И.С.ГУТМАН

МЕТОДЫ ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА

Допущено Министерством высшего и среднего образования СССР в качестве учебника для студентов вузов, обучающихся по специальности «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений»



МОСКВА „НЕДРА" 1985

УДК 553.98.048(075.8)

Гутман И. С. Методы подсчета запасов нефти и газа: Учебник для вузов. — М.: Недра, 1985. — 223 с.

Рассмотрены запасы, перспективные и прогнозные ресурсы нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов. Разъясняется их значение и место в суммарных ресурсах страны. Приведена классификация запасов и ресурсов. Изложены методы подсчета запасов и оценки ресурсов. Показаны особенности подсчета и пересчета запасов на различных стадиях изученности залежей, а также методические аспекты подсчета запасов на ЭВМ.

Для студентов вузов, обучающихся по специальности «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений».

Табл. 19, ил. 72, список лит. — 24 назв.

Рецензенты:

кафедра промысловой геологии нефти и газа Тюменского индустриального института;

В. В. Стасенков, канд. геол.-минер. наук (Министерство нефтяной промышленности)

Г $\frac{1904050000-492}{043(01)-85}$ 102-85

© Издательство «Недра», 1985

Предисловие

В «Основных направлениях экономического и социального развития СССР на 1981—1985 годы и на период до 1990 года» отмечена необходимость увеличения разведанных запасов минерально-сырьевых ресурсов, в первую очередь топливно-энергетических.

Перед работниками нефтяной и газовой промышленности, а также геологической службы страны стоит ответственная задача по наращиванию запасов нефти, газа и конденсата.

Подсчет запасов и оценка ресурсов нефти, газа и конденсата основываются на детальном изучении недр и синтезируют в себе все сведения, полученные в процессе поисков, разведки и разработки залежей: данные изучения минералогических и петрографических особенностей пород, физики пласта и физико-химических свойств флюидов, результаты полевых и промыслово-геофизических исследований, сведения об условиях формирования залежей нефти, газа и конденсата, о закономерностях размещения их в недрах и т. д., данные петрофизического изучения нефтегазоносных толщ, опробования и испытания скважин, опытно-промышленных работ и разработки залежей, результаты промыслово-геологического изучения залежей и процессов, протекающих при их разработке.

Достижение указанных рубежей в значительной мере зависит от достоверности осуществляемых подсчетов запасов месторождений и перспективных ресурсов, а также оценок прогнозных ресурсов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов. Необходимость повышения достоверности количества и качества запасов и комплексного изучения недр закреплено «Основами законодательства Союза ССР и союзных республик о недрах».

В настоящее время при производстве работ по подсчету запасов и оценке ресурсов широко применяются методы теории вероятности и математической статистики, все больше внедряется практика подсчета запасов и оценки ресурсов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов на ЭВМ.

Таким образом, совершенно очевидна непосредственная связь рассматриваемого курса, представляющего собой составную часть промысловой геологии нефти и газа, с фундаментальными теоретическими и прикладными науками.

Учебник по подсчету запасов нефти и газа издается впервые. До сих пор вопросы подсчета запасов и оценки ресурсов рассматривались в отдельных разделах учебников М. А. Жданова «Промысловая геология нефти и газа», «Нефтегазопромысловая геология»; «Нефтегазопромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа». В связи с необходимостью более полного освещения методов подсчета запасов и оценки ресурсов нефти и газа в середине 70-х годов соответствующие разделы нефтегазопромысловой ге-

логии были выделены в самостоятельный курс, что и обусловило необходимость издания учебника. Однако в настоящем учебнике полностью сохранена преемственность между нефтегазопромысловой геологией и другими дисциплинами специальности 0103 «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений». В связи с этим основное внимание уделено непосредственно методам подсчета запасов и оценки ресурсов и способам расчета средних значений параметров.

Введение

Почти 100 лет прошло со времени выхода в свет первой русской работы по подсчету запасов нефти: в 1888 г. горный инженер А. М. Коншин опубликовал результаты подсчета запасов нефти объемным методом по Ильскому и Крымскому районам Кубани. Второй подсчет запасов был выполнен тем же автором по старым Бакинским площадям. В основу его были положены статистические данные о добыче за период 1873—1892 гг. по центральной части Балаханской площади. Обратив внимание на постоянное снижение годовой добычи и предположив, что темп ее снижения будет оставаться постоянным, А. М. Коншин определил остаточные запасы нефти. Таким образом, в этом подсчете впервые в мировой практике была применена статистика, а сам метод, основанный на ее использовании, впоследствии В. В. Билибиным был назван статистическим. В этой же работе А. М. Коншин впервые применил и метод удельных плотностей запасов нефти по площади для оценки запасов на еще неразведанных участках.

С началом века связано появление классификаций запасов. Первой была разработана такая классификация для рудных полезных ископаемых. Исходя из различной изученности рудных блоков горными выработками было признано целесообразным выделить три категории запасов, одна из которых (видимые запасы) соответствовала полной оконтуренности запасов (подготовленности), другая (вероятные запасы) — частичной, а третья категория (возможные запасы) характеризовала запасы, не проверенные горными выработками и поэтому не оцениваемые количественно. На этом принципе была построена первая классификация Лондонского института горного дела и металлургии (1907 г.), которой пользовались в России в начале века и для подсчета запасов нефти. Среди работ этого времени следует отметить подсчет запасов объемным методом по Грозненскому району, выполненный И. Н. Стрижевым (1905 г.), и подсчет запасов тем же методом по Грозненскому и Майкопскому районам, осуществленный С. И. Чарноцким в 1916—1917 гг. и опубликованный в 1922 г.

На XI сессии Международного геологического конгресса в 1912 г. категории запасов были обозначены по степени изученности индексами А, В и С.

После национализации нефтяной промышленности в Советской республике работы по подсчету запасов были признаны работами первостепенной важности как основа для планирования нефтяной промышленности. С этого времени у нас в стране они стали проводиться систематически.

Придавая огромное значение этим вопросам, ВСНХ СССР в 1928 г. образовал при Геолкоме комиссию, на которую была воз-

ложена работа по подсчету запасов нефти в стране. Результаты этой работы были опубликованы в 1929 г. Подсчет основывался на классификации, разработанной для запасов нефти.

В этой классификации все нефтяные земли по запасам были разделены на две группы — с выясненной и предполагаемой нефтеносностью.

В первой группе было выделено три категории запасов, которым присваивались соответствующие индексы и названия:

А — подготовленные запасы, т. е. запасы, которые можно извлечь при работе скважин до минимально рентабельного дебита;

В — разведанные запасы, т. е. запасы, которые можно извлечь с оконтуренной нефтеносной площади;

С — предполагаемые запасы, т. е. запасы, которые можно извлечь из месторождений вне установленного контура нефтеносности или с площади, недостаточно разведанной бурением. В связи с такой формулировкой запасы категории С предполагалось разделить на подгруппы C_1 и C_2.

Земли с предполагаемой нефтеносностью было решено разделить на две категории, учитывающие:

а) площади, геологически изученные;

б) площади, возможно нефтеносные, но требующие геологического изучения.

Таким образом, впервые была предпринята попытка максимально учесть все запасы в недрах, а также подразделить их по степени изученности. Тот же принцип был положен в основу классификации запасов нефти, разработанной И. М. Губкиным в 1932 г.

И. М. Губкин впервые предложил оценивать запасы более глубоких горизонтов, выделил в особую категорию запасы новых площадей (в настоящее время — перспективные ресурсы), а также запасы отдельных районов (прогнозные ресурсы). Для суммирования запасов всех категорий он ввел понятие «общие геологические запасы».

Указанные методические соображения послужили основой подсчета общих геологических запасов Большой Эмбы, выполненного в 1933 г. под руководством И. М. Губкина.

Период 1928—1932 гг. характеризуется заметными сдвигами в области развития и совершенствования методов подсчета запасов. В эти годы систематически по районам проводились конференции под общим руководством С. И. Миронова. В результате был усовершенствован объемный метод, создан его объемно-статистический вариант. В связи с тем что разработка залежей в то время велась на естественном режиме, наиболее точным считался метод подсчета запасов по кривым производительности. В. В. Билибин применил для этого метода аппарат математической статистики. Он же предложил назвать запасы подгруппы C_2 перспективными и для их подсчета в перспективных структурах разработал методику статистической обработки параметров объемного метода по данным известных залежей. В частности, ему принадлежит идея определения вероятной продуктивной площади на перспективных структурах на основе соотношения высоты выявленной залежи с высотой структуры, установленного на месторождении-аналоге.

На состоявшейся в 1937 г. XVII сессии Международного геологического конгресса основным был вопрос подсчета запасов. И. М. Губкин в своем докладе изложил результаты подсчета запасов в СССР. В связи с подготовкой к XVII сессии был в стране выполнен ряд обобщений по итогам разведочных работ и балансу запасов нефти. В частности, такие работы были осуществлены в 1936 г. под руководством С. Б. Шумилина и М. А. Жданова. Эти же ученые в 1937 г. впервые подсчитали запасы газа СССР.

Большую роль в деле систематизации работ по подсчету запасов полезных ископаемых сыграло образование в 1935 г. Центральной комиссии по запасам полезных ископаемых (ЦКЗ), которая в 1940 г. была реорганизована во Всесоюзную комиссию по запасам полезных ископаемых (ВКЗ) — высший государственный орган по утверждению запасов всех видов полезных ископаемых[1]. В обязанности ВКЗ вменялись также разработка новых классификаций запасов полезных ископаемых, создание инструкций по их применению для подсчета запасов, а также апробации методов подсчета. Свою деятельность ВКЗ начала с разработки «Классификации запасов твердых полезных ископаемых», которая была утверждена в 1941 г. Вслед за этим ВКЗ приступила к разработке классификации запасов нефти.

«Классификация запасов месторождений нефти и горючих газов» 1942 г. регламентировала категоризацию запасов как нефтяных, так и газовых месторождений. В утвержденной ВКЗ «Инструкции по применению классификации запасов к месторождениям нефти и газа» были изложены конкретные требования к обоснованию запасов той или иной категории. Впервые в этой Классификации введены понятия о двух группах запасов: извлекаемых и внебалансовых (неизвлекаемых). В дальнейшем названия этих групп изменились.

Первые послевоенные годы были ознаменованы широким развитием работ в Волго-Уральской провинции. Появление множества новых залежей потребовало выработки единых требований к подсчету и учету запасов нефти и газа, а также к подготовленности залежей для промышленного освоения в зависимости от степени их изученности. Это нашло отражение в «Классификации запасов месторождений нефти и газа» 1953 г. В частности, проектирование разработки месторождения (залежи) и выделение капитальных вложений на строительство промысловых объектов и промышленных сооружений разрешалось на базе запасов категорий $A_1+A_2+B+C_1$, причем доля первых трех должна была составлять не менее 40 %, а запасов A_1+A_2 — не менее 15 %.

В эти годы существенно развиваются методы подсчета запасов нефти и газа. Развитие объемного метода шло по пути совершен-

[1] В 1953 г. ВКЗ была переименована в Государственную комиссию по запасам полезных ископаемых (ныне ГКЗ СССР).

ствования методик определения параметров, создания новых методов промыслово-геофизических исследований и т. п. Одновременно в практику подсчета запасов стали внедряться методы, основанные на принципе материального баланса. В значительной мере этому способствовала публикация работ М. А. Жданова в 1949 г. и В. Н. Щелкачева в 1952 г. Эти методы широко применялись в тех районах, где геологи столкнулись с коллекторами сложного типа (на месторождениях Грозного, Ставропольского края, Украины). С тем же периодом связана разработка метода падения пластового давления для подсчета запасов свободного газа.

Широкий размах поисково-разведочных работ в послевоенные годы обусловил необходимость максимального учета запасов нефти и газа в недрах. В 1957—1958 гг. ВНИИГазом под руководством В. Г. Васильева была произведена оценка внекатегорийных запасов газа, получивших название прогнозных. Эта оценка охватывала территорию всей страны. В связи с составлением семилетнего (1959—1965 гг.) плана развития народного хозяйства страны институты ВНИГНИ, ВНИГРИ и ВНИИГаз совместно с геологическими организациями республик, краев и областей произвели оценку прогнозных и перспективных (C_2) запасов нефти и газа по всей территории СССР. Начиная с этого периода оценки прогнозных запасов по стране стали осуществляться периодически раз в пятилетие. Естественно, появление новой группы запасов должно было найти отражение в классификации запасов.

В «Классификации запасов месторождений (залежей) нефти и горючих газов» 1959 г. были выделены запасы нефти и газа:

а) балансовые, удовлетворяющие кондициям и горнотехническим условиям эксплуатации;

б) забалансовые, разработка которых в настоящее время нерентабельна.

В балансовых запасах нефти и конденсата учитывались извлекаемые запасы.

В новой классификации было выделено четыре категории запасов: А, В, C_1 и C_2.

Подготовленность запасов для обоснования проектирования разработки и выделения капиталовложений в промысловое и промышленное строительство определялась утвержденными запасами категорий $A+B+C_1$, в числе которых доля запасов $A+B$ должна была составлять не меньше 30—40 %, а категорий А — 10—30 % (в зависимости от размеров месторождений).

Кроме того, впервые предусматривалось в необходимых случаях для оценки потенциальных возможностей развития нефтяной и газовой промышленности определение прогнозных запасов на основе общих геологических представлений.

В 1962 г. большим коллективом известных геологов (Н. И. Буялов, В. Г. Васильев, Н. С. Ерофеев и др.) была опубликована работа, в которой синтезировались все имеющиеся сведения в области методов прогнозирования запасов нефти и газа. Этот труд сыграл огромную роль в постановке работ по подсчету прогнозных

запасов в нашей стране и за рубежом, дальнейшему совершенствованию классификаций и методов подсчета. Он способствовал кардинальному изменению отношения к прогнозированию со стороны промышленности и планирующих органов.

60-е годы характеризуются значительным расширением географии нефти и газа — это нефтяные и газовые месторождения в Западной Сибири, Коми АССР, Казахской ССР, газовые месторождения в Якутской АССР, Туркменской ССР и других районах нашей страны.

Естественно, требования Классификации 1959 г. в части подготовленности залежей для их промышленного освоения перестали соответствовать ускоренным темпам развития нефтяной и газовой промышленности. К тому же соблюдение регламентированных классификацией небольших расстояний между разведочными скважинами вело к задержке ввода крупных залежей в разработку. Чтобы не сдерживать ввод новых месторождений в разработку, ГКЗ СССР в своей практической деятельности разрешала проектирование разработки и выделение капитальных вложений на строительство промысловых объектов и промышленных сооружений на базе запасов со значительно меньшим, чем предусмотрено в Классификации, удельным весом запасов категории В, а иногда и на базе запасов только категории C_1. Все это повлекло необходимость пересмотра требований к степени изученности запасов этой категории, поскольку принцип «получения промышленного притока хотя бы в одной скважине» для крупных месторождений был неприемлем.

Эти изменения были закреплены «Классификацией запасов месторождений нефти и горючих газов» 1970 г. В ней было сохранено четыре категории, но существенно повышены требования к категории C_1. Подготовленность залежей для промышленного освоения определялась новой классификацией, исходя из соотношений запасов категорий В и C_1, утвержденных ГКЗ СССР. Месторождение сложного строения разрешалось вводить в разработку на основе запасов категории C_1. Для небольших залежей допускались исключения, предусматривающие ввод в разработку на базе оперативно подсчитанных запасов, принятых ЦКЗ министерства и ведомств, с последующим утверждением их в ГКЗ СССР не более чем в трехлетний срок.

Наряду с категорийными запасами (А, В, C_1 и C_2), подсчитываемыми по отдельным месторождениям и площадям, для оценки потенциальных возможностей нефтегазоносных провинций, областей и районов Классификацией предусматривалось определение прогнозных запасов на основе общих геологических представлений.

Большое значение с 70-х годов приобрела коллективная апробация результатов прогнозных оценок, которую возглавили руководители геологических служб Мингео СССР, Миннефтепрома, а также ведущие специалисты ряда научно-исследовательских институтов: Н. С. Ерофеев, В. В. Семенович, Г. П. Ованесов, В. Г. Васильев, А. А. Трофимук, С. П. Максимов, М. Ф. Мирчинк, В. П. На-

ливкин, Н. А. Еременко, И. Х. Абрикосов, И. П. Жабрев, А. Г. Алексин и др.

В 1971 г. при ВНИГНИ был организован Научный совет по совершенствованию методики подсчета и классификации прогнозных запасов нефти и газа под председательством С. П. Максимова.

Научный совет начал свою деятельность с широкого обсуждения и глубокого изучения всех фактических материалов, относящихся к прогнозной оценке нефтегазоносности суши и акваторий, методов прогнозирования и классификации прогнозных запасов. В результате в 1973 г. было разработано «Методическое руководство по количественной оценке перспектив нефтегазоносности».

Благодаря работам известных советских ученых А. А. Бакирова, М. Д. Белонина, Н. И. Буялова, И. В. Высоцкого, М. А. Жданова, А. Э. Конторовича, С. П. Максимова, В. Д. Наливкина, С. Г. Неручаева, И. И. Нестерова, А. А. Трофимука, В. И. Шпильмана и др. были разработаны основные принципы качественной оценки нефтегазоносности недр, базирующейся на комплексном учете четырех главнейших критериев: тектонического, литолого-стратиграфического, геохимического и гидрогеологического.

Использование в практике прогноза математических методов — кластер-анализа, аппарата распознавания образов и др. — позволило научно обоснованно проводить сравнение хорошо разведанных (эталонных) участков с расчетными на прогнозной территории и т. п.

В 60-е — 70-е годы существенно увеличилось число методов количественной оценки прогнозных запасов. К середине 60-х годов основными были методы удельных плотностей запасов и усредненной структуры, объединяемые под названием метода сравнительного геологического анализа. Для оценки потенциальных ресурсов слабо изученных нефтегазоносных территорий наряду с методом удельных плотностей запасов применялся объемно-генетический метод.

В практике прогнозирования стали использоваться методы, основанные на широком применении математического аппарата: метод количественных геологических аналогий структурно-вероятностный и метод с использованием аппарата распознавания образцов. Позднее были разработаны методы основанные на определении (в разных модификациях) числа залежей разных размеров на прогнозных территориях; методы с использованием регрессионного и факторного анализов и т. п.

На математической основе совершенствуется объемно-статистический метод, применяемый для определения начальных потенциальных ресурсов. Развивается также и объемно-генетический метод.

В 70-е годы сформировалась еще одна группа методов прогнозной оценки — историко-статистические, основанные на учете кривых освоения ресурсов. Значительное внимание стало уделяться также раздельному прогнозированию нефтеносности и газоносности.

Для 70-х годов характерно и дальнейшее развитие методов подсчета запасов нефти, газа и конденсата.

Совершенствование объемного метода осуществлялось в направлении повышения достоверности определения отдельных параметров. Появились новые, более информативные методы промыслово-геофизических исследований. Благодаря повышению детальности изучения керна стало возможным дифференцировать запасы по типам коллекторов и типам пустотного пространства. В эти годы были разработаны различные варианты определения кондиционных пределов параметров продуктивных пластов и методические основы их учета при подсчете запасов. В результате подсчет запасов нефти и газа объемным методом получил солидную научную основу в виде комплексного изучения неоднородности продуктивных пластов. Комплексное изучение неоднородности ведется с применением математических методов и ЭВМ. Подсчет запасов нефти и газа объемным методом на ЭВМ становится обычным явлением.

Определенный прогресс наметился в практике подсчета запасов нефти и газа методами, основанными на принципе материального баланса. Вступление многих залежей в старых нефтяных районах страны в позднюю стадию разработки стимулировало развитие статистических методов по данным разработки залежей в поздней стадии. В 70—80 годы в различных отраслевых институтах разработаны и внедрены гидродинамические методы определения коэффициента извлечения нефти.

В апреле 1983 г. Советом Министров СССР утверждена «Классификация запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов» [12]. Она разработана коллективом ГКЗ СССР в соответствии с требованиями «Основ законодательства Союза ССР и союзных республик о недрах». Целью новой Классификации было дальнейшее совершенствование научной и производственной деятельности геологических организаций в деле укрепления сырьевой базы страны.

Раздел первый.

Запасы и ресурсы нефти, газа и конденсата

Глава I.

ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ «КЛАССИФИКАЦИИ ЗАПАСОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, ПЕРСПЕКТИВНЫХ И ПРОГНОЗНЫХ РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГОРЮЧИХ ГАЗОВ» И ИНСТРУКТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ, РАЗРАБОТАННЫХ НА ЕЕ ОСНОВЕ

§ 1. СУЩНОСТЬ КЛАССИФИКАЦИИ ЗАПАСОВ И РЕСУРСОВ

Характерная черта советских классификаций запасов месторождений полезных ископаемых вообще и нефти и газа в частности — их научная обоснованность. Классификация запасов — это нормативные научно-методические документы, синтезирующие накопленный опыт поисков, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений. Классификации, действовавшие у нас в стране в 40-е — 70-е годы, сыграли огромную роль в создании за сравнительно короткий срок мощной минерально-сырьевой базы важнейших отраслей экономики страны — нефтяной и газовой промышленности. Открытие и быстрые темпы освоения Волго-Уральской, Западно-Сибирской, Амударьинской, Днепровско-Припятской нефтегазоносных провинций страны, а также Южно-Мангышлакской нефтегазоносной области и др. — яркое тому свидетельство. Классификации запасов определяли тактику и стратегию поисков, разведки, геолого-экономической оценки и разработки месторождений нефти и газа, научные принципы планирования прироста запасов и масштабы добычи нефти и газа. Советские классификации послужили основой таких же классификаций в странах СЭВ.

«Классификация запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов» 1983 г. устанавливает:

единые для СССР принципы подсчета и государственного учета запасов месторождений и перспективных ресурсов нефти и горючих газов[1] в недрах по степени их изученности и народнохозяйственному значению;

условия, определяющие подготовленность разведанных месторождений для промышленного освоения;

основные принципы оценки прогнозных ресурсов нефти и газа.

[1] Под горючими газами подразумеваются природные углеводородные газы — свободный газ, газ газовых шапок и газ, растворенный в нефти. В дальнейшем именуются «газ».

Ее применение к запасам месторождений и перспективным ресурсам нефти и газа определяется «Инструкцией по применению Классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов», а методические принципы количественной оценки прогнозных ресурсов — «Методическими указаниями по количественной оценке прогнозных ресурсов нефти, газа и конденсата».

В новой Классификации запасов и ресурсов нашли отражение современные научные положения о необходимости прослеживания последовательного ряда в зависимости от степени изученности и обоснованности: запасы месторождений — перспективные ресурсы — прогнозные ресурсы. Запасы месторождений и перспективные ресурсы нефти и газа подсчитываются и учитываются в государственном балансе запасов полезных ископаемых СССР по результатам геологоразведочных работ и разработки месторождений. Прогнозные ресурсы нефти и газа, наличие которых лишь предполагается на основе общих геологических представлений, теоретических предпосылок и по результатам геологических, геофизических и геохимических исследований, оцениваются в пределах крупных регионов, нефтегазоносных провинций, акваторий, областей, районов. Порядок проверки произведенных оценок прогнозных ресурсов определяется Министерством геологии СССР, Министерством нефтяной промышленности и Министерством газовой промышленности.

§ 2. КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ИЗУЧЕНИЮ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В Классификации запасов и ресурсов 1983 г. отражены требования комплексного и рационального использования природных ресурсов, на что обращено особое внимание в «Основных направлениях экономического и социального развития СССР на 1981—1985 годы и на период до 1990 года», а также в «Основах законодательства Союза ССР и союзных республик о недрах».

Рациональное и комплексное использование природных ресурсов основывается на комплексном изучении месторождений и в значительной мере определяется вовлечением в промышленное освоение наряду с основными попутных ископаемых и компонентов. Это способствует повышению экономического потенциала месторождений, созданию безотходной и малоотходной технологии, повышению эффективности мероприятий по охране окружающей среды.

На нефтяных и газовых месторождениях к основным полезным ископаемым относятся нефть и горючие газы. В соответствии с «Требованиями к комплексному изучению месторождений и подсчету запасов попутных полезных ископаемых и компонентов» утвержденными ГКЗ СССР в 1982 г., к попутным полезным ископаемым относятся минеральные комплексы (горные породы, руды, подземные воды, рассолы), добыча которых при разработке основ-

ного полезного ископаемого и использование в народном хозяйстве являются экономически целесообразными. К попутным полезным компонентам относятся заключенные в полезных ископаемых минералы, металлы и другие химические элементы и их соединения, которые при переработке полезных ископаемых могут быть рентабельно извлечены и использованы в народном хозяйстве страны.

В зависимости от форм нахождения, связи с основными для данного месторождения полезными ископаемыми и с учетом требований, предъявляемых промышленностью к разработке, попутные полезные ископаемые и компоненты подразделяются на три группы.

К I группе относятся попутные полезные ископаемые, образующие самостоятельные пласты, залежи или рудные тела в породах, вмещающих основное полезное ископаемое. Применительно к нефтяным и газовым месторождениям это подземные воды продуктивных пластов или водоносных горизонтов, содержащие повышенные концентрации иода, брома, бора, соединений магния, калия, лития, рубидия, стронция и других компонентов, а также подземные воды, пригодные для бальнеологических, теплоэнергетических и иных целей.

Ко II группе относятся компоненты, заключенные в полезном ископаемом и выделяемые при его добыче (сепарации) в самостоятельные продукты. В нефтяных залежах это растворенный (попутный) газ, а в газоконденсатных — конденсат. В Классификации запасов и ресурсов 1983 г. они рассматриваются как основные полезные ископаемые.

К III группе относятся попутные полезные компоненты, присутствующие в составе основного полезного ископаемого и выделяемые лишь при его переработке. На многих месторождениях нефти и битумов такими компонентами могут быть сера (в форме сероводорода и других сернистых соединений), ванадий, титан, никель и др. Свободный и растворенный газы содержат этан, пропан, бутан, а также могут содержать сероводород, гелий, аргон, углекислый газ, иногда ртуть. В подземных водах месторождений нефти и газа могут присутствовать, как отмечалось выше, иод и бром, а также соединения различных металлов, относимые к полезным компонентам III группы.

При определении запасов месторождений подлежат обязательному подсчету и учету запасы нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов (этана, пропана, бутанов, серы, гелия, металлов), целесообразность извлечения которых обоснована технологическими и технико-экономическими расчетами. Подсчет и учет запасов этих полезных ископаемых и компонентов, имеющих промышленное значение, производятся по каждой залежи раздельно и месторождению в целом по наличию их в недрах без учета потерь при разработке месторождений.

Прогнозные ресурсы оцениваются раздельно по нефти, газу и конденсату, а также по содержащимся в них компонентам.

Подсчет, учет и оценка запасов и перспективных ресурсов и оценка прогнозных ресурсов производится при условиях, приведенных к стандартным (0,1 МПа при 20 °С).

§ 3. ЗАЛЕЖИ НЕФТИ И ГАЗА И ИХ ОСНОВНЫЕ КЛАССИФИКАЦИОННЫЕ ПРИЗНАКИ И ПАРАМЕТРЫ

Ценность любого месторождения нефти и газа в первую очередь определяется величиной запасов основных полезных ископаемых, которые слагаются из запасов выявленных в его пределах залежей.

Особенности залегания нефти и газа в недрах требуют проведения исследований, направленных на изучение:

флюидов основных полезных ископаемых (нефти, газа, конденсата), попутных полезных ископаемых (подземных вод), а также содержащихся в тех и других полезных компонентов;

пород-коллекторов в пределах ловушек, пустотное пространство которых служит вместилищем флюидов;

условий залегания флюидов в ловушках;

основных особенностей залежей, определяющих условия их разработки (режим работы, продуктивность скважин, пластовое давление, дебиты нефти, газа и конденсата, гидропроводность пластов и т. д.);

процессов, протекающих в недрах при формировании залежей и их разработке.

Флюиды

Нефть, газ и конденсат представляют собой природные смеси углеводородных и неуглеводородных соединений.

Нефть — природная смесь, состоящая преимущественно из углеводородных соединений метановой (C_nH_{2n+2}), нафтеновой (C_nH_{2n}) и ароматической (C_nH_{2n-2}) групп, которые в пластовых и стандартных условиях находятся в жидкой фазе. Кроме углеводородов (УВ) в нефтях присутствуют сернистые, азотистые, кислородные соединения, металлорганические комплексы. Кислород в нефтях обычно входит в состав нефтеновых и жирных кислот, смол и асфальтенов. К постоянным компонентам нефти относится сера, которая присутствует как в виде различных соединений, так и в свободном состоянии. В большинстве нефтей в пластовых условиях в том или ином количестве содержится растворенный газ.

