газа знаменует собою начало качественно нового этапа в развитии методики подсчета запасов,

ведущего к коренному ее совершенствованию, к устранению из нее ряда условностей и значительной части субъективных решений. И все же главное преимущество автоматизированного подсчета запасов состоит в том, что применение ЭВМ и численно-геометрических методов в подсчете запасов нефти и газа открывает возможности для решения другой, экономически еще более важной геологической задачи, которая рассматривается в следующей главе.

Глава XIX

АВТОМАТИЗАЦИЯ ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ И УПРАВЛЕНИЕ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫМИ РАБОТАМИ

Автоматизация операций по созданию геометрических моделей залежей и подсчету запасов нефти и газа ведет (при наличии соответствующего информационного обеспечения на машинных носителях) к их заметному убыстрению и удешевлению. Она способствует совершенствованию методики подсчета запасов в смысле повышения объективности геологических заключений, что в конечном счете также дает значительный экономический эффект. Однако можно констатировать, что в связи с малым удельным весом затрат на геометризацию и подсчет запасов в общей стоимости геологоразведочных работ к существенному снижению затрат на геологическую разведку в целом сама по себе автоматизация подсчета запасов привести не может.

Существенное уменьшение стоимости геологической разведки может быть получено только за счет сокращения объемов разведочного бурения, обязательной предпосылкой чего является рационализация размещения разведочных скважин и последовательности разбуривания площадей. В этом отношении применение методов численной геометрии недр, позволяющих не только восстанавливать поля различных геологических переменных, но и оценивать точность восстановления применительно к каждой точке поля, открывает очень большие перспективы. Для того, чтобы численно-геометрические методы могли стать действенным орудием рационализации размещения скважин и порядка разбуривания площадей, необходимо иметь какую-то количественную меру ценности точек площади по отношению к выбору их в качестве мест заложения очередных разведочных скважин.

§ 1. МЕРА ЦЕННОСТИ ТОЧЕК ПЛОЩАДИ КАК МЕСТ ЗАЛОЖЕНИЯ ОЧЕРЕДНЫХ РАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН

Поскольку конечной целью геологоразведочных работ является увеличение учтенных запасов того или иного полезного ископаемого, то может показаться, что в качестве меры ценности точек

площади как мест заложения очередных разведочных скважин нужно использовать некоторую оценку ожидаемой величины удельного запаса интересующего нас полезного ископаемого или другого геологического параметра, связанного с ожидаемыми удельными запасами достаточно тесной прямой корреляционной зависимостью. Такое предположение справедливо только для самых ранних стадий разведки, когда принимается решение о начале разведочного бурения на площади, и неприемлемо на более поздних стадиях.

Действительно, уже после проходки первых разведочных скважин на площади появляются участки, которые независимо от присущих им значений удельного запаса или коррелированного с ним параметра в качестве мест заложения очередных разведочных скважин никакой ценности не имеют. Речь идет об участках, образующих ближайшие окрестности уже пробуренных (и исследованных) разведочных скважин. Отсюда ясно, что ценность точки как места заложения очередной разведочной скважины зависит не только от того, каким ожидаемым (или выявленным) значением удельного запаса или коррелированного с ним параметра она характеризуется, но и от того, насколько точной оценкой удельного запаса, связанного с этой точкой, мы располагаем.

Разумно принять, что ценности точек с равными ожидаемыми значениями удельного запаса пропорциональны среднеквадратическим погрешностям оценок удельного запаса, имеющих для этих точек, а ценности точек, не отличающихся между собой по точности оценок удельного запаса, пропорциональны самим этим оценкам. Иначе говоря, если $z_{уд}$ — значение полученной для точки оценки ожидаемого удельного запаса, а $\sigma_{уд}$ — оценка среднеквадратической погрешности определения $z_{уд}$, то меру ценности Π следует определить по формуле

$$\Pi = z_{уд}\sigma_{уд}.$$

Определяя меру ценности по этой формуле, мы не учитываем того, что само значение $z_{уд}$ определено с погрешностью и что оно, строго говоря, равно

$$z_{уд} \pm t\sigma_{уд}.$$

где t — коэффициент, значение которого должно браться тем большим по абсолютной величине, чем к более низкому уровню намереваются свести вероятность того, что интервальная оценка $z_{уд} \pm z\sigma_{уд}$ не включит в себя ту точку оси значений $z_{уд}$, которая отвечает действительной величине удельного запаса. При $t=1$ указанная вероятность получается порядка первых десятков процентов при $t=2$ — порядка нескольких процентов, а при $t=3$ — порядка десятых долей процента.

Для учета неточности определения $z_{уд}$ меру ценности Π нужно вычислять по формуле

$$\Pi = (z_{уд} + t\sigma_{уд})\sigma_{уд}, \quad (\text{XIX.1})$$

которая фактически охватывает три различные формулы, отвечающие значениям $t < 0$, $t = 0$, $t > 0$. Будем говорить, что при $t < 0$ мы получаем меру ценности первого рода, при $t = 0$ — меру ценности второго рода, а при $t > 0$ — меру ценности третьего рода.

Если взято $t < 0$, то это создает определенные гарантии против приписывания высоких значений t тем точкам, которые фактически характеризуются низкими значениями $z_{уд}$, в частности нулевыми удельными запасами. При $t > 0$, наоборот, создаются гарантии против занижения ценности точек. С позиций геолога-разведчика употребление отрицательных значений t — мероприятие, направленное на уменьшение числа законтурных скважин, неизбежно влекущее за собой увеличение риска затяжки окончательного оконтуривания залежей до поздних стадий разведки. Придавая t положительные значения, мы, наоборот, идем на убыстрение оконтуривания, не считаясь с неизбежным в этом случае увеличением числа законтурных скважин. Значение $t = 0$ отвечает стратегии разведки, признающей одинаково нежелательными и (одинаково допустимыми) как затяжку оконтуривания, так и бурение скважин в законтурных зонах. Отсюда ясно, что параметр t в том виде, как он фигурирует в формуле (XIX.1), можно трактовать как меру предпочтения быстреего оконтуривания перед уменьшением числа законтурных скважин, принимающую отрицательные (более важно уменьшить число законтурных скважин), положительные (важно ускорить оконтуривание) и нулевые значения.

Через меру предпочтения t в формулу для определения ценности Π вводится учет некоторой совокупности негеологических (скорее всего, экономических) факторов, что превращает меру ценности в очень гибкую оценку, строящуюся с учетом того, что именно признается плохим и хорошим на данной стадии разведки.

Конечно, на ранних стадиях разведки непосредственное использование формулы (XIX.1) обычно оказывается невозможным. В силу сложности закономерностей пространственного изменения пористости и некоторых других параметров, нужных для расчета удельного запаса, на ранних стадиях разведки поле удельного запаса может попросту не поддаваться сколько-нибудь надежному восстановлению из-за недостатка фактических данных. Даже на самых ранних стадиях разведки можно найти такие параметры, не слишком грубое восстановление полей которых возможно и о которых известно, что они связаны с удельным запасом более или менее тесной приближенно прямо пропорциональной зависимостью. К таким параметрам относятся эффективные нефте-, газо- или нефтегазонасыщенная толщина, разница абсолютных отметок кровли продуктивного пласта и поверхности водонефтяного или газоводяного контактов (высота залежи), на литологических залежах — эффективная толщина продуктивного пласта и другие, т. е. все параметры, повышенные значения которых являются необходимым условием достижения высоких значений удельных запасов и поля которых поддаются хотя бы очень грубому восстановлению (картированию) уже на начальных стадиях развед-

ки. Будем называть параметры, приближенно пропорциональные удельному запасу, целевыми параметрами, подразумевая под этим, что на ранних стадиях разведки ее конечная цель — выявление зон с отличными от нуля удельными запасами — вынужденно заменяется промежуточной целью — поиском зон с отличными от нуля, по возмозности более высокими значениями некоторого другого параметра — $z_{ц}$, связанного с $z_{уд}$ приближенной зависимостью вида

$$z_{уд} \approx az_{ц} \quad (XIX.2)$$

Учитывая реальные условия разведки наиболее часто встречающихся в практике сводовых залежей, можно утверждать, что на наиболее ранних стадиях разведки в качестве целевого параметра почти всегда приходится использовать параметр «высота залежей», который определяется по разности абсолютных отметок z кровли продуктивного пласта и поверхности водонефтяного и газоводяного контактов. При этом обычно поле абсолютных отметок кровли z восстанавливается как поле переменной величины, а для отметки водонефтяного или газоводяного контактов принимается какое-то постоянное значение C . Таким образом, применительно к ранним стадиям разведки сводовых залежей с учетом формулы (XIX.2) получается

$$z_{уд} \approx a(z - C) \quad (XIX.3)$$

Игнорируя погрешность оценки значения C и обозначая среднеквадратическую погрешность восстановления отметки z кровли буквой σ , формулу (XIX.1) в рассматриваемом случае следует заменить формулой

$$Ц \approx [a(z - C) + t\sigma] a\sigma, \quad (XIX.4)$$

которая при увеличении единицы измерения ценности в a^2 раз перейдет в более простую формулу:

$$Ц \approx (z + t\sigma - C)\sigma. \quad (XIX.5)$$

Для сохранения возможности использования матричных описаний полей абсолютных отметок кровли, в которых абсолютные отметки записываются, как это сделано в информации для программы ПЛАСТ, с обратным знаком, формуле (XIX.5) придадим несколько более общий вид:

$$Ц = (k_{ц}z + t\sigma - C)\sigma, \quad (XIX.6)$$

где $k_{ц} = 1$ или -1 в зависимости от того, заданы ли абсолютные отметки кровли в матричном описании их поля со своим или с противоположным знаком.

§ 2. ПРОГРАММА СОВЕТ

Формула (XIX.6) введена для частного случая, но в вычислительном аспекте она выступает в качестве общей формулы расчета

меры ценности, поскольку при $k_{ц} = 1$, $C = 0$, $z = z_{уд}$, $\sigma = \sigma_{уд}$ из (XIX.6) получается исходная формула (XIX.7). В связи с этим формула (XIX.6) может использоваться в качестве общего определения меры ценности точек как мест заложения очередных разведочных скважин, что и принято в разработанной в объединении Пермнефть программе расчета мер ценности. Эта программа, получившая название СОВЕТ, реализована на ЭВМ «Минск-32», оснащенной планшетным графопостроителем. Программа предусматривает использование в качестве машинного носителя исходной информации ПЛИД того же типа, какие используются программы СХОЖД, КОКУИ, АНИС, ПРГН-1, ПЛАСТ, ОПНП-3. Эта ПЛИД должна задавать описание поля удельного запаса, эффективной нефти-, газо- или нефтегазонасыщенной толщины, абсолютных отметок кровли продуктивного пласта или любой другой переменной, которая сама является целевым параметром или отличается от того или иного целевого параметра на некоторую постоянную или (и) знаком. Как и в ранее описанных программах, управление решением осуществляется с помощью специальной перфоленты (УПЛ), имеющей почти такую же форму, как и в других программах, решающих задачи построения карт изолиний, что связано с формой выдачи результатов расчетов по программе СОВЕТ в виде карт изолиний ценности точек площади как мест заложения очередных разведочных скважин. Дополнительно в УПЛ программы СОВЕТ задаются: 1) значение коэффициента $k_{ц}$; обычно берут $k_{ц} = 1$ или -1 , что соответствует сохранению или смене знака при переходе от переменной, поле которой описано в ПЛИД, к целевому параметру; 2) значение постоянной C , которую нужно вычесть из взятого со своим или противоположным знаком значения переменной, поле которой задано в ПЛИД, чтобы получить оценку значения целевого параметра; 3) найденные при обработке вводимой ПЛИД по программе ОПНП-3 значения поправочных коэффициентов A и B , нужных для перехода от теоретической оценки погрешности восстановления поля к исправленной оценке; 4) значение меры предпочтения t .

Экстраинтерполяция значений переменной z , поле которой задано в ПЛИД, и расчет значений теоретической оценки $\tilde{\sigma}$ среднеквадратической погрешности экстраинтерполяции в программе СОВЕТ осуществляется по ОАЧГН. Расчет меры ценности $Ц$ ведется по формуле

$$Ц = (k_{ц}z + t\sqrt{A\tilde{\sigma}^2 + B} - C)\sqrt{A\tilde{\sigma}^2 + B}, \quad (XIX.7)$$

являющейся аналогом формулы (XIX.6), полученным с учетом необходимости введения поправки к теоретической оценке погрешности. Значения $Ц$ рассчитываются для узлов плотной квадратной или прямоугольной сетки, параметры которой сообщены в УПЛ; результаты используются для построения карты изолиний $Ц$ на планшетном графопостроителе.

Формула (XIX.7) имеет такую структуру, что, наряду с задачей построения карты изолиний ценности по какому-то целевому параметру, программа СОВЕТ может решать и ряд других задач. Если в качестве исходной информации ввести ПЛИД, описывающую поле удельного запаса, и взять $k_{ц}=1$, $C=0$, программа построит карту изолиний ценности непосредственно по удельному запасу. Если в УПЛ сообщить $k_{ц}=0$, $t=1$, $C=0$, то, как видно из формулы (XIX.7), программа выдаст карту изолиний среднего квадрата погрешности экстраинтерполяции поля, заданную в ПЛИД. При $A=1$ и $B=0$ на карте будет отображено поле среднего квадрата погрешности, рассчитанного непосредственно по ОАЧГН, а при A и B , равных соответствующим поправочным коэффициентам, найденным при обработке той же ПЛИД программой ОПНП-3, карта отобразит поле исправленной оценки среднего квадрата погрешности. Аналогично при $k_{ц}=0$, $t=0$, $C=-1$ получим карту изолиний среднеквадратической погрешности экстраинтерполяции, оцененной без учета ($A=1$, $B=0$) или с учетом поправочных коэффициентов, найденных по программе ОПНП-3.

Задав с помощью ПЛИД поле абсолютных отметок кровли продуктивного пласта, взятых с противоположным знаком, и приняв $t=0$, $A=0$, $B=1$, $k_{ц}=-1$, а C равным абсолютной отметке поверхности водонефтяного или газоводяного контакта, с помощью программы СОВЕТ можно получить карту изолиний высоты залежи с горизонтальным водонефтяным или газоводнефтяным контактом. Если принять $k_{ц}=1$, $t=0$, $C=0$, $A=0$, $B=1$, то по программе СОВЕТ можно получить карту изолиний поля переменной z , описанного в ПЛИД.

Иначе говоря, программа СОВЕТ обладает тем же свойством, что и вышерассмотренные программы: будучи по первоначальному замыслу предназначенной для решения узкой задачи построения карт изолиний ценности при выборе в качестве целевого параметра высоты залежи, она фактически оказывается пригодной при решении многих других задач, иногда довольно далеких по своему содержанию от первоначальной задачи, но по форме выступающих в качестве ее частного случая.

Пример применения программы СОВЕТ для построения карты изолиний высоты залежи приведен на рис. 98. По результатам изучения разрезов 13 скважин, из которых только шесть попали в нефтеносную зону, залежь, как видно из рис. 98, оценивалась с помощью ОАЧГН следующим образом: простирание северо-восточное, форма клиновидная, сужающаяся на юго-запад, осложнена тремя куполами, вершины которых скважинами не вскрыты. Наиболее высокий, но узкий купол размещен близ юго-западного фланга залежи. Самый широкий, но не столь высокий купол расположен северо-западнее узкой полосы, в которой находятся все скважины, вскрывшие нефть. Небольшой куполок намечился также несколько севернее самой восточной из скважин, вскрывших нефть. Будем называть эти купола соответственно юго-западным, северо-западным и восточным.

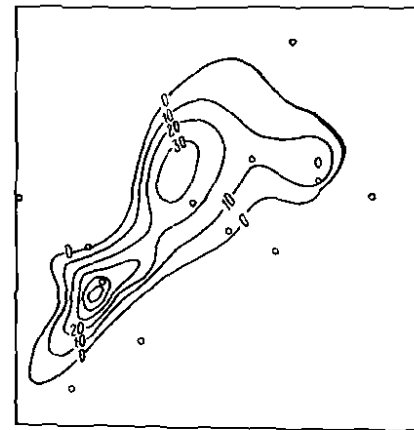


Рис. 98. Карта изолиний высоты одной залежи Пермского Прикамья, построенная программой СОВЕТ

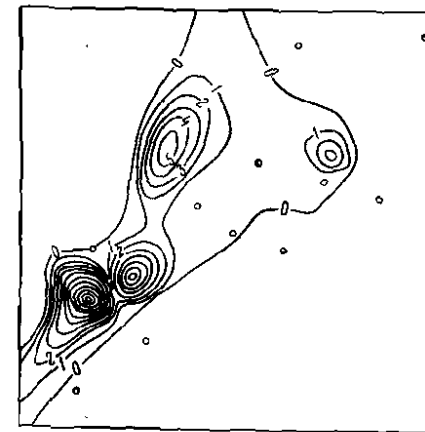


Рис. 99. Карта изолиний ценности точек площади как мест заложения очередных разведочных скважин, построенная программой СОВЕТ по тем же данным, что и карта на рис. 98.

В такой ситуации самым естественным было бы на следующей стадии разведки уточнить положения центров куполов. На рис. 99 приведена карта изолиний ценности точек площади как мест заложения очередных разведочных скважин. Карта строилась той же программой СОВЕТ. За целевой параметр ввиду слабой изученности залежи принята ее высота. Поле значений этого параметра восстанавливалось по матричному описанию поля абсолютных отметок кровли продуктивного пласта, установленных в 13 скважинах, и по отметке поверхности водонефтяного контакта, который в соответствии с результатами испытаний скважин принят горизонтальным. Поскольку скважин мало, обработка матричного описания программой ОПНП-3 значения поправочных коэффициентов A и B , нужных для получения несмещенных оценок среднеквадратических погрешностей восстановления, найти не позволила: коэффициент корреляции между квадратами фактической и теоретической погрешностей оказался близким к нулю. Поэтому меры ценности рассчитывались прямо по теоретической погрешности ($A=1$, $B=0$). Показатель предпочтения t принят равным единице (мера ценности третьего рода), т. е. считалось, что в данных условиях разумно ускорить оконтуривание залежи и нет смысла опасаться увеличения количества законтурных скважин.

При таких условиях, как видно из рис. 99 при его сопоставлении с рис. 98, программа СОВЕТ выделила в поле изолиний меры ценности четыре максимума, два самых значительных в районе юго-западного и по одному в районах северо-западного и восточного куполов. Этими максимумами фиксируются те точки площа-

ди, которые должны быть разбурены на следующей стадии разведки. Такую рекомендацию можно признать вполне разумной. Действительно, бурение двух скважин в районе юго-западного купола может иметь своим результатом существенное увеличение выявленных запасов за счет установления большей протяженности этого купола, перспективного для выявления участка с очень высокими эффективными нефтенасыщенными толщинами продуктивного пласта. Бурение скважины в районе северо-западного купола открывает значительные перспективы для обнаружения зоны высоких эффективных нефтенасыщенных толщин, а также для получения доказательств того, что к северо-западу от разбуренной части залежи действительно существует обширный нефтеносный участок, еще не вскрытый скважинами. Наконец, бурение скважины в районе восточного купола позволяет выявить более перспективную зону, чем вскрытая скважиной, расположенную несколько южнее предполагаемой вершины восточного купола.

Заметим, что точки, рекомендуемые для разбуривания, не располагаются непосредственно там, где находятся вершины куполов. Они отодвинуты по направлению от разбуренных участков к куполам несколько дальше вершин куполов, как бы в расчете на большие размеры куполов или на выход в зону склонов куполов, противоположных вскрытым скважинами.

В целом в рекомендациях программы СОВЕТ, как в данном очень простом случае, так и в более сложных ситуациях, нет ничего неожиданного, противоречащего интуиции геолога. Эффект должен достигаться не за счет качественного изменения принципов управления геологической разведкой, так как эти принципы остаются прежними (бурить в наиболее перспективных и наименее изученных зонах, учитывая реальную структуру залежи и ничем не жертвуя ради создания геометрически правильной сети), а в результате количественных эффектов, т. е. не за счет кардинального изменения конфигурации разведочной сети и порядка разбуривания, а за счет перехода к определению расстояний между скважинами путем расчета, выполняемого на основе точной формулировки возможностей и целей разведки на каждом ее этапе. Основным в этой формулировке является выбор целевого параметра и задание значения показателя предпочтения t .

Имеющийся небольшой опыт показывает, что карта изолиний ценности, построенная программой СОВЕТ, может играть роль основного документа, по которому принимается решение на бурение очередных разведочных скважин. В качестве точек, подлежащих разбуриванию, могут рассматриваться центры всех четко обособленных максимумов в поле значений меры ценности. Если нет никаких других соображений, диктующих иной порядок разбуривания, его следует намечать с учетом численных значений меры ценности в центрах максимумов: в первую очередь должны разбуриваться наиболее высокие из этих максимумов. Количество одновременно проектируемых скважин не должно превышать числа выделенных максимумов и с учетом этого ограничения оп-

ределяется, исходя из имеющегося количества буровых станков или установленных сроков окончания геологоразведочных работ.

Заметим, что теоретически наибольшего эффекта можно было бы достичь, задавая каждый раз только одну разведочную скважину в точке наиболее высокого экстремума ζ , с тем чтобы $(m+1)$ -ю скважину бурить только после получения данных по m -й скважине и обработки их (совместно с данными по ранее пробуренным скважинам) с помощью программы СОВЕТ. Однако такой подход намного удлинил бы сроки выполнения разведки. Поэтому на практике скважины приходится проектировать небольшими группами (в смысле распределения их по времени заложения) и обращаться к программе СОВЕТ при обработке материалов, полученных по каждой очередной группе скважин.

Таким образом, методы численной геометрии недр могут быть использованы не только при обобщении результатов геологоразведочных работ для создания горногеометрических моделей и подсчета запасов залежей нефти и газа, но и при выработке решений относительно дальнейших работ, т. е. для оперативного управления геологической разведкой. Программа СОВЕТ, конечно, решает задачу управления разведкой в ее наиболее простой постановке, но принцип, на котором базируется программа, по-видимому, может быть использован в ситуациях любой сложности.

Управление геологической разведкой с помощью программы СОВЕТ и ей подобных более сложных программ должно полностью устранить влияние несовершенства исходной математической модели (однородное изотропное локально-линейное поле) на результаты восстановления геологических полей и обеспечить высокую точность геометризации и подсчета запасов нефтяных и газовых залежей при одновременном сокращении объемов геологоразведочных работ. Дело в том, что с внедрением в практику программы СОВЕТ и ее более сложных аналогов автоматизированная обработка данных геологической разведки превращается в систему с обратной связью, не только оперирующую с имеющейся информацией, но и управляющую сбором информации с полным учетом результатов обобщения ранее полученных данных и особенностей методики обобщения.

§ 3. ЧИСЛЕННАЯ ГЕОМЕТРИЯ НЕДР И ПЕРСПЕКТИВЫ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ

В трех последних главах мы дали общий обзор современного состояния теории и практики применения методов численной геометрии недр при геометризации и подсчете запасов нефтяных и газовых залежей. Нужно сказать, что это направление начало развиваться сравнительно недавно, примерно с 1970 г. Поэтому потенциальные возможности численной геометрии недр раскрыты еще не полностью. Тем более знаменательным является тот факт, что численная геометрия недр уже сегодня находит применение

при решении наиболее важных и в то же время наиболее конкретных задач прикладной геологии и, пожалуй, является одним из немногих направлений в использовании математических методов и ЭВМ при обработке геологической информации, которые способны до конца справиться с задачей управления геологоразведочным процессом на основе использования количественных критериев. В этом смысле применение численно-геометрических методов при геометризации и подсчете запасов залежей полезных ископаемых должно рассматриваться как первый шаг на пути к созданию более эффективной методики геологической разведки, способной в этой или иной мере если не устранить, то хотя бы ослабить четкую тенденцию к удорожанию единицы прироста запасов, которая в течение последних десятилетий наблюдается во всех геологически хорошо изученных нефтеносных районах мира.