По составу углеводородной и неуглеводородной частей нефти подразделяются на ряд типов, основными показателями которых являются групповой углеводородный состав, фракционный состав, содержание неуглеводородных компонентов, асфальтенов и смол.

По групповому углеводородному составу (в процентах по массе) выделяются нефти метановые, нефтеновые и ароматические. Существенное значение имеет содержание растворенных в нефти твердых УВ — парафинов. По содержанию парафинов нефти под-

разделяются на малопарафинистые (содержание парафинов не выше 1,5 %), парафинистые (1,51—6 %) и высокопарафинистые (выше 6 %).

Фракционный состав отражает относительное содержание (в процентах по массе) различных фракций нефтей, выкипающих при разгонке до 350 °С, и масляных фракций (дистиллятов), выкипающих при температуре выше 350 °С.

По содержанию серы нефти подразделяются на малосернистые (до 0,5 %), сернистые (0,51—2 %) и высокосернистые (выше 2 %). Сера в нефтяных при содержании ее более 0,5 % имеет промышленное значение.

По содержанию смол выделяются нефти малосмолистые (менее 5 %), смолистые (5—15 %) и высокосмолистые (выше 15 %). Концентрация редких металлов (ванадия, титана, никеля и др.) в некоторых высокосмолистых нефтях может достигать промышленных значений.

Свойства нефтей в стандартных условиях существенно отличаются от их свойств в пластовых условиях вследствие повышенного содержания в них растворенного газа при высоких температуре и давлении в недрах. Для подсчета запасов, рациональной их разработки, первичной подготовки, транспортировки и переработки нефтей свойства их определяются раздельно для этих условий. В стандартных условиях к основным параметрам нефтей относятся плотность, молекулярная масса, вязкость, температура застывания и кипения, а для пластовых условий определяются газосодержание, давление насыщения растворенным газом, объемный коэффициент, коэффициент сжимаемости, коэффициент теплового расширения, плотность и вязкость.

Газы — природная смесь углеводородных и неуглеводородных соединений и элементов, находящихся в пластовых условиях в газообразной фазе в виде отдельных скоплений либо в растворенном в нефти или воде состоянии, а в стандартных условиях — только в газообразной фазе. К основным компонентам пластового газа относятся метан и его гомологи — этан, пропан, бутаны. Газ часто содержит сероводород, гелий, оксид углерода, азот и инертные газы, иногда ртуть. Этан при содержании в газе 3 % и более, гелий при концентрации в свободном газе 0,05 % и в растворенном в нефти газе 0,035 %, а также сероводород при содержании 0,5 % (по объему) имеют промышленное значение.

Важнейшие параметры газа — молекулярная масса, плотность в стандартных условиях, относительная плотность по воздуху, среднекритические температура и давление, коэффициент сверхсжимаемости, объемный коэффициент, вязкость, гидратообразование, теплота сгорания.

Конденсат — природная смесь в основном легких углеводородных соединений, находящихся в газе в растворенном состоянии при определенных термобарических условиях и переходящих в жидкую фазу при снижении давления ниже давления конденсации. В стандартных условиях конденсат (стабильный) находится

в жидком состоянии и не содержит газообразных УВ. В состав конденсата могут входить сера и парафин. Конденсаты различаются по групповому и фракционному составу. К основным параметрам пластового газа, содержащего конденсат, кроме перечисленных выше, относятся также конденсатногазовый фактор и давление начала конденсации. Конденсат характеризуется плотностью и вязкостью в стандартных условиях.

Подземные (пластовые) воды в большинстве случаев образуют с залежами нефти и газа единую гидродинамическую систему и служат одним из основных источников пластовой энергии. Подземные воды содержат растворенные соли, ионы, коллоиды и газы. Наиболее распространены в подземных водах ионы Cl^-, SO^{2-}_4, HCO_3, CO^{2-}_3, Ca^{2+}, Mg^{2+}, K^+, остальные ионы относятся к микрокомпонентам, наиболее важные из которых I^-, Br^-, NH^+_4 и др. Суммарное содержание в воде растворенных ионов, солей и коллоидов определяет ее важнейшее свойство — минерализацию. Иод, бром, бор, стронций могут содержаться в подземных водах в количествах, позволяющих осуществлять их разработку. Из газов, растворенных в подземных водах, основными считаются CO_2, N_2, CH_4. Подземные воды подразделяются на типы в зависимости от процент-эквивалентного соотношения ионов важнейших элементов: $r\,Na^+$, $r\,Cl^-$, $r\,SO^{2-}_4$ и $r\,Mg^{2+}$. Для подземных вод, кроме указанных параметров, определяются также плотность, вязкость, объемный коэффициент, коэффициент сжимаемости, величина поверхностного натяжения.

Природные резервуары

Природным резервуаром (по И. О. Броду) называется природная емкость для нефти, газа и воды, внутри которой они могут циркулировать и форма которой обусловлена соотношением коллектора с вмещающим его (коллектор) плохо проницаемыми породами.

Нефть и газ аккумулируются в пустотном пространстве пород — коллекторов природных резервуаров в пределах ловушек, образуя естественные скопления. Ловушками нефти и газа называются части природных резервуаров, в которых благодаря различного рода структурным дислокациям, стратиграфическому или литологическому ограничению, а также тектоническому экранированию создаются условия для скопления нефти и газа.

Строение природных резервуаров определяется их типом, вещественным составом слагающих их пород, типом пустотного пространства пород-коллекторов и выдержанностью этих пород по площади.

Различают три основных типа резервуаров: пластовые, массивные и литологически ограниченные. Они могут быть сложены породами разного вещественного состава: терригенными, карбонатными, эвапоритовыми, вулканогенными. Особую роль при этом играет и цементирующее вещество породы-коллектора.

Породы-коллекторы разного вещественного состава характеризуются соответствующим типом пустотного пространства — поровым, трещинным, кавернозным, смешанным в разных сочетаниях.

Всем продуктивным пластам в той или иной мере свойственна неоднородность, выражающаяся в изменчивости формы залегания и физических свойств коллекторов в пределах рассматриваемого пласта (горизонта, эксплуатационного объекта). Неоднородность продуктивного пласта оказывает существенное влияние на распределение запасов нефти и газа, на характер фильтрации жидкостей и газа и соответственно на обоснование технологических решений по разработке залежей.

Изменчивость формы продуктивного пласта определяется неодинаковой его толщиной (общей и эффективной), расчлененностью, выклиниванием всего пласта и слагающих его пропластков, их литолого-фациальным замещением непроницаемыми разностями, слиянием пропластков. Изменчивость физических свойств продуктивного пласта обусловливается в первую очередь различием его коллекторских свойств (пустотности в целом и ее видов — пористости, трещиноватости, кавернозности, а также абсолютной проницаемости), глинистости, карбонатности. На коллекторские свойства влияют окатанность, отсортированность и упаковка зерен, извилистость и размеры поровых каналов, величина удельной поверхности. Важными свойствами пород-коллекторов являются их плотность и сжимаемость.

Условия залегания флюидов в залежи

Любое естественное скопление нефти и газа в ловушке называется залежью.

Газ, нефть и вода в залежи распределяются под воздействием гравитационного фактора, т. е. в зависимости от их плотности. Обычно газ и нефть занимают верхнюю часть ловушки, а вода подпирает их снизу, заполняя всю остальную часть резервуара. Газ и нефть в свою очередь также распределяются под влиянием гравитационного фактора: газ как более легкий располагается над нефтью (рис. 1).

Условия залегания нефти и газа в залежах определяются гипсометрическим положением водонефтяного (ВНК), газоводяного (ГВК) и газонефтяного (ГНК) контактов; высотой залежи; размерами нефтяной, газовой, водонефтяной, газонефтяной и газоводяной зон, нефтегазонасыщенной толщиной пласта, величинами начальной и остаточной нефтенасыщенности и газонасыщенности пород-коллекторов и их изменением по площади и разрезу; начальными пластовыми давлением и температурой.

Основные типы залежей. Выделяются следующие основные типы залежей нефти и газа [22]: пластовый; массивный; литологически или стратиграфически ограниченный; тектонически экранированный.

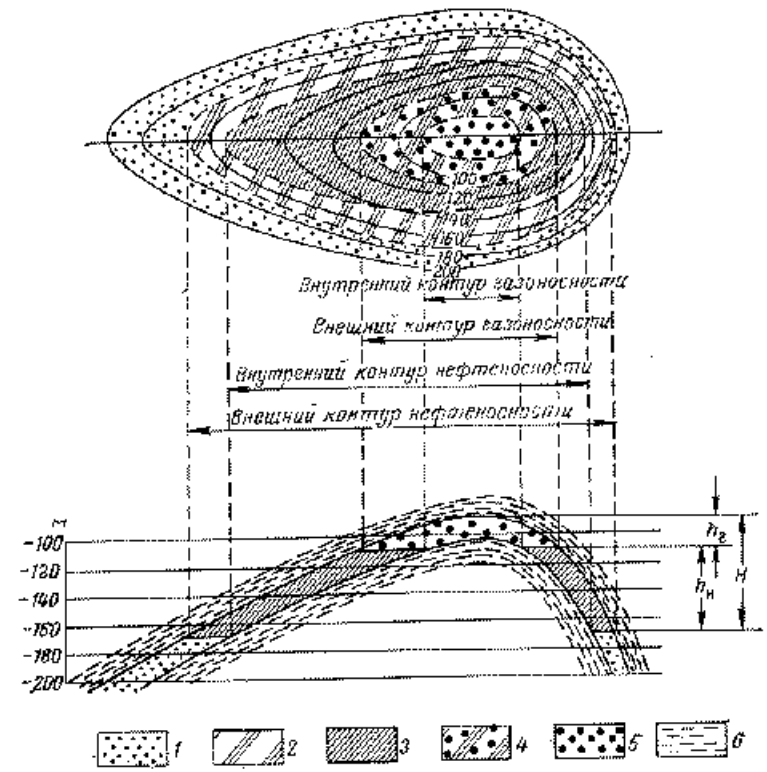


Рис. 1. Схема пластовой сводовой залежи (по И. Х. Абрикосову, И. С. Гутману).

Части пласта: *1* — водяная, *2* — водонефтяная, *3* — нефтяная, *4* — газонефтяная, *5* — газовая; *6* — породы-коллекторы; *H* — высота залежи; $h_г$, $h_н$ — высоты соответственно газовой шапки и нефтяной части залежи

Залежь нефти и газа может быть приурочена к одному изолированному природному резервуару или связана с группой гидродинамически сообщающихся природных резервуаров, в которых отметки газожидкостного и водонефтяного контактов соответственно одинаковы. Во втором случае залежь выделяется как массивная или пластово-массивная.

Классификация залежей по фазовому состоянию УВ. В зависимости от фазового состояния и основного состава углеводородных соединений в недрах залежи нефти и газа подразделяются на (рис. 2):

нефтяные, содержащие только нефть, в различной степени насыщенную газом;

газонефтяные и нефтегазовые (двухфазные); в газонефтяных залежах основная по объему часть нефтяная и меньшая — газовая (газовая шапка); в нефтегазовых — газовая шапка превышает по объему нефтяную часть системы; к нефтегазовым относятся

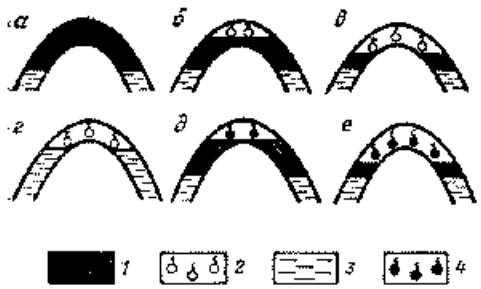


Рис. 2. Классификация залежей по фазовому состоянию углеводородов.

Залежи: *а* — нефтяные; *б* — газонефтяные; *в* — нефтегазовые; *г* — газовые; *д* — газоконденсатнонефтяные; *е* — нефтегазоконденсатные. *1* — нефть; *2* — газ; *3* — вода; *4* — газоконденсат

также залежи с крайне незначительной по объему нефтяной частью — нефтяной оторочкой;

газовые, содержащие только газ;

газоконденсатнонефтяные и нефтегазоконденсатные: в первых — основная по объему нефтяная часть, а во вторых — газоконденсатная (см. рис. 2).

Основные особенности, характеризующие условия разработки залежей. Любая нефтяная или газовая залежь обладает потенциальной энергией, которая в процессе разработки расходуется на вытеснение нефти и газа из резервуара (продуктивного пласта). Вытеснение флюидов из залежи происходит под действием природных сил — носителей пластовой энергии. Такими носителями являются в первую очередь напор краевых вод, а также упругие силы нефти, воды, породы; газа, сжатого в газовых залежах и газовых шапках, и газа, растворенного в нефти. Кроме того, в залежах действует сила тяжести нефти.

Характер проявления движущих сил в пласте, обусловливающих приток флюидов к добывающим скважинам, называется режимом залежи. В соответствии с характером проявления доминирующего источника пластовой энергии в процессе разработки в нефтяных залежах выделяют режимы: водонапорный, упруговодонапорный, газонапорный (газовой шапки), растворенного газа и гравитационный, а в газовых залежах — газовый и упруговодонапорный.

Проявление того или иного режима в залежи обусловлено неоднородностью продуктивного пласта в пределах залежи и вне ее, составом и фазовым состоянием УВ залежи, ее удаленностью от области питания, применяемыми в процессе разработки технологическими решениями. О режимах залежи судят по изменению во времени дебитов нефти, газа и воды, обводненности продукции, пластовых давлений, газовых факторов, по продвижению краевых вод и т. п.

Условия разработки залежей определяются также многими другими факторами: фазовыми проницаемостями пород, продуктивностью скважин, гидропроводностью, пьезопроводностью продуктивных пластов, степенью гидрофобизации породы, полнотой вытеснения нефти вытесняющим агентом.

§ 4. МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА И ИХ ОСНОВНЫЕ КЛАССИФИКАЦИОННЫЕ ПРИЗНАКИ

Месторождение представляет собой совокупность залежей нефти и газа, приуроченных к единой тектонической структуре и расположенных в пределах одной площади.

Месторождения могут быть однозалежными и многозалежными.

По величине извлекаемых запасов нефти и балансовых запасов газа месторождения подразделяются на уникальные, крупные, средние и мелкие (табл. 1).

Таблица 1. **Классификация запасов месторождений нефти и газа по размерам**

Месторождения	Запасы	
	извлекаемые нефти, млн. т	балансовые газа, млрд. м³
Уникальные	Свыше 300	Свыше 500
Крупные	30—300	30—500
Средние	10—30	10—30
Мелкие	До 10	До 10

По сложности геологического строения, условиям залегания и выдержанности продуктивных пластов независимо от величины запасов выделяются месторождения (залежи):

простого строения, связанные с ненарушенными или слабонарушенными структурами, продуктивные пласты которых характеризуются выдержанностью толщин и коллекторских свойств по площади и разрезу;

сложного строения, характеризующиеся невыдержанностью толщин и коллекторских свойств продуктивных пластов по площади и разрезу или литологическими замещениями коллекторов плохо проницаемыми породами или наличием тектонических нарушений;

очень сложного строения, для которых характерны как литологические замещения или тектонические нарушения, так и невыдержанность толщин и коллекторских свойств продуктивных пластов.

Сложность геологического строения месторождений устанавливается исходя из соответствующих характеристик основных залежей, заключающих основную часть (больше 70 %) запасов месторождения. Размеры и сложность строения месторождений (залежей) определяют методику разведочных работ, их объемы и экономические показатели разведки и разработки.

§ 5. НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ ОБЪЕКТЫ, СОДЕРЖАЩИЕ РЕСУРСЫ НЕФТИ И ГАЗА, И ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ ИХ КЛАССИФИКАЦИИ И НЕФТЕГАЗОГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЙОНИРОВАНИЯ

Нефть и газ крайне неравномерно распределены в недрах. В связи с этим прогнозирование нефтегазоносности и проведение геологоразведочных работ направлены на выявление территорий и частей разреза, характеризующихся максимальной концентрацией месторождений и залежей нефти и газа. Выделение в пределах исследуемой территории отдельных частей по степени сходства геотектонического строения и состава слагающих их формаций, т. е. факторов, в совокупности контролирующих нефтегазоносность недр, называется нефтегазогеологическим районированием. Основные принципы нефтегазогеологического районирования регламентируются «Методическими указаниями по количественной оценке прогнозных ресурсов нефти, газа и конденсата» [17].

Согласно этому документу, нефтегазогеологическое районирование осуществляется с целью подготовки научной основы для выяснения закономерностей формирования и размещения нефтегазоносных территорий и связи этих территорий с геоструктурными элементами земной коры разного уровня (ранга) и соответствующими осадочными комплексами, для количественной и качественной оценки прогнозных ресурсов с учетом особенностей строения этих элементов, выявления закономерностей размещения прогнозных ресурсов и зон их наибольшей концентрации, выбора основных направлений и первоочередных объектов дальнейших исследований. При нефтегазогеологическом районировании следует учитывать четыре основные группы факторов — критериев, контролирующих процессы генерации, миграции и аккумуляции УВ:

современное геотектоническое строение изучаемых территорий и особенности формирования их геоструктурных элементов;

литолого-стратиграфическую характеристику разреза, основанную на палеогеографических, формационных и фациальных условиях формирования осадков в различных частях этих территорий;

гидрогеологические условия;

геохимические условия территорий, в том числе фазовое состояние и физико-химические свойства и состав УВ, нефтегазоматеринский потенциал пород и концентрацию и состав содержащихся в них битумоидов и органического вещества (ОВ).

Основная роль при этом отводится геотектоническим процессам, которые обусловливают проявление остальных факторов. Так как качественная и количественная оценки прогнозных ресурсов нефти и газа в значительной мере базируются на принципе геологических аналогий, выделение объектов нефтегазогеологического районирования должно основываться на единой классификации геоструктурных элементов с учетом иерархической соподчиненности, соразмерности и особенностей формирования и развития элементов каждой из выделенных групп (табл. 2). Залежи и мес-

Таблица 2. Классификация геоструктурных элементов, контролирующих нефтегазогеологическое районирование

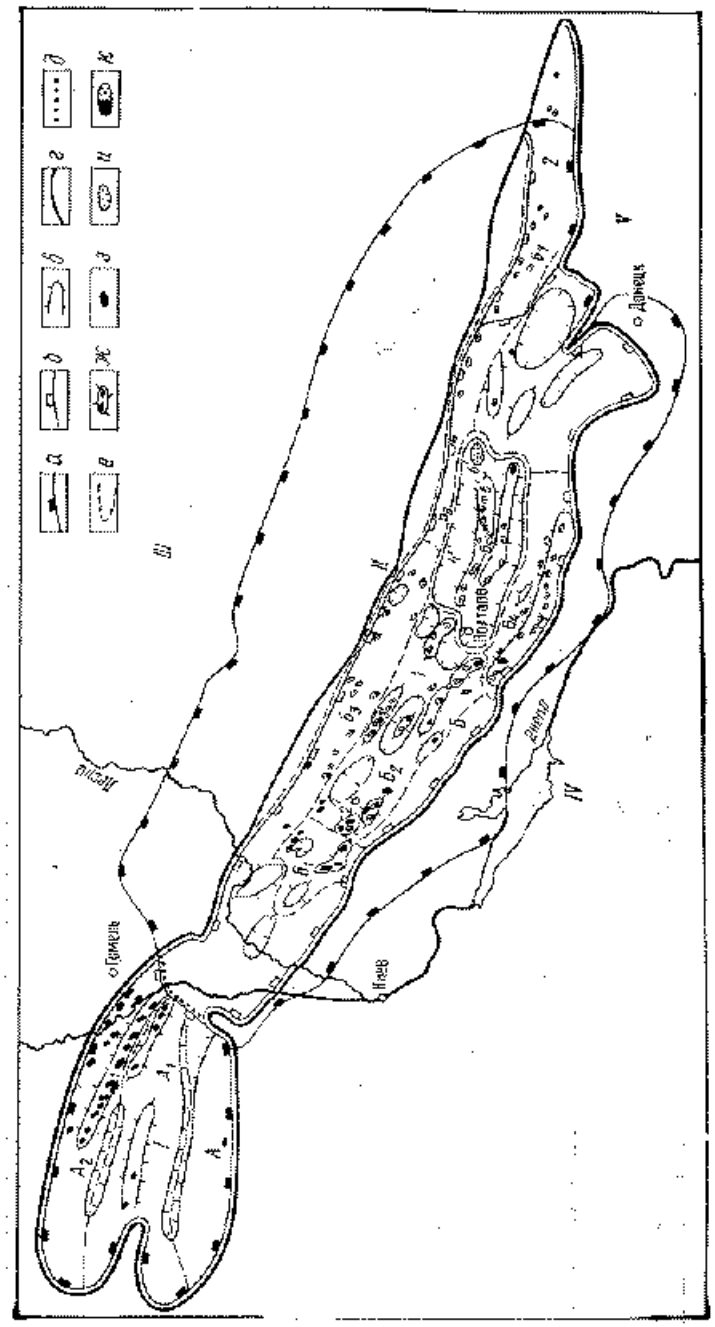
Элементы нефтегазогеологического районирования	Геоструктурные элементы			
	платформенных территорий		краевых прогибов, внутриокеанических впадин и эвгеосинклинальных областей	
	Положительные	Отрицательные	Положительные	Отрицательные
Нефтегазоносная провинция	Мегаантеклиза	Мегасинеклиза		Крупные впадины
	Антеклиза	Синеклиза		Система впадин
		Крупный авлакоген		Крупная внутритеосинклинальная впадина
Нефтегазоносная область	Ассоциация мегавалов	Авлакоген, крупный грабен	Средний массив	Межгорная впадина
	Крупное сводовое поднятие или группа сводов	Внутриплатформенная впадина		Краевой прогиб
Нефтегазоносный район	Мегантиклиналь		Мегавал	Мегасинклиналь
	Крупный массив, атолл или барьерная зона рифогенных структур		Крупный массив, атолл или барьерная зона рифогенных структур	
	Крупное поднятие, осложненное соляно-купольной тектоникой	Склоны крупного поднятия, впадина, осложненные соляно-купольной тектоникой	Ассоциация антиклинальных зон, осложненных соляно-купольной тектоникой	

Продолжение табл. 2

Элементы нефтегазогеологического районирования	Геоструктурные элементы			
	платформенных территорий		краевых прогибов, внутригеосинклинальных впадин и эпиплатформенных областей	
	Положительные	Отрицательные	Положительные	Отрицательные
	Свод, вершина крупного сводового поднятия	Депрессия, впадина		Депрессия, впадина краевого прогиба
	Структурная ступень			
Зона нефтегазонакопления	Вал		Антиклинальная зона	
	Антиклиналь или купол сложного строения		Антиклиналь и брахиантиклиналь сложного строения	
	Зона поднятий изометрической формы			
	Линейная зона горстообразных поднятий	Борта линейных зон грабенообразных прогибов		
	Зона структур, приуроченных к региональному разлому			
	Группа рифогенных структур		Группа рифогенных структур или небольшой атолл	

Продолжение табл. 2

Элементы нефтегазогеологического районирования	Геоструктурные элементы			
	платформенных территорий		краевых прогибов, внутригеосинклинальных впадин и эпиплатформенных областей	
	Положительные	Отрицательные	Положительные	Отрицательные
	Вал, поднятие, осложненное солянокупольной тектоникой	Мульда, трог, осложненные солянокупольной тектоникой	Зона антиклиналей, осложненных солянокупольной тектоникой	
Локальные ловушки и локальные скопления (месторождения и залежи)	Брахиантиклиналь, купол, структурный нос	Синклиналь	Антиклиналь или брахиантиклиналь	Синклиналь
	Одиночная рифогенная структура		Одиночная рифогенная структура	
	Солянокупольная структура		Антиклиналь, осложненная нарушением, диапиром или грязевым вулканом	
	Эрозионный палеостанец			
	Моноклиналь, осложненная разрывным нарушением			