Дело в том, что эта тенденция имеет две причины: объективную и субъективную. Объективной причиной является постепенное сокращение количества неоткрытых крупных месторождений по мере увеличения степени изученности региона. Субъективной же причина состоит в том, что геологи пока что недостаточно эффективно используют данные по уже изученным площадям при разведке на новых площадях, расположенных близ изученных ранее. В практике нередко случается, когда подсчет запасов по той или иной новой залежи ведется вообще без учета фактических данных по соседним ранее разведанным залежам или такой учет осуществляется очень грубо, сугубо качественно. Численная геометрия недр призвана положить конец этому явлению. Учет данных по площадям, соседним с разведываемой, переводится на количественную основу. С одной стороны, на новые площади распространяются количественные характеристики структуры различных геологических полей, установленные на соседних детально изученных площадях (в первую очередь, конечно, показатели нелинейности α). С другой стороны, при восстановлении поля того или другого параметра на какой-то небольшой площади задачу можно и нужно решать не только по той информации, которая относится к данной площади, но и по информации, полученной на всех соседних площадях. Желательно, чтобы при решении задачи восстановления того или иного поля численно-геометрическим методом матричное описание поля включало данные не только по площади, для которой решается задача, но и по всем соседним площадям. Включение данных по соседним площадям еще более полезно при обращении к программе СОВЕТ и ей подобным программам управления геологической разведкой. Пока что имеется очень мало примеров использования при численно-геометрическом восстановлении полей и управлении геологической разведкой фактических данных, относящихся к площадям, соседним с рассматриваемой, что обусловлено тремя причинами: 1) отсутствием машинных банков матричных описаний полей, относящихся к различным площадям, но использующих одну и ту же систему координат; 2) малым объемом оперативной памяти и недостаточно высоким

быстродействием ЭВМ, применяющихся при подсчете запасов нефти и газа, что делает практически невозможным массовое применение численно-геометрического восстановления геологических полей по матричным описаниям, содержащим данные по 1000 или большему числу точек наблюдения; 3) существующей тенденцией оценивать запасы не по площадям, а по отдельным залежам и структурам, ведущей к тому, что нередко единая залежь оказывается в силу особенностей истории ее изучения чисто формально разбитой на ряд отдельных залежей с искусственными границами.

Все эти препятствия имеют временный характер. Создание требуемых банков данных уже начато в связи с внедрением автоматизированных систем управления в нефтедобывающих объединениях, геологоразведочных и геофизических управлениях и трестах. Машины серий БЭСМ и «Минск» быстрыми темпами заменяются более современными машинами серии ЕС. Требование бережного отношения к природным ресурсам заставляет тщательно анализировать материалы ранее проведенных геологоразведочных работ, искать нефть и газ в промежутках между нефтеносными площадями, обособленность которых друг от друга осталась недосказанной. В конечном счете это должно привести к замене приобретенного несколько бухгалтерский оттенок понятия «залежь» понятием «нефтегазоносное тело» и к отказу от практики представления запасов по нефтегазоносным телам, фактически не оконтуренным, как по залежам, контуры которых твердо установлены, в пользу практики представления запасов по площадям, границы которых определяются положением разведочных скважин и могут сечь проекции отдельных нефтегазоносных тел.

Таким образом, применение численно-геометрических методов в практике геометризации и подсчета запасов нефтяных и газовых залежей, в какой-то мере полезное уже сегодня, в дальнейшем приобретет еще большее практическое значение, станет первым шагом на пути к существенному повышению эффективности геологоразведочных работ, к более полной и точной оценке природных ресурсов, а следовательно, и к их более рациональному использованию в интересах народного хозяйства.

В методологическом разделе книги мы пытались подчеркнуть ту мысль, что подсчет запасов как определенный этап в познании месторождения имеет двойственный характер и, очевидно, его результаты также должны оцениваться двояко. С одной стороны, подсчет запасов завершается цикл геологоразведочных работ, направленных на поиск месторождения. С этих позиций важнейшей задачей подсчета является общая оценка количества нефти или газа, определяющего народнохозяйственную ценность найденного месторождения. С другой стороны, подсчет запасов — это начальный этап подготовки месторождения (залежи) к вводу в промышленную разработку. С этих позиций в процессе обобщения информации при подсчете запасов должна быть оценена степень сложности условий залегания нефти и газа, выявлены такие особенности строения их залежей, которые, может быть, не всегда влияют на результаты подсчета, на определение количества, но являются определяющими при выборе системы разработки, неучет которых может существенно повлиять на технико-экономические показатели и в первую очередь на величину конечной нефтеотдачи.

Материалы, приведенные в книге, показывают, что в настоящее время методика подсчета запасов в основном приспособлена к решению первой задачи, а именно — к определению количества нефти, газа и конденсата. Методы решения второй задачи (дифференциация запасов) в последнее время начинают находить развитие, о чем свидетельствуют многочисленные публикации по многим нефтяным районам страны и защищенные диссертации, посвященные этой проблеме. Между тем, к сожалению, необходимость решения этой задачи даже не упоминается в действующей классификации запасов нефти и газа и инструкциях по ее применению. Поскольку действующая номенклатура и классификация запасов регламентируют требования к количеству и качеству информации преимущественно с позиций обеспечения достоверного установления количества нефти, газа и конденсата, в соответствии с этим находится и современная методика разведки месторождений. При этом поступающая информация в лучшем случае достаточна лишь для правильного определения запасов, но явно недостаточна для выявления внутренней структуры залежи, знание которой необходимо для эффективного проектирования разработки. Поэтому при составлении технологических схем (или проектов) разработки мы вынуждены проектировать структуру сети эксплуатационных и нагнетательных скважин (по геометрии, плотности, размещению и т. п.) без учета внутренней структуры залежи. В результате при

эксплуатации залежи в пласте складывается устойчивая структура фильтрационных потоков, обуславливающая извлечение запасов в тех размерах, которые имеют место в настоящее время, когда нефтеотдача составляет 30—45%, лишь в наиболее благоприятных случаях превышая эти значения.

Экономия на разведке, которая заканчивается небольшим числом разведочных скважин, обеспечивающих поступление информации, необходимой для подсчета количества нефти или газа (10—30 скважин), мы составляем проектные документы по разработке при явном дефиците информации, в результате чего эти документы не могут не содержать дефектов. В дальнейшем, при разбуривании залежей по эксплуатационной сетке мы дефекты прогноза добычи и нефтеотдачи пытаемся компенсировать за счет бурения резервных скважин, число и суммарная стоимость которых во много раз больше числа и суммарной стоимости разведочных скважин.

При этом очень часто усилия не приводят к желанной цели: проектные уровни добычи и коэффициента нефтеотдачи либо вообще не достигаются и пересматриваются, либо достигаются не теми средствами, которые были первоначально запроектированы.

Вместе с тем, как видно из материалов, содержащихся в книге, нуждаются в дальнейшем существенном совершенствовании и многие вопросы, связанные с определением количеств углеводородов в недрах, т. е. с собственно подсчетом запасов.

Однако монографии по подсчету запасов нефти, газа и конденсата, изданные на сегодня, не решают полностью задач, возникших из практических потребностей. Так, например, появление новых технических устройств для получения информации и ее переработки требуют создания новых методов, общих для нефтяных районов страны.

При написании книги авторы пошли по наиболее оптимальному, на их взгляд, пути — обобщению опыта подсчета запасов, накопившегося в разных нефтяных районах страны на основе изучения различных по сложности строения, размерам, величине запасов, количеству и качеству исходной информации залежей. Понимая, что каждая залежь по-своему уникальна и всегда «вносит свои нюансы» в методы подсчета запасов, авторы полагают, что обобщение таких особенностей помогает правильному решению общих задач подсчета запасов любого месторождения на различных этапах его «жизни». Авторы далеки от мысли, что ими охвачены все назревшие и злободневные вопросы подсчета запасов с их окончательным методическим решением. Поэтому одна из целей книги состояла также и в том, чтобы привлечь внимание специалистов ко многим нерешенным вопросам подсчета запасов, указав на возможные или уже найденные методы решения тех или иных задач.

Говоря о дальнейших путях развития подсчета запасов — важного и сложного раздела нефтепромысловой геологии, являющейся основой рациональной разработки месторождений, следует сказать, что основная задача состоит в разработке и развитии ме-

тодов дифференциации запасов углеводородов по разным признакам и на основе применения современных вычислительных средств. При этом методология заключается в выработке единого подхода к разрозненным явлениям, но в сущности представляющим собой характеристики одних и тех же сторон, аспектов, особенностей систем, в качестве которых уже сегодня начинают рассматриваться нефтегазоносные пласты. Системно-структурный подход, на наш взгляд, должен стать тем фундаментом, на котором только и возможно создание комплекса тех знаний, которые обеспечат успешное решение всех задач подсчета запасов.

Авторы будут весьма признательны всем, кто сочтет возможным прислать свои замечания по книге, направленные на улучшение ее содержания и более широкий охват затронутых в ней вопросов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абасов М. Т., Гасанов Ф. Г., Оруджалиев Ф. Г. Гидродинамические расчеты разработки газоконденсатно-нефтяных и газоконденсатных месторождений. — В кн.: Вопросы разработки газоконденсатных и нефтяных месторождений. Баку, 1967, с. 143—173.
2. Абдухаликов Я. Н. Выделение карбонатных коллекторов со сложной структурой порового пространства по комплексу «исследование — испытание — исследование». — Реф. науч.-техн. сб. ВНИИОЭНГ. Сер. Нефтегаз. геол. и геофиз., 1974, № 9, с. 35—38.
3. Абрикосов И. Х. Результаты геологоразведочных работ на нефть и газ в 1960 г. и направление их на 1961—1965 гг. в Пермской области. — Геол. нефти и газа, 1961, № 8, с. 5—10.
4. Абрикосов И. Х. Нефтегазоносность Пермской области, М., Гостоптехиздат, 1963.
5. Авдусин П. П., Цветкова М. А. О структуре поровых пространств песчаных коллекторов нефти. — Докл. АН СССР, 1938, т. 20, № 2—3, с. 163—167.
6. Автоматизированная система обработки и интерпретации результатов гравиметрических измерений/О. К. Литвиненко, Ю. Г. Русьянов, М. Д. Рукин, З. Л. Сафонова. М., Недра, 1973.
7. Азаматов В. И. К методике установления кондиционных границ продуктивных неоднородных пластов в связи с оценкой их запасов и разработкой. — Геол. нефти и газа, 1973, № 1, с. 43—47.
8. Азаматов В. И., Бадьянов В. А. Опыт использования математической статистики в решении некоторых вопросов подсчета запасов нефти (на примере Ромашкинского месторождения). — В кн.: Оценка точности определения параметров залежей нефти и газа. М., 1965, с. 75—89.
9. Азаматов В. И., Гомзиков В. К., Лаптев В. В. Вопросы дифференциации запасов нефти в связи с их рациональной разработкой. — Реф. науч.-техн. сб. ВНИИОЭНГ. Сер. Нефтегаз. геол. и геофиз., 1971, № 6, с. 18—21.
10. Азаматов В. И., Гусев В. М. Методическое руководство по дифференциации пород на коллекторы различной продуктивности по промысловым и геофизическим данным. Пермь, Изд. ПермНИПИнефть, 1975.
11. Азаматов В. И., Свихнушин Н. М. Методы изучения неоднородных коллекторов в связи с оценкой запасов нефти и газа. М., Недра, 1976.
12. Акбашев Ф. С., Деметьев Л. Ф. Разделение терригенных пород на коллекторы и неколлекторы и определение эффективных мощностей в разрезе скважин. — Реф. науч.-техн. сб. ВНИИОЭНГ. Сер. Нефтегаз. геол. и геофиз., 1972, № 10, с. 38—43.
13. Акбашев Ф. С., Деметьев Л. Ф., Санин В. П. Использование результатов массового анализа керна для определения коэффициента вытеснения. — Труды СибНИИИП. Тюмень, вып. 17, 1973, с. 6—8.
14. Акчуринов И. А., Веденов М. Ф., Сачков Ю. В. Познавательная роль математического моделирования. М., Знание, 1968.
15. Альберг Дж., Нильсон Э., Уолш Дж. Теория сплайнов и ее приложения. М., Мир, 1972.
16. Альбов М. Н., Быбочкин А. Н. Рудничная геология. М., Недра, 1973.
17. Амкс Дж., Басс Д., Уайтинг Р. Физика нефтяного пласта. М., Гостоптехиздат, 1962.
18. Анисеев К. А. Аномально-высокие пластовые давления в нефтяных и газовых месторождениях. М., Недра, 1964.
19. Аронов В. И. Методы математической обработки геологических данных на ЭВМ. М., Недра, 1977.

20. *Бабаян Г. А.* Вопросы механизма нефтеотдачи. Баку, Азнефтеиздат, 1956.

21. *Багаутдинов А. К.* К вопросу установления нижнего предела некоторых параметров на примере продуктивного горизонта А₄ Соснинско-Советского месторождения нефти. — Труды Гипротомнефтегаз. Тюмень, вып. 16, 1970, с. 79—92.

22. *Багов М. С., Цой В. И., Ремнев Б. Ф.* Оценка физических свойств кернов трещиноватых пород. — Труды ГрозНИИ. Грозный, вып. 10, 1961, с. 161—171.

23. *Багов М. С., Цой В. И.* Определение трещинной пористости в образцах известняков. — Труды ГрозНИИ. Грозный, вып. 19, 1965, с. 136—138.

24. *Багов М. С., Кузьмичев Д. Н.* Сжимаемость горных пород нефтяных залежей. — В кн.: Разработка нефтяных месторождений и физика пласта. Орджоникидзе, 1970, с. 153—167.

25. *Бадьянов В. А.* Методика корреляции продуктивных пластов в условиях значительной фашиальной изменчивости (на примере горизонта Д₁ Ромашкинского месторождения). — Науч.-техн. сб. ВНИИ по добыче нефти, 1964, № 24, с. 38—45.

26. *Балацкова-Подольскова С. И., Булко И. М., Цагельский В. И.* ФОРТРАН ЭВМ «Минск-32». М., Статистика, 1975.

27. *Батурин Ю. Е.* Определение полей геолого-физических параметров численными методами. Автореф. дис. на соиск. учен. степ. канд. техн. наук. М., 1966, ВНИИнефть.

28. *Белонин М. Д.* Основные черты эволюции Соколовогорской и Багаевской структур Саратовского Поволжья. — Сов. геол., 1964, № 12, с. 90—110.

29. *Березин В. М.* Нефтеотдача образцов песчаников девона и угленосной свиты нижнего карбона Башкирии при вытеснении нефти водой. — Труды ВНИИ. М., вып. 24, 1959, с. 79—103.

30. *Березин В. М.* Фазовые проницаемости продуктивных песчаников для нефти и воды. — В кн.: Разработка и увеличение нефтеотдачи нефтяных месторождений. М., 1972, с. 34—40.

31. *Бернштейн С. Н.* Современное состояние теории вероятностей и ее приложений. Собр. соч. Т. 4. М., Наука, 1964.

32. *Богомолова А. Ф., Глазова В. М.* Влияние неоднородности нефтяных и газовых пластов на распределение остаточной воды. — Реф. науч.-техн. сб. ВНИИОЭНГ. Сер. Нефтепромысловое дело 1970, № 9, с. 5—9.

33. *Бондарик Г. К.* Основы теории изменчивости инженерно-геологических свойств горных пород. М., Недра, 1971.

34. *Борисенко З. Г., Сосон М. Н.* Подсчет запасов нефти объемным методом. М., Недра, 1973.

35. *Брудно А. Л.*, АЛГОЛ. М., Наука, 1971.

36. *Букуров Г. С.* Статистический метод определения и нейтрализации выдающихся проб при подсчете запасов. — Разв. и охрана недр, 1965, № 7, с. 10—14.

37. *Бусленко Н. П.* Предисловие редактора русского перевода. — В кн.: Х. Шенк. Теория инженерного эксперимента. М., 1972, с. 5—7.

38. *Варга Р.* Функциональный анализ и теория аппроксимации в численном анализе. М., Мир, 1974.

39. *Васильев В. А.* Язык АЛГОЛ-68. Основные понятия. М., Наука, 1972.

40. *Васильев В. М., Меркулов А. В.* Некоторые дополнения к вопросу определения нефтесодержания трещинно-кавернозных карбонатных пород. — Труды СевКавНИПИнефть. Грозный, вып. 13, 1973, с. 209—216.

41. *Ведерников П. Г.* Морфологические и структурные типы оловородных полей. — В кн.: Вопросы общей и теоретической тектоники. Хабаровск, 1974, с. 118—138.

42. *Вендельштейн Б. Ю.* Альбом монограмм и палеток для интерпретации данных геофизических методов исследования скважин. М., Гостоптехиздат, 1963.

43. *Вендельштейн Б. Ю.* Исследование разрезов нефтяных и газовых скважин методом собственных потенциалов. М., Недра, 1966.

44. *Вендельштейн Б. Ю., Ларионов В. В.* Использование данных промысловой геофизики при подсчете запасов нефти и газа. М., Недра, 1964.

45. *Вендельштейн Б. Ю., Царева Н. В.* О критериях выделения коллекторов по данным промысловой геофизики. — Изв. высш. учеб. заведений. Нефть и газ, 1969, № 6, с. 5—8.

46. *Винер И.* Кибернетика, М., Советское радио, 1958.

47. *Вирт Н.* Систематическое программирование. Введение, М., Мир, 1977.

48. *Вистелиус А. Б.* Проблемы математической геологии. — Геол. и геофиз., 1962, № 12, с. 3—10; 1963, № 12, с. 3—11.

49. *Вистелиус А. Б.* Основные типы математических решений задач современной геологии. — Разв. и охрана недр, 1964, № 6, с. 18—25.

50. *Вистелиус А. Б., Яновская Т. Б.* Программирование задач геологии и геохимии при использовании универсальных вычислительных машин. — Геол. рудн. м-ний, 1963, № 3, с. 34—49.

51. *Витвицкий Я. С., Свихнушин Н. М., Элланский М. М.* Применение многомерных связей при оценке пористости для нижнемелниловых отложений нефтяных месторождений Предкарпатья. — Науч.-техн. сб. Сер. Разв. и разраб. нефт. и газ. м-ний. Львов, Вища школа, 1974, вып. 11, с. 49—54.

52. *Влияние свойств горных пород на движение в них жидкостей/А. Бан, А. Ф. Богомолова, В. А. Максимов и др. М., Гостоптехиздат, 1962.*

53. *Волков В. А.* Об одном методе приближения геологических поверхностей. — Проблемы нефти и газа Тюмени, 1976, вып. 32, с. 61—64.

54. *Вопросы маркшейдерии и горной геометрии в нефтегазодобывающей промышленности. М., Гостоптехиздат, 1962.*

55. *Воронин Ю. А.* К проблеме создания автоматизированной системы для решения задач поиска полезных ископаемых. — В кн.: Применение математических методов и ЭВМ при поиске полезных ископаемых, Новосибирск, СО АН СССР, 1973, с. 115—167.

56. *Временная инструкция по определению нефтеотдачи пластов. М., Изд. ВНИИ, 1956.*

57. *Временное методическое руководство по определению коэффициентов нефтеотдачи залежей при подсчете запасов нефти по данным геологоразведочных работ. М., Изд. Мин-ва нефт. пром-сти, 1972.*

58. *Вычисление объемов пород при подсчете запасов нефти с помощью счетно-аналитических машин/Г. Г. Вахитов, В. И. Азаматов, Ю. С. Порман и др. — Труды ТатНИПИнефть. М., вып. 16, 1972, с. 66—76.*

59. *Гандин Л. С.* Объективный анализ метеорологических полей. М., Гидрометеоздат, 1963.

60. *Гаттенбергер Ю. П.* Влияние проницаемости пласта на положение водонефтяного контакта. — Геол. нефти и газа, 1958, № 3, с. 23—28.

61. *Геологический словарь. М., Недра, 1977. Т. 1, 2.*

62. *Геометризация залежей с применением ЭВМ при подсчете запасов нефти и газа и доразведке месторождений/И. Х. Абрикосов, Н. Н. Марков, Ю. В. Шурубор и др. — Реф. науч.-техн. сб. ВНИИОЭНГ. Сер. Нефтегаз. геол. и геоф., 1975, № 3, с. 22—24.*

63. *Геометризация месторождений полезных ископаемых. Под ред. В. А. Букринского, Ю. В. Коробченко. М., Недра, 1977.*

64. *Герасимов И. Г.* Научное исследование. М., Политиздат, 1972.

65. *Гиматудинов Ш. К.* Физика нефтяного пласта. М., Гостоптехиздат, 1963.

66. *Гиматудинов Ш. К.* Физика нефтяного и газового пласта. М., Недра, 1971.

67. *Глаговский М. М., Розенберг М. Д.* Радиальное вытеснение газированной нефти краевой водой. — Докл. АН СССР, нов. сер., 1952, т. 35, № 6, с. 1223—1226.

68. *Глумов И. Ф.* Зависимость нефтенасыщенности и нефтеотдачи пород горизонта Д₁ Ромашкинского месторождения от проницаемости и пористости. — Труды ТатНИПИ. Бугульма, вып. 4, 1961, с. 211—222.

69. *Гмид Н. С.* Изучение физических свойств пористых сред. М., Недра, 1970.

70. *Годунов С. К.* Уравнения математической физики. М., Наука, 1971.

71. *Головастов Д. С., Свищев М. Ф.* О влиянии площади поднятия на плотность сетки разведочных скважин. — Геол. нефти и газа, 1972, № 6, с. 36—41.

72. Гомзиков В. К., Емельянов Н. Н., Кочетов М. Н. К методике обоснования нижнего предела проницаемости промышленно-продуктивных коллекторов. — Труды ВНИИ. М., вып. 48, 1967, с. 45—57.
73. Горбунов А. Т. Уравнение материального баланса с учетом сжимаемости породы пласта. — Научн.-техн. сб. ВНИИ по добыче нефти, 1968, № 32, с. 47—51.
74. Гришин Ф. А. К вопросу о подсчете запасов нефти методом материального баланса. — Труды Пермск. фил. Гипростокнефть. Пермь, вып. 2, 1966, с. 85—91.
75. Гришин Ф. А. Оценка разведанных запасов нефти и газа. М., Недра, 1969.
76. Гришин Ф. А. Промышленная оценка месторождений нефти и газа. М., Недра, 1975.
77. Гудок Н. С. Изучение физических свойств пористых сред. М., Недра, 1970.
78. Дахнов В. Н. Электрические и магнитные методы исследования скважин. М., Недра, 1967.
79. Дахнов В. Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. М., Недра, 1972.
80. Дахнов В. Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород. М., Недра, 1975.
81. Дебранд Р. Теория и интерпретация результатов геофизических исследований скважин. М., Недра, 1972.
82. Дейнега Г. Н. Реализация одного алгоритма восстановления полей параметров залежей на ЭЦВМ «Минск-32». — Труды КраснодарНИПИнефть. М., вып. 21, 1971, с. 83—87.
83. Дементьев Л. Ф. Выбор рациональной величины сечения между изолиниями. — Татарская нефть, 1960, № 10, с. 22—25.
84. Дементьев Л. Ф. Статистические методы обработки и анализа промышленно-геологических данных. М., Недра, 1966.
85. Дементьев Л. Ф., Акбашев Ф. С. Об использовании нового комплексного параметра для оценки запасов нефти. — Межвуз. темат. сб.: Математические методы и ЭВМ в геологии и разработке нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири. Тюмень. Изд. ТИИ, 1976, вып. 50, с. 22—26.
86. Дементьев Л. Ф., Акбашев Ф. С., Леонтьев Е. И. О физической сущности комплексного параметра. — Труды СибНИИИП. Тюмень, вып. 22, 1974, с. 6—9.
87. Дементьев Л. Ф., Жданов М. А., Кирсанов А. Н. Применение математической статистики в нефтегазопромышленной геологии. М., Недра, 1977.
88. Дементьев Л. Ф., Кирсанов А. Н., Лапердин А. Н. Результаты апробирования интегрального метода подсчета запасов газа. — Межвуз. темат. сб.: Математические методы и ЭВМ в геологии и разработке нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири. Тюмень. Изд. ТИИ, 1976, вып. 50, с. 109—110.
89. Дементьев Л. Ф., Хитров Е. А. Энтропия нефтяного пласта. — Труды Пермск. фил. Гипростокнефть. Пермь, вып. 2, 1966, с. 3—13.
90. Дементьев Л. Ф., Хитров Е. В., Шурубор Ю. В. Применение информационных мер в нефтепромышленной геологии. — Труды ПермНИПИнефть. Пермь, вып. 10, 1974.
91. Дементьев Л. Ф., Шмидт В. И. Информационный подход к процессу разведки в связи с его оптимизацией. — Труды Тюменск. индустриальн. ин-та. Тюмень, вып. 50, 1975, с. 17—23.
92. Демушкин Ю. И. О нижнем пределе проницаемости терригенных коллекторов. — Труды Гипротомнефтегаз. Тюмень, вып. 15, 1971, с. 30—32.
93. Диагенез и катагенез осадочных образований. Под ред. Г. Ларсена, Дж. В. Чилингара. М., Мир, 1971.
94. Добрынин В. М. Физические свойства нефтегазовых коллекторов в глубоких скважинах. М., Недра, 1965.
95. Долгов В. П., Курбанов М. С., Науменко В. В. К вопросу возможности применения ЭВМ в управлении процессом разведки месторождений. — В кн.: Применение математических методов и ЭВМ при поиске полезных ископаемых. Новосибирск, 1973, с. 177—185.