Киев
Полтава
Харьков
Днепр
Донецк
I
II
III
IV
V
VI
VII
VIII
IX
X
XI
XII
XIII
XIV
XV
XVI
XVII
XVIII
XIX
XX
XXI
XXII
XXIII
XXIV
XXV
XXVI
XXVII
XXVIII
XXIX
XXX
XXXI
XXXII
XXXIII
XXXIV
XXXV
XXXVI
XXXVII
XXXVIII
XXXIX
XL
XLI
XLII
XLIII
XLIV
XLV
XLVI
XLVII
XLVIII
XLIX
L
LI
LII
LIII
LIV
LV
LVI
LVII
LVIII
LIX
LX
LXI
LXII
LXIII
LXIV
LXV
LXVI
LXVII
LXVIII
LXIX
LXX
LXXI
LXXII
LXXIII
LXXIV
LXXV
LXXVI
LXXVII
LXXVIII
LXXIX
LXXX
LXXXI
LXXXII
LXXXIII
LXXXIV
LXXXV
LXXXVI
LXXXVII
LXXXVIII
LXXXIX
XC
XCI
XCII
XCIII
XCIV
XCV
XCVI
XCVII
XCVIII
XCIX
C
CI
CII
CIII
CIV
CV
CVI
CVII
CVIII
CIX
CX
CXI
CXII
CXIII
CXIV
CXV
CXVI
CXVII
CXVIII
CXIX
CXX
CXXI
CXXII
CXXIII
CXXIV
CXXV
CXXVI
CXXVII
CXXVIII
CXXIX
CXXX
CXXXI
CXXXII
CXXXIII
CXXXIV
CXXXV
CXXXVI
CXXXVII
CXXXVIII
CXXXIX
CXL
CXLI
CXLII
CXLIII
CXLIV
CXLV
CXLVI
CXLVII
CXLVIII
CXLIX
CL
CLI
CLII
CLIII
CLIV
CLV
CLVI
CLVII
CLVIII
CLIX
CLX
CLXI
CLXII
CLXIII
CLXIV
CLXV
CLXVI
CLXVII
CLXVIII
CLXIX
CLXX
CLXXI
CLXXII
CLXXIII
CLXXIV
CLXXV
CLXXVI
CLXXVII
CLXXVIII
CLXXIX
CLXXX
CLXXXI
CLXXXII
CLXXXIII
CLXXXIV
CLXXXV
CLXXXVI
CLXXXVII
CLXXXVIII
CLXXXIX
CXC
CXCI
CXCII
CXCIII
CXCIV
CXCV
CXCVI
CXCVII
CXCVIII
CXCIX
CC
CCI
CCII
CCIII
CCIV
CCV
CCVI
CCVII
CCVIII
CCIX
CCX
CCXI
CCXII
CCXIII
CCXIV
CCXV
CCXVI
CCXVII
CCXVIII
CCXIX
CCXX
CCXXI
CCXXII
CCXXIII
CCXXIV
CCXXV
CCXXVI
CCXXVII
CCXXVIII
CCXXIX
CCXXX
CCXXXI
CCXXXII
CCXXXIII
CCXXXIV
CCXXXV
CCXXXVI
CCXXXVII
CCXXXVIII
CCXXXIX
CCXL
CCXLI
CCXLII
CCXLIII
CCXLIV
CCXLV
CCXLVI
CCXLVII
CCXLVIII
CCXLIX
CCL
CCLI
CCLII
CCLIII
CCLIV
CCLV
CCLVI
CCLVII
CCLVIII
CCLIX
CCLX
CCLXI
CCLXII
CCLXIII
CCLXIV
CCLXV
CCLXVI
CCLXVII
CCLXVIII
CCLXIX
CCLXX
CCLXXI
CCLXXII
CCLXXIII
CCLXXIV
CCLXXV
CCLXXVI
CCLXXVII
CCLXXVIII
CCLXXIX
CCLXXX
CCLXXXI
CCLXXXII
CCLXXXIII
CCLXXXIV
CCLXXXV
CCLXXXVI
CCLXXXVII
CCLXXXVIII
CCLXXXIX
CCXC
CCXCI
CCXCII
CCXCIII
CCXCIV
CCXCV
CCXCVI
CCXCVII
CCXCVIII
CCXCIX
CCC
CCCI
CCCII
CCCIII
CCCIV
CCCV
CCCVI
CCCVII
CCCVIII
CCCIX
CCCX
CCCXI
CCCXII
CCCXIII
CCCXIV
CCCXV
CCCXVI
CCCXVII
CCCXVIII
CCCXIX
CCCXX
CCCXXI
CCCXXII
CCCXXIII
CCCXXIV
CCCXXV
CCCXXVI
CCCXXVII
CCCXXVIII
CCCXXIX
CCCXXX
CCCXXXI
CCCXXXII
CCCXXXIII
CCCXXXIV
CCCXXXV
CCCXXXVI
CCCXXXVII
CCCXXXVIII
CCCXXXIX
CCCXL
CCCXLI
CCCXLII
CCCXLIII
CCCXLIV
CCCXLV
CCCXLVI
CCCXLVII
CCCXLVIII
CCCXLIX
CCCL
CCCLI
CCCLII
CCCLIII
CCCLIV
CCCLV
CCCLVI
CCCLVII
CCCLVIII
CCCLIX
CCCLX
CCCLXI
CCCLXII
CCCLXIII
CCCLXIV
CCCLXV
CCCLXVI
CCCLXVII
CCCLXVIII
CCCLXIX
CCCLXX
CCCLXXI
CCCLXXII
CCCLXXIII
CCCLXXIV
CCCLXXV
CCCLXXVI
CCCLXXVII
CCCLXXVIII
CCCLXXIX
CCCLXXX
CCCLXXXI
CCCLXXXII
CCCLXXXIII
CCCLXXXIV
CCCLXXXV
CCCLXXXVI
CCCLXXXVII
CCCLXXXVIII
CCCLXXXIX
CCCXC
CCCXCI
CCCXCII
CCCXCIII
CCCXCIV
CCCXCV
CCCXCVI
CCCXCVII
CCCXCVIII
CCCXCIX
CD
CDI
CDII
CDIII
CDIV
CDV
CDVI
CDVII
CDVIII
CDIX
CDX
CDXI
CDXII
CDXIII
CDXIV
CDXV
CDXVI
CDXVII
CDXVIII
CDXIX
CDXX
CDXXI
CDXXII
CDXXIII
CDXXIV
CDXXV
CDXXVI
CDXXVII
CDXXVIII
CDXXIX
CDXXX
CDXXXI
CDXXXII
CDXXXIII
CDXXXIV
CDXXXV
CDXXXVI
CDXXXVII
CDXXXVIII
CDXXXIX
CDXL
CDXLI
CDXLII
CDXLIII
CDXLIV
CDXLV
CDXLVI
CDXLVII
CDXLVIII
CDXLIX
CDL
CDLI
CDLII
CDLIII
CDLIV
CDLV
CDLVI
CDLVII
CDLVIII
CDLIX
CDLX
CDLXI
CDLXII
CDLXIII
CDLXIV
CDLXV
CDLXVI
CDLXVII
CDLXVIII
CDLXIX
CDLXX
CDLXXI
CDLXXII
CDLXXIII
CDLXXIV
CDLXXV
CDLXXVI
CDLXXVII
CDLXXVIII
CDLXXIX
CDLXXX
CDLXXXI
CDLXXXII
CDLXXXIII
CDLXXXIV
CDLXXXV
CDLXXXVI
CDLXXXVII
CDLXXXVIII
CDLXXXIX
CDXC
CDXCI
CDXCII
CDXCIII
CDXCIV
CDXCV
CDXCVI
CDXCVII
CDXCVIII
CDXCIX
D
DI
DII
DIII
DIV
DV
DVI
DVII
DVIII
DIX
DX
DXI
DXII
DXIII
DXIV
DXV
DXVI
DXVII
DXVIII
DXIX
DXX
DXXI
DXXII
DXXIII
DXXIV
DXXV
DXXVI
DXXVII
DXXVIII
DXXIX
DXXX
DXXXI
DXXXII
DXXXIII
DXXXIV
DXXXV
DXXXVI
DXXXVII
DXXXVIII
DXXXIX
DXL
DXLI
DXLII
DXLIII
DXLIV
DXLV
DXLVI
DXLVII
DXLVIII
DXLIX
DL
DLI
DLII
DLIII
DLIV
DLV
DLVI
DLVII
DLVIII
DLIX
DLX
DLXI
DLXII
DLXIII
DLXIV
DLXV
DLXVI
DLXVII
DLXVIII
DLXIX
DLXX
DLXXI
DLXXII
DLXXIII
DLXXIV
DLXXV
DLXXVI
DLXXVII
DLXXVIII
DLXXIX
DLXXX
DLXXXI
DLXXXII
DLXXXIII
DLXXXIV
DLXXXV
DLXXXVI
DLXXXVII
DLXXXVIII
DLXXXIX
DXC
DXCI
DXCII
DXCIII
DXCIV
DXCV
DXCVI
DXCVII
DXCVIII
DXCIX
DC
DCI
DCII
DCIII
DCIV
DCV
DCVI
DCVII
DCVIII
DCIX
DCX
DCXI
DCXII
DCXIII
DCXIV
DCXV
DCXVI
DCXVII
DCXVIII
DCXIX
DCXX
DCXXI
DCXXII
DCXXIII
DCXXIV
DCXXV
DCXXVI
DCXXVII
DCXXVIII
DCXXIX
DCXXX
DCXXXI
DCXXXII
DCXXXIII
DCXXXIV
DCXXXV
DCXXXVI
DCXXXVII
DCXXXVIII
DCXXXIX
DCXL
DCXLI
DCXLII
DCXLIII
DCXLIV
DCXLV
DCXLVI
DCXLVII
DCXLVIII
DCXLIX
DCL
DCLI
DCLII
DCLIII
DCLIV
DCLV
DCLVI
DCLVII
DCLVIII
DCLIX
DCLX
DCLXI
DCLXII
DCLXIII
DCLXIV
DCLXV
DCLXVI
DCLXVII
DCLXVIII
DCLXIX
DCLXX
DCLXXI
DCLXXII
DCLXXIII
DCLXXIV
DCLXXV
DCLXXVI
DCLXXVII
DCLXXVIII
DCLXXIX
DCLXXX
DCLXXXI
DCLXXXII
DCLXXXIII
DCLXXXIV
DCLXXXV
DCLXXXVI
DCLXXXVII
DCLXXXVIII
DCLXXXIX
DCXC
DCXCI
DCXCII
DCXCIII
DCXCIV
DCXCV
DCXCVI
DCXCVII
DCXCVIII
DCXCIX
DCC
DCCI
DCCII
DCCIII
DCCIV
DCCV
DCCVI
DCCVII
DCCVIII
DCCIX
DCCX
DCCXI
DCCXII
DCCXIII
DCCXIV
DCCXV
DCCXVI
DCCXVII
DCCXVIII
DCCXIX
DCCXX
DCCXXI
DCCXXII
DCCXXIII
DCCXXIV
DCCXXV
DCCXXVI
DCCXXVII
DCCXXVIII
DCCXXIX
DCCXXX
DCCXXXI
DCCXXXII
DCCXXXIII
DCCXXXIV
DCCXXXV
DCCXXXVI
DCCXXXVII
DCCXXXVIII
DCCXXXIX
DCCXL
DCCXLI
DCCXLII
DCCXLIII
DCCXLIV
DCCXLV
DCCXLVI
DCCXLVII
DCCXLVIII
DCCXLIX
DCCL
DCCLI
DCCLII
DCCLIII
DCCLIV
DCCLV
DCCLVI
DCCLVII
DCCLVIII
DCCLIX
DCCLX
DCCLXI
DCCLXII
DCCLXIII
DCCLXIV
DCCLXV
DCCLXVI
DCCLXVII
DCCLXVIII
DCCLXIX
DCCLXX
DCCLXXI
DCCLXXII
DCCLXXIII
DCCLXXIV
DCCLXXV
DCCLXXVI
DCCLXXVII
DCCLXXVIII
DCCLXXIX
DCCLXXX
DCCLXXXI
DCCLXXXII
DCCLXXXIII
DCCLXXXIV
DCCLXXXV
DCCLXXXVI
DCCLXXXVII
DCCLXXXVIII
DCCLXXXIX
DCCXC
DCCXCI
DCCXCII
DCCXCIII
DCCXCIV
DCCXCV
DCCXCVI
DCCXCVII
DCCXCVIII
DCCXCIX
DCCC
DCCCI
DCCCII
DCCCIII
DCCCIV
DCCCV
DCCCVI
DCCCVII
DCCCVIII
DCCCIX
DCCCX
DCCCXI
DCCCXII
DCCCXIII
DCCCXIV
DCCCXV
DCCCXVI
DCCCXVII
DCCCXVIII
DCCCXIX
DCCCXX
DCCCXXI
DCCCXXII
DCCCXXIII
DCCCXXIV
DCCCXXV
DCCCXXVI
DCCCXXVII
DCCCXXVIII
DCCCXXIX
DCCCXXX
DCCCXXXI
DCCCXXXII
DCCCXXXIII
DCCCXXXIV
DCCCXXXV
DCCCXXXVI
DCCCXXXVII
DCCCXXXVIII
DCCCXXXIX
DCCCXL
DCCCXLI
DCCCXLII
DCCCXLIII
DCCCXLIV
DCCCXLV
DCCCXLVI
DCCCXLVII
DCCCXLVIII
DCCCXLIX
DCCCL
DCCCLI
DCCCLII
DCCCLIII
DCCCLIV
DCCCLV
DCCCLVI
DCCCLVII
DCCCLVIII
DCCCLIX
DCCCLX
DCCCLXI
DCCCLXII
DCCCLXIII
DCCCLXIV
DCCCLXV
DCCCLXVI
DCCCLXVII
DCCCLXVIII
DCCCLXIX
DCCCLXX
DCCCLXXI
DCCCLXXII
DCCCLXXIII
DCCCLXXIV
DCCCLXXV
DCCCLXXVI
DCCCLXXVII
DCCCLXXVIII
DCCCLXXIX
DCCCLXXX
DCCCLXXXI
DCCCLXXXII
DCCCLXXXIII
DCCCLXXXIV
DCCCLXXXV
DCCCLXXXVI
DCCCLXXXVII
DCCCLXXXVIII
DCCCLXXXIX
DCCCXC
DCCCXCI
DCCCXCII
DCCCXCIII
DCCCXCIV
DCCCXCV
DCCCXCVI
DCCCXCVII
DCCCXCVIII
DCCCXCIX
CM
CMI
CMII
CMIII
CMIV
CMV
CMVI
CMVII
CMVIII
CMIX
CMX
CMXI
CMXII
CMXIII
CMXIV
CMXV
CMXVI
CMXVII
CMXVIII
CMXIX
CMXX
CMXXI
CMXXII
CMXXIII
CMXXIV
CMXXV
CMXXVI
CMXXVII
CMXXVIII
CMXXIX
CMXXX
CMXXXI
CMXXXII
CMXXXIII
CMXXXIV
CMXXXV
CMXXXVI
CMXXXVII
CMXXXVIII
CMXXXIX
CMXL
CMXLI
CMXLII
CMXLIII
CMXLIV
CMXLV
CMXLVI
CMXLVII
CMXLVIII
CMXLIX
CML
CMLI
CMLII
CMLIII
CMLIV
CMLV
CMLVI
CMLVII
CMLVIII
CMLIX
CMLX
CMLXI
CMLXII
CMLXIII
CMLXIV
CMLXV
CMLXVI
CMLXVII
CMLXVIII
CMLXIX
CMLXX
CMLXXI
CMLXXII
CMLXXIII
CMLXXIV
CMLXXV
CMLXXVI
CMLXXVII
CMLXXVIII
CMLXXIX
CMLXXX
CMLXXXI
CMLXXXII
CMLXXXIII
CMLXXXIV
CMLXXXV
CMLXXXVI
CMLXXXVII
CMLXXXVIII
CMLXXXIX
CMXC
CMXCI
CMXCII
CMXCIII
CMXCIV
CMXCV
CMXCVI
CMXCVII
CMXCVIII
CMXCIX
M
MI
MII
MIII
MIV
MV
MVI
MVII
MVIII
MIX
MX
MXI
MXII
MXIII
MXIV
MXV
MXVI
MXVII
MXVIII
MXIX
MXX
MXXI
MXXII
MXXIII
MXXIV
MXXV
MXXVI
MXXVII
MXXVIII
MXXIX
MXXX
MXXXI
MXXXII
MXXXIII
MXXXIV
MXXXV
MXXXVI
MXXXVII
MXXXVIII
MXXXIX
MXL
MXLI
MXLII
MXLIII
MXLIV
MXLV
MXLVI
MXLVII
MXLVIII
MXLIX
ML
MLI
MLII
MLIII
MLIV
MLV
MLVI
MLVII
MLVIII
MLIX
MLX
MLXI
MLXII
MLXIII
MLXIV
MLXV
MLXVI
MLXVII
MLXVIII
MLXIX
MLXX
MLXXI
MLXXII
MLXXIII
MLXXIV
MLXXV
MLXXVI
MLXXVII
MLXXVIII
MLXXIX
MLXXX
MLXXXI
MLXXXII
MLXXXIII
MLXXXIV
MLXXXV
MLXXXVI
MLXXXVII
MLXXXVIII
MLXXXIX
MXC
MXCI
MXCII
MXCIII
MXCIV
MXCV
MXCVI
MXCVII
MXCVIII
MXCIX
MC
MCI
MCII
MCIII
MCIV
MCV
MCVI
MCVII
MCVIII
MCIX
MCX
MCXI
MCXII
MCXIII
MCXIV
MCXV
MCXVI
MCXVII
MCXVIII
MCXIX
MCXX
MCXXI
MCXXII
MCXXIII
MCXXIV
MCXXV
MCXXVI
MCXXVII
MCXXVIII
MCXXIX
MCXXX
MCXXXI
MCXXXII
MCXXXIII
MCXXXIV
MCXXXV
MCXXXVI
MCXXXVII
MCXXXVIII
MCXXXIX
MCXL
MCXLI
MCXLII
MCXLIII
MCXLIV
MCXLV
MCXLVI
MCXLVII
MCXLVIII
MCXLIX
MCL
MCLI
MCLII
MCLIII
MCLIV
MCLV
MCLVI
MCLVII
MCLVIII
MCLIX
MCLX
MCLXI
MCLXII
MCLXIII
MCLXIV
MCLXV
MCLXVI
MCLXVII
MCLXVIII
MCLXIX
MCLXX
MCLXXI
MCLXXII
MCLXXIII
MCLXXIV
MCLXXV
MCLXXVI
MCLXXVII
MCLXXVIII
MCLXXIX
MCLXXX
MCLXXXI
MCLXXXII
MCLXXXIII
MCLXXXIV
MCLXXXV
MCLXXXVI
MCLXXXVII
MCLXXXVIII
MCLXXXIX
MCXC
MCXCI
MCXCII
MCXCIII
MCXCIV
MCXCV
MCXCVI
MCXCVII
MCXCVIII
MCXCIX
MM
MMI
MMII
MMIII
MMIV
MMV
MMVI
MMVII
MMVIII
MMIX
MMX
MMXI
MMXII
MMXIII
MMXIV
MMXV
MMXVI
MMXVII
MMXVIII
MMXIX
MMXX
MMXXI
MMXXII
MMXXIII
MMXXIV
MMXXV
MMXXVI
MMXXVII
MMXXVIII
MMXXIX
MMXXX
MMXXXI
MMXXXII
MMXXXIII
MMXXXIV
MMXXXV
MMXXXVI
MMXXXVII
MMXXXVIII
MMXXXIX
MMXL
MMXLI
MMXLII
MMXLIII
MMXLIV
MMXLV
MMXLVI
MMXLVII
MMXLVIII
MMXLIX
MML
MMLI
MMLII
MMLIII
MMLIV
MMLV
MMLVI
MMLVII
MMLVIII
MMLIX
MMLX
MMLXI
MMLXII
MMLXIII
MMLXIV
MMLXV
MMLXVI
MMLXVII
MMLXVIII
MMLXIX
MMLXX
MMLXXI
MMLXXII
MMLXXIII
MMLXXIV
MMLXXV
MMLXXVI
MMLXXVII
MMLXXVIII
MMLXXIX
MMLXXX
MMLXXXI
MMLXXXII
MMLXXXIII
MMLXXXIV
MMLXXXV
MMLXXXVI
MMLXXXVII
MMLXXXVIII
MMLXXXIX
MMXC
MMXCI
MMXCII
MMXCIII
MMXCIV
MMXCV
MMXCVI
MMXCVII
MMXCVIII
MMXCIX
MMC
MMCI
MMCII
MMCIII
MMCIV
MMCV
MMCVI
MMCVII
MMCVIII
MMCIX
MMCX
MMCXI
MMCXII
MMCXIII
MMCXIV
MMCXV
MMCXVI
MMCXVII
MMCXVIII
MMCXIX
MMCXX
MMCXXI
MMCXXII
MMCXXIII
MMCXXIV
MMCXXV
MMCXXVI
MMCXXVII
MMCXXVIII
MMCXXIX
MMCXXX
MMCXXXI
MMCXXXII
MMCXXXIII
MMCXXXIV
MMCXXXV
MMCXXXVI
MMCXXXVII
MMCXXXVIII
MMCXXXIX
MMCXL
MMCXLI
MMCXLII
MMCXLIII
MMCXLIV
MMCXLV
MMCXLVI
MMCXLVII
MMCXLVIII
MMCXLIX
MMCL
MMCLI
MMCLII
MMCLIII
MMCLIV
MMCLV
MMCLVI
MMCLVII
MMCLVIII
MMCLIX
MMCLX
MMCLXI
MMCLXII
MMCLXIII
MMCLXIV
MMCLXV
MMCLXVI
MMCLXVII
MMCLXVIII
MMCLXIX
MMCLXX
MMCLXXI
MMCLXXII
MMCLXXIII
MMCLXXIV
MMCLXXV
MMCLXXVI
MMCLXXVII
MMCLXXVIII
MMCLXXIX
MMCLXXX
MMCLXXXI
MMCLXXXII
MMCLXXXIII
MMCLXXXIV
MMCLXXXV
MMCLXXXVI
MMCLXXXVII
MMCLXXXVIII
MMCLXXXIX
MMCXC
MMCXCI
MMCXCII
MMCXCIII
MMCXCIV
MMCXCV
MMCXCVI
MMCXCVII
MMCXCVIII
MMCXCIX
MMCC
MMCCI
MMCCII
MMCCIII
MMCCIV
MMCCV
MMCCVI
MMCCVII
MMCCVIII
MMCCIX
MMCCX
MMCCXI
MMCCXII
MMCCXIII
MMCCXIV
MMCCXV
MMCCXVI
MMCCXVII
MMCCXVIII
MMCCXIX
MMCCXX
MMCCXXI
MMCCXXII
MMCCXXIII
MMCCXXIV
MMCCXXV
MMCCXXVI
MMCCXXVII
MMCCXXVIII
MMCCXXIX
MMCCXXX
MMCCXXXI
MMCCXXXII
MMCCXXXIII
MMCCXXXIV
MMCCXXXV
MMCCXXXVI
MMCCXXXVII
MMCCXXXVIII
MMCCXXXIX
MMCCXL
MMCCXLI
MMCCXLII
MMCCXLIII
MMCCXLIV
MMCCXLV
MMCCXLVI
MMCCXLVII
MMCCXLVIII
MMCCXLIX
MMCCL
MMCCLI
MMCCLII
MMCCLIII
MMCCLIV
MMCCLV
MMCCLVI
MMCCLVII
MMCCLVIII
MMCCLIX
MMCCLX
MMCCLXI
MMCCLXII
MMCCLXIII
MMCCLXIV
MMCCLXV
MMCCLXVI
MMCCLXVII
MMCCLXVIII
MMCCLXIX
MMCCLXX
MMCCLXXI
MMCCLXXII
MMCCLXXIII
MMCCLXXIV
MMCCLXXV
MMCCLXXVI
MMCCLXXVII
MMCCLXXVIII
MMCCLXXIX
MMCCLXXX
MMCCLXXXI
MMCCLXXXII
MMCCLXXXIII
MMCCLXXXIV
MMCCLXXXV
MMCCLXXXVI
MMCCLXXXVII
MMCCLXXXVIII
MMCCLXXXIX
MMCCXC
MMCCXCI
MMCCXCII
MMCCXCIII
MMCCXCIV
MMCCXCV
MMCCXCVI
MMCCXCVII
MMCCXCVIII
MMCCXCIX
MMCCC
MMCCCI
MMCCCII
MMCCCIII
MMCCCIV
MMCCCV
MMCCCVI
MMCCCVII
MMCCCVIII
MMCCCIX
MMCCCX
MMCCCXI
MMCCCXII
MMCCCXIII
MMCCCXIV
MMCCCXV
MMCCCXVI
MMCCCXVII
MMCCCXVIII
MMCCCXIX
MMCCCXX
MMCCCXXI
MMCCCXXII
MMCCCXXIII
MMCCCXXIV
MMCCCXXV
MMCCCXXVI
MMCCCXXVII
MMCCCXXVIII
MMCCCXXIX
MMCCCXXX
MMCCCXXXI
MMCCCXXXII
MMCCCXXXIII
MMCCCXXXIV
MMCCCXXXV
MMCCCXXXVI
MMCCCXXXVII
MMCCCXXXVIII
MMCCCXXXIX
MMCCCXL
MMCCCXLI
MMCCCXLII
MMCCCXLIII
MMCCCXLIV
MMCCCXLV
MMCCCXLVI
MMCCCXLVII
MMCCCXLVIII
MMCCCXLIX
MMCCCL
MMCCCLI
MMCCCLII
MMCCCLIII
MMCCCLIV
MMCCCLV
MMCCCLVI
MMCCCLVII
MMCCCLVIII
MMCCCLIX
MMCCCLX
MMCCCLXI
MMCCCLXII
MMCCCLXIII
MMCCCLXIV
MMCCCLXV
MMCCCLXVI
MMCCCLXVII
MMCCCLXVIII
MMCCCLXIX
MMCCCLXX
MMCCCLXXI
MMCCCLXXII
MMCCCLXXIII
MMCCCLXXIV
MMCCCLXXV
MMCCCLXXVI
MMCCCLXXVII
MMCCCLXXVIII
MMCCCLXXIX
MMCCCLXXX
MMCCCLXXXI
MMCCCLXXXII
MMCCCLXXXIII
MMCCCLXXXIV
MMCCCLXXXV
MMCCCLXXXVI
MMCCCLXXXVII
MMCCCLXXXVIII
MMCCCLXXXIX
MMCCCXC
MMCCCXCI
MMCCCXCII
MMCCCXCIII
MMCCCXCIV
MMCCCXCV
MMCCCXCVI
MMCCCXCVII
MMCCCXCVIII
MMCCCXCIX
MMCD
MMCDI
MMCDII
MMCDIII
MMCDIV
MMCDV
MMCDVI
MMCDVII
MMCDVIII
MMCDIX
MMCDX
MMCDXI
MMCDXII
MMCDXIII
MMCDXIV
MMCDXV
MMCDXVI
MMCDXVII
MMCDXVIII
MMCDXIX
MMCDXX
MMCDXXI
MMCDXXII
MMCDXXIII
MMCDXXIV
MMCDXXV
MMCDXXVI
MMCDXXVII
MMCDXXVIII
MMCDXXIX
MMCDXXX
MMCDXXXI
MMCDXXXII
MMCDXXXIII
MMCDXXXIV
MMCDXXXV
MMCDXXXVI
MMCDXXXVII
MMCDXXXVIII
MMCDXXXIX
MMCDXL
MMCDXLI
MMCDXLII
MMCDXLIII
MMCDXLIV
MMCDXLV
MMCDXLVI
MMCDXLVII
MMCDXLVIII
MMCDXLIX
MMCDL
MMCDLI
MMCDLII
MMCDLIII
MMCDLIV
MMCDLV
MMCDLVI
MMCDLVII
MMCDLVIII
MMCDLIX
MMCDLX
MMCDLXI
MMCDLXII
MMCDLXIII
MMCDLXIV
MMCDLXV
MMCDLXVI
MMCDLXVII
MMCDLXVIII
MMCDLXIX
MMCDLXX
MMCDLXXI
MMCDLXXII
MMCDLXXIII
MMCDLXXIV
MMCDLXXV
MMCDLXXVI
MMCDLXXVII
MMCDLXXVIII
MMCDLXXIX
MMCDLXXX
MMCDLXXXI
MMCDLXXXII
MMCDLXXXIII
MMCDLXXXIV
MMCDLXXXV
MMCDLXXXVI
MMCDLXXXVII
MMCDLXXXVIII
MMCDLXXXIX
MMCDXC
MMCDXCI
MMCDXCII
MMCDXCIII
MMCDXCIV
MMCDXCV
MMCDXCVI
MMCDXCVII
MMCDXCVIII
MMCDXCIX
MMCM
MMCMI
MMCMII
MMCMIII
MMCMIV
MMCMV
MMCMVI
MMCMVII
MMCMVIII
MMCMIX
MMCMX
MMCMXI
MMCMXII
MMCMXIII
MMCMXIV
MMCMXV
MMCMXVI
MMCMXVII
MMCMXVIII
MMCMXIX
MMCMXX
MMCMXXI
MMCMXXII
MMCMXXIII
MMCMXXIV
MMCMXXV
MMCMXXVI
MMCMXXVII
MMCMXXVIII
MMCMXXIX
MMCMXXX
MMCMXXXI
MMCMXXXII
MMCMXXXIII
MMCMXXXIV
MMCMXXXV
MMCMXXXVI
MMCMXXXVII
MMCMXXXVIII
MMCMXXXIX
MMCMXL
MMCMXLI
MMCMXLII
MMCMXLIII
MMCMXLIV
MMCMXLV
MMCMXLVI
MMCMXLVII
MMCMXLVIII
MMCMXLIX
MMCML
MMCMLI
MMCMLII
MMCMLIII
MMCMLIV
MMCMLV
MMCMLVI
MMCMLVII
MMCMLVIII
MMCMLIX
MMCMLX
MMCMLXI
MMCMLXII
MMCMLXIII
MMCMLXIV
MMCMLXV
MMCMLXVI
MMCMLXVII
MMCMLXVIII
MMCMLXIX
MMCMLXX
MMCMLXXI
MMCMLXXII
MMCMLXXIII
MMCMLXXIV
MMCMLXXV
MMCMLXXVI
MMCMLXXVII
MMCMLXXVIII
MMCMLXXIX
MMCMLXXX
MMCMLXXXI
MMCMLXXXII
MMCMLXXXIII
MMCMLXXXIV
MMCMLXXXV
MMCMLXXXVI
MMCMLXXXVII
MMCMLXXXVIII
MMCMLXXXIX
MMCMXC
MMCMXCI
MMCMXCII
MMCMXCIII
MMCMXCIV
MMCMXCV
MMCMXCVI
MMCMXCVII
MMCMXCVIII
MMCMXCIX
MMM
MMMI
MMMII
MMMIII
MMMIV
MMMV
MMMVI
MMMVII
MMMVIII
MMMIX
MMMX
MMMXI
MMMXII
MMMXIII
MMMXIV
MMMXV
MMMXVI
MMMXVII
MMMXVIII
MMMXIX
MMMXX
MMMXXI
MMMXXII
MMMXXIII
MMMXXIV
MMMXXV
MMMXXVI
MMMXXVII
MMMXXVIII
MMMXXIX
MMMXXX
MMMXXXI
MMMXXXII
MMMXXXIII
MMMXXXIV
MMMXXXV
MMMXXXVI
MMMXXXVII
MMMXXXVIII
MMMXXXIX
MMMXL
MMMXLI
MMMXLII
MMMXLIII
MMMXLIV
MMMXLV
MMMXLVI
MMMXLVII
MMMXLVIII
MMMXLIX
MMML
MMMLI
MMMLII
MMMLIII
MMMLIV
MMMLV
MMMLVI
MMMLVII
MMMLVIII
MMMLIX
MMMLX
MMMLXI
MMMLXII
MMMLXIII
MMMLXIV
MMMLXV
MMMLXVI
MMMLXVII
MMMLXVIII
MMMLXIX
MMMLXX
MMMLXXI
MMMLXXII
MMMLXXIII
MMMLXXIV
MMMLXXV
MMMLXXVI
MMMLXXVII
MMMLXXVIII
MMMLXXIX
MMMLXXX
MMMLXXXI
MMMLXXXII
MMMLXXXIII
MMMLXXXIV
MMMLXXXV
MMMLXXXVI
MMMLXXXVII
MMMLXXXVIII
MMMLXXXIX
MMMXC
MMMXCI
MMMXCII
MMMXCIII
MMMXCIV
MMMXCV
MMMXCVI
MMMXCVII
MMMXCVIII
MMMXCIX
MMMC
MMMCI
MMMCII
MMMCIII
MMMCIV
MMMCV
MMMCVI
MMMCVII
MMMCVIII
MMMCIX
MMMCX
MMMCXI
MMMCXII
MMMCXIII
MMMCXIV
MMMCXV
MMMCXVI
MMMCXVII
MMMCXVIII
MMMCXIX
MMMCXX
MMMCXXI
MMMCXXII
MMMCXXIII
MMMCXXIV
MMMCXXV
MMMCXXVI
MMMCXXVII
MMMCXXVIII
MMMCXXIX
MMMCXXX
MMMCXXXI
MMMCXXXII
MMMCXXXIII
MMMCXXXIV
MMMCXXXV
MMMCXXXVI
MMMCXXXVII
MMMCXXXVIII
MMMCXXXIX
MMMCXL
MMMCXLI
MMMCXLII
MMMCXLIII
MMMCXLIV
MMMCXLV
MMMCXLVI
MMMCXLVII
MMMCXLVIII
MMMCXLIX
MMMCL
MMMCLI
MMMCLII
MMMCLIII
MMMCLIV
MMMCLV
MMMCLVI
MMMCLVII
MMMCLVIII
MMMCLIX
MMMCLX
MMMCLXI
MMMCLXII
MMMCLXIII
MMMCLXIV
MMMCLXV
MMMCLXVI
MMMCLXVII
MMMCLXVIII
MMMCLXIX
MMMCLXX
MMMCLXXI
MMMCLXXII
MMMCLXXIII
MMMCLXXIV
MMMCLXXV
MMMCLXXVI
MMMCLXXVII
MMMCLXXVIII
MMMCLXXIX
MMMCLXXX
MMMCLXXXI
MMMCLXXXII
MMMCLXXXIII
MMMCLXXXIV
MMMCLXXXV
MMMCLXXXVI
MMMCLXXXVII
MMMCLXXXVIII
MMMCLXXXIX
MMMCXC
MMMCXCI
MMMCXCII
MMMCXCIII
MMMCXCIV
MMMCXCV
MMMCXCVI
MMMCXCVII
MMMCXCVIII
MMMCXCIX
MMMCC
MMMCCI
MMMCCII
MMMCCIII
MMMCCIV
MMMCCV
MMMCCVI
MMMCCVII
MMMCCVIII
MMMCCIX
MMMCCX
MMMCCXI
MMMCCXII
MMMCCXIII
MMMCCXIV
MMMCCXV
MMMCCXVI
MMMCCXVII
MMMCCXVIII
MMMCCXIX
MMMCCXX
MMMCCXXI
MMMCCXXII
MMMCCXXIII
MMMCCXXIV
MMMCCXXV
MMMCCXXVI
MMMCCXXVII
MMMCCXXVIII
MMMCCXXIX
MMMCCXXX
MMMCCXXXI
MMMCCXXXII
MMMCCXXXIII
MMMCCXXXIV
MMMCCXXXV
MMMCCXXXVI
MMMCCXXXVII
MMMCCXXXVIII
MMMCCXXXIX
MMMCCXL
MMMCCXLI
MMMCCXLII
MMMCCXLIII
MMMCCXLIV
MMMCCXLV
MMMCCXLVI
MMMCCXLVII
MMMCCXLVIII
MMMCCXLIX
MMMCCL
MMMCCLI
MMMCCLII
MMMCCLIII
MMMCCLIV
MMMCCLV
MMMCCLVI
MMMCCLVII
MMMCCLVIII
MMMCCLIX
MMMCCLX
MMMCCLXI
MMMCCLXII
MMMCCLXIII
MMMCCLXIV
MMMCCLXV
MMMCCLXVI
MMMCCLXVII
MMMCCLXVIII
MMMCCLXIX
MMMCCLXX
MMMCCLXXI
MMMCCLXXII
MMMCCLXXIII
MMMCCLXXIV
MMMCCLXXV
MMMCCLXXVI
MMMCCLXXVII
MMMCCLXXVIII
MMMCCLXXIX
MMMCCLXXX
MMMCCLXXXI
MMMCCLXXXII
MMMCCLXXXIII
MMMCCLXXXIV
MMMCCLXXXV
MMMCCLXXXVI
MMMCCLXXXVII
MMMCCLXXXVIII
MMMCCLXXXIX
MMMCCXC
MMMCCXCI
MMMCCXCII
MMMCCXCIII
MMMCCXCIV
MMMCCXCV
MMMCCXCVI
MMMCCXCVII
MMMCCXCVIII
MMMCCXCIX
MMMCCC
MMMCCCI
MMMCCCII
MMMCCCIII
MMMCCCIV
MMMCCCV
MMMCCCVI
MMMCCCVII
MMMCCCVIII
MMMCCCIX
MMMCCCX
MMMCCCXI
MMMCCCXII
MMMCCCXIII
MMMCCCXIV
MMMCCCXV
MMMCCCXVI
MMMCCCXVII
MMMCCCXVIII
MMMCCCXIX
MMMCCCXX
MMMCCCXXI
MMMCCCXXII
MMMCCCXXIII
MMMCCCXXIV
MMMCCCXXV
MMMCCCXXVI
MMMCCCXXVII
MMMCCCXXVIII
MMMCCCXXIX
MMMCCCXXX
MMMCCCXXXI
MMMCCCXXXII
MMMCCCXXXIII
MMMCCCXXXIV
MMMCCCXXXV
MMMCCCXXXVI
MMMCCCXXXVII
MMMCCCXXXVIII
MMMCCCXXXIX
MMMCCCXL
MMMCCCXLI
MMMCCCXLII
MMMCCCXLIII
MMMCCCXLIV
MMMCCCXLV
MMMCCCXLVI
MMMCCCXLVII
MMMCCCXLVIII
MMMCCCXLIX
MMMCCCL
MMMCCCLI
MMMCCCLII
MMMCCCLIII
MMMCCCLIV
MMMCCCLV
MM