96. Долицкий В. А. Геологическая интерпретация материалов геофизических исследований скважин. М., Недра, 1966.
97. Егорова И. И., Оганджанянц В. Г. Моделирование процессов вытеснения нефти из слонистых пористых сред. — Изв. АН СССР, ОНТ, Механика и машиностроение, 1960, № 3, с. 13—18.
98. Емельянов Н. Н., Гузузов Л. А. Анализ точности определения площади нефтяной залежи. — Труды ВНИИ. М., вып. 52, 1968, с. 106—112.
99. Жданов М. А. Методы подсчета подземных запасов нефти и газа. М., Гостгеолгиздат, 1952.
100. Жданов М. А. Нефтегазопромышленная геология. М., Гостоптехиздат, 1962.
101. Жданов М. А. Нефтегазопромышленная геология и подсчет запасов нефти и газа. М., Недра, 1970.
102. Жданов М. А., Лисунов В. Р., Гришин Ф. А. Методика и практика подсчета запасов нефти и газа. М., Недра, 1967.
103. Жданов М. А., Напольский М. С. Методы исчисления запасов нефти. М., Гостоптехиздат, 1948.
104. Жданов А. С., Фараонова Л. П. Обоснования нижнего предела продуктивности коллектора по ПС. — Реф. науч.-техн. сб. ВНИИОЭНГ. Сер. Геол. и геофиз., 1971, № 1, с. 35—38.
105. Зайдель А. Н. Ошибки измерений физических величин. Л., Наука, 1974.
106. Зайдель А. Р., Лохматов Г. И., Таусон Н. Н. Математические методы при построении карт в практике геологических работ. — Обзор, сер. Нефтегаз. геол. и геофиз. М., ВНИИОЭНГ, 1967.
107. Залаяев Н. З. Определение пористости и нефтенасыщенности карбонатных пород по данным электрического и радиоактивного каротажа. — В кн.: Геофизические методы поисков и разведки нефти в Припятской впадине. Минск, 1970, с. 92—97.
108. Звездин В. Г. Стадийность подсчета запасов нефти. — Труды Пермск. фил. Гипростокнефть. Пермь, вып. 6, 1971, с. 94—100.
109. Зиновьев Л. А. К расчету зависимости давления от нефтенасыщенности при режиме растворенного газа. — Науч.-техн. сб. ВНИИ, вып. 10, 1960, с. 35—41.
110. Инструкция по исследованию газоконденсатных залежей с целью определения балансовых и извлекаемых запасов конденсата и других компонентов газа. М., Недра, 1973.
111. Инструкция по применению классификации запасов к месторождениям нефти и горючих газов. Инструкция о порядке внесения, содержания и оформления материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов, представляемых для утверждения в Государственную комиссию по запасам полезных ископаемых при Совете Министров СССР (ГКЗ СССР), М., Недра, 1972.
112. Итенберг С. С. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. М., Недра, 1972.
113. Каждан А. Б. Методологические основы разведки полезных ископаемых. М., Недра, 1974.
114. Каналин В. Г., Дементьев Л. Ф., Дорошенко А. А. Группирование нефтяных залежей методами автоматической классификации. — В кн.: Использование математических методов и ЭВМ в народном хозяйстве Тюменской области. Тюмень, 1977, с. 36—38.
115. Каналин В. Г., Капралова М. К. Влияние степени вскрытия пласта в переходной зоне на динамику обводнения. — Нефть хоз-во, 1975, № 4, с. 31—34.
116. Кереселидзе В. П., Инюткина А. В. Определение пористости горных пород по шламу. — Экспресс-информация. ВНИИОЭНГ. Нефтепромышленное дело, 1974, № 14, с. 3—6.
117. Киреев Ш. Г., Свихнушин Н. М. Результаты испытания и эксплуатации интервала переходной зоны от нефти к воде на Азякаевской площади. — Реф. науч.-техн. сб. ВНИИОЭНГ. Сер. Нефтегаз. геол. и геофиз., 1964, № 9, с. 23—27.
118. Кноринг Л. Д. К вопросу о формировании пористости песчаных пород. — Докл. АН СССР, 1971, т. 201, № 6, с. 1457—1461.

119. Ковальчук Н. Р., Предтеченская Н. С. Подготовка нефтяных и газовых месторождений к подсчету запасов и разработке. М., Недра, 1977.
120. Ковальчук Ю. А., Санин В. П. К обоснованию водонефтяного контакта залежей, имеющих переходную зону (на примере залежей БС₁—БС₂ Усть-Балыкского месторождения). — Труды Гипротюменнефтегаз. Тюмень, вып. 35, 1975, с. 25—30.
121. Коган И. Д. Подсчет запасов и геолого-промышленная оценка рудных месторождений. М., Недра, 1974.
122. Колганов В. И., Сургучев М. Л., Сазонов Б. Ф. Обводнение нефтяных скважин и пластов. М., Недра, 1965.
123. Комаров А. И. О составлении литологических карт при изучении строения нефтяного резервуара. — Труды ТатНИИ. М., вып. 12, 1968, с. 94—100.
124. Комаров В. Л., Морозов Р. Б. Определение начальной нефтенасыщенности по данным метода сопротивлений. — Труды УФНИИ. Уфа, вып. 17, 1967, с. 153—158.
125. Кондрушкин Ю. М., Листенгаerten В. М., Созина В. С. О коэффициенте нефтеотдачи залежи нефти ПК свиты восточной части площади Раманы Балахан-Сабунчи-Раманинского месторождения. — Нефт. хоз.-во, 1965, № 8, с. 18—22.
126. Конев П. Н., Чалов Б. Я., Шурубор Ю. В. Определение положения областей сноса по результатам изучения обломочного кварца. — Литол. и полезн. ископ., 1975, № 1, с. 127—133.
127. Коротаев Ю. П. Комплексная разведка и разработка газовых месторождений. М., Недра, 1968.
128. Косыгин Ю. А. Основы тектоники. М., Недра, 1974.
129. Косыгин Ю. А., Воронин Ю. А. Геологическое пространство как основа структурных построений. Статическое геологическое пространство. — Геол. и геофиз., 1965, № 9, с. 3—12.
130. Котяхов Ф. И. Основы физики нефтяного пласта. М., Гостоптехиздат, 1956.
131. Котяхов Ф. И. Приближенный метод определения запасов нефти в трещиноватых породах. — Нефть. хоз.-во, 1956, № 4, с. 40—46.
132. Котяхов Ф. И. Совместное использование индикаторных кривых и кривых восстановления давления для оценки запасов нефти в коллекторах трещинового типа. — Геол. нефти и газа, 1966, № 2, с. 51—60.
133. Котяхов Ф. И. Методика определения коллекторских свойств горных пород по результатам анализа керна и гидродинамическим данным. М., Недра, 1975.
134. Котяхов Ф. И. Физика нефтяных и газовых коллекторов. М., Недра, 1977.
135. Котяхов Ф. И., Кузьмичев Ю. А., Мельникова Ю. С. Использование керна, отобранного на известково-битумном растворе, для оценки коллекторских свойств пород. — Труды ВНИИ. М., вып. 54, 1968, с. 56—75.
136. Кочетов М. Н. Особенности подсчета запасов нефти в неоднородных пластах. — Реф. науч.-техн. сб. ВНИИОЭНГ. Сер. Нефтегаз. геол. и геофиз., 1976, № 3, с. 34—37.
137. К прогнозированию конечной нефтеотдачи по геолого-геофизическим данным/М. Т. Абасов, Ч. А. Султанов, Т. М. Багаров и др. — Реф. науч.-техн. сб. ВНИИОЭНГ. Сер. Нефтегаз. геол. и геофиз., 1974, № 5, с. 18—20.
138. Крамбейн У., Грейбилл Ф. Статистические методы в геологии. М., Мир, 1969.
139. Кузнецов Э. М., Фролов Е. Ф. Методика оценки точности карт в изолиниях на примере структурной карты пласта IX месторождения Озек-Суат. — Труды ВНИИ. М., вып. 52, 1968, с. 86—93.
140. Куликович А. Е. Основы машинной интерпретации каротажных диаграмм. Киев, Наукова думка, 1974.
141. Кундин С. А. О величине остаточной газонасыщенности при вытеснении нефти водой. — Научн.-техн. сб. ВНИИ, вып. 12, 1961, с. 57—62.
142. Кутуков А. В., Чернышев И. А. О живецко-нижнефранских отложениях

- платформенной части Пермской области. — Труды ВНИГНИ. М., вып. 36, 1963, с. 48—59.
143. Ларионов В. В. Радиометрия скважин. М., Недра, 1969.
144. Ларионов В. В., Фарманова Н. В. Расчленение карбонатных коллекторов верхнемелового возраста Восточного Предкавказья по структуре порового пространства при помощи данных промысловой геофизики. — Труды МИНХ и ГП. М., вып. 56, 1965, с. 153—161.
145. Латышова М. Г., Вендельштейн Б. Ю., Тузов В. П. Обработка и интерпретация материалов геофизических исследований скважин. М., Недра, 1975.
146. Леворсен А. И. Геология нефти. М., Гостоптехиздат, 1958.
147. Леворсен А. И. Геология нефти и газа. М., Мир, 1970.
148. Лохматов Г. И., Алаев Т. Г. О применении электронных вычислительных машин при тектоническом анализе геологических структур. — В кн.: Математические методы геохимических исследований. М., 1966, с. 99—118.
149. Максимов М. И. Геологические основы разработки нефтяных месторождений. М., Недра, 1965.
150. Максимов М. М., Рыбницкая Л. П. Математическое моделирование процессов разработки нефтяных месторождений. М., Недра, 1976.
151. Мамуна В. Н., Требин Г. Ф., Ульянский Б. В. Экспериментальное исследование пластовых нефтей. М., ГОСИНТИ, 1960.
152. Марголин А. М. Геостатистика Ж. Матерона и проблемы статистического анализа результатов разведки. — Послесловие к книге Ж. Матерона «Основы прикладной геостатистики». М., Мир, 1968, с. 387—407.
153. Марголин А. М. Оценка запасов минерального сырья. Математические методы. М., Недра, 1974.
154. Марков Н. Н. Сравнительная оценка методов подсчета запасов нефти в карбонатном коллекторе. — Труды Пермск. фил. Гипровостокнефть. Пермь, вып. 2, 1966, с. 92—99.
155. Марков Н. Н., Залазаев Г. И., Щербина В. Д. Типы залежей нефти терригенной толщи девона на юге Пермской области. — Труды Пермск. фил. Гипровостокнефть. Пермь, вып. 2, 1966, с. 151—155.
156. Марков Н. Н., Звездин В. Г. Перспективы прироста разведанных запасов нефти и газа Куединской группы месторождений. — Труды Пермск. фил. Гипровостокнефть. Пермь, вып. 4, 1969, с. 145—150.
157. Марков Н. Н., Звездин В. Г. Подсчет запасов и геологическая информация на разных стадиях, разбуренности месторождения. — Труды Пермск. фил. Гипровостокнефть. Пермь, вып. 6, 1971, с. 89—93.
158. Марков Н. Н., Ленских М. К., Шурубор Ю. В. Построение карт нефтенасыщенной мощности на ЭВМ при подсчете запасов нефти и газа. — Реф. науч.-техн. сб. ВНИИОЭНГ. Сер. Нефтегаз. геол. и геофиз., 1977, № 8, с. 44—47.
159. Маркшейдерское дело в нефтегазодобывающей промышленности. М., Недра, 1968.
160. Матвеев И. М. Определение коэффициента сжимаемости трещин карбонатных коллекторов по промысловым данным. — Реф. науч.-техн. сб. ВНИИОЭНГ. Сер. Нефтепромысловое дело, 1963, № 3, с. 3—97.
161. Математические методы при выяснении механизма формирования емкостных свойств карбонатных коллекторов/Ю. В. Шурубор, Г. А. Дурьманова, Л. Ю. Данилова, В. Н. Быков. — В кн.: Геология и нефтеносность Камско-Кинельских прогибов. Казань, 1970, с. 174—179.
162. Матерон Ж. Основы прикладной геостатистики. М., Мир, 1968.
163. Махмудов А. Х., Якуцени В. П. Методы подсчета запасов гелия. — Реф. науч.-техн. сб. ВНИИОЭНГ. Сер. Нефтегаз. геол. и геофиз. 1965, № 11, с. 33—36.
164. Меркулов А. В., Васильев В. М. К вопросу определения нефтенасыщения трещинно-кавернозных карбонатных пород. — Труды СевКавНИПИнефть. Грозный, вып. 13, 1973, с. 204—209.
165. Методика определения кондиций для пересчета запасов нефти на примере горизонта Д₁ одной из площадей Татарии/Л. Ф. Дементьев, И. Ф. Глузов, И. П. Чоловский, Г. К. Ченцова. — Труды ВНИИ. М., вып. 36, 1962, с. 167—179.

166. *Методика* определения параметров залежей нефти и газа для подсчета запасов объемным методом/В. С. Мелик-Пашаев, М. Н. Кочетов, А. В. Кузнецов, Л. П. Долгина. М., Гостоптехиздат, 1963.
167. *Методика* поисково-разведочных работ на нефть и газ/М. В. Абрамович, Г. Е. Айзенштейн, Г. И. Алексеев и др. М., Недра, 1964.
168. *Методическое* руководство по количественной оценке перспектив нефтегазоносности. М., Изд. ВНИГРИ, ВНИГНИ, ИГиРГИ, ВНИИГаз, 1973.
169. *Методические* указания о проведении геологоразведочных работ по стадиям (твердые полезные ископаемые). М., Изд. Мингео СССР, 1975.
170. *Микаэлян Ш. С., Мосунов Ю. А.* О переходной зоне и ВНК нефтяных месторождений Среднего Приобья. — Труды Гипротюменнефтегаз. Тюмень, вып. 16, 1970, с. 41—46.
171. *Мирчик М. Ф., Фейгин М. В.* Оценка современного состояния запасов нефти высшей категории. — Геол. нефти и газа, 1967, № 11, с. 34—39.
172. *Моделирование* нефтеотдачи пластов для оценки извлекаемых запасов/М. Т. Абасов, Ч. А. Султанов, З. Ш. Мамед-Заде и др. — Изв. АН АзССР. Сер. Науки о Земле, 1975, № 1, с. 9—14.
173. *Моделирование* природных режимов нефтяных месторождений/М. Т. Абасов, Ч. А. Султанов, Ю. М. Кондрушкин и др. — Изв. АН АзССР. Сер. Науки о Земле, 1975, № 6, с. 45—51.
174. *Муравьев И. М., Крылов А. П.* Эксплуатация нефтяных месторождений. М., Гостоптехиздат, 1962.
175. *Мухарский Э. Д., Лысенко В. Д.* Проектирование разработки нефтяных месторождений платформенного типа. М., Недра, 1972.
176. *Некоторые* вопросы изучения нефтеотдачи методами статистики и теории вероятностей с применением ЭВМ «Минск-32»/М. Т. Абасов, Ч. А. Султанов, Ю. М. Кондрушкин и др. — Изв. АН АзССР. Сер. Науки о Земле, 1972, № 3, с. 21—24.
177. *Некоторые* результаты вытеснения нефти водой из неоднородной пористой среды/А. А. Боксерман, М. Д. Розенберг, С. А. Куидин и др. — Науч.-техн. сб. ВНИИ по добыче нефти, 1965, вып. 28, с. 3—8.
178. *Об оценке* коллекторских свойств нефтяных пластов по керну/Ф. И. Котяхов, Ю. С. Мельникова, В. Т. Морозова, Ю. А. Кузьмичев. — Труды ВНИИ. М., вып. 48, 1967, с. 67—85.
179. *Оден Дж.* Конечные элементы в нелинейной механике сплошных сред. М., Мир, 1976.
180. *О некоторых* методах определения коэффициента нефтеотдачи при вытеснении нефти водой/Ф. И. Котяхов, Ю. С. Мельникова, С. А. Серебрянников и др. — Труды ВНИИ. М., вып. 24, 1959, с. 37—64.
181. *О необходимости* учета запасов нефти в переходной зоне как объекта возможной эксплуатации/В. П. Санин, Ю. А. Чекишев, Ю. А. Ковальчук, Н. Д. Евко. — Геол. нефти и газа, 1975, № 1, с. 39—43.
182. *О построении* модели горизонта для рациональной системы разработки/С. А. Султанов, В. И. Азаматов, И. Б. Розенберг, Ш. Б. Киреев. — Труды ТатНИПИнефть. Бугульма, вып. 24, 1974, с. 70—77.
183. *Определение* петрофизических характеристик по образцам. Под ред. В. Н. Дахнова. М., Недра, 1977.
184. *Оптимизация* разведки нефтяных месторождений/Е. Ф. Фролов, Н. Е. Быков, Р. А. Егоров, А. Я. Фурсов. М., Недра, 1976.
185. *Опыт* построения структурных карт с использованием программ для ЭВМ «Минск-32»/Ю. В. Шурубур, Н. Н. Марков, З. М. Фахрудинова, М. К. Ленских. — Экспресс-информация. ВНИИОЭНГ, Сер. Нефтегаз. геол. и геофиз., 1975, № 3, с. 10—11.
186. *Орлинский Б. М.* Контроль за разработкой залежей нефти геофизическими методами. М., Недра, 1977.
187. *Ованесов Г. П., Фейгин М. В.* К вопросу о подтверждении запасов нефти категорий C_1 и C_2 . — Геол. нефти и газа, 1975, № 8, с. 7—14.
188. *Орлов Л. И., Ручкин А. В., Свихнушин Н. М.* Влияние промывочных жидкостей на физические свойства коллекторов нефти и газа. М., Недра, 1976.
189. *Особенности* воднения и эффективность вытеснения нефти из пласта

- С: Мухановского месторождения/В. И. Колганов, В. С. Ковалев, Б. Ф. Сазонов и др. — Труды Гипровостокнефть. Куйбышев, вып. 13, 1971.
190. *Оценка* объема нефтегазонасыщенных пород с помощью ЭЦВМ/Ю. В. Шурубур, Н. Н. Марков, Г. Л. Русакова, А. С. Шариев. — Экспресс-информация. ВНИИОЭНГ. Сер. Нефтегаз. геол. и геофиз., 1974, № 7, с. 2—6.
191. *Порометрические* характеристики продуктивных карбонатных пород месторождений Припятской впадины/Н. М. Свихнушин, В. А. Регуш, Г. П. Ставкин, Т. В. Буденко. — Геол. нефти и газа, 1975, № 8, с. 59—62.
192. *Перспективы* дальнейших поисков нефти и газа в пределах Пермского Прикамья/С. А. Винниковский, И. Х. Абрикосов, И. М. Мельник и др. — Геол. нефти и газа, 1969, № 7, с. 1—7.
193. *Пирсон С. Д.* Учение о нефтяном пласте. М., Недра, 1967.
194. *Подразделение* геологоразведочного процесса на стадии (твердые полезные ископаемые). М., Изд. Мингео СССР, 1975.
195. *Подсчет* запасов нефти и газа/М. А. Жданов, В. Р. Лисунов, А. В. Вельчко, Ф. А. Гришин. М., Гостоптехиздат, 1959.
196. *Покровская Г. Н., Калабин Ю. Я.* О содержании воды в продуктивных песчаниках III пласта Ярегского месторождения. — Геол. нефти и газа, 1960, № 12, с. 45—49.
197. *Покровская Г. Н., Касов А. С.* О нижних пределах проницаемости продуктивных пластов месторождений Западной Сибири. — Труды Гипротюменнефтегаз. Тюмень, вып. 16, 1970, с. 92—105.
198. *Построение* структурных карт с помощью ЭВМ «Минск-32»/Ю. В. Шурубур, Г. Л. Русанова, Н. Н. Марков, З. М. Фахрудинова. — Экспресс-информация. ВНИИОЭНГ. Сер. Нефтегаз. геол. и геофиз., 1974, № 10, с. 1—3.
199. *Правила* разработки нефтяных месторождений и эксплуатации скважин. М., Изд. ЦНИИТЭнефтегаз, 1964.
200. *Применение* ЭВМ для определения нефтегазонасыщенного объема при подсчете запасов нефти и газа/Ю. В. Шурубур, Н. Н. Марков, М. К. Ленских, В. И. Сивцова. — Реф. науч.-техн. сб. ВНИИОЭНГ. Сер. Нефтегаз. геол. и геоф., 1977, № 3, с. 24—26.
201. *Принципы* промышленной оценки и разработки нефтяной оторочки газового месторождения/Н. М. Николаевский, М. Д. Розенберг, П. Н. Шейн и др. М., ГОСИНТИ, 1960.
202. *Прогнозирование* коэффициента продуктивности скважин по комплексу геолого-промысловых данных (на примере месторождения Хасси-Месауд)/А. Мегатели, Х. Мальти, И. И. Абызбаев и др. — Геол. нефти и газа, 1970, № 11, с. 39—45.
203. *Проектирование* разработки нефтяных месторождений/А. П. Крылов, П. М. Белаш, Ю. П. Борисов и др. М., Гостоптехиздат, 1962.
204. *Промысловая* геофизика. Сб. статей, вып. 3. М., Гостоптехиздат, 1959.
205. *Разработка* газовых и газоконденсатных месторождений при упруговодонапорном режиме. М., ВНИИГазпром, 1968.
206. *Разработка* залежей нефти со смешанным режимом/М. Т. Абасов, Ю. М. Кондрушкин, Б. М. Листенгартен, Ч. А. Султанов. — Изв. АН АзССР. Сер. Науки о Земле, 1967, № 5, с. 108—113.
207. *Рассохин Г. В., Леонтьев А. И.* К вопросу о режимах разработки газовых (газоконденсатных) залежей. — Газовое дело, 1968, № 11, с. 3—7.
208. *Рац М. В.* Структурные модели в инженерной геологии. М., Недра, 1973.
209. *Родионова Д. А.* Статистические методы разграничения геологических объектов по комплексу признаков. М., Недра, 1968.
210. *Розенберг И. Б.* Выбор метода определения объема пород при подсчете запасов нефти (на примере горизонта D_1 Ромашкинского месторождения). — В кн.: Доклады молодых ученых ТатНИИ на V научной конференции. Казань, 1969, с. 38—40.
211. *Розов М. А.* Проблемы эмпирического анализа научных знаний. Новосибирск, Наука, 1977.
212. *Руководство* по добыче, транспорту и переработке природного газа/Д. Л. Катц, Д. Корнелл, Р. Кобаяши и др. М., Недра, 1965.