ассоциацию смежных нефтегазоносных областей в пределах одного крупнейшего геоструктурного элемента или их группы (см. рис. 3). Все нефтегазоносные области провинции характеризуются сходством главных черт геологического строения и развития в том числе общностью стратиграфического диапазона нефтегазоносности, геохимических, литолого-фациальных и гидрогеологических условий.

Зоны, районы, области и провинции, нефтегазоносность которых еще не доказана, но предполагается, принято называть *нефтегазоперспективными.*

Наряду с районированием по площади нефтегазогеологическое районирование предусматривает расчленение по разрезу осадочного чехла оцениваемой территории. Основными единицами такого расчленения в соответствии с Методическими указаниями [17] являются пласт, резервуар[1], нефтегазоносный комплекс и нефтегазоносная формация.

Нефтегазоносным пластом называется толща проницаемых пород-коллекторов, ограниченных сверху (в кровле) и снизу (в подошве) флюидоупорами.

Нефтегазоносный горизонт представляет собой группу перекрытых зональной покрышкой и гидродинамически связанных пластов внутри нефтегазоносного комплекса.

Нефтегазоносный комплекс — это литолого-стратиграфическое подразделение, перекрытое региональной покрышкой. Комплекс включает один нефтегазоносный горизонт или их группу.

Нефтегазоносная формация представляет собой естественно-историческую ассоциацию горных пород, генетически связанных во времени и пространстве региональными палеогеографическими и палеотектоническими условиями, благоприятными для развития процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления. Нефтегазоносная формация может содержать один нефтегазоносный комплекс или их группу.

Пласты, горизонты, комплексы, продуктивность которых еще не доказана, но предполагается, называют *нефтегазоперспективными* пластами, горизонтами и комплексами.

§ 6. КОМПЛЕКСНОЕ ИЗУЧЕНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ОБЪЕКТОВ НА РАЗЛИЧНЫХ ЭТАПАХ И СТАДИЯХ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ И РАЗРАБОТКИ

Изучение геологического строения залежей нефти и газа базируется на фактических данных, полученных в процессе геологоразведочных работ и эксплуатации залежей. Последовательность проведения геологоразведочных работ регламентируется «Положением об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ» [22].

[1] В связи с тем что понятие «резервуар» обычно используется в свойственном ему физическом смысле, нами оно заменено понятием «нефтегазоносный горизонт».

Геологоразведочный процесс представляется как совокупность взаимосвязанных последовательно проводимых на различных этапах и стадиях видов работ, обеспечивающих народное хозяйство страны разведанными запасами нефти, конденсата и газа в соответствии с применяемыми для промышленного освоения месторождений (залежей) кондициями. Деление геологоразведочного процесса на этапы и стадии направлено на установление наиболее рациональной последовательности выполнения разных видов работ и общих принципов оценки их результатов на единой методической основе для повышения эффективности прогнозирования нефтегазоносности, поисков и разведки месторождений (залежей) нефти и газа. Геологоразведочные работы проводятся по проектам, составляемым в соответствии с действующими инструкциями.

Виды и объемы работ, а также методы исследований, применяемые на каждом этапе и каждой стадии геологоразведочных работ и в процессе разработки залежей, определяются рациональными их комплексами, обеспечивающими необходимую и соответствующую данному этапу и данной стадии детальность, что в конечном счете способствует повышению эффективности проводимых работ.

Геологоразведочные работы на нефть и газ подразделяются на три этапа — региональный, поисковый и разведочный. На каждом из них выделяется по две стадии. В пределах одной территории возможно совмещение во времени различных этапов и стадий.

Региональный этап

На этом этапе проводятся региональные геолого-геофизические работы. В соответствии с задачами региональный этап разделяется на две стадии: прогнозирования нефтегазоносности и оценки зон нефтегазонакопления.

Стадия прогнозирования нефтегазоносности. Основным объектом исследований на этой стадии служат нефтегазоносные провинции и их части. В процессе исследований решаются следующие задачи:

выявление литолого-стратиграфических комплексов, структурных этажей, ярусов;

выявление фациальных зон, определение основных этапов геотектонического развития; тектоническое районирование;

выделение нефтегазоперспективных комплексов и зон; нефтегазогеологическое районирование;

качественная и количественная оценка перспектив нефтегазоносности;

выбор основных направлений и первоочередных объектов дальнейших исследований.

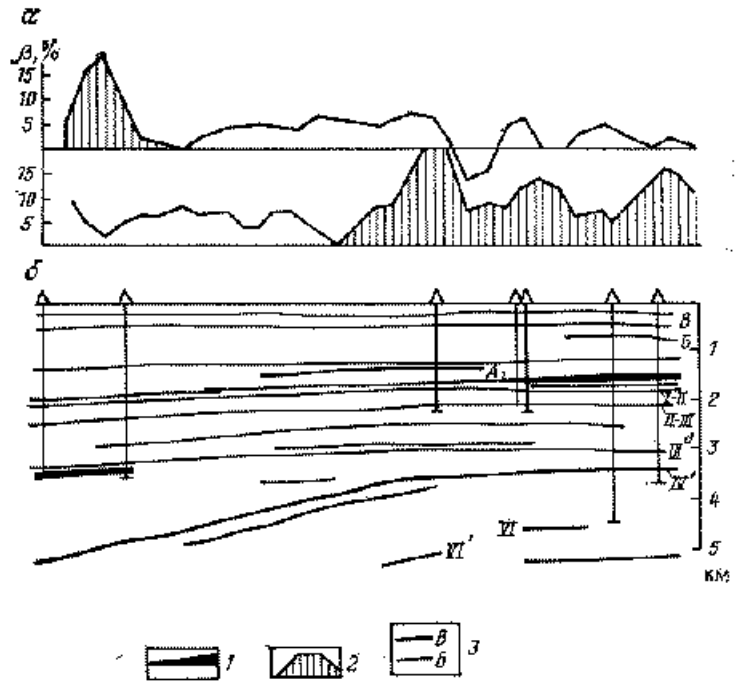


Рис. 4. Аномалия типа залежь (по М. Б. Рапопорту).

а — аномалия качественного параметра поглощения β на Возейской площади; *б* — сейсмологический разрез. *1* — продуктивные пласты; *2* — аномалии поглощений над залежами; *3* — отражающие горизонты

Для решения перечисленных задач комплексом региональных работ на этой стадии предусматриваются:

дешифрирование материалов аэрофото- и космических съемок регионального и локального уровней генерализации; геологическая, структурно-морфологическая, геохимическая, гидрогеологическая мелкомасштабные съемки и другие исследования;

аэромагнитная, гравиметрическая съемки масштабов 1 : 1 000 000 1 : 200 000; электроразведка в различных модификациях;

сейсморазведочные работы ГСЗ, КМПВ, МОГТ по системе опорных профильных пересечений;

бурение опорных и параметрических скважин в узлах опорных профильных пересечений в различных структурно-фациальных условиях.

Стадия оценки зон нефтегазонакопления. На этой стадии основными объектами исследования являются нефтегазоперспективные зоны и зоны нефтегазонакопления, в пределах которых решаются следующие задачи:

выявление субрегиональных и зональных структурных соотношений между различными нефтегазоперспективными и литолого-стратиграфическими комплексами; установление основных

закономерностей распространения и изменения свойств пород-коллекторов продуктивных горизонтов и пластов, а также и флюидоупоров; уточнение нефтегазогеологического районирования;

выделение наиболее крупных ловушек;

количественная оценка перспектив нефтегазоносности;

выбор площадей и установление очередности проведения на них поисковых работ.

Типовой комплекс работ на этой стадии аналогичен рассмотренному выше, но выполняется по более плотной сети наблюдений с укрупнением масштабов исследований до 1 : 50 000. Значительная роль отводится сейсморазведке, специальным исследованиям по прогнозированию геологического разреза и оконтуриванию аномалий типа залежь (АТЗ) (рис. 4), а также бурению параметрических скважин.

Поисковый этап

Поисковые работы направлены на обеспечение необходимых условий для прироста разведанных запасов нефти и газа. Он разделяется на стадию выявления и подготовки объектов для поискового бурения и стадию поиска месторождений (залежей) нефти и газа.

Стадия выявления и подготовки объектов для поискового бурения. На этой стадии создается фонд перспективных локальных объектов и оцениваются их ресурсы для выбора и определения очередности их ввода в глубокое бурение. Стадия подразделяется на подстадии: выявление объектов; подготовка к поисковому бурению.

На подстадии выявления объектов работы ведутся на отдельных площадях в пределах нефтегазоперспективных зон и зон нефтегазонакопления с целью:

выявления условий залегания и других геолого-геофизических свойств нефтегазоносных и нефтегазоперспективных комплексов;

выделения перспективных ловушек;

количественной оценки ресурсов в выявленных ловушках;

выбора объектов и определения очередности их подготовки к поисковому бурению.

Типовой комплекс на этой подстадии включает:

дешифрирование материалов аэрофото- и космических съемок локального и детального уровней генерализации;

структурно-геологическую и структурно-геоморфологическую съемки масштабов 1 : 100 000 и 1 : 50 000;

гравиразведку, магниторазведку и электроразведку в различных модификациях в тех же масштабах;

сейсморазведку;

специализированные работы и исследования по прогнозированию геологического разреза и прямым поискам для выявления объектов — АТЗ.

По этим материалам, в частности, составляются геологичес-

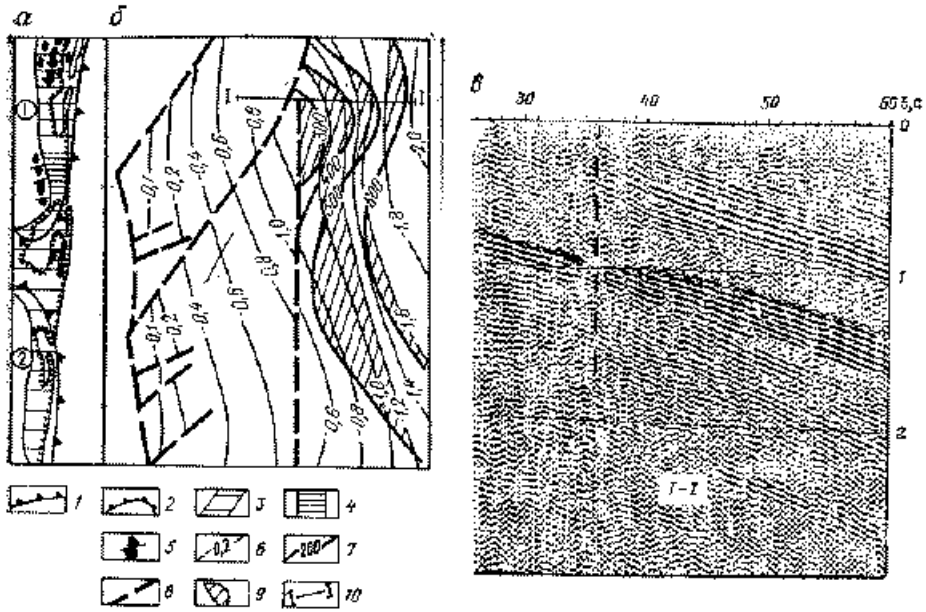


Рис. 5. Выделение неантиклинальных ловушек с помощью временно́го сейсмического разреза на месторождении Катангли (по В. Я. Кононову, А. И. Гаврилову, Ю. Г. Слудневу, Ю. А. Тронову).

а — план; *б* — структурная карта; *в* — сейсмический разрез. Границы: *1* — положительных структур II порядка (цифры в кружках — структуры: *1* — Дагинская, *2* — Луянская), *2* — выклинивающейся продуктивной толщи; *3* — площади, перспективные для поисков ловушек УВ неантиклинального типа; *4* — участки развития рассматриваемых ловушек; *5* — залежи нефти и газа; *6* — изопахиты поверхности выклинивающейся толщи, км; *7* — изопахиты выклинивающейся толщи, м; *8* — разрывные нарушения; *9* — ожидаемые скопления УВ; *10* — сейсмические профили

кие профили, временны́е (рис. 5), сейсмогеологические, геоэлектрические и другие разрезы; геолого-геофизические разрезы скважин с выделением продуктивных, маркирующих и опорных горизонтов; структурные схемы по целевым горизонтам с выделением первоочередных объектов для постановки детальных работ; информационная карта по учету выявленных нефтегазоперспективных структур и АТЗ.

Выявленные ловушки служат объектами работ на подстадии подготовки объектов для поискового бурения, проводимых с целью:

детализации выявленных перспективных ловушек, позволяющей прогнозировать пространственное положение предполагаемых залежей;

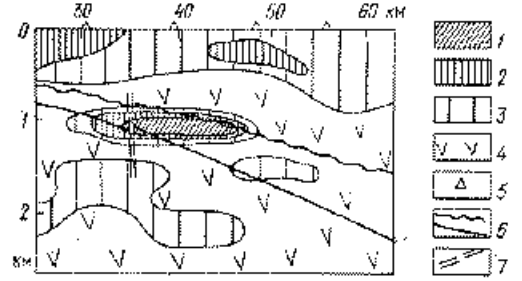
выбора мест заложения поисковых скважин на подготовленных объектах;

оценки ресурсов на объектах, подготовленных для глубокого бурения;

выбора объектов и определения очередности их ввода в поисковое бурение.

Рис. 6. Аномалии типа залежь в диапазоне глубины залегания верхнедагинских отложений Восточно-Катангской площади по данным обработки результатов электроразведки (по А. А. Матерковой).

Значения параметра $\delta p_{ж.б}$, %: *1* — 60, *2* — 40—60, *3* — 20—40, *4* — 0—20; *5* — точки ВЭЗ; *6* — границы выклинивающихся толщ; *7* — разрывные нарушения



Для подготовки объектов к поисковому бурению типовой комплекс включает:

детальную сейсморазведку в масштабах 1 : 50 000 и 1 : 25 000 с бурением параметрических скважин до первой жесткой границы;

детальную электроразведку, высокоточную гравиразведку в тех же масштабах;

специализированные работы и исследования по прогнозированию геологического разреза и прямым поискам для подготовки АТЗ;

структурное бурение;

в исключительных случаях — бурение глубких параметрических скважин.

На основе этих исследований составляются структурные карты по изученным целевым горизонтам в масштабе съемки с нанесением на них рекомендуемых точек заложения скважин; карты АТЗ, совмещенные со структурными картами по продуктивным или близким к ним горизонтам с указанием значений параметров АТЗ, нанесением контуров предполагаемых залежей и рекомендуемых точек заложения скважин; вертикальные разрезы объектов АТЗ с выделением предполагаемых залежей (рис. 6); прогнозные геолого-геофизические разрезы, характеризующие литологический состав и толщины отложений; схемы распространения параметров, использованных для оценки ресурсов.

Стадия поиска месторождений (залежей). Объектами работ на этой стадии являются ловушки, подготовленные для поискового бурения. В соответствии с инструкцией [11] основанием для постановки поискового бурения служит наличие подготовленной к нему структуры (ловушки) и подсчитанных перспективных ресурсов категории C_3.

Поисковое бурение может проводиться на разведанных и даже разрабатываемых месторождениях с целью поиска залежей в не вскрытых ранее горизонтах и пластах, продуктивных на других месторождениях.

Задачи на этой стадии сводятся к:

выявлению в разрезе нефтегазоносных и нефтегазоперспективных комплексов залежей нефти и газа;

определению геолого-геофизических свойств (параметров) горизонтов и пластов;

выделению, опробованию и испытанию нефтегазонасыщенных пластов и горизонтов, получению промышленных притоков нефти и газа, установлению свойств флюидов и фильтрационно-емкостных характеристик пластов; подсчету запасов открытых залежей;

выбору объектов для проведения детализационных и оценочных буровых работ.

Типовым комплексом на стадии поиска месторождений (залежей) предусматриваются:

бурение, опробование и испытание поисковых скважин;

геохимические, гидрогеологические и гидродинамические и другие виды исследований скважин в процессе бурения, опробования и испытания;

геофизические исследования скважин;

отбор керна, шлама, проб воды, нефти, газа и их лабораторное изучение;

детализационная скважинная и наземная (морская) сейсморазведка;

специализированные работы и исследования по прогнозированию геологического разреза и положения контуров залежей.

Стадия поиска месторождений (залежей), а вместе с ней и поисковый этап завершается или получением первого промышленного притока нефти и газа, или обоснованием бесперспективности изучаемого объекта. Однако в районах с развитой добычей нефти и газа, а также на некрупных объектах на поисковом этапе наряду с задачами поиска могут совместно решаться задачи стадии оценки месторождений (залежей) следующего, разведочного, этапа.

Разведочный этап

Этот этап подразделяется на две стадии: оценки месторождений (залежей) и подготовки их к разработке.

Стадия оценки месторождений (залежей). Объектами работ на этой стадии служат открытые месторождения и выявленные залежи. В процессе проведения работ решаются следующие задачи:

установление основных характеристик месторождений (залежей) для определения их промышленной значимости;

определение фазового состояния УВ залежей;

изучение физико-химических свойств нефтей, газов, конденсатов в пластовых и поверхностных условиях, определение их товарных качеств;

установление типа коллекторов и их фильтрационно-емкостных характеристик;

установление типа залежей;

определение эффективных толщин, значений пустотности, нефтегазонасыщенности отложений;

установление коэффициентов продуктивности скважин;

подсчет запасов;

разделение месторождений (залежей) на промышленные и непромышленные;

выбор объектов и этажей разведки, выделение базисных залежей и определение очередности проведения на них опытно-промышленной эксплуатации и подготовки к разработке.

Решение этих задач должен обеспечить следующий комплекс работ:

бурение, опробование и испытание разведочных скважин с применением методов интенсификации притоков;

отбор керна, шлама; проб воды, нефти, газа и их изучение;

геофизические исследования скважин;

геохимические, гидрогеологические, гидродинамические и другие виды исследования скважин в процессе бурения, опробования и испытания;

детализационная скважинная и наземная (морская) сейсморазведка;

опытно-промышленная эксплуатация скважин (в районах с развитой добычей при наличии транспорта).

Стадия подготовки месторождений (залежей) к разработке. На этой стадии объектами работ служат месторождения и залежи, имеющие промышленное значение. Типовой комплекс включает те же работы, что и на предыдущей стадии, а также повторную интерпретацию геолого-геофизических материалов с учетом данных по пробуренным скважинам и проведение детализационных геолого-геофизических работ на площади (сейсморазведка, структурное бурение) и в скважинах (ВСП, СК, электроразведка и т. д.) (рис. 7). В ряде случаев предусматривается бурение опережающих добывающих скважин.

Таким образом, на разведочном этапе решается общая задача подготовки промышленных месторождений (залежей) к разработке. Производятся определение, геометризация и оценка достоверности значений геолого-промысловых и подсчетных параметров с целью подготовки исходных данных для составления технологической схемы разработки месторождения нефти и проекта опытно-промышленной разработки месторождения газа. Разведочный этап завершается подсчетом запасов нефти и газа и оценкой экономической эффективности проведенных работ.

Требования к изученности месторождений и залежей на поисковом и разведочном этапах, а также в процессе разработки определяются инструкцией [11]. Этот документ обязывает соблюдать установленные этапы и стадии геологоразведочных работ, строго выполнять требования к их полноте и качеству, осуществлять рациональное комплексирование методов и технических средств разведки, своевременно проводить постадийную геолого-экономическую оценку результатов работ. Степень изученности месторождения должна обеспечивать возможность его комплексного освоения при обязательном соблюдении требований по охране окружающей среды.

При разведке месторождений глубина, способ бурения и кон-

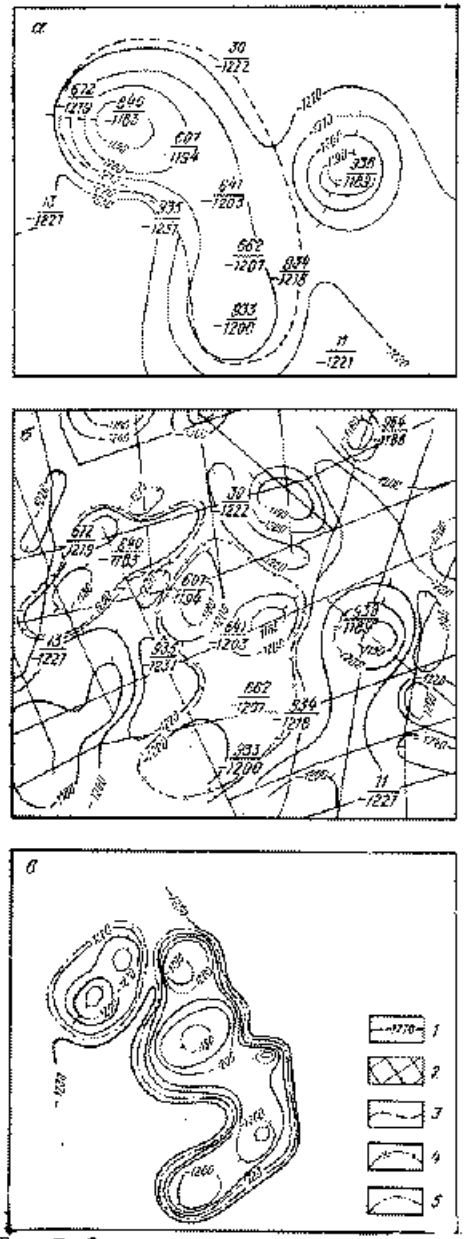


Рис. 7. Схема детализации строения залежей по материалам МОГТ на Бурейкинском месторождении нефти в Татарии (по Б. В. Семакину, Е. Б. Грунису, М. А. Завесину).

Структурные карты по кровле тульского горизонта на периоды: *а* — первоначального подсчета запасов, *б* — проведения сейсморазведки, *в* — после бурения добывающих скважин. *1* — изогипсы, м; *2* — сейсмопрофили; внешние контуры нефтеносности залежи в бобриковском горизонте: *3* — принятые при первоначальном подсчете запасов; *4* — по материалам сейсморазведки; *5* — после бурения добывающих скважин; на картах *а* и *б*: в числителе — номер скважины, в знаменателе — абсолютная отметка кровли тульского горизонта, м

конструкция разведочных скважин определяются в каждом конкретном случае проектом разведки. Конструкция скважин должна обеспечивать возможность проведения геофизических исследований, испытания на приток жидкости и газа как в открытом стволе, так и в колонне, гидродинамических исследований, отбора пластовых глубинных проб.

Количество, система размещения и последовательность бурения разведочных скважин должны обеспечивать получение надежных данных для выявления закономерностей изменения строения продуктивных пластов, их толщин, коллекторских свойств, характера насыщения и особенностей тектонического строения месторождения. Расстояния между разведочными скважинами, необходимые для детального изучения геологического строения месторождения (залежи), обоснования подсчета запасов и подготовки объекта для промышленного освоения, определяются размерами залежи и сложностью ее геологического строения.