213. *Русанова Г. Л.* Об эффективности восстановления полей степенными полиномами с весовыми множителями. — Тезисы докл. I науч.-техн. конф. молодых ученых. Пермь, Изд. ПермНИПИнефть, 1974, с. 91—92.
214. *Рухин Л. Б.* Основы литологии. Л., Недра, 1969.
215. *Рыжов П. А.* Геометрия недр. М., Недра, 1964.
216. *Рыжов П. А., Гудков В. М.* Применение математической статистики при разведке недр. М., Недра, 1966.
217. *Савинский И. Д.* Применение математических методов и ЭВМ при выборе разведочных сетей и построении планов в изолиниях. М., Недра, 1974.
218. *Салин Ю. С., Соловьев В. А.* Геология и геометрия. — В кн.: Вопросы общей и теоретической тектоники. Хабаровск, Изд. ДВНЦ АН СССР, 1974, с. 53—73.
219. *Самарский А. А.* Введение в теорию разностных схем. М., Наука, 1971.
220. *Саттаров М. М.* Метод расчета темпов обводнения залежи в условиях водонапорного режима. — Труды УФНИИ. Уфа, вып. 7, 1961, с. 189—201.
221. *Свижнушин Н. М.* Некоторые вопросы методики интерпретации результатов геофизических исследований в неглинистых коллекторах с межзерновым типом пористости. — В кн.: Геология и разработка нефтяных месторождений. — Труды УкрГипроНИИнефть. М., вып. 18, 1976, с. 21—27.
222. *Свижнушин Н. М., Адамский Е. И., Леськив И. В.* О возможностях методов промысловой геофизики при изучении песчано-глинистых пород газовых месторождений Предкарпатского прогиба. — В кн.: Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений. Львов, Изд. Львовск ун-та, 1972, с. 64—70.
223. *Свижнушин Н. М., Азаматов В. И.* Методы изучения неоднородных коллекторов при оценке кондиций и подсчете запасов. М., Недра, 1971.
224. *Сидоров А. Н.* Математическая постановка задачи подсчета геологических запасов нефти и газа. — Труды ЗапСибНИГНИ. Новосибирск, 1976, вып. 108, с. 5—20.
225. *Сидоров А. Н., Торопов С. В.* К вопросу оценки точности карт в изолиниях. — Проблемы нефти и газа Тюмени, 1976, вып. 31, с. 62—65.
226. Синтез современного научного знания. М., Наука, 1973.
227. *Скотт Р., Сондак Н.* ПЛ/1 для программистов. М., Статистика, 1977.
228. *Смехов Е. М.* Трещинные коллекторы нефти и газа. Л., Недра, 1973.
229. *Смирнов Н. В., Дунин-Барковский И. В.* Курс теории вероятностей и математической статистики в технических приложениях. М., Наука, 1969.
230. *Соловьев В. А.* Тектоника континентов. Хабаровск, Хабаровское книжное изд-во, 1975.
231. *Сосон М. Н., Борисенко М. Н.* К вопросу определения границ распространения коллекторов в неоднородных пластах при их фациальном замещении. — Реф. науч.-техн. сб. ВНИИОЭНГ. Сер. Нефтегаз. геол. и геофиз., 1973, № 4, с. 24—26.
232. *Сохранов Н. Н.* Изучение переходной зоны продуктивных пластов по электрокаротажу. — Труды ВНИИГеофизика. Москва, вып. 24, 1960, с. 160—185.
233. *Сохранов Н. Н.* Машинные методы обработки и интерпретации результатов геофизических исследований скважин. М., Недра, 1973.
234. *Статистическая оценка конечной нефтеотдачи по залежам Азербайджана/М. Т. Абасов, Ч. А. Султанов, Б. М. Листенгартен и др.* — Геол. нефти и газа, 1974, № 2, с. 21—25.
235. *Стратиграфия и математика/А. М. Боровиков, Н. Г. Горелова, Ю. А. Воронин, А. А. Коковаленко.* Хабаровск, Хабаровское книжное изд-во, 1974.
236. *Султанов С. А.* Контроль за заводнением нефтяных пластов. М., Недра, 1974.
237. *Султанов С. А., Сафин В. Г., Азаматов В. И.* Определение начального водонефтяного контакта по РМ и БЭЗ. — Нефт. хоз-во, 1966, № 10, с. 40—43.
238. *Султанов С. А., Свижнушин Н. М.* Использование методов промысловой геофизики для изучения нефтеотдачи пласта. М., Недра, 1967.

239. *Томашпольский Л. М.* Нефть и газ. Проблемы и прогнозы. М., Недра, 1975.
240. *Точность определения вторичной пористости методом комплексной интерпретации материалов БКЗ—НГК/Л. П. Брагина, Ю. Г. Епифанов, Л. А. Романова, Г. А. Шнурман.* — В кн.: Разведочная геофизика. М., 1972, вып. 50, с. 146—152.
241. *Трофименко Г. Л.* Выделение газоносных коллекторов по комплексу геофизических данных. — В кн.: Геофизические исследования на Украине. Киев, 1972, с. 164—169.
242. *Трофименко Г. Л.* Определение эффективной мощности по комплексу геофизических данных. — В кн.: Геофизические исследования на Украине. Киев, 1973, с. 108—111.
243. *Тхостов Б. А.* Начальные пластовые давления в нефтяных и газовых месторождениях. М., Гостоптехиздат, 1960.
244. *Уминов В. Г.* Исследование точности методов определения объемов залежей нефти и газа. — Труды СевКавНИПИнефть. Грозный, вып. 10, 1971, с. 151—159.
245. *Ушаков И. Н.* Горная геометрия. М., Гостоптехиздат, 1962.
246. *Фаттахов Б. З.* Экономически допустимый минимальный размер запасов нефти, приходящихся на одну скважину. Реф. науч.-техн. сб. Сер. Экономика нефтедобывающей промышленности, 1968, № 5, с. 27—34.
247. *Федин Л. М.* О формировании зоны проникновения в трещинно-кавернозных коллекторах. — В кн.: Нефтяная и газовая промышленность. Киев, 1973, вып. 4, с. 11—13.
248. *Федоров Е. К.* Экологический кризис и социальный прогресс. М., Гидрометеоиздат, 1977.
249. *Федынский В. В.* Разведочная геофизика. М., Недра, 1970.
250. *Физико-геологические проблемы повышения нефтегазоотдачи пластов/М. Ф. Мирчинк, А. Х. Мирзаджанзаде, Ю. В. Желтов и др.* М., Недра, 1975.
251. *Формы геологических тел.* Под ред. Ю. А. Косыгина, В. А. Кулындышева, В. А. Соловьева. М., Недра, 1977.
252. *Фролов Е. Ф.* Результаты предварительных исследований точности подсчета запасов нефти. — Труды ВНИГНИ. М., вып. 36, 1962, с. 154—156.
253. *Фролов Е. Ф., Егоров Р. А., Фурсов М. Я.* О методах оценки степени достоверности параметров залежей нефти и газа. — Геол. нефти и газа, 1972, № 3, с. 31—36.
254. *Ханин А. А.* Остаточная вода в коллекторах нефти и газа. М., Недра, 1963.
255. *Ханин А. А.* Породы-коллекторы нефти и газа нефтегазоносных провинций СССР. М., Недра, 1973.
256. *Ханин А. А.* Петрофизика нефтегазовых коллекторов. М., Недра, 1976.
257. *Четвериков Л. И.* Теоретические основы моделирования тел полезных ископаемых. Воронеж, Изд. Воронежск. ун-та, 1968.
258. *Четвериков Л. И.* Теоретические основы пробы. — В кн.: Применение математических методов и ЭВМ при поиске полезных ископаемых. Новосибирск, 1973, с. 73—91.
259. *Чоловский И. П.* Методы геолого-промыслового анализа при разработке крупных нефтяных месторождений. М., Недра, 1966.
260. *Шапиро Д. А., Касимов Р. С.* Определение кондиционных значений коллекторских и геофизических параметров с учетом экономических критериев и мощности пласта. — Реф. науч.-техн. сб. ВНИИОЭНГ. Сер. Нефтегаз. геол. и геофиз., 1970, № 7, с. 31—34.
261. *Шарапов И. П.* Логический анализ некоторых проблем геологии. М., Недра, 1977.
262. *Шафрановский И. И., Плотников Л. М.* Симметрия в геологии. М., Недра, 1975.
263. *Ширковский А. И.* Новые методы расчета газонасыщенности, газоотдачи, начальных запасов газа и испарения связанной воды при разработке залежей и подземном хранении газа. М., Изд. ВНИИЭГазпром, 1967.
264. *Шмыгля П. Т.* Разработка газовых и газоконденсатных месторождений. М., Недра, 1967.

265. Шурубор Ю. В. Об интегрировании геологических функций, заданных картами изолиний. — Труды ППИ. Пермь, 1975, вып. 1, с. 229—231.

266. Эффективность проведения доразведки на Куединской группе месторождений/И. Х. Абрикосов, Н. М. Марков, Г. И. Залазаев, М. К. Ленских. — Геол. нефти и газа, 1976, № 9, с. 31—33.

267. Эфрос Д. А. Исследование фильтрации неоднородных систем. М., Гостоптехиздат, 1963.

268. Эфрос Д. А., Оноприенко В. П. Моделирование линейного вытеснения нефти водой. — Труды ВНИИ. М., вып. 12, 1958, с. 331—361.

269. Юсупова А. В. Оптимальное согласование полей геолого-физических параметров в целях анализа разработки нефтяных месторождений. Автореф. дис. на соиск. учен. степени канд. техн. наук. Уфа БашНИПИнефть 1970.

270. Юфа Б. Я. Способ выделения ураганных проб. — Разведка и охрана недр, 1962, № 8, с. 19—23.

271. Якжин А. А. Поиски и разведка месторождений полезных ископаемых. М., Гостоптехиздат, 1959.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие (Л. Ф. Дементьев)	3
Раздел I	
НЕКОТОРЫЕ ВОПРОСЫ МЕТОДОЛОГИИ ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ НЕФТИ, ГАЗА И КОНДЕНСАТА	
Глава I. Современные тенденции в развитии прикладного геологического знания (Л. Ф. Дементьев)	7
Глава II. Принципы системно-структурного подхода к изучению нефтега- зовых залежей (Л. Ф. Дементьев)	18
§ 1. Принципы исследования статических геологических систем	22
§ 2. Структурно-системный подход к нефтегазовым залежам при подсче- те запасов	30
Глава III. Методы количественной оценки запасов нефти, газа и кон- денсата	37
§ 1. Сущность объемного метода (Н. М. Марков, Ю. В. Шурубор)	37
§ 2. Современные направления исследований по совершенствованию объемного метода подсчета запасов нефти (В. И. Азаматов, Л. Ф. Дементьев)	44
§ 3. Метод материального баланса (А. В. Меркулов, Н. Н. Марков)	46
§ 4. Статистический метод (Ю. М. Кондрушкин, Ч. А. Султанов)	53
§ 5. Подсчет запасов свободного газа по падению пластового давления (Ю. М. Кондрушкин, Ч. А. Султанов)	54
§ 6. Подсчет запасов растворенного в нефти газа, конденсата и сопутст- вующих компонентов (Н. Н. Марков)	55
Глава IV. Дифференциация запасов нефти в связи с требованиями рациональной разработки (В. И. Азаматов)	58
Глава V. Номенклатура, классификация и оценка точности подсчета про- мышленных запасов нефти, газа и конденсата	64
§ 1. Номенклатура запасов (Л. Ф. Дементьев, В. И. Азаматов)	64
§ 2. Действующая классификация запасов (Л. Ф. Дементьев, В. И. Азаматов, Ю. М. Кондрушкин, Ч. А. Султанов)	72
§ 3. Оценка точности подсчета запасов (Н. Н. Марков, А. В. Меркулов)	83
Раздел II	
ВОПРОСЫ МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ ПОДСЧЕТНЫХ ПАРАМЕТРОВ, ПОДСЧЕТА И ПЕРЕСЧЕТА ЗАПАСОВ НЕФТИ, ГАЗА И КОНДЕНСАТА	
Глава VI. Емкость коллекторов нефти и газа	102
§ 1. Точечная оценка емкостных характеристик карбонатных коллекторов (А. В. Меркулов)	102
§ 2. Факторы, влияющие на оценку емкости коллекторов в объеме за- лежи (Н. М. Свихнушин)	114
	377