В табл. 3 приведены обобщенные сведения о средних расстояниях между разведочными скважинами, применявшихся при разведке нефтяных и газовых месторождений

Таблица 3. **Рекомендуемые расстояния между разведочными скважинами на месторождениях разного размера**

Месторождения	Запасы извлекаемые нефти, млн. т; балансовые газа, млрд. м³	Площадь месторождения (залежи), км² / Толщина продуктивного пласта, м	Расстояния (среднее / пределы) между скважинами, км, на месторождениях простого строения	сложного строения	очень сложного строения
Уникальные	Свыше 300; свыше 500	Свыше 100	—	—	—
		10—15	10—12	8—10	5—8
Крупные	100—300; 100—500	Свыше 100	4,0	2,9	1,8
		10—15	3,5—4,5	2,7—3,2	1,5—3,0
»	30—100	25—100	3,0	2,1	1,2
		8—12	2,7—3,3	1,8—2,5	0,8—1,5
Средние	10—30; 10—30	10—50	2,0	1,5	1,0
		5—10	1,5—2,5	1,2—1,7	0,8—1,3
Мелкие	До 10,0; до 10	3—25	1,5	1,5	1,0
		3—8	1,2—1,7	1,2—1,7	0,5—1,5

СССР. Они могут учитываться при проектировании геологоразведочных работ, но их нельзя рассматривать в качестве обязательных. Для каждого месторождения на основании изучения и тщательного анализа всех имеющихся геологических и геофизических материалов обосновывается наиболее рациональная система размещения разведочных скважин.

В связи со сложностью проведения и высокой стоимостью работ поиски и разведка месторождений нефти и газа, расположенных в пределах шельфовой зоны, осуществляются по более редкой относительно приведенной в табл. 3 сети скважин с предварительным выполнением на площадях высокоточных сейсморазведочных работ и с доизучением строения месторождения в процессе его разработки.

Для нефтегазовых и газонефтяных залежей при выборе систем расположения разведочных скважин и расстояний между ними следует учитывать необходимость оценки промышленного значения нефтяной и газовой частей этих залежей.

При разведке месторождений, расположенных в зонах многолетнемерзлых пород, особое внимание следует уделять изучению геокриологических условий месторождения и прилегающих районов с целью получения необходимых данных для проектирования предприятий по добыче нефти и газа и прогнозирования возможных изменений окружающей среды. В районе разведанного месторождения должны быть оценены сырьевая база для производства

строительных материалов и возможные источники водоснабжения с точки зрения возможности удовлетворения потребности будущих предприятий по добыче нефти и газа или для обоснования проведения в дальнейшем специальных геологоразведочных, гидрогеологических и изыскательских работ.

Комплексное изучение продуктивных отложений в поисковых и разведочных скважинах

Инструкция [11] предусматривает требования по комплексному изучению продуктивных отложений на месторождениях нефти и газа в поисковых и разведочных скважинах — в процессе бурения скважин, исследования керна, проведения промыслово-геофизических, опробовательских работ и гидродинамических исследований, анализа проб нефти, газа, конденсата и подземных вод — с целью установления геологического строения залежей, подсчета запасов и подготовки месторождения к промышленному освоению.

Требования к бурению скважин. Бурение поисковых скважин производится в соответствии с проектом. Бурение разведочных скважин должно осуществляться с учетом данных по ранее пробуренным скважинам, особенно при разведке продуктивных пластов, не выдержанных по толщине, с резкой изменчивостью фильтрационно-емкостных свойств и тектонически нарушенных.

В процессе бурения поисковых и разведочных скважин из нефтегазоносных и перспективных на нефть и газ отложений следует производить отбор керна в количестве, обеспечивающем изучение изменчивости литологии и физических свойств коллекторов по площади и по разрезу и позволяющем надежно интерпретировать материалы геофизических исследований скважин. Норма отбора, выноса и детальности лабораторных исследований керна регламентируются действующей «Инструкцией по отбору, документации, обработке, хранению, сокращению и ликвидации керна скважин колонкового и разведочного бурения».

В необходимых случаях следует практиковать бурение скважин со сплошным отбором керна по продуктивному пласту и отбором образцов пород для лабораторных исследований через 0,1—0,25 м толщины пласта, применять промывочные жидкости на безводной основе для повышения информативности отобранного керна и сохранения природных фильтрационно-емкостных свойств пород призабойной зоны.

Необходимый комплекс исследований по скважинам. Этот комплекс предусматривает:

детальное и комплексное изучение керна с целью определения литологических особенностей, минерального состава и фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов продуктивного пласта и покрышек. Наряду с коллекторскими свойствами на тех же образцах следует определять геофизические параметры для получения эталонных (петрофизических) зависимостей между геофизическими параметрами и коллекторскими свойствами, служащих основой интерпретации материалов геофизических исследований скважин;

рациональный комплекс геофизических исследований скважин (ГИС), по данным которого производится литологическое расчленение разреза, выделяются продуктивные горизонты, определяются глубины их залегания, а также общая, эффективная нефтенасыщенная и (или) газонасыщенная толщины в пределах нефтяной, водонефтяной, газонефтяной, газовой и газоводяной зон; устанавливаются положение и абсолютные отметки ВНК, ГВК и ГНК; определяются открытая пористость, проницаемость, нефтенасыщенность;

комплекс газогидродинамических исследований для определения фильтрационно-емкостной характеристики коллекторов, толщин продуктивных пластов, положения ВНК, ГВК и ГНК.

В скважинах при разных режимах работы проводится раздельное испытание нефте-, газо- и водонасыщенных пластов с целью установления характера их насыщения, положения ВНК, ГВК, ГНК, полной газоконденсатной характеристики, статических уровней, пластовых и забойных давлений и пластовых температур. При значительной литологической изменчивости и большой толщине продуктивного пласта испытание должно производиться по интервалам с различной промыслово-геофизической характеристикой.

Для получения эксплуатационной характеристики продуктивного пласта каждой залежи, имеющей промышленное значение, необходимо проводить поинтервальное испытание на приток отдельных продуктивных пластов залежи, находящихся на различных гипсометрических уровнях в различных частях оцениваемой площади. Для определения максимально возможных дебитов в единичных скважинах испытание ведется по всей толщине продуктивного пласта. В случае низких дебитов в скважинах должны быть проведены работы по интенсификации притоков нефти и газа.

Наряду с указанными исследованиями в скважинах осуществляется также отбор пластовых глубинных проб нефти (не менее двух в скважине). При отборе глубинных проб нефти необходимо определять пластовые давление и температуру.

Исследования в скважинах должны производиться высокоточными приборами.

При проведении испытаний необходимо осуществлять согласованный в установленном порядке с местными органами комплекс мероприятий по охране окружающей среды, а также утилизацию получаемых продуктов.

При появлении воды в скважинах, находящихся в контуре нефтегазоносной площади, необходимо определить место притока воды и установить причины ее поступления. В разведочных скважинах с притоками подземных вод по данным опробования должны быть установлены дебиты воды, температура, давление и другие показатели.

По данным опробования выделяются водоносные горизонты с промышленными концентрациями полезных компонентов. Согласно «Требованиям к комплексному изучению месторождений и подсчету запасов попутных полезных ископаемых и компонентов» компоненты должны определяться в каждой пробе, если их содержание превышает: иода 10 мг/л, брома 200 мг/л, окиси бора 250 мг/л, магния 100 г/л, калия 1 г/л, лития 10 мг/л, рубидия 3 мг/л, стронция 300 мг/л, германия 0,05 мг/л. По результатам опробования решается вопрос о целесообразности постановки специальных разведочных работ в завершающую стадию разведки или после разработки месторождения с целью оценки запасов подземных вод и определения возможности их использования для извлечения полезных компонентов или для теплоэнергетических, бальнеологических и других нужд.

Гидродинамическая характеристика и химический состав подземных вод сопоставляются по всем месторождениям района. На основании этого сопоставления устанавливаются вероятные области питания и разгрузки, величины и направления изменения напоров вод, а также характер изменения химического состава подземных вод изучаемых водоносных горизонтов в пределах исследуемых территорий.

Комплексное исследование проб нефти, газа, конденсата и подземных вод. В процессе исследования отобранных проб нефти, газа и конденсата должны быть определены:

для нефти, приведенной к стандартным условиям методом дифференциального разгазирования, — фракционный и групповой составы, содержание (в процентах по массе) силикагелевых смол, масел, асфальтенов, парафинов, серы и металлов, вязкость и плотность, величина давления насыщения нефти газом, газосодержание, растворимость газа в нефти, изменение объема, плотности и вязкости нефти в пластовых и стандартных условиях, температура застывания и начала кипения, коэффициенты упругости нефти; исследование нефти проводится по глубинным пробам, а при невозможности их отбора — по рекомбинированным пробам пластовой нефти; для изучения товарных свойств нефти необходимо отбирать и исследовать специальные пробы;

для газа (свободного и растворенного в нефти) — плотность по воздуху, теплота сгорания, содержание (мольная доля, %) метана, этана, пропана, бутанов, а также гелия, сероводорода, углекислого газа и азота; состав растворенного в нефти газа определяется при дифференциальном разгазировании глубинных проб нефти до стандартных условий;

для конденсата (стабильного) — фракционный и групповой состав, содержание парафина и серы, плотность и вязкость при стандартных условиях, давление начала конденсации.

При изучении состава нефти и газа необходимо определять наличие и содержание в них компонентов, вредно воздействующих на оборудование и усложняющих добычу, транспортировку и переработку нефти и газа (коррозионная агрессивность к металлу

и цементу, выпадение парафина, серы, солей, механических примесей и т. п.).

На основе анализа проб подземных вод должны быть установлены их химический состав, состав растворенного газа, содержание полезных компонентов, коэффициент упругости воды, газосодержание и т. п.

Комплексное изучение месторождений (залежей) в процессе разработки

Разработка нефтяных и газовых месторождений представляет собой комплекс работ по извлечению нефти (газа, конденсата) из недр на поверхность, предусмотренных соответствующими проектными и другими документами. В процессе разработки осуществляется управление процессом движения жидкостей и газа в пласте к забоям скважин путем выбора системы размещения скважин, установления их числа, порядка ввода в эксплуатацию, режима работы и регулирования баланса пластовой энергии. В процессе разработки осуществляется дальнейшее, более глубокое изучение залежей на каждой стадии по данным более плотных сетей добывающих скважин, пробуренных первоначально в соответствии с технологической схемой разработки нефтяного месторождения или проектом опытно-промышленных работ газового месторождения, а затем в соответствии с проектами разработки этих месторождений.

На основе такого изучения уточняются запасы залежей, планируются мероприятия по совершенствованию их разработки.

На месторождениях нефти и газа, находящихся в разработке, в обязательном порядке должно производиться доизучение залежей в добывающих скважинах комплексом исследований, включающим:

детальное и комплексное изучение керна с целью уточнения литолого-минералогического состава и фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов продуктивного пласта и покрышек;

геофизические исследования скважин, рациональный комплекс которых определяется исходя из поставленных задач и конкретных геолого-геофизических условий;

гидродинамические исследования, уточняющие коллекторские свойства пород, положение ВНК, ГНК.

Кроме того, в процессе разработки залежи ведутся наблюдения за изменением пластового давления в залежах нефти и газа, текущих и годовых отборов нефти, газа и воды, накопленной добычи, газового фактора, обводненности продукции и других показателей разработки.

По данным бурения и исследования добывающих и нагнетательных скважин, а в необходимых случаях по данным доразведки уточняются геологическое строение залежей, характер изменения фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов продуктивных пластов, качественный и количественный составы неф-

ти, газа и конденсата, а также основные особенности залежей, от которых зависят условия их разработки, с целью перевода запасов месторождения в более высокие категории.

В процессе разработки залежи в пьезометрических скважинах должны вестись систематические наблюдения за изменением пластового давления. Исследования по определению гидродинамической связи нефтегазосодержащих пластов по площади и разрезу необходимо проводить в соответствии с требованиями действующей «Инструкции по гидродинамическим исследованиям пластов и скважин».

Объем и качество проводимых исследований должны обеспечивать возможность подсчета запасов нефти и газа не только объемным методом, но и методами, основанными на принципе материального баланса.

При извлечении в процессе добычи нефти и газа попутно значительных количеств подземных вод изучение и подсчет запасов заключенных в них полезных компонентов производится с учетом требований «Инструкции по применению Классификации эксплуатационных запасов подземных вод к месторождениям промышленных вод». Если разработка залежей нефти ведется с искусственным заводнением, то запасы содержащихся в подземных водах полезных компонентов не подсчитываются в связи с разубоживанием их закачиваемой водой.

§ 7. КАТЕГОРИИ ЗАПАСОВ, ПЕРСПЕКТИВНЫХ И ПРОГНОЗНЫХ РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГАЗА И ИХ НАЗНАЧЕНИЕ

Весь последовательный ход изучения нефтегазоносных объектов направлен в первую очередь на их локализацию и выявление залежей нефти и газа в горизонтах и пластах в подготовленных к поисковому бурению ловушках. До того момента, пока первая скважина не вскрыла пласт или горизонт, можно лишь предполагать возможность обнаружения в нем залежи на основе аналогии с соседними залежами той же структурно-фациальной зоны.

Когда скважины прошли этот пласт или горизонт, наличие в нем залежи устанавливается опробованием или с помощью комплекса промыслово-геофизических и других исследований. Факт установления продуктивности горизонтов и пластов, т. е. факт выявления залежей, служит границей, разделяющей запасы и ресурсы.

Масса нефти и конденсата и объем газа на дату подсчета в выявленных, разведанных и разрабатываемых залежах, приведенные к стандартным условиям, называются *запасами*. На подсчитанную величину запасов влияют объем и качество информации, полученной при поисковых и разведочных работах и разработке, а также применяемые методы подсчета.

Подсчитываемые запасы одной и той же залежи по мере накопления фактических данных на разных стадиях геологоразведочных работ или с учетом данных эксплуатационного разбуривания и разработки могут претерпевать существенные изменения. Естественно, чем выше степень изученности, чем больше фактических данных и выше их качество, тем достовернее подсчитанные запасы. Если объем и качество информации, получаемой по выявленным залежам в процессе поисков, разведки и разработки, увязать с определенными стадиями изученности залежей, то станет понятной сущность разделения запасов на категории.

Наряду с выявленными залежами в нефтегазоносных горизонтах и пластах, а также в литолого-стратиграфических комплексах объектов, не изученных поисковым бурением, могут содержаться скопления УВ, наличие которых предполагается на основании геолого-геофизических исследований и сложившихся представлений о геологическом строении. Это предполагаемые залежи в продуктивных, но не вскрытых бурением пластах на установленных месторождениях или на подготовленных к бурению площадях, а также в литолого-стратиграфических комплексах с доказанной и предполагаемой нефтегазоносностью в пределах крупных геоструктурных элементов (1 порядка).

Масса нефти и конденсата и объем газа на дату оценки, приведенные к стандартным условиям, в указанных выше объектах называются *ресурсами*. Оцененные ресурсы отличаются от запасов, а также друг от друга не только различной степенью изученности, но и разной степенью обоснованности. Например, обоснованность запасов в продуктивных пластах, пройденных бурением и характеризующихся благоприятной в отношении нефтегазоносности геолого-геофизической характеристикой, значительно выше обоснованности ресурсов в продуктивных пластах, еще не вскрытых бурением.

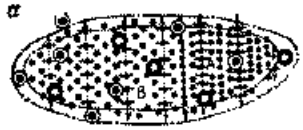
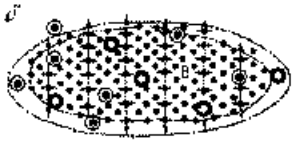
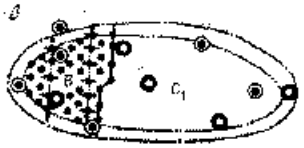
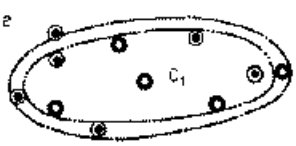
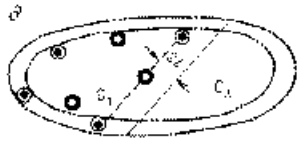
В Классификации запасов и ресурсов 1983 г. впервые законодательно введено понятие «ресурсы». Ресурсы по степени обоснованности разделены на категории, образующие с категориями запасов единый ряд А—Д. Четкое ограничение ресурсов от запасов является свидетельством более низкой степени изученности и обоснованности, а в конечном счете и достоверности ресурсов.

Запасы нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов, имеющих промышленное значение, по степени изученности подразделяются на разведанные — категории А, В, C_1 и предварительно оцененные — категория C_2. Ресурсы этих же полезных ископаемых и содержащихся в них компонентов по степени их изученности и обоснованности подразделяются на перспективные — категория C_3 и прогнозные — категории $Д_1$ и $Д_2$.

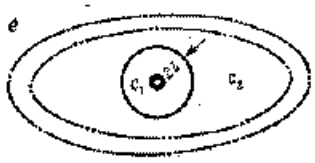
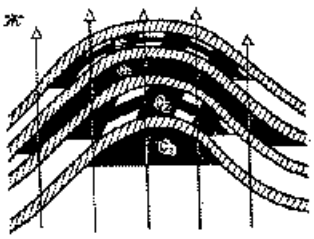
Запасы полезных компонентов, содержащихся в нефти и газе в промышленных количествах, а также их перспективные и прогнозные ресурсы соответственно подсчитываются или оцениваются по тем же категориям и в тех же границах, что и содержащие их полезные ископаемые.

Условия отнесения запасов перспективных и прогнозных ресурсов нефти и газа к той или иной категории рассмотрены в табл. 4. В соответствии с Классификацией запасов и ресурсов и

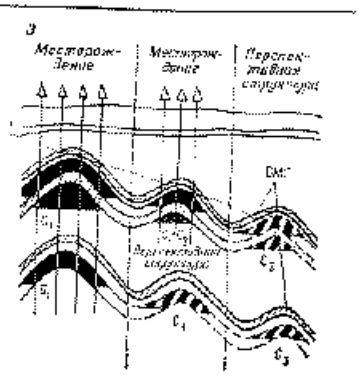
Таблица 4. **Выделение категорий запасов и ресурсов**

Классификация суммарных (геологических) ресурсов	Категории запасов и ресурсов	Объекты выделения категорий запасов и ресурсов	Данные, по которым установлена или которыми обусловлена нефтегазоносность	Границы категорий запасов и ресурсов	Степень изученности параметров залежи и основных показателей, определяющих условия ее разработки	Примеры выделения границ категорий запасов и ресурсов
Запасы. Разведанные	А	Залежь, разбуренная в соответствии с проектом разработка	Залежь в разработке	До границ залежи	Изучены полностью по данным разведочного и эксплуатационного бурения и разработки залежи (ее части)	*а* 
		То же для части залежи	Часть залежи в разработке	В контуре эксплуатационных скважин, пробуренных по проекту разработки		
	В	Залежь, разбуренная в соответствии с технологической схемой разработки месторождения нефти или проектом опытно-промышленной разработки месторождения газа	Залежь в разработке	До границ залежи	Изучены в степени, достаточной для составления проекта разработки по данным разведочного и эксплуатационного бурения и разработки залежи (ее части)	*б* 
		То же по части залежи	Часть залежи в разработке	В контуре эксплуатационных скважин, пробуренных по технологической схеме разработки месторождений нефти или проекту опытно - промышленной разработки месторождений газа		*в* 
Запасы. Разведанные	C_1	Разведанная залежь	Нефтегазоносность залежи установлена получением промышленных притоков нефти и газа (часть скважин опробована испытателем пластов) и положительными данными керна и ГИС в неопробованных скважинах	До контура залежи, проведенного по данным опробования и ГИС, обосновывающим гипсометрическое положение ВНК, ГНК и ГВК	Изучены по данным разведочного и эксплуатационного бурения в степени, достаточной для составления технологической схемы разработки месторождения нефти или проекта опытно - промышленной разработки месторождения газа. На нефтегазовых залежах установлена промышленная ценность нефтяной оторочки	*г* 
		Разведанная часть выявленной залежи	То же для разведанной части залежи	До контура залежи в пределах разведанной ее части, в пределах неразведанной части — на расстоянии, равном удвоенному расстоянию между добывающими скважинами (l), предусмотренному технологической схемой		*д* 

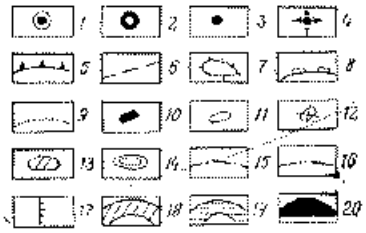
Продолжение табл. 4

Классификация сухарных (геологических) ресурсов	Категории запасов и ресурсов	Объекты выделения категорий запасов и ресурсов	Данные, по которым установлена или которыми обусловлена нефтегазоносность	Границы категорий запасов и ресурсов	Степень изученности параметров залежи и основных показателей, определяющих условия ее разработки	Примеры выделения границ категорий запасов и ресурсов
				разработки месторождения нефти или проектом опытно-промышленной разработки месторождения газа		
Запасы. Разведанные	C_1	Участок около первой скважины с промышленным притоком на выявленной ею залежи	Нефтегазоносность установлена по данным бурения и испытания одной скважины и получения в ней промышленных притоков нефти или газа	В радиусе равном удвоенному расстоянию между добывающими скважинами сеток, применяемых на сходных по строению залежах района	Изучены по геологическим и геофизическим данным пробуренной скважины или принимаются по аналогии с соседними месторождениями	*е* 
Запасы. Предварительно оцененные	C_2	Неразведанная часть выявленной залежи	Аналогия с разведанной частью залежи	В пределах части залежи, примыкающей к запасам категории C_1, по контуру, проведенному по аналогии с разведанной частью залежи	Принимаются по аналогии с разведанной частью залежи	См. рис. *д* и *е*
		Выявленные залежи в промежуточных и вышезалегающих пройденных бурением неопробованных продуктивных пластах на разведанном или разрабатываемом месторождении	Данные бурения, керна и промыслово-геофизических исследований (с использованием аналогии близ изученных месторождений в данном районе)	В пределах выявленных контуров залежей	Определены в общих чертах по данным геологических и геофизических исследований в пробуренных скважинах. Режим залежи, коэффициенты вытеснения, продуктивность скважин, пластовые давление и температура, гидропроводность, пьезопроводность и т. п. принимаются по аналогии с выявленными залежами в тех же пластах соседних месторождений	*ж* 

Продолжение табл. 4

Классификация суммарных (геологических) ресурсов	Категории запасов и ресурсов	Объекты выделения категорий запасов и ресурсов	Данные, по которым установлена или которыми обусловлена нефтегазоносность	Границы категорий запасов и ресурсов	Степень изученности параметров залежи и основных показателей, определяющих условия ее разработки	Примеры выделения границ категорий запасов и ресурсов
Запасы — Предварительно оцененные	C_2	Залежи в неопробованных пластах отдельных куполов многокупольных месторождений, если доказана их полная аналогия изученным частям данного месторождения	То же, с использованием аналогии на разведанных куполах данного месторождения	В пределах контуров выявленных залежей	То же, в тех же пластах изученных куполов	
Ресурсы — Перспективные	C_3	Предполагаемые залежи в нескрытых бурением пластах на разведанных или разрабатываемых месторождениях, продуктивных на других месторождениях района Предполагаемые залежи на подготов-	Промышленная нефтегазоносность, наличие коллекторов, перекрытых плохо проницаемыми породами, предполагается по аналогии с изученными месторождениями на основе анализа условий их формирования в	В пределах предполагаемой площади залежи	Принимаются по аналогии с выявленными залежами, расположенными в одной с перспективной площадью структурно - фациальной зоне Тип, форма, размеры залежи и положение ВНК, ГНК и ГВК принимаются на основе реги-	
Ресурсы — Перспективные	C_3	ленных для глубокого бурения площадях, расположенных в одной структурно - фациальной зоне с выявленными залежами в пределах нефтегазоносного района и оконтуренных проверенными методами геологических и геофизических исследований	пределах структурно-фациальной зоны, в которой выделяются перспективные площади		циональных закономерностей, установленных в структурно-фациальной зоне, и с учетом заполнения ловушки	
Ресурсы — Прогнозные	$Д_1$	Предполагаемые залежи в литолого-стратиграфических комплексах с промышленной нефтегазоносностью, доказанной в пределах оцениваемых крупных региональных структур (I порядка)	Количественная оценка основывается на результатах геофизических и геохимических исследований и аналогии с изученными залежами в тех же комплексах в пределах оцениваемой структуры I порядка	Охватывают: в пределах части структуры I порядка с еще неустановленной нефтегазоносностью: 1) ловушки, подготовленные к глубокому бурению; 2) ловушки, выявленные по геологическим и геофизическим данным; 3) территории с ловушками, предполагаемыми на основании закономерностей их распределения, установленными на смежных, хорошо изученных (эталонных) территориях		

Продолжение табл. 4

Классификация суммарных (геологических) ресурсов	Категории запасов и ресурсов	Объекты выделения категорий запасов и ресурсов	Данные, по которым установлена или которыми обусловлена нефтегазоносность	Границы категорий запасов и ресурсов	Степень изученности параметров залежи и основных показателей, определяющих условия ее разработки	Примеры выделения границ категорий запасов и ресурсов
Ресурсы прогнозные	$Д_2$	Предполагаемые залежи в литолого-стратиграфических комплексах, промышленная нефтегазоносность которых в пределах крупной региональной структуры (I порядка) еще не доказана, но прогнозируется на основе комплекса имеющихся геолого-геохимических и геофизических данных	Количественная оценка основывается на общих геологических представлениях и аналогии с другими более изученными структурами I порядка с разведанными залежами в оцениваемых комплексах	Охватывают в пределах структур I порядка с неустановленной нефтегазоносностью: 1) ловушки, подготовленные к глубокому бурению; 2) ловушки, выявленные по геологическим и геофизическим данным; 3) территории с предполагаемыми ловушками		
Ресурсы прогнозные		Предполагаемые залежи в пределах структур I порядка с доказанной нефтегазоносностью		Охватывают территории с нефтегазоносными комплексами, погруженными значительно ниже глубин, достигнутых бурением, или нефтегазоперспективными комплексами, продуктивность которых еще не доказана		

Залежи: *а* — разбуренная по первому и частично по второму проектному документу, *б* — разбуренная полностью по первому проектному документу, *в* — разбуренная частично по первому проектному документу, *г* — подготовленная к разработке, *д* — частично разбуренная поисковыми и разведочными скважинами, *е* — выявленная первой поисковой скважиной; *ж* — выделение запасов категории C_2 в промежуточных и вышезалегающих пластах; *з* — выделение перспективных ресурсов категории C_3; *и* — выделение прогнозных ресурсов категорий $Д_1$ и $Д_2$. Скважины: *1* — разведочные, непробованные, *2* — давшие промышленные притоки, *3* — добывающие, *4* — нагнетательные; границы: *5* — нефтегазоносной области, *6* — нефтегазоносного района, *7* — зоны поднятий или валов; *8* — структуры I порядка; *9* — зоны нефтегазонакопления; *10* — месторождения; *11* — перспективные площади; ловушки: *12* — пустые, *13* — подготовленные к бурению, *14* — выявленные; контуры нефтеносности: *15* — внешний, *16* — внутренний; *17* — интервалы перфорации; *18* — непроницаемые породы; *19* — опорный маркирующий горизонт; *20* — нефть (или газ)

Инструкцией по ее применению такими условиями являются:

разная степень разбуренности залежи (или ее части);

связанная со стадийностью работ характеристика данных, по которым устанавливается нефтегазоносность объектов подсчета запасов или обосновывается нефтегазоносность перспективных объектов подсчета и оценки прогнозных ресурсов;

обусловленные каждой категорией запасов и перспективных ресурсов требования к степени изученности основных параметров, характеризующих тип, форму, условия залегания и размеры залежи нефти и газа; тип, строение, свойства и характер насыщения пород-коллекторов, вмещающих УВ; состав и свойства плохо проницаемых пород покрышек; состав и свойства нефти, газа, конденсата и содержащихся в них полезных компонентов; основные показатели и параметры, от которых зависят условия разработки залежей; гидрогеологические и геокриологические условия проводки скважин.

В Классификации запасов определено и назначение запасов и ресурсов нефти и газа.

Так, данные о запасах месторождений и перспективных ресурсов нефти и газа, числящихся на государственном балансе, используются при разработке схем развития и размещения отраслей народного хозяйства, при составлении государственных планов экономического и социального развития СССР, при планировании геологоразведочных работ. Между тем назначение каждой категории запасов преследует более конкретные цели.

Данные о запасах вновь разведанных залежей, подготовленных для промышленного освоения, используются при проектировании предприятий по добыче, транспортировке и комплексной переработке нефти и газа.

По предварительно оцененным запасам категории C_2 определяются перспективы месторождения, планируются геологоразведочные работы или геологопромысловые исследования при переводе скважин на вышележащие пласты и частично для проектирования месторождений (на вновь разведанных залежах, подготовленных для промышленного освоения).

Перспективные ресурсы нефти и газа используются при планировании поисковых и разведочных работ и прироста запасов категорий C_1 и C_2.

Назначение прогнозных ресурсов определяется Методическими указаниями [17].

Прогнозные ресурсы категории $Д_1$ используются для обоснования наиболее эффективных направлений геологоразведочных работ на предстоящую пятилетку, составления пятилетних и перспективных (10—15 лет) планов экономического и социального развития народного хозяйства СССР, планирования геологоразведочных работ и прироста запасов на перспективу, обоснования долгосрочных схем развития добычи нефти и газа.

Прогнозные ресурсы категории $Д_2$ как менее обоснованные и базирующиеся на общих геологических представлениях и аналогии

с более изученными территориями используются при планировании региональных геологоразведочных работ и выборе направлений ранних этапов поисков.

§ 8. ГРУППЫ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА И ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ ИХ ПОДСЧЕТА И УЧЕТА

По народнохозяйственному значению запасы нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов, имеющих промышленное значение, подразделяются на две группы, подлежащие самостоятельному подсчету и учету:

б а л а н с о в ы е — запасы месторождений (залежей), вовлечение которых в разработку в настоящее время экономически целесообразно;

з а б а л а н с о в ы е — запасы месторождений (залежей), вовлечение которых в разработку в настоящее время экономически нецелесообразно или технически и технологически невозможно, но которые в дальнейшем могут быть переведены в балансовые.

В балансовых запасах нефти, растворенного газа, конденсата и содержащихся в них компонентов, имеющих промышленное значение, подсчитываются и учитываются извлекаемые запасы.

Извлекаемые запасы — часть балансовых запасов, которая может быть извлечена из недр при рациональном использовании современных технических средств и технологии добычи с учетом допустимого уровня затрат (замыкающих) и соблюдения требований по охране недр и окружающей среды.

Коэффициенты извлечения нефти и конденсата определяются на основании поварианных технологических и технико-экономических расчетов и утверждаются ГКЗ СССР с учетом заключений по ним Министерства нефтяной промышленности, Министерства газовой промышленности и Министерства геологии СССР.

Запасы месторождений нефти и газа, расположенные в пределах охранных зон крупных водоемов и водотоков, населенных пунктов, заповедников, памятников природы, истории и культуры, относятся к балансовым или забалансовым на основании технико-экономических расчетов, в которых учитываются затраты на перенос объектов или затраты, связанные с применением специальных способов разработки месторождений. Если фактическая ценность ожидаемой продукции нефтегазодобывающих предприятий выше всех суммарных затрат, необходимых для освоения месторождения, то практически все разведанные (А, В и C_1) и предварительно оцененные (C_2) запасы должны быть отнесены к группе балансовых.

Таким образом, новая классификация запасов и ресурсов предусматривает жесткие требования при отнесении запасов к балансовым или забалансовым.

Применение новых методов воздействия на пласт и более совершенной технологии разработки способствует увеличению конечного коэффициента извлечения нефти. В этой связи возможность

отнесения запасов нефти и газа к забалансовым, как отмечает А. М. Быбочкин, должна сводиться к минимуму. К этой группе могут быть отнесены запасы лишь какой-то отдельной залежи месторождения, если окажется, что ее следует разрабатывать самостоятельной сеткой скважин, а затраты на выполнение этих работ не окупаются ожидаемой комплексно извлекаемой и комплексно перерабатываемой продукцией в виде углеводородного сырья. Но нельзя выделять забалансовые запасы как часть запасов одной залежи (на отдельных участках ее площади или вертикального разреза), если разработка залежи или месторождения в целом признается рентабельной. Нефть и газ — подвижные флюиды, и при разработке одной части залежи могут приходить в движение флюиды и во всех других частях залежи. Неоднородность пласта по площади и разрезу должна учитываться коэффициентом извлечения.

Классификация запасов предусматривает учет забалансовых запасов всех категорий.

На месторождениях, введенных в разработку, классификация запасов обязывает производить перевод запасов категорий C_1 и C_2 в более высокие категории по данным бурения и исследования добывающих скважин, а в необходимых случаях — по данным доразведки. В тех случаях, когда в результате доразведки, проведенной на разрабатываемом месторождении, балансовые и извлекаемые запасы категорий $A+B+C_1$ изменяются по сравнению с ранее утвержденными ГКЗ СССР более чем на 20 %, необходимо проводить пересчет запасов.

Пересчет запасов производится и в тех случаях, когда в процессе разработки или доразведки залежей намечается списание балансовых и извлекаемых запасов категорий $A+B+C_1$, не подтвердившихся или не подлежащих отработке по технико-экономическим причинам, превышающее нормативы, установленные действующим положением о порядке списания запасов полезных ископаемых с баланса предприятий по добыче нефти и газа.

При пересчете запасов на разрабатываемых месторождениях необходимо сопоставить данные разведки и разработки по запасам, условиям залегания, эффективной газонефтенасыщенной толщине, площади залежи, коллекторским свойствам пород и их нефтегазонасыщенности, коэффициентах извлечения. При анализе баланса движения запасов следует установить конкретные причины изменений запасов и их категорийности. По месторождениям, на которых выявилось изменение запасов, утвержденных ГКЗ СССР, сопоставление данных разведки и разработки, а также анализ причин их расхождений, должны производиться совместно организациями, разведывавшими и разрабатывающими месторождение.

Основным графическим документом при подсчете запасов служит подсчетный план. Подсчетные планы (рис. 8) составляются на основе структурной карты по кровле (поверхности) продуктивных пластов-коллекторов или же хорошо прослеживающегося ближайшего репера, расположенного не более чем на 10 м выше или

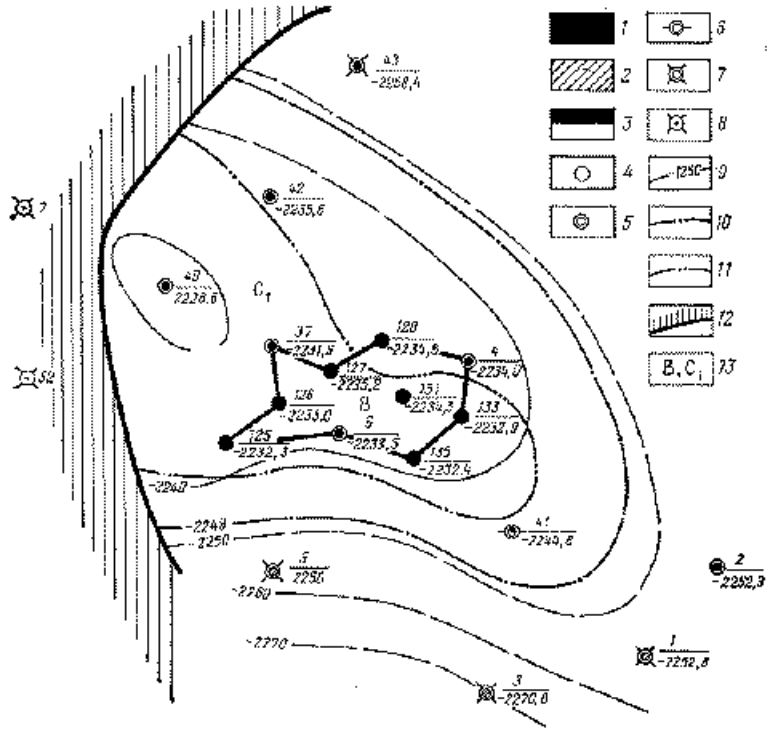


Рис. 8. Пример подсчетного плана залежи.

1 — нефть; *2* — вода; *3* — нефть и вода; скважины: *4* — добывающие, *5* — разведочные, *6* — в консервации, *7* — ликвидированные, *8* — не давшие притока; *9* — изогипсы поверхности коллекторов, м; контуры нефтеносности: *10* — внешний, *11* — внутренний; *12* — граница литолого-фациального замещения коллекторов; *13* — категории запасов; цифры у скважин: в числителе — номер скважины, в знаменателе — абсолютная отметка кровли коллектора, м.

ниже кровли пласта. На карту наносятся внешний и внутренний контуры нефте- и газоносности, границы категорий запасов, а также все пробуренные на дату подсчета запасов скважины (с точным указанием положения устьев, точек пересечения ими кровли соответствующего продуктивного пласта):

разведочные;

добывающие;

законсервированные в ожидании организации промысла;

нагнетательные и наблюдательные;

давшие безводную нефть, нефть с водой, газ, газ с конденсатом, газ с конденсатом и водой и воду;

находящиеся в опробовании;

неопробованные, с указанием характеристики нефте-, газо- и водонасыщенности пластов-коллекторов по данным интерпретации материалов геофизических исследований скважин;

ликвидированные, с указанием причин ликвидации;

вскрывшие пласт, сложенный непроницаемыми породами.

По испытанным скважинам указываются: глубина и абсолютные отметки кровли и подошвы коллектора, абсолютные отметки интервалов перфорации, начальный и текущий дебиты нефти, газа и воды, диаметр штуцера, депрессия, продолжительность работы, дата появления воды и ее содержание в процентах в добываемой продукции. При совместном опробовании двух и более пластов указывают их индексы. Дебиты нефти и газа должны быть замерены при работе скважин на одинаковых штуцерах.

По добывающим скважинам приводятся: дата ввода в работу, начальный и текущий дебиты и пластовое давление, добытое количество нефти, газа, конденсата и воды, дата начала обводнения и содержание воды в процентах в добываемой продукции на дату подсчета запасов. При большом количестве скважин эти сведения помещаются в таблице на подсчетном плане или на прилагаемом к нему листе. Кроме того, на подсчетном плане дается таблица с указанием принятых авторами величин подсчетных параметров, подсчитанные запасы, их категории, величины параметров, принятые по решению ГКЗ СССР, дата, на которую подсчитаны запасы.

При повторном подсчете запасов на подсчетные планы должны быть нанесены границы категорий запасов, утвержденных при предыдущем подсчете, а также выделены скважины, пробуренные после предыдущего подсчета запасов.

Подсчет запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов производится раздельно для газовой, нефтяной, газонефтяной, водонефтяной и газонефтеводяной зон по типам коллекторов для каждого пласта залежи и месторождения в целом с обязательной оценкой перспектив всего месторождения. Запасы содержащихся в нефти и газе компонентов, имеющие промышленное значение, подсчитываются в границах подсчета запасов нефти и газа. При подсчете запасов подсчетные параметры измеряются в следующих единицах: толщина в метрах; давление в мегапаскалях (с точностью до десятых долей единицы); площадь в тысячах квадратных метров; плотность нефти, конденсата и воды в граммах на кубический сантиметр, а газа — в килограммах на кубический метр (с точностью до тысячных долей единицы); коэффициенты пористости и нефтегазонасыщенности в долях единицы с округлением до сотых долей; коэффициенты извлечения нефти и конденсата — в долях единицы с округлением до тысячных долей. Запасы нефти, конденсата, этана, пропана, бутанов, серы и металлов подсчитываются в тысячах тонн, газа — в миллионах кубических метров, гелия и аргона — в тысячах кубических метров. Средние значения параметров и результаты подсчета запасов приводятся в табличной форме.

§ 9. ПОДГОТОВЛЕННОСТЬ РАЗВЕДАННЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ (ЗАЛЕЖЕЙ) НЕФТИ И ГАЗА ДЛЯ ПРОМЫШЛЕННОГО ОСВОЕНИЯ

В соответствии с Классификацией запасов подготовленность разведанных месторождений (залежей) нефти и газа для промышленного освоения определяется степенью их изученности независимо от размера и сложности геологического строения.

Разведанные месторождения считаются подготовленными для промышленного освоения при соблюдении следующих условий:

а) балансовые и извлекаемые запасы нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов, имеющих промышленное значение, утверждены ГКЗ СССР и дана оценка перспективных ресурсов нефти, газа и конденсата месторождения;

б) утвержденные извлекаемые запасы нефти и конденсата, балансовые запасы газа, а также запасы содержащихся в них имеющих промышленное значение компонентов, используемые при проектировании предприятий по добыче нефти и газа, должны составлять не менее 80 % категории C_1 и до 20 % категории C_2. Возможность промышленного освоения разведанных месторождений (залежей) или частей месторождений (залежей) нефти и газа при наличии запасов категории C_2 более 20 % устанавливается в исключительных случаях ГКЗ СССР при утверждении запасов на основе экспертизы материалов подсчета;

в) состав и свойства нефти, газа и конденсата, содержание в них компонентов, имеющих промышленное значение, особенности разработки месторождений (залежей), дебиты нефти, газа и конденсата, гидрогеологические, геокриологические и другие природные условия изучены в степени, обеспечивающей получение исходных данных для составления технологической схемы разработки месторождения нефти или проекта опытно-промышленной разработки месторождения газа;

г) в районе разведанного месторождения должны быть оценены сырьевая база производства строительных материалов и возможные источники водоснабжения с целью обеспечения потребностей будущих предприятий по добыче нефти и газа;

д) имеются сведения о наличии в разведочных скважинах поглощающих горизонтов, которые могут быть использованы при проведении проектно-изыскательских работ для изучения возможностей сброса промышленных и других сточных вод;

е) составлены рекомендации о разработке мероприятий по обеспечению предотвращения загрязнения окружающей среды.

В целях ускорения промышленного освоения месторождений нефти и газа министерствам, осуществляющим разработку, разрешается:

а) осуществлять проектные и изыскательские работы по строительству промысловых объектов и промышленных сооружений, а также составлять технологические схемы разработки месторождений нефти и проекты опытно-промышленной разработки месторождений газа на базе запасов нефти и газа, принятых ЦКЗ соответствующих министерств;

б) утверждать проектно-сметную документацию и вводить в разработку:

по согласованию с ГКЗ СССР месторождения нефти с извлекаемыми запасами до 30 млн. т на срок до 5 лет на базе запасов,

принятых ЦКЗ министерств, с последующим утверждением их в ГКЗ СССР. Если после 5 лет разработки месторождения остаточные извлекаемые запасы нефти не превысят 1 млн. т, то дальнейшая разработка месторождения производится по согласованию с ГКЗ СССР на базе запасов, принятых ЦКЗ соответствующего министерства;

месторождения газа, расположенные в районах действующих газопроводов, а также месторождения с запасами до 30 млрд. м³ в других районах на срок до 5 лет на базе запасов, принятых ЦКЗ министерств, с последующим их утверждением в ГКЗ СССР. Если после 5 лет разработки остаточные запасы газа не превысят 3 млрд. м³, то дальнейшая разработка месторождения производится по согласованию с ГКЗ СССР на базе запасов, принятых ЦКЗ министерства, осуществляющего разработку месторождения;

по согласованию с ГКЗ СССР и Госгортехнадзором СССР месторождения нефти и газа, расположенные в акваториях морей и океанов, на срок до 5 лет на базе запасов, принятых ЦКЗ Министерства газовой промышленности, с последующим их утверждением в ГКЗ СССР;

месторождения нефти с извлекаемыми запасами до 1 млн. т и газа с запасами до 3 млрд. м³ на базе запасов категорий C_1 и C_2, принятых ЦКЗ соответствующих министерств, без последующего утверждения в ГКЗ СССР.

Глава II.

ВЫДЕЛЕНИЕ ОБЪЕКТОВ ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ И ПЕРСПЕКТИВНЫХ РЕСУРСОВ И ОБЪЕКТОВ ОЦЕНКИ ПРОГНОЗНЫХ РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГАЗА НА ОСНОВЕ КЛАССИФИКАЦИИ ЗАПАСОВ И РЕСУРСОВ

§ 1. ВЗАИМОСВЯЗЬ КАТЕГОРИЙ ЗАПАСОВ И РЕСУРСОВ С ЭТАПАМИ И СТАДИЯМИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ И РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ

В Классификации запасов и ресурсов 1983 г. каждая категория тесно увязана с соответствующими этапом и стадией геологоразведочного процесса или разработки залежей.

Основные черты такой увязки можно представить следующим образом. В соответствии с Положением об этапах и стадиях [22] на региональном этапе оцениваются только прогнозные ресурсы нефти, газа и конденсата. При этом на стадии прогнозирования нефтегазоносности, объектами изучения которой служат провинции, нефтегазоперспективные или нефтегазоносные области и районы, оцениваемые прогнозные ресурсы в большинстве случаев относят к категории $Д_2$.

На стадии оценки зон нефтегазонакопления объектами изучения являются нефтегазоперспективные зоны и зоны нефтегазонакопления, по которым преобладающая часть оцениваемых ресурсов относится к категории $Д_1$.

Поисковый этап характеризуется локализацией изучаемых объектов и их последовательной детализацией. К завершению подстадии выявления объектов прогнозные ресурсы оцениваются на перспективных ловушках, выявленных в районах как с установленной, так и с возможной нефтегазоносностью. Ресурсы категории $Д_1$ выделяются на выявленных ловушках в пределах нефтегазоперспективных зон нефтегазоносных районов. Ресурсы категории $Д_2$ оцениваются в ловушках, выявленных в пределах нефтегазоперспективных районов, т. е. районов с еще не установленной нефтегазоносностью. Ресурсы этой категории выделяются также в ловушках, расположенных в пределах нефтегазоносных районов в продуктивных комплексах, погруженных ниже достигнутых бурением глубин.

Подстадия подготовки объектов завершается подсчетом перспективных ресурсов категории C_3 в ловушках, подготовленных для поискового бурения и расположенных в той же структурно-фациальной зоне данного нефтегазоносного района, в которой имеются выявленные разведанные и разрабатываемые залежи. Ресурсы подготовленных ловушек вне такой зоны в соответствии с Методическими указаниями [17] относят к категории $Д_1$, если ловушки расположены в пределах нефтегазоперспективных зон нефтегазоносного района, и к категории $Д_2$, если они расположены в пределах нефтегазоперспективных районов.

Все перечисленные выше категории охватывают ресурсы предполагаемых залежей, не вскрытых бурением. Стадия поиска месторождений (залежей) завершается после получения первого промышленного притока нефти или газа из подготовленной ловушки. Запасы вновь выявленной залежи подсчитываются в основном по категории C_2 и лишь частично по категории C_1 (около скважины с промышленным притоком).

Разведочный этап начинается стадией оценки месторождений (залежей). По мере бурения каждой новой разведочной скважины доля запасов категорий C_2 на промышленных залежах последовательно уменьшается и соответственно возрастает доля запасов категории C_1. Разведочный этап завершается стадией подготовки месторождений (залежей) к разработке. Решение о вводе месторождения (залежи) в промышленную разработку может быть принято, когда доля извлекаемых запасов категории C_1 составляет не менее 80 %, а запасов категории C_2 — не более 20 %.

Запасы категории В подсчитываются по уже разрабатываемой залежи (или ее части), разбуренной в соответствии с первым проектным документом на разработку. С окончанием разбуривания залежи, что по времени совпадает с завершением I стадии разработки, при достижении соответствующей степени изученности все ее запасы переводятся в категорию В.

Запасы категории А подсчитываются по залежи в целом или по ее частям, доразбуренным в соответствии с проектом разработки. После завершения бурения в основном всех скважин по проекту (период III стадии разработки) запасы залежи переводятся в категорию А.

Таким образом, на каждой более высокой стадии геологоразведочного процесса и разработки залежей повышается детальность исследований. Благодаря этому уточняются представления о геологическом строении объектов, которые дифференцируются на все более мелкие объекты, элементарные по отношению к первоначальным. Увязка категорий ресурсов и запасов с определенными этапами и стадиями геологоразведочного процесса и разработки залежей создает предпосылки для применения системного подхода к выделению объектов оценки прогнозных ресурсов и объектов подсчета перспективных ресурсов и запасов нефти и газа. Назовем их для краткости соответственно оценочными и подсчетными объектами.

Суть системного подхода заключается в представлении оценочных и подсчетных объектов в виде ряда уровней организации, находящихся в отношении последовательного подчинения и соответствующих определенной стадии изученности.

§ 2. ВЫДЕЛЕНИЕ ОЦЕНОЧНЫХ ОБЪЕКТОВ ПРОГНОЗНЫХ РЕСУРСОВ

В современной науке под системами обычно понимают сложные объекты, для которых характерны множественность, разнотипность и разнокачественность образующих их элементов и связей. К важным свойствам систем относится их целостность. Последняя обусловливается наличием у объектов особого рода внутренних и внешних системообразующих связей, а также существованием среди элементарных объектов, составляющих систему, определенных форм организованности или упорядоченности, образующих своего рода уровни иерархии.

Нужно иметь в виду, что понятие «элементарный объект» — относительное. Объект, рассматриваемый при низкой степени изученности в качестве элементарного, с повышением степени изученности оказывается сложным, состоящим из нескольких, меньших по масштабу, элементарных объектов. Именно в такой взаимосвязи находятся все объекты внутри самых крупных систем — нефтегазоносных провинций и их осадочного выполнения, на которых осуществляются оценка прогнозных ресурсов и подсчет перспективных ресурсов и запасов нефти и газа и содержащихся в них компонентов.

В последние годы при прогнозировании нефтегазоносности наметилась вполне определенная тенденция одновременного учета площадной и вертикальной иерархии при выделении оценочных объектов по принципу: меньший по площади объект увязывается с более узкой литолого-стратиграфической единицей разреза [18].

Объекты, выделенные таким образом, обладают существенными преимуществами по сравнению с любыми другими, поскольку позволяют конкретизировать прогноз, повышая тем самым его достоверность. Одновременно следует увязывать масштабы оценочных объектов с выделяемыми стадиями геологоразведочного процесса.

Принцип разделения нефтегазоносных провинций и выполняющих их отложений на объекты площадной и вертикальной иерархии положен в основу нефтегазогеологического районирования (см. § 5 гл. I).

Однако, если в разрезе объекты нефтегазогеологического расчленения совпадают с оценочными объектами, то по площади, начиная с нефтегазоносного района, оценочные объекты приурочивают к геоструктурным элементам соответствующего порядка и знака.

Чтобы определить, какие пары объектов площадной и вертикальной иерархии можно рассматривать на каждой стадии как оценочные объекты одного уровня общей системы нефтегазоносная провинция — осадочный чехол, необходимо оговорить условия, при которых возможно сопоставление таких пар. При прогнозировании нефтегазоносности недр важнейшими являются принципы геологической аналогии. Они заключаются в выборе на изученной территории эталонных объектов, которые по ряду критериев можно считать сходными по геологическому строению со слабо изученными оценочными объектами на прогнозной территории. При этом эталонный и оценочный объекты должны быть приурочены к геоструктурным элементам одного порядка и знака. Они, в свою очередь, представляют собой часть одного тектонического сооружения более высокого ранга, расположенного в пределах соответствующего объекта нефтегазогеологического районирования одного с ним уровня. Проведение аналогии между эталонным и оценочным участками по площади и разрезу возможно в том случае, если объект нефтегазогеологического расчленения прослеживается на территории объекта нефтегазогеологического районирования, охватывающего эти участки.

На стадии прогноза нефтегазоносности при оценке ресурсов категории $Д_2$ необходимо, чтобы один и тот же комплекс прослеживался как в пределах эталона — крупного тектонического сооружения (I порядка), т. е. свода, впадины и др., где установлена его нефтегазоносность, так и в пределах оценочного участка того же порядка и знака, где тот же комплекс относится к нефтегазоперспективным. И эталон, и оценочный объект в данном случае должны быть расположены в пределах разных нефтегазоносных районов одной нефтегазоносной области.

Следовательно, оценочный объект категории $Д_2$ на стадии прогноза нефтегазоносности в плане ограничивается крупным тектоническим сооружением (I порядка) или его частью, а в разрезе — толщиной нефтегазоперспективного комплекса.

Существующие методы позволяют оценивать прогнозные ре-

сурсы категории $Д_2$ и по более крупным элементам: нефтегазоносным области и провинции и их осадочному выполнению.

Оценочными объектами категории $Д_2$ на подстадиях выявления объектов и подготовки их к поисковому бурению служат выявленные и подготовленные ловушки в пределах тектонических сооружений, относимых к этой категории. В разрезе основным объектом на них является нефтегазоперспективный комплекс.

Оценочные и эталонные объекты при оценке прогнозных ресурсов категории $Д_1$ на стадии оценки зон нефтегазонакопления выбираются в пределах одного крупного тектонического сооружения (I порядка). По площади эталонные участки охватывают сооружения меньшего порядка (валы и т. п.) или их участки в пределах изученных зон нефтегазонакопления. Оценочные участки выделяются на одинаковых по рангу и знаку геоструктурных элементах, расположенных в пределах нефтегазоперспективных зон или неизученных частей зон нефтегазонакопления.

В разрезе эталонным и оценочным объектам соответствуют более узкие интервалы разреза, чем нефтегазоносный комплекс, т. е. горизонты, прослеживаемые в пределах нефтегазоносного района. Нефтегазоносность одних и тех же горизонтов на эталонных участках доказана, а на оценочных предполагается.

Оценочными объектами категории $Д_1$ на подстадиях выявления и подготовки объектов к поисковому бурению являются выявленные и подготовленные ловушки в пределах тектонических сооружений, относимых к категории $Д_1$. В разрезе оценочным объектом на таких ловушках служит нефтегазоперспективный горизонт.

§ 3. ВЫДЕЛЕНИЕ ПОДСЧЕТНЫХ ОБЪЕКТОВ ПЕРСПЕКТИВНЫХ РЕСУРСОВ

При подсчете перспективных ресурсов категории $С_3$ уровень подсчетных объектов в плане соответствует отдельной ловушке, способной аккумулировать нефть и газ. Тип ловушки определяется строением структурно-фациальной зоны. Приуроченность групп связанных между собой ловушек к одной зоне нефтегазонакопления (а, следовательно, и к одной структурно-фациальной зоне) предопределяет преимущественную приуроченность залежей к одним и тем же пластам [17]. Таким образом, при оценке перспективных ресурсов объектами подсчета одного уровня в плане и разрезе являются ловушки и нефтегазоносные пласты. При этом пласт рассматривается как минимальное подразделение разреза, способное вмещать самостоятельную залежь.

При любом обобщении всегда возникают трудности с выделением горизонтов, пластов и их пропластков. Исходя из результатов изучения условий взаимодействия пластов при их дренировании в случае многопластового строения залежей, М. М. Иванова, И. П. Чоловский и И. С. Гутман предложили количественные критерии для решения этого вопроса. В частности, если пачка непроницаемых пород прослеживается внутри горизонта более чем на

70 % площади залежи, то она служит разделом между пластами-коллекторами. Пачки непроницаемых пород, распространенные менее чем на 70 % площади залежи, разделяют пропластки коллекторов, принадлежащих единому пласту. Если площадь распространения каждого непроницаемого пласта не превышает 30 % площади залежи, то такие пропластки не оказывают существенного влияния на характер разработки, и пласт можно считать монолитным.

§ 4. ПОДСЧЕТНЫЕ ОБЪЕКТЫ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА

Первый подсчет запасов выявленной (открытой) залежи производится по получении промышленного притока нефти и газа на перспективной площади. В разрезе в качестве подсчетного объекта принимаются пласт или горизонт в зависимости от того, с чем из них связаны залежи на соседних месторождениях той же структурно-фациальной зоны.

Таким образом, иерархический уровень подсчетных объектов на предполагаемых и выявленных залежах остается одним и тем же. Этим определяется преемственность между запасами выявленных залежей, с одной стороны, и перспективными ресурсами предполагаемых залежей — с другой. Вместе с тем достоверность запасов, несмотря на то что в них преобладают запасы категории $С_2$, существенно выше достоверности ресурсов категории $С_3$, поскольку в первом случае подтвержден сам факт наличия залежи.