§ 3. Определение расчетной величины пористости пластов большой толщины (А. В. Меркулов)	125
Глава VII. Общая и эффективная толщина нефтегазонасыщенных пластов (Н. М. Свихнушин)	139
§ 1. Выделение коллекторов и определение толщины пластов по результатам исследования керна	140
§ 2. Выделение коллекторов и определение их толщины по геофизическим данным	141
Глава VIII. Нефтегазонасыщенность коллекторов и площадь нефтегазонасыщенности залежи	152
§ 1. Некоторые аспекты оценки коэффициентов нефтеводонасыщенности коллекторов (В. И. Азаматов, А. В. Меркулов)	152
§ 2. Методы определения положения водонефтяного (газоводяного) контакта (Н. М. Свихнушин, В. И. Азаматов)	160
§ 3. Площадь нефтегазонасыщенности. Кондиции (В. И. Азаматов, Л. Ф. Деметьев, Н. М. Свихнушин)	174
§ 4. Экономическое обоснование кондиционных границ пород-коллекторов при подсчете запасов нефти и разработке залежей (В. И. Азаматов)	182
Глава IX. Нефтегазоотдача продуктивных пластов	184
§ 1. Режим залежей и нефтегазоотдача (Ю. М. Кондрушкин, Ч. А. Султанов)	184
§ 2. Нефтеотдача пластов (Ю. М. Кондрушкин, Ч. А. Султанов, В. И. Азаматов)	194
§ 3. Газоотдача пластов (Ю. М. Кондрушкин, Ч. А. Султанов)	207
Глава X. Пластовое давление, температура и физические свойства нефти и газа	212
§ 1. Влияние пластового давления и температуры на оценку запасов нефти и газа (А. В. Меркулов)	212
§ 2. Плотность нефти, давление насыщения, коэффициент сжимаемости (А. В. Меркулов, Ю. М. Кондрушкин, Ч. А. Султанов)	217
§ 3. Объемный коэффициент пластовой нефти (Ю. М. Кондрушкин, Ч. А. Султанов)	222
Глава XI. Пример подсчета запасов нефти, газа и конденсата в пластовой сводовой залежи на месторождении геосинклинальной области (Ю. М. Кондрушкин, Ч. А. Султанов)	226
§ 1. Краткая промыслово-геологическая характеристика месторождения и рассматриваемой нефтегазоконденсатной залежи	226
§ 2. Обоснование подсчетных параметров	229
§ 3. Подсчет начальных балансовых и извлекаемых запасов нефти, газа и конденсата объемным методом	236
Глава XII. Пример подсчета запасов нефти в карбонатных коллекторах трещинно-кавернового типа (А. В. Меркулов)	239
§ 1. Краткая характеристика продуктивных отложений	239
§ 2. Определение объема нефтесодержащих пород	240
§ 3. Расчет оценки вторичной пустотности и определение коэффициента нефтенасыщенности	245

§ 4. Определение коэффициента извлечения нефти	246
§ 5. Определение плотности нефти и пересчетного коэффициента, подсчет запасов объемным методом	249
§ 6. Контроль результатов подсчета запасов методом материального баланса и на основе использования нефтеотдающей емкости	250
Глава XIII. Пересчет запасов нефти, газа и конденсата (Н. Н. Марков)	252
§ 1. Общая последовательность подсчета запасов	252
§ 2. Анализ изменения категоричности запасов	255
§ 3. Анализ изменения представлений о структурном плане	259
§ 4. Анализ изменения расчетных параметров	260
§ 5. Пример анализа изменения точности оценок подсчетных параметров и продуктивного объема при пересчете запасов	261
Глава XIV. Пример оценки выработки запасов нефти на основе их дифференцированного подсчета (В. И. Азаматов)	263
Раздел III АВТОМАТИЗАЦИЯ РАБОТ ПО ПОДСЧЕТУ ЗАПАСОВ НЕФТИ, ГАЗА И КОНДЕНСАТА	
Глава XV. Общие принципы автоматизации работ по подсчету запасов (А. Е. Куликович)	266
§ 1. Значение, современное состояние и перспективы автоматизации подсчета запасов	266
§ 2. Системы обработки данных	270
§ 3. Системное математическое обеспечение	272
§ 4. Информационно-поисковые системы	274
Глава XVI. Алгоритмизация обработки каротажных диаграмм (А. Е. Куликович)	278
§ 1. Расчленение разреза по каротажным диаграммам, отсчет характерных значений	280
§ 2. Определение типа пласта	286
§ 3. Количественная интерпретация промыслово-геофизических данных	290
Глава XVII. Теоретические основы применения ЭВМ при геометризации залежей для подсчета запасов объемным методом (Ю. В. Шурубор)	295
§ 1. Традиционная форма горногеометрического моделирования	295
§ 2. Методы численной экстраинтерполяции полей геологических переменных	298
§ 3. Основы численной геометрии недр	310
§ 4. Особенности применения методов численной геометрии недр при подсчете запасов нефти и газа	322
Глава XVIII. Программы геометризации и подсчета запасов залежей нефти и газа, базирующиеся на алгоритмах численной геометрии недр (Ю. В. Шурубор, Н. Н. Марков)	326
§ 1. Краткая характеристика комплекса программ геометризации и подсчета запасов	326
§ 2. Пример изучения структуры геологического поля с помощью программы ОПНП-3	340
§ 3. Примеры применения программ восстановления полей и подсчета запасов	344
	379

Глава XIX. Автоматизация подсчета запасов и управление геологоразведочными работами (Ю. В. Шурубор)	351
§ 1. Мера ценности точек площади как мест заложения очередных разведочных скважин	351
§ 2. Программа СОВЕТ	354
§ 3. Численная геометрия недр и перспективы повышения эффективности геологоразведочных работ на нефть и газ	359
Заключение (Л. Ф. Дементьев, В. И. Азаматов)	362
Список литературы	365

Уважаемый товарищ!

ИЗДАТЕЛЬСТВО «НЕДРА»
ГОТОВИТ К ПЕЧАТИ НОВЫЕ КНИГИ

БЕЛОНИН М. Д., ГОЛУБЕВА В. А., СКУБЛОВ Г. Т.

Факторный анализ в геологии. 20 л. 1 р. 40 к.

Систематизированы сведения по основам факторного анализа и особенностями его применения при решении геологических задач. Рассмотрены общие принципы подхода к построению моделей геологических процессов. Показана роль факторного анализа в системе методов обработки геологических данных. Освещен опыт практического применения факторного анализа при решении задач нефтяной геологии (при изучении процессов изменения нефтей, классификации коллекторов, формирования углеводородных скоплений) и при комплексном изучении магматических образований (при геохимических исследованиях). Приведено полученное впервые решение экстремальных задач на многообразиях Грассмана.

Для широкого круга геологов различных специальностей, интересующихся применением математических методов и ЭВМ в геологии.

КУНИН Н. Я.

Подготовка структур к глубокому бурению для поиска залежей нефти и газа.
20 л. 1 р. 40 к.

Рассматривается совокупность вопросов, связанных с состоянием и совершенствованием методики поисков и подготовки структур к глубокому бурению на территории СССР. Анализируются возможности различных геологических и геофизических методов и целесообразность их комплексирования. Излагаются приемы и методика оценки качества подготовки структур, точности и достоверности построения структурных карт, анализа и выбора первоочередных объектов для ввода в глубокое бурение.

Для широкого круга геологов и геофизиков, производственных и научно-исследовательских организаций, аспирантов и студентов старших курсов вузов и факультетов нефтяного профиля.

НЕФТЕГАЗОВАЯ промышленность зарубежных стран
(1938—1978 гг.): Статистический справочник.
Под ред. М. С. Моделевского. 14 л. 75 к.

В табличной форме приведены статистические данные о динамике основных показателей нефтегазовой промышленности за рубежом (добыче, запасах, потреблении, переработке, экспорте, импорте, бурении, стоимости разведки и разработки, ценах). Сообщается о наиболее-важных открытиях, возрасте и глубине залегания продуктивных горизонтов на суше и акватории. Охарактеризованы геолого-экономические показатели освоения больших глубин.

Для широкого круга работников нефтяной промышленности, геологов, экономистов, буровиков, преподавателей и студентов вузов факультетов нефтяного профиля.

СПРАВОЧНИК по нефтепромысловой геологии.
Быков Н. Е., Долина Л. П., Максимов М. И. и др.
50 л. 3 р. 20 к.

Содержит всестороннее освещение вопросов промысловой геологии в периоды подготовки к эксплуатации и разработки месторождения. В первом разделе изложены методы геологопромыслового анализа. Основное внимание уделено методам, обеспечивающим максимальную детальность изучения объекта и его свойств, а также способам обработки результатов наблюдений и измерению. Во втором разделе рассматриваются главные задачи геологопромыслового анализа в той последовательности, в которой они решаются на практике, комплексирование методов исследования, способы обработки информации с использованием геолого-математических моделей и ЭВМ.

Для геологов-нефтяников и промысловиков, работающих в производственных и научно-исследовательских организациях. Может быть полезна преподавателям, аспирантам и студентам нефтяных вузов и факультетов.

ЧЕРНИКОВ О. А.

**Литологические исследования
в нефтепромысловой геологии.**
15 л. 80 к.

Рассматриваются особенности вещественного состава и структуры вмещающих нефть пород, влияние их на коллекторские свойства, закономерности пространственного размещения отложений, обладающих различными емкостными свойствами в пределах залежи, строение продуктивных пластов, методы исследования и классификации коллекторов.

Отражено влияние не только литологических особенностей пород-коллекторов на разработку залежи, но и процессов разработки на структурные характеристики пород-коллекторов, что сказывается на полноте извлечения нефти из залежи.

Для геологов-нефтяников, литологов, инженеров-промысловиков.

ХАРБУХ Дж., Доуветон Дж., Дейвис Дж.
**Применение вероятностных методов
в поисково-разведочных работах на нефть:**
Пер. с англ. 18 л. 1 р. 60 к.

Обобщен опыт применения указанных методов в различных геологических условиях на территории США. Показана эффективность использования системного анализа, имитационного моделирования поисково-разведочного процесса и условий размещения месторождений, машинной обработки данных при построении различного рода структурных карт, вероятностного прогноза наличия месторождений. Особое внимание уделено неструктурным ловушкам. Приведен краткий словарь терминов, употребляемых при использовании математического аппарата и ЭВМ в нефтяной геологии.

Для широкого круга геологов, геофизиков, экономистов, преподавателей вузов; может быть использована в практике поисково-разведочных работ в нашей стране.

Интересующие Вас книги Вы можете приобрести в местных книжных магазинах, распространяющих научно-техническую литературу, или заказать через отдел «КНИГА — почтой» магазинов:

№ 17 — 199178, Ленинград, В. О., Средний проспект, 61;

№ 59 — 127412, Москва, Коровинское шоссе, 20.

Издательство «Недра»

Леонид Федорович Дементьев,
Юрий Владимирович Шурубор,
Венер Идиатуллович Азаматов,
Юрий Михайлович Кондрушкин,
Арнольд Евгеньевич Куликович,
Николай Николаевич Марков,
Анатолий Васильевич Меркулов,
Николай Михайлович Свихнушин,
Чапай Али оглы Султанов

ОЦЕНКА ПРОМЫШЛЕННЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ,
ГАЗА И ГАЗОКОНДЕНСАТА

Редактор издательства *Г. П. Ванторина*
Переплет художника *О. В. Камаева*
Художественный редактор *В. В. Шутько*
Технический редактор *Л. Я. Голова*
Корректор *Л. М. Кауфман*

Сдано в набор 04.08.80. Подписано в печать 20.01.81. Т-03834.
Формат 60×90^{1/16}. Бумага типографская № 2.
Гарнитура «Литературная». Печать высокая.
Усл. печ. л. 24,0. Уч.-изд. л. 27,57.
Тираж 1650 экз. Заказ 1799/6269-7. Цена 1 р. 70 к.

Издательство «Недра», 103633, Москва, К-12,
Третьяковский проезд, 1/19.

Московская типография № 6 Союзполиграфпрома
при Государственном комитете СССР
по делам издательства, полиграфии и книжной торговли.
109088, Москва, Ж-88, Южнопортовая ул., 24.