На стадии оценки месторождений (залежей) создаются предварительные модели выявленных залежей и месторождения в целом. По мере бурения каждой новой скважины баланс между запасами категорий $С_2$ и $С_1$ изменяется в сторону увеличения последней. Поскольку по данным пробуренных скважин на этой стадии должны быть установлены фазовое состояние УВ залежей, свойства флюидов, фильтрационно-емкостные свойства коллекторов, типы залежей и их параметры, на ряде залежей появляется возможность первой дифференциации подсчетных объектов и запасов нефти и газа. Так, на пластовых сводовых залежах в качестве самостоятельных объектов в плане выделяются нефтяная (газовая) и водонефтяная (газован) зоны, характеризующиеся различным насыщением коллекторов нефтью и газом. Однако данных для выделения отдельных объектов в разрезе, как правило, пока недостаточно.

На стадии подготовки месторождения (залежей) к разработке, если разведанная залежь связана с пластом, то в разрезе она рассматривается как единый объект. В случаях, когда нефтяная залежь связана с горизонтом, полученных на этой стадии данных оказывается вполне достаточно для первой дифференциации горизонта на слагающие его продуктивные пласты.

На разрабатываемой залежи должен проводиться комплекс исследований по детализации ее строения, на основе которого осуществляется перевод запасов в категории В и А. По данным ис-

следований в скважинах, пробуренных по более плотной сетке, уточняются границы распространения коллекторов каждого пропластка, выделяемого внутри продуктивного пласта. С учетом данных опробования скважин в терригенном коллекторе устанавливаются кондиционные значения, разделяющие высоко- и низкопродуктивные породы, прослеживаются зоны распространения пластов и пропластков разной продуктивности, рассматриваемые как самостоятельные подсчетные объекты. В карбонатном коллекторе выделяются в разрезе и прослеживаются по площади залежи пласты (пропластки) разных типов коллекторов, отличающиеся друг от друга коллекторскими свойствами.

Таким образом, подсчетные и оценочные объекты, иерархический уровень которых определяется стадиями геологоразведочного процесса и разработки залежей, увязанные на различных уровнях по площади и разрезу, рассматриваются как своего рода элементарные тела сложной системы «нефтегазоносная провинция» (табл. 5). Степень элементаризации объекта обусловливается степенью его изученности, в свою очередь определяющей категорийность запасов и ресурсов. Все это в конечном счете позволяет дифференцировать способы подсчета запасов и оценки ресурсов применительно к степени изученности объектов.

Глава III.
СУММАРНЫЕ РЕСУРСЫ НЕФТИ, ГАЗА И КОНДЕНСАТА

Для сравнения нефтегазоносности различных регионов пользуются интегральными оценками, включающими в себя накопленную добычу, запасы, ресурсы нефти, газа и конденсата всех категорий. Первым название таким оценкам еще в 1932 г. дал И. М. Губкин, объединив все слагаемые термином «общие геологические запасы». Несмотря на то что это название очень метко отражало суть дела, оно не получило широкого распространения поскольку практика количественного прогнозирования нефтегазоносности регионов в те годы была ограниченной.

Второе рождение этого понятия связано с концом 50-х — началом 60-х годов, когда в нашей стране стали широко развертываться работы по количественной оценке перспектив нефтегазоносности, чему способствовало открытие ряда новых нефтегазоносных провинций страны. В геологический лексикон вошло новое понятие — «потенциальные ресурсы», в которое вкладывался тот же смысл, что и в понятие «общие геологические ресурсы».

Следует отметить, что с самого начала термин «потенциальные ресурсы» вызвал резкую критику со стороны ряда видных геологов. Так, М. А. Жданов неоднократно указывал, что включение в понятие «потенциальный» накопленной добычи лишено всякой логики.

В 1983 г. в практику работ по прогнозированию нефтегазонос-

Таблица 5. **Оценочные объекты прогнозных ресурсов и подсчетные объекты перспективных ресурсов и запасов нефти и газа**

Этапы	Стадии геологоразведочных работ и разработки	Изучаемый объект	Категории ресурсов или запасов	Подсчетные или оценочные объекты: По площади	Подсчетные или оценочные объекты: В разрезе
1	2	3	4	5	6
Региональный	Прогнозирование нефтегазоносности	Нефтегазоперспективная и нефтегазоносная провинция или область	$Д_3$	Нефтегазоперспективная и нефтегазоносная провинция или области	Осадочный чехол
		Нефтегазоперспективный район	$Д_2$	Структура 1 порядка (свод, впадина и др.)	Нефтегазоперспективный комплекс
	Оценка зон нефтегазонакопления	Нефтегазоперспективная зона и зона нефтегазонакопления	$Д_1$	Вал, зона поднятий изометрической формы и др.	Горизонт
Поисковый	Выявление и подготовка объектов для поискового бурения: Выявление объекта	Нефтегазоперспективный район	$Д_2$	Выявленная ловушка	Нефтегазоперспективный комплекс
		Нефтегазоперспективная зона нефтегазоносного района	$Д_1$	Выявленная ловушка	Горизонт
	Подготовка объектов для бурения	Выявленная ловушка в нефтегазоперспективном районе	$Д_2$	Предполагаемая залежь в подготовленной ловушке	Нефтегазоперспективный комплекс
		Выявленная ловушка в нефтегазоперспективной зоне нефтегазоносного района	$Д_1$	Предполагаемая залежь в подготовленной ловушке	Горизонт
		Выявленная ловушка в структурно-фациальной зоне, в пределах которой установлены залежи	$С_3$	Предполагаемая залежь в подготовленной ловушке	Пласт однопластовой залежи или горизонт многопластовой залежи

Зак. 123

Продолжение табл. 5

Этапы	Стадии геологоразведочных работ и разработки	Изучаемый объект	Категория ресурсов или запасов	Подсчетные или оценочные объекты	
				По площади	В разрезе
1	2	3	4	5	6
Разведочный	Поиск месторождений (залежей)	Подготовленная ловушка	C_2 и частично C_1	Выявленная (открытая) залежь	Пласт однопластовой залежи или горизонт многопластовой залежи
	Оценка месторождений (залежей)	Открытое месторождение и выявленная залежь	C_2 и C_1	Части пластовой сводовой залежи: нефтяная (газовая), водонефтяная (газоводяная), Массивная залежь в целом	То же
	Подготовка месторождений (залежей) для разработки	Промышленное месторождение (залежь)	C_1 и частично C_2	Части разведанной пластовой сводовой залежи: нефтяная (газовая), водонефтяная (газоводяная)	Пласты однопластовой и многопластовой залежей
Разработка залежей	Стадии I	Разрабатываемая залежь, пробуриваемая в соответствии с технологической схемой разработки месторождений нефти или проектом опытно-промышленной разработки месторождений газа	В	Зоны разной продуктивности и разных типов коллекторов в пределах чисто нефтяной (газовой) и водонефтяной (газоводяной) зон	Монолитный пласт или пропласток
	Стадии II и середина стадии III	Разрабатываемая залежь, разбуриваемая в соответствии с проектом разработки	А	То же, но по данным более плотной сетки скважин	То же

люсти вместо понятия «потенциальные ресурсы» введено понятие «суммарные ресурсы».

Суммарные ресурсы могут быть начальными и текущими. Под начальными суммарными ресурсами региона понимается сумма разведанных запасов (категорий $A+B+C_1$) и предварительно оцененных запасов (категории C_2) на месторождениях до начала их разработки, а также перспективных (категории C_3) и прогнозных ресурсов (категорий $Д_1+Д_2$), подсчитанных и оцененных в пределах региона на дату оценки или уточнения прогнозных ресурсов.

Текущие суммарные ресурсы меньше начальных на величину накопленной добычи на разрабатываемых месторождениях региона к моменту оценки прогнозных ресурсов.

Среди суммарных ресурсов нефти, газа и конденсата целесообразно выделять ресурсы, которые могут быть извлечены из недр. Нам представляется, что таким ресурсам соответствует понятие суммарные извлекаемые ресурсы. При этом суммарные ресурсы правильнее называть суммарными геологическими ресурсами.

Начальные суммарные извлекаемые ресурсы региона определяются суммой на ту же дату: извлекаемых запасов категорий $A+B+C_1+C_2$ до начала разработки месторождений и залежей; извлекаемых перспективных ресурсов категории C_3 и извлекаемых прогнозных ресурсов категорий $Д_1+Д_2$.

Текущие суммарные извлекаемые ресурсы отличаются от начальных на величины накопленной добычи на дату оценки или уточнения прогнозных ресурсов.

Глава IV.

СОПОСТАВЛЕНИЕ «КЛАССИФИКАЦИИ ЗАПАСОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, ПЕРСПЕКТИВНЫХ И ПРОГНОЗНЫХ РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГОРЮЧИХ ГАЗОВ» С ЗАРУБЕЖНЫМИ КЛАССИФИКАЦИЯМИ

С начала нынешнего столетия классификации запасов месторождений полезных ископаемых, в том числе нефти и газа, действуют в большинстве стран. Однако подход к созданию классификаций и основные принципы, на которых они базируются, в разных странах неодинаковы.

В странах СЭВ и ряде развивающихся государств используются классификации, близкие по своей сути и принципам к классификациям, разработанным в нашей стране.

В нашей стране необходимость полного и комплексного изучения месторождений, а также полного учета содержащихся в них полезных ископаемых установлена законодательно. Применительно к нефти и газу это нашло отражение в выделении двух групп запасов на выявленных залежах: балансовых и забалансовых, а внут-

ри первых — извлекаемых запасов. Степень извлечения нефти из недр в свою очередь определяется необходимостью достижения максимального их использования.

В Классификации Геологической службы и горного бюро США, разработанной В. И. Маккелви в 1975 г., как и в классификациях ряда других стран, под запасами понимаются лишь рентабельные извлекаемые запасы, которые можно добыть при современных технических и финансовых условиях. Такой подход к понятию «запасы» в определенной степени связан с необходимостью установления ценности земельных участков, а также с реализацией решений о рациональном размещении капиталовложений и с разработкой планов по добыче. Наряду с рентабельными извлекаемыми запасами в рассматриваемой классификации выделяется группа нерентабельных извлекаемых ресурсов на залежах выявленных, но неразбуренных (сеткой добывающих скважин) и неразрабатываемых. В какой-то мере они частично соответствуют забалансовым запасам нашей Классификации запасов, выделяемым также на выявленных залежах, не введенных в разработку. Однако у нас в стране внутри забалансовых запасов извлекаемые запасы не подсчитываются.

Группа нерентабельных для разработки в настоящее время извлекаемых ресурсов подразделена на приграничные и субграничные ресурсы. Для приграничных стоимость добычи чуть ниже предела рентабельности. Добыча субграничных ресурсов может оказаться рентабельной только при условии резкого подъема цен на сырье или не менее резкого снижения стоимости добычи в результате прогресса в ее технологии.

Подобно запасам в обеих классификациях по-разному определяется понятие «ресурсы» на неоткрытых или предполагаемых залежах. В классификации США учитываются лишь извлекаемые ресурсы, тогда как у нас в стране в первую очередь оцениваются геологические ресурсы, а внутри них — извлекаемые.

Переходя к сопоставлению категорий запасов, следует сразу подчеркнуть, что в обеих классификациях критерием разделения на запасы и ресурсы является факт выявления залежи. Однако подход к выделению каждой конкретной категории также различен.

В Классификации США наиболее изученная часть запасов объединена под общим названием «измеренные запасы». По объему они несколько меньше наших разведанных запасов. Измеренные запасы разделены на две категории: разбуренные и разрабатываемые и неразбуренные и неразрабатываемые. Первая из них по существу соответствует нашим категориям А+В, выделяемым на разрабатываемых залежах, разбуренных по первому и второму проектным документам. Вторая категория, характеризующая, по всей видимости, залежи лишь разведанные, частично соответствует категории C_1. Другую часть категории C_1 в какой-то мере можно увязать с категорией отмеченных запасов, подсчитываемых по залежам, параметры которых изучены по анализам образцов и

данных измерений в скважинах и частично установлены на основе достаточно уверенной экстраполяции. Такая возможность в нашей Классификации предусматривается для запасов категории C_1, выделяемых в пределах неизученной части залежи на расстоянии от разведочных скважин, равном двум «шагам» предполагаемой сетки добывающих скважин.

Расчетные или подразумеваемые запасы Классификации запасов США подсчитываются на известных, но неразрабатываемых залежах, параметры которых устанавливаются по геологическим данным и на основе экстраполяции. В большей мере эта категория соответствует категории C_2 нашей Классификации.

Ресурсы неоткрытых залежей в Классификации запасов США разделены на две категории. Гипотетические ресурсы выделяются на предполагаемых залежах в районах с доказанной продуктивностью. Эти ресурсы по своей сути соответствуют сумме категорий C_3 и $Д_1$. Категория умозрительных ресурсов на предполагаемых залежах в пределах перспективного района, продуктивность которого еще не доказана, практически полностью соответствует категории $Д_2$ нашей Классификации запасов.

До введения рассмотренной Классификации запасов в США применялась Классификация Американского нефтяного института и Американской газовой ассоциации. В этой Классификации выделялись четыре категории извлекаемых запасов: доказанные, вероятные, возможные и умозрительные. Доказанные запасы практически полностью соответствуют разобранным выше измеренным запасам. Вероятные запасы подсчитывались на менее изученных участках залежей, примыкающих к залежам с доказанными запасами. Возможные запасы подсчитывались по отложениям с доказанной продуктивностью на других площадях, находящихся в сходных условиях с выявленными залежами той же провинции. Умозрительные запасы оценивались в отложениях с недоказанной продуктивностью в пределах нефтегазоносных и перспективных провинций.

В ряде капиталистических и развивающихся стран эта классификация запасов в основных чертах применяется до сих пор. Сопоставление нашей Классификации запасов с зарубежными, выполненное М. А. Пупшевым в 1984 г. на основе работ Н. А. Калинина, Ю. А. Кузнецова, Е. В. Кучерука и М. С. Моделевского (табл. 6), позволяет выделить большую группу стран, в классификациях которых доказанные запасы соответствуют запасам категорий А+В нашей Классификации запасов, вероятные и возможные запасы в сумме приравниваются к сумме запасов и ресурсов трех категорий ($C_1+C_2+C_3$). При этом граница между вероятными и возможными запасами в общих чертах проводится внутри нашей категории C_2. Часть ее запасов, содержащихся в неразведанных частях выявленных залежей, относится к вероятным запасам, а другая часть в неопробованных вышезалегающих и промежуточных пластах — к возможным. Из табл. 5 видно, что не во всех странах этой группы выделяются прогнозные ресурсы.

Таблица 6. **Сопоставление классификаций запасов СССР и ряда зарубежных стран**

Страна	Категории						
	запасов				ресурсов		
СССР	А	В	C_1	C_2	C_3	$Д_1$	$Д_2$
Австрия	Доказанные		Вероятные	Возможные		Умозрительные	
Австралия	Доказанные		Вероятные	Возможные		—	
Великобритания	Доказанные		Вероятные	Возможные		—	
Дания	Доказанные		Вероятные	Возможные		—	
Испания	Доказанные		Вероятные	Возможные		—	
Иран	Доказанные		Вероятные	Возможные		Умозрительные	
Малайзия	Доказанные		Вероятные	Возможные		—	
Франция	Доказанные		Вероятные	Возможные		Гипотетические	Умозрительные
ФРГ	Доказанные		Технически отмеченные	Геологически отмеченные		—	
Венесуэла	Доказанные		Полудоказанные	Вероятные		Возможные	
Мексика	Доказанные			Вероятные		Потенциальные	
Нидерланды	Доказанные			Недоказанные		Потенциальные	
Канада	Установленные		Дополнение к существующим запасам			Будущие открытия	

В классификациях другой группы стран (Нидерланды, Мексика) доказанные запасы соответствуют нашим разведанным ($A+B+C_1$), а вероятные или недоказанные — сумме запасов категории C_2 и ресурсов категории C_3. В классификациях этой группы стран учитываются прогнозные ресурсы, называемые потенциальными.

Некоторым образом отличаются от рассмотренных классификации запасов Венесуэлы и Канады. В первой выделяются: категория полудоказанных запасов, соответствующая запасам категории C_1, категория вероятных запасов, соответствующая сумме категорий C_2 и C_3, и категория возможных ресурсов, отвечающая нашим прогнозным.

В классификации Канады доказанные запасы названы установленными. Запасы категорий C_1 и C_2 нашей Классификации выделены в категорию «Дополнение к существующим запасам», а ресурсы, соответствующие категориям $C_3+Д_1+Д_2$, рассматриваются как будущие открытия.

Нередко в одной стране применяется несколько классификаций. Так, например, в Австралии наряду с классификацией Бюро минеральных источников, геологии и геофизики используется классификация Национальной энергетической совещательной комиссии (доказанные запасы и предполагаемые ресурсы), а также классификация Австралийского совета по минералам и энергии. В последней классификации выделяемые категории запасов основываются на надежности последних. Надежность доказанных запасов определяется в 90 %, доказанных+вероятных — в 60 %, доказанных+вероятных+возможных — в 5 %.

Естественно, все рассмотренные классификации предусматривают выделение рентабельных и нерентабельных запасов и ресурсов.

Следует подчеркнуть, что подобное сопоставление классификаций довольно условное в связи с неодинаковым подходом в различных странах к разделению вероятных и возможных запасов, а также с трудностью передачи смысла английских терминов при переводе их на русский язык.

Раздел второй.

Методы подсчета запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов

Подсчет запасов — это комплекс исследований по обобщению данных геологоразведочных, опытных и промышленных работ, выполненных на месторождении, направленный на создание объективных геологических моделей залежей в соответствии со степенью их изученности, на основе которых в залежах определяется различными методами количество УВ и содержащихся в них полезных компонентов, а также устанавливается их народнохозяйственное значение.

Запасы по степени изученности распределяются в широком диапазоне, ограниченном категориями от C_2 до А и охватывающем запасы залежей выявленных, разведанных и разрабатываемых. Вполне естественно, что объем и детальность научных исследований, обусловливающие достоверность геологических моделей, а также применяемые методы подсчета должны соответствовать объему фактических данных, накопленных по каждой залежи на дату подсчета. В связи с этим каждая более поздняя модель должна уточнять строение залежи за счет дальнейшей детализации исследований, позволяющей выделять все более мелкие элементарные подсчетные объекты. Тем самым с повышением степени изученности залежи усиливается дифференциация запасов, в результате чего уточняются запасы, подсчитанные ранее на основе более простых моделей залежей.

Глава V.

СТАТИЧЕСКАЯ И ДИНАМИЧЕСКАЯ МОДЕЛИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА КАК ОСНОВА ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ И ПЕРЕВОДА ИХ В БОЛЕЕ ВЫСОКИЕ КАТЕГОРИИ [1]

Ю. А. Косыгин и Ю. А. Воронин, развивающие системно-структурный подход в геологии, выделяют три типа систем геологических объектов: статические, динамические и ретроспективные.

Геологические объекты статической системы представляются неподвижными. В них изучаются последовательность залегания слоев, форма, размеры, состав и соотношение геологических тел, типы горных пород и другие элементы в том виде, в каком они установлены исследователем. Задачи статического направления решаются с помощью различных пространственных построений.

При подходе к геологическому объекту как к динамической системе изучаются динамические явления — современные экзогенные, эндогенные и другие непосредственно наблюдаемые процессы. Сюда же относятся и процессы, происходящие в нефтяных и газовых залежах при их разработке. Задачи динамического направления решаются преимущественно с помощью законов физики, гидродинамики и т. п.

Ретроспективные системы изучаются с целью воссоздания моделей геологического прошлого, выяснения вопросов последовательности возникновения геологических объектов и т. п.

Нетрудно видеть, что при изучении залежей нефти и газа вообще нужно подходить к ним как к объектам всех трех систем, а для целей подсчета запасов — главным образом как к объектам статическим и динамическим.

Залежь в виде статической системы представляется как результат предшествовавших геологических процессов, определивших особенности строения подземной кладовой, находящейся до начала разработки в относительно стабильном состоянии. Изучение залежи в таком качестве необходимо для выяснения условий залегания нефти и газа и определения их начальных запасов с тем, чтобы всесторонне обосновать все технологические приемы извлечения нефти и газа, т. е. запроектировать систему ее разработки. Изучение залежи в виде статической системы, начатое в процессе геологоразведочных работ, продолжается в течение всего длительного периода ее разработки.

Залежь с точки зрения динамической системы рассматривается как объект, испытывающий в процессе разработки воздействие в результате деятельности человека. При разработке УВ и вытесняющие их агенты находятся в залежи в подвижном состоянии, при этом происходит постепенное уменьшение объема залежи, изменяется характер распределения остаточных запасов; могут изменяться режим работы залежи, а также некоторые ее параметры и эксплуатационные характеристики. Залежь как динамическая система изучается с момента начала разработки вплоть до ее завершения.

Изучение залежи как сложной материальной системы в обоих ее проявлениях (статическом и динамическом) производится на различных иерархических уровнях. Как было показано выше, на основе системного подхода оценочные и подсчетные объекты выделяются как тела геологического пространства внутри самой крупной системы — нефтегазоносной провинции и ее осадочного выполнения.

Как отмечает Л. Ф. Дементьев, характерной чертой геологических объектов является глубокая иерархия систем различных масштабов и рангов в пределах геологического пространства. Объекты, рассматриваемые как элементы крупной системы, при измене-

[1] Основные положения гл. V разработаны автором совместно с М. М. Ивановой и И. П. Чоловским.

нии задач исследования выступают в качестве систем меньшего масштаба. К подобным системам относится и залежь нефти и газа.

Ее иерархическая структура органически должна вписываться в рассмотренную выше структуру нефтегазоносной провинции, а также отражать на соответствующих уровнях во взаимодействии строение резервуара, свойства пород-коллекторов, свойства пластовых флюидов, характер сил, перемещающих нефть и газ в пластах к забоям скважин.

Структурную организацию залежи нефти и газа как статической и динамической систем можно представить в виде уровней, представляющих собой последовательно взаимосвязанные объекты изучения (табл. 7).

Таблица 7. **Структурная организация системы «залежь»**

Уровень структурной организации	Элементы залежи как системы
5	Залежь в нефтегазоносном горизонте, состоящем из нескольких гидродинамически связанных пластов 4-го уровня
4	Часть залежи в одном продуктивном пласте, состоящем из элементарных тел 3-го уровня в пределах нефтяной (газовой) или водонефтяной (газоводной) частей залежи
3	Элементарные тела с различной продуктивностью или с коллекторами разных типов в пределах чисто нефтяной (газовой) или водонефтяной (газоводяной) частей залежи, выделяемые в пропластках соответственно по кондиционным значениям параметров продуктивных пластов, установленным опробованием или по каким-либо другим признакам
2	Образец породы, содержащий остаточные флюиды
1	Минеральные зерна и другие составляющие горной породы

Примечание. Если залежь связана с одним продуктивным пластом, то система ограничивается четырьмя уровнями.

Изучение статической системы на 1-м уровне — уровне минерального зерна дает информацию о минералогической и петрографической характеристике пород-коллекторов.

Лабораторные исследования образца породы, соответствующего 2-му уровню, направлены на получение: данных о структуре порового пространства и коллекторских свойствах собственно породы и породы, насыщенной флюидами; сведений о характеристике поверхностных взаимодействий породы-коллектора с пластовыми флюидами; количественной оценки содержания остаточных флюидов (воды, нефти, конденсата) в породе-коллекторе и показателей их физико-химических свойств; данных о предельной нефтегазонасыщенности; значений коэффициента вытеснения нефти из образцов породы и др.

Изучение залежи на 3-м уровне предусматривает: поинтервальное определение коллекторских свойств продуктивных пластов в скважинах косвенными методами (ГИС), установление положения контактов и т. п.; определение физико-химических свойств подвижных пластовых флюидов при поинтервальном опробовании однородных пластов и пропластков; определение удельного коэффициента продуктивности пластов и пропластков с разными фильтрационно-емкостными свойствами, что крайне важно для установления и учета кондиционных пределов параметров продуктивных пластов, выделения пластов и пропластков с разной продуктивностью, с коллекторами различных типов, прослеживания зон их распространения и т. п.

Исследования 4-го уровня позволяют произвести геометризацию каждого продуктивного пласта, оценку его параметров и эксплуатационных характеристик.

На 5-м уровне создается модель залежи в целом, определяются ее природный режим и эксплуатационные характеристики.

На каждом уровне дается оценка соответствующим показателям неоднородности продуктивного пласта.

Комплексное и разноплановое изучение залежи как статической системы на основе иерархической структуры направлено на создание ее объективной статической модели применительно к каждой стадии геологоразведочных работ и разработки залежи. В этом смысле процесс изучения залежи напоминает спираль, каждый новый виток которой соответствует более высокой стадии работ, проводимых на залежи. С вступлением залежи в каждую новую стадию начинается очередной этап комплексных исследований на всех иерархических уровнях. Он характеризуется возрастанием детальности исследований по площади и разрезу, что позволяет выделять в пределах залежи все более мелкие элементарные объекты. Тем самым каждая более высокая после поисковой стадия разведочных работ или разработки обеспечивает уточнение статической модели залежи и повышение достоверности подсчета запасов полезных ископаемых в результате их более глубокой дефференциации.

Статическая геологическая модель залежи представляется в виде схем детальной корреляции, геологических профилей, карт поверхностей продуктивных пластов и пропластков, карт изменения различных параметров пластов и пропластков по площади, в виде графиков распределения этих параметров и зависимостей между ними и т. п.

Статическая модель лежит в основе построения динамической модели залежи. На 1-м и 2-м уровнях предусматривается изучение изменения свойств образцов породы: структуры пустотного пространства, поверхностных взаимодействий, текущего нефтегазонасыщения и т. п. На 3-м уровне исследуется работа пластов и пропластков методами потокометрии в добывающих и нагнетательных скважинах, осуществляется контроль за перемещением газожидкостных контактов методами ГИС в контрольных скважинах.

На этом уровне оценивается эффективность мероприятий по направленному воздействию на призабойную зону.

Исследования на 4-м уровне заключаются в изучении охвата каждого из пластов процессом разработки по площади залежи. Определяются темпы выработки запасов, текущий коэффициент извлечения нефти, форма, размеры и местоположение выработанных зон и остаточных запасов.

На 5-м уровне решаются те же вопросы, что и на 4-м, но уже в объеме всей залежи: охват воздействием, темпы отбора, расположение остаточных запасов и выработанных частей залежи. На этом же уровне изучается эффективность технологических решений, т. е. применяемого метода воздействия и системы разработки в целом, эффективность мероприятий по регулированию разработки. На основе всех исследований определяются расположение выработанных частей залежи и остаточных запасов, достигнутый текущий коэффициент извлечения, подсчитываются остаточные извлекаемые запасы нефти и конденсата и на их базе уточняются конечные коэффициенты извлечения.

Исследования динамической модели залежи позволяют значительно уточнить ее статическую модель. Так, с использованием данных эксплуатации залежей могут быть подсчитаны их начальные балансовые запасы методами, основанными на принципе материального баланса. Результаты изучения взаимодействия скважин, пропластков, пластов дают возможность уточнить контуры зон их слияния, установить наличие и расположение непроницаемых экранов и т. п.

Динамическая модель представляется в виде различных карт (охвата воздействием, остаточной газонефтенасыщенной и заводненной толщин пласта, распределения остаточных запасов, изобар и т. п.), графиков, характеризующих текущие и накопленные показатели разработки на дату составления модели; параметров, отражающих характер вытеснения нефти и т. п.

Таким образом, подсчет и пересчет запасов нефти и газа представляют собой геологопромысловые обобщения по изучению строения залежей, выполненному методами минералогии, петрографии, геофизики, геохимии, гидродинамики, физики пласта и т. д. На основе результатов изучения, а также с помощью собственных методов исследования промысловая геология создает представление о залежи как о целостном геолого-технологическом объекте, рассматриваемом в качестве статической и динамической систем залежи.

Запасы залежей нефти и газа или их частей как статических систем могут быть определены объемным методом при любой степени их изученности. В свою очередь, разная степень изученности залежей, особенности строения пустотного пространства должны быть отражены в различных модификациях формулы объемного метода. Начальные балансовые запасы залежей нефти и газа как динамических систем определяются методами, основанными на принципе материального баланса, а извлекаемые запасы нефти

залежей, вступивших в позднюю стадию разработки, — на основе данных разработки этих залежей.

Глава VI.

ОБЪЕМНЫЙ МЕТОД ПОДСЧЕТА НАЧАЛЬНЫХ БАЛАНСОВЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ И СВОБОДНОГО ГАЗА

§ 1. СУЩНОСТЬ ОБЪЕМНОГО МЕТОДА

Сущность объемного метода заключается в определении массы нефти или объема свободного газа, приведенных к стандартным условиям, в насыщенных ими объемах пустотного пространства пород-коллекторов залежей нефти и газа или их частей.

Величину этих объемов получают путем умножения горизонтальной проекции площади залежей нефти или свободного газа (F) на среднее значение вертикальной эффективной нефте(газо)насыщенной толщины пласта $h_{н.эф}$, на среднее значение коэффициента открытой пористости $k_{п.о}$ и на среднее значение коэффициента нефтенасыщенности $k_н$ или газонасыщенности $k_г$. При этом выражение $Fh_{н\,эф}$ определяет объем коллекторов залежи (ее части), $Fh_{н.эф}k_{п.о}$ — объем пустотного пространства пород-коллекторов, $Fhk_{п.о}k_н$ или $Fhk_{п.о}k_г$ — объемы пустотного пространства пород-коллекторов, насыщенных соответственно нефтью или свободным газом. Объемы пустотного пространства, насыщенные нефтью или свободным газом, можно получить путем умножения $Fh_{н.эф}$ на среднее значение коэффициента эффективной пористости. Для нефти коэффициент эффективной пористости $k_{п\,эф}$ равен произведению $k_{о.п}k_н$, а для газа — $k_{п.эф} = k_{п.о}k_г$, которые рассчитываются по каждому однородному продуктивному интервалу пласта.

В пустотном пространстве пород-коллекторов, насыщенных нефтью, в пластовых условиях нефть содержит растворенный газ. Для приведения объема пластовой нефти к объему нефти, дегазированной при стандартных условиях, используется среднее значение пересчетного коэффициента θ, учитывающего усадку нефти.

С учетом этих параметров объем нефтяной залежи (ее части) при стандартных условиях будет определяться выражением

$$V_{н.ст} = Fh_{н.эф}k_{п.о}k_н\theta$$

или

$$V_{н.ст} = Fh_{н.эф}k_{п.эф}\theta.$$

Умножив $V_{н.ст}$ на среднее значение плотности нефти при стандартных условиях, получим начальные запасы нефти [1], содержащиеся в этой залежи или ее части:

[1] При подсчете запасов нефти и газа по формулам (1), (2), (6), (7) следует учитывать масштаб чертежа.

$$Q_{н0} = Fh_{п.эф}k_{п.0}k_{п}\theta\rho \quad (1)$$

или

$$Q_{н0} = Fh_{п.эф}k_{п.пф}\theta\rho. \quad (2)$$

Для приведения объема свободного газа, содержащегося в залежи (ее части), к стандартным условиям используется произведение барического K_p и термического K_t коэффициентов:

$$K_pK_t = [(p_0\alpha_0 - p_{ост}\alpha_{ост})/p_{ст}][(T_0 + t_{ст})/(T_0 + t_{пл})], \quad (3)$$

где p_0 — среднее начальное пластовое давление в залежи (ее части), МПа; α_0 — поправка, обратно пропорциональная коэффициенту сжимаемости реальных газов Z_0 при давлении p_0: $\alpha_0 = 1/Z_0$; $p_{ост}$ — среднее остаточное давление, устанавливающееся в залежи, когда давление на устье добывающих скважин равно стандартному, МПа; $\alpha_{ост}$ — соответствующая $p_{ост}$ поправка на сжимаемость реальных газов, равная $1/Z_{ост}$; $p_{ст}$ — давление при стандартных условиях, равное 0,1 МПа; $T_0 = 273$ К; $t_{ст} = 20$ °С; $t_{пл}$ — средняя температура в залежи в пластовых условиях, °С.

Значения коэффициента Z устанавливаются обычно по опытным кривым (рис. 9).

Значения $p_{скв.0}$ получают интерполяцией к уровню центра тяжести залежей данных замеров глубинным манометром или манометрического давления на устьях скважин, приведенных к глубине кровли пласта с учетом веса столба газа:

$$p_{скв.0} = p_{скв.м}\,e^{1293\times10^{-9}H_{к.п}\rho_г} \quad (4)$$

где $p_{скв.м}$ — манометрическое давление на устье закрытой скважины, МПа; e — основание натуральных логарифмов; $\rho_г$ — относительная плотность газа по воздуху; $H_{к.п}$ — глубина кровли пласта в скважине.

Среднее остаточное пластовое давление в залежи получают для условий глубины $H_{п.т}$ на уровне центра тяжести залежи и стандартного давления на устье всех скважин:

$$p_{ост} = 0{,}1\,e^{1293\times10^{-9}H_{пт}\rho_г}. \quad (5)$$

Глубина залегания центра тяжести пластовой залежи с определенной долей условности принимается на уровне половины высоты залежи, а массивной — на уровне одной трети высоты залежи от газожидкостного контакта. При подсчете начальных запасов свободного газа в процессе поисково-разведочных работ и разработки залежи используются данные о начальных пластовых давлениях, полученные лишь в поисковых и разведочных скважинах до начала разработки. Этим определяется внимание, которое должно уделяться замерам пластового давления при геологоразведочных работах.

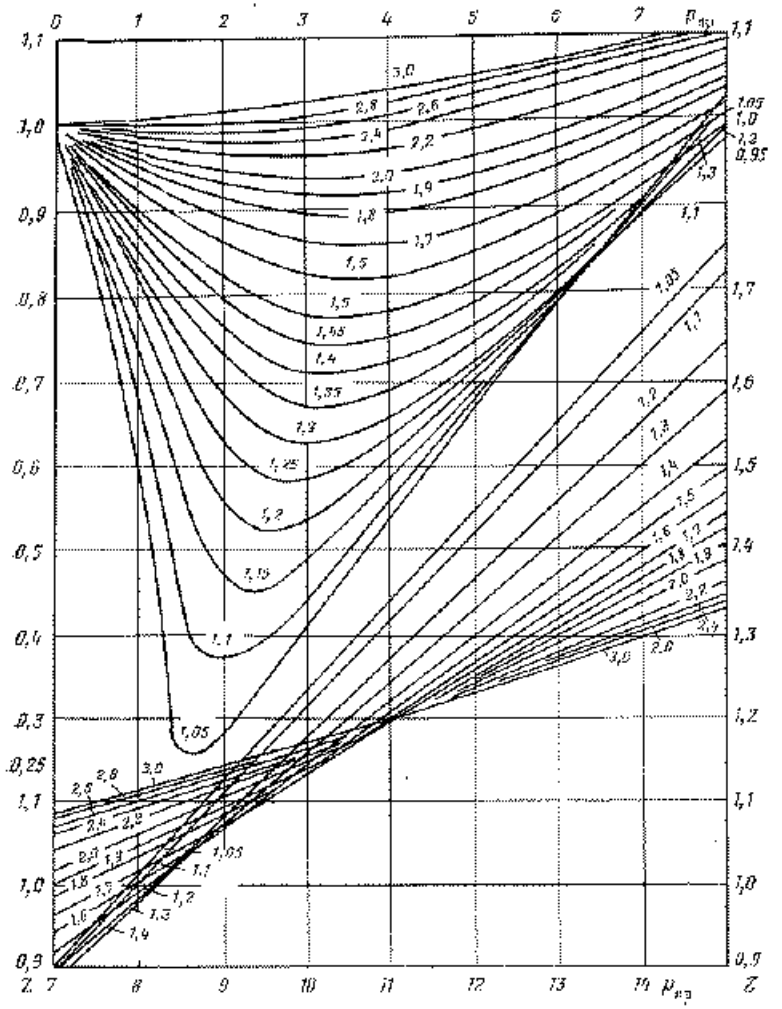


Рис. 9. Зависимость коэффициента сверхсжимаемости газа Z от приведенного псевдокритического давления $p_{пр}$ при разных приведенных псевдокритических температурах $T_{пр}$. Шифр кривых — значения $T_{пр}$

Средние значения пластовой температуры $t_{пл}$ вычисляются по данным о замерах в скважинах и также приводятся к уровню центра тяжести залежей.

В соответствии с изложенным формулы для подсчета начальных запасов свободного газа залежи (ее части) объемным методом имеют следующий вид:

$$Q_{г0} = Fh_{г.эф}k_{п0}k_{г}K_pK_t, \quad (6)$$

$$Q_{г0} = Fh_{г.эф}k_{пэф}K_pK_t. \quad (7)$$

Часть балансовых запасов нефти, которая может быть извлечена из недр, — извлекаемые запасы — определяется с помощью коэффициента извлечения $k_{\text{извл.н}}$:

$$Q_{\text{н.извл}} = Q_{\text{нб}} k_{\text{извл.н}}. \quad (8)$$

Объемный метод можно считать практически универсальным для подсчета запасов любой залежи или ее части при любой степени изученности. Внешне он представляется довольно простым, однако эта простота таит в себе множество проблем. Основные проблемы объемного метода заключаются в своевременном выявлении особенностей геологического строения залежи и объективном определении параметров, характеризующих объем пустотного пространства, насыщенного нефтью или свободным газом.

Любая залежь представляет собой сложный объект. Его сложность обусловлена типом пустотного пространства пород-коллекторов и условиями залегания их в ловушке, типом самой ловушки, характером насыщения пустотного пространства и его изменчивостью по площади и разрезу, взаимосвязанностью параметров, условиями залегания флюидов в недрах и т. п. По существу объективное выявление каждого из перечисленных факторов представляется проблемой, которая нередко усложняется недостаточностью и низким качеством фактических данных. Поэтому процесс изучения залежи идет непрерывно с момента ее открытия до завершения разработки. Тем самым первоначально созданные представления о строении залежей в виде статических моделей постоянно совершенствуются, а иногда и в корне меняются.

Совершенствование статических моделей происходит в результате как увеличения объема наблюдений, так и привлечения новых методов исследования и рационального комплексирования их с другими применительно к условиям каждой стадии геологоразведочных работ и разработки залежей. Чем ниже стадия изученности залежи или проще ее строение, тем проще модель и применяемый вариант объемного метода. С повышением степени изученности они усложняются. Именно этим обусловливается многовариантность объемного метода. Каждому варианту присущи свои способы определения объемов пород-коллекторов, объемов пустотного пространства, насыщенного нефтью или газом, способы определения средних значений параметров по скважинам, подсчетным объектам или залежи в целом и т. п.

§ 2. СПОСОБЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СРЕДНИХ ЗНАЧЕНИЙ ПАРАМЕТРОВ ОБЪЕМНОГО МЕТОДА

При подсчете запасов нефти и свободного газа объемным методом используются различные способы расчета средних значений параметров:

среднего арифметического;

средневзвешенного;

средневзвешенного по эффективной нефте(газо)насыщенной толщине;

средневзвешенного по площади;

средневзвешенного по объему (пород-коллекторов; пустотного пространства пород-коллекторов; пустотного пространства пород-коллекторов, насыщенного нефтью или свободным газом).

Возможность применения каждого из этих способов определяется степенью изученности залежей и объемом фактических данных, характером расположения скважин по площади залежи, наличием или отсутствием взаимосвязи между параметрами и закономерностей изменения их по площади, степенью однородности пластов-коллекторов и характером статистического распределения параметров.

Определение среднего арифметического и средневзвешенного значений

При расчете среднего арифметического значения любого параметра все наблюденные значения x_i делят на число наблюдений n:

$$\bar{x} = \left(\sum_{i=1}^{n} x_i \right) \Big/ n. \quad (9)$$

Такой способ расчета применяют для определения средних значений параметров по скважинам или по залежи в целом. В последнем случае общее число наблюдений должно быть меньше 20. Если число наблюдений превышает указанную величину, среднее определяется как средневзвешенное значение. Для этого весь диапазон изменения значений параметра разбивается на равновеликие классы. В каждом классе определяется число попавших в него наблюдений m_j. Умножив значения средних $\bar{x}_j$ каждого класса на соответствующее число наблюдений m_j и разделив сумму этих произведений на общее число наблюдений n, определяют средневзвешенное значение параметра:

$$x_{\text{ср.взв.}} = \left(\sum_{j=1}^{k} \bar{x}_j m_j \right) \Big/ n. \quad (10)$$

Однако для расчета средних значений параметров залежи в целом по формулам (9) и (10) имеются ограничения. Обе формулы неприменимы, если:

1) статистическое распределение наблюденных значений параметра противоречит теоретическому закону распределения этого параметра;

2) на залежи по данным средних значений в скважинах установлено закономерное изменение исследуемого параметра по площади;

3) установлено закономерное изменение одного из параметров,

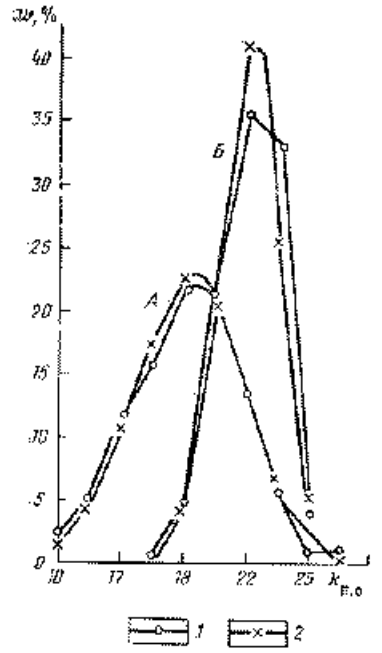


Рис. 10. Фактические и теоретические кривые распределения значений открытой пористости $k_{п.о}$ месторождений *А* и *Б* (по Л. Ф. Дементьеву).

1 — фактические кривые; *2* — теоретические кривые; *w* — частость встречаемости

входящих в формулу объемного метода, в зависимости от изменения других параметров.

Рассмотрим эти случаи.

Многочисленными исследованиями установлено, что представительные (после отбраковки некондиционных) наблюденные значения по керну коэффициентов открытой пористости и нефте(газо)насыщенности из проницаемых интервалов однородного пласта распределяются в соответствии с нормальным законом распределения (рис. 10). Оценкой математического ожидания этого распределения является среднее значение, вычисляемое по формуле (9) или (10). Отклонение статистического распределения параметров от закона нормального распределения выявляется с помощью критерия Пирсона χ^2. Он вычисляется по формуле

$$\chi^2 = \sum_{i=1}^{r} [(m_i - np_i)^2/np_i],$$ где

m_i — число определений значений параметра в i-м классе; p_i — вероятность попадания теоретического числа определений в i-й класс; np_i — теоретическое число определений в i-м классе; n — общее число определений по пласту (залежи); r — число классов.

В свою очередь вероятность p_i рассчитывается по формуле нормированной функции Лапласа Φ_0

$$p_i = \Phi_0[(x_2 - \bar{x})/s] - \Phi_0[(x_1 - \bar{x})/s],$$

где x_2 и x_1 — значения параметра на границе класса; $\bar{x}$ — среднее значение статистического распределения этого параметра; s — оценка среднего квадратического отклонения.

Если вычисленное значение этого критерия оказывается больше табличного, то исследуемое статистическое распределение противоречит нормальному закону. Этим исключается возможность применения формул (9) и (10) для оценки среднего значения.

Отклонение статистического распределения значений коэффициентов открытой пористости и нефте(газо)насыщенности от закона нормального распределения может быть связано с неравномерным выносом керна или с закономерным изменением параметра по площади залежи.

Неравномерный вынос керна, как правило, обусловлен незначительным его отбором из наиболее проницаемых и высокопористых интервалов пласта в результате разрушения. В этом случае полигон распределения значений коэффициентов открытой пористости и нефте(газо)насыщенности имеет ярко выраженную левостороннюю асимметрию. В таких случаях для расчета среднего значения следует использовать геофизические данные.

Левосторонняя асимметрия статистического распределения характерна и для пластов с закономерным изменением параметров по площади, если при равномерном представительстве определений по скважинам область распространения пласта в пределах залежи со значениями, меньшими, чем среднее, превышает область его распространения со значениями, большими, чем среднее.

При обратном соотношении рассмотренных областей пласта полигон распределения значений параметра будет характеризоваться правосторонней асимметрией. В этих случаях для расчета среднего значения составляется карта изменения параметра в пределах залежи и расчет среднего осуществляется путем взвешивания по площади.

Если в пределах залежи установлено взаимосвязанное изменение параметров, при котором, например, более высоким значениям эффективных нефтенасыщенных толщин соответствуют более высокие значения коэффициентов открытой пористости и нефтенасыщенности и наоборот, или подобным образом связаны какие-либо два параметра, использование средних арифметических и средневзвешенных значений приводит к систематическим погрешностям. Как показали Н. Н. Марков и Ю. В. Шурубор, если функции двух параметров в пределах залежи коррелированы между собой, то

$$\iint_F [h_{н.эф}(x, y) - \bar{h}_{н.эф}][k_{п.о}(x, y) - \bar{k}_{п.о}]\,dxdy \neq 0,$$

где $\bar{h}_{н.эф}$ и $\bar{k}_{п.о}$ — средние значения параметров, причем при наличии прямой корреляционной связи использование средних арифметических значений ведет к систематическому занижению запасов, а при обратной связи — к их завышению. Вследствие этого при взаимосвязанном изменении параметров, входящих в формулу объемного метода, средние значения должны определяться взвешиванием по объему.

Определение средневзвешенного по эффективной нефте(газо)насыщенной толщине значения

Такой вид среднего значения рассчитывается по формуле

$$x_{ср.\,вав} = \left(\sum_{i=1}^{n} x_i h_{н.эф\,i}\right) \Big/ \left(\sum_{i=1}^{n} h_{н.эф\,i}\right), \qquad (11)$$

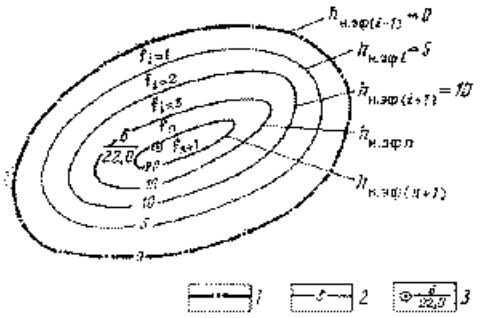


Рис. 11. Пример использования эффективной нефтенасыщенной толщины $h_{н.эф}$ массивной залежи для определения объемов коллекторов и средневзвешенного по площади значения эффективной нефтенасыщенной толщины $h_{н.эф.ср.взв}$

1 — внешний контур нефтеносности; *2* — изопахиты, м; *3* — скважина (в числителе — номер, в знаменателе — эффективная нефтенасыщенная толщина, м).

где $\bar{x}_i$ — среднее значение параметра в i-м проницаемом интервале продуктивного пласта; $h_{п.эф\,i}$-эффективная нефте(газо)насыщенная толщина i-го интервала.

Этот способ применяется только для определения средних значений параметров по скважинам. К числу таких параметров относятся открытая пористость и ее составляющие, эффективная пористость, нефте(газо)насыщенность.

При расчете по данным керна в каждом проницаемом интервале продуктивного пласта предварительно определяется среднее арифметическое значение из наблюденных значений параметра. Если расчет ведется по геофизическим данным, то в качестве $\bar{x}_i$ принимается среднее значение однородного интервала пласта.

Определение средневзвешенного по площади значения

Этот способ расчета производится на основе карты изменения значений параметра, предварительно определенных по продуктивному пласту в каждой скважине. С помощью средневзвешенного по площади может быть определено среднее значение любого параметра формул объемного метода.

Рассмотрим принцип расчета на примере карты эффективной нефтенасыщенной толщины массивной залежи (рис. 11). Формула определения $h_{н.эф.ср.взв}$ имеет двухчленное строение. Первая часть характеризует параметры прикупольной зоны, а вторая — остальной части залежи:

$$h_{н.эф.ср.взв}=\frac{\dfrac{h_{н.эф(n+1)}+h_{н.эф.скв}}{2}\,f_{(n+1)}+\sum\limits_{i=1}^{n}\dfrac{h_{н.эф(i-1)}+h_{н.эф\,i}}{2}\,f_i}{f_{n+1}+\sum\limits_{i=1}^{n}f_i}, \tag{12}$$

где $h_{н.эф(n+1)}$ — значение прикупольной изопахиты; $h_{н.эф.скв}$ — эффективная нефтенасыщенная толщина пласта в прикупольной скважине; $h_{н.эф(i-1)}$, $h_{н.эф\,i}$ — значения смежных изопахит, ограничивающих элементарные площадки f_i; f_{n+1} — площадь, ограниченная прикупольной изопахитой.

Знаменатель в формуле (12) равен площади залежи F. Если в пределах залежи прикупольная зона отсутствует, то первые слагаемые в числителе и знаменателе формулы (12) опускаются. Применительно к рассмотренному примеру выражение в числителе равно объему коллекторов залежи (ее части), который в общем виде определяется формулой

$$V_к=\iint\limits_F (h_{н.эф})(x,\ y)dxdy. \tag{13}$$

Значения параметров, средневзвешенные по площади, рассчитываются в случаях закономерного изменения параметров по площади залежи и при неравномерном расположении скважин в пределах залежей, особенно массивных.

Определение средневзвешенного по объему значения

При взвешивании по объему для определения средних значений параметров составляются две карты, нередко совмещаемые на одном чертеже.

Изолинии одной карты отражают произведение $h_{н.эф}k_{п.о}$ или $h_{н.эф}k_{п.о}k_н$ (каждую из этих карт получают перемножением карт параметров-сомножителей). Другой картой соответственно может быть карта изопахит или карта в изолиниях $h_{н.эф}k_{п.о}$. В случае газовых залежей вместо $k_н$ берется $k_г$.

Планиметрируя карту $h_{н.эф}k_{п.о}$, получают объем пустотного пространства пород-коллекторов, равный

$$V_п=\iint\limits_F (h_{н.эф}k_{п.о})(x,\ y)\,dxdy. \tag{14}$$

Объем коллекторов, выступающий в роли взвешивающего объема, определяется по формуле (13). Деление (14) на (13) дает в общем виде средневзвешенное значение коэффициента открытой пористости:

$$k_{п.о\ ср.взв.}=\left[\iint\limits_F (h_{н.эф}k_{п.о})(x,\ y)\,dxdy\right]\Big/\left[\iint\limits_F h(x,\ y)\,dxdy\right]. \tag{15}$$

Аналогичным образом получают средневзвешенное по объему коллекторов значение коэффициента нефте(газо)насыщенности:

$$k_{н.ср.взв}=\left[\iint\limits_F (h_{н.эф}k_{п.о}k_н)(x,\ y)\,dxdy\right]\Big/\left[\iint\limits_F (h_{н.эф}k_{п.о})(x,\ y)\,dxdy\right]. \tag{16}$$

Забегая несколько вперед, заметим, что подобный способ расчетов средневзвешенных значений широко используется и в методах, основанных на принципе материального баланса, для расчета средних текущих пластовых давлений, взвешенных или по объему коллекторов, или по объему пустотного пространства, насыщенно-

а

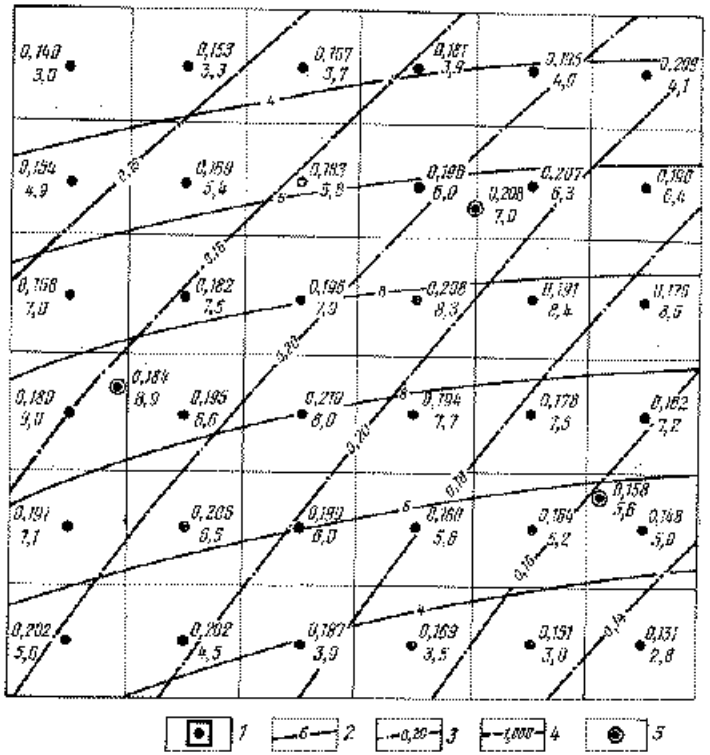


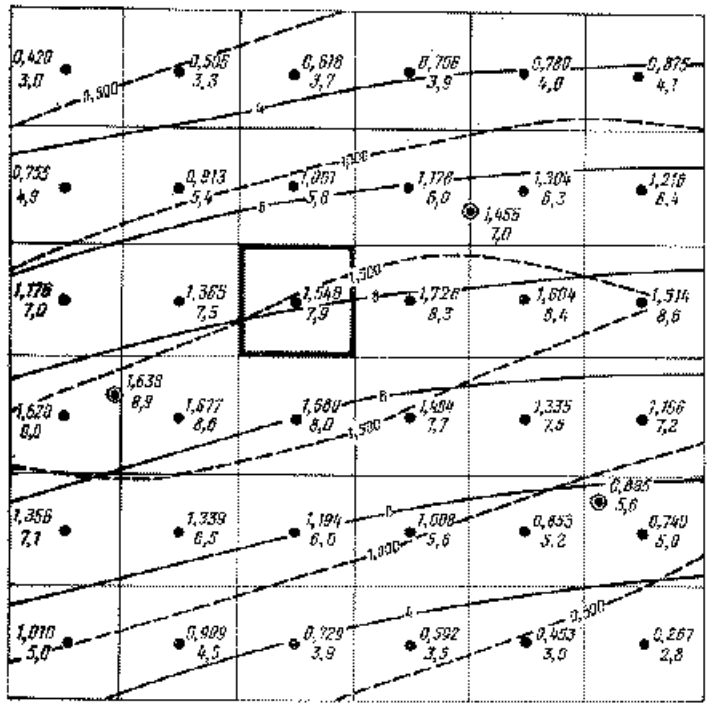
Рис. 12. Применение метода палетки П. К. Соболевского для определения средстости (фрагмент участка залежи).

Карты с палетками: *а* — эффективной нефте(газо)насыщенной толщины $h_{\text{в.эф}}$ и открытой ния $h_{\text{п.эф}}k_{\text{п.о}}$; *1* — квадрат палетки с точкой в центре; изолинии: *2* — $h_{\text{в.эф}}$, м, *3* — $k_{\text{п.о}}$, $k_{\text{п.о}}$ (*а*) и $h_{\text{в.эф}}k_{\text{п.о}}$ (*б*), нижняя — значения $h_{\text{п.эф}}$

го нефтью или свободным газом. Для последнего случая формула в общем виде следующая:

$$p_{\text{ср.взв}} = \left[\iint\limits_F (h_{\text{п.эф}}k_{\text{п.о}}k_{\text{п}}p)(x, y)\,dxdy\right] \Big/ \left[\iint\limits_F (h_{\text{п.эф}}k_{\text{п.о}}k_{\text{п}})(x, y)\,dxdy\right]. \tag{17}$$

Поскольку планиметрирование для подобных расчетов представляется весьма трудоемкой процедурой, пользуются способом палетки П. К. Соболевского. Для этого карта с двумя системами изолиний, совмещенных на одном чертеже, покрывается равномерной квадратной сеткой с шагом в 1 см или более (рис. 12). В точках, соответствующих центрам каждого квадрата, интерполяцией между соседними изолиниями рассчитываются значения обоих параметров. Если квадрат неполный или внутри квадрата проходит граница между разными зонами залежи (нефтяной, водонефтя-



невзвешенного по объему коллекторов значения коэффициента открытой порис-

пористости $k_{\text{п.о}}$; *б* — эффективной нефте(газо)насыщенной толщины $h_{\text{в.эф}}$ и произведе- *в* — $h_{\text{п.эф}}k_{\text{п.о}}$; *5* — скважины; цифры в квадратах палетки у скважин: верхняя — значения

ной, разных категорий запасов и т. п.), то устанавливается доля квадрата, приходящаяся на каждую зону (рис. 13). Интерполяцией определяются значения параметров в центре тяжести каждой зоны квадрата. Эти значения умножаются на долю зоны в квадрате, после чего учитываются в соответствующих формулах.

Так, расчет средневзвешенного по объему пород-коллекторов значения коэффициента открытой пористости, в общем виде представленный формулой (15), с помощью палетки значительно упрощается:

$$k_{\text{п.о ср.взв}} = \left[\sum_{i=1}^{n} (h_{\text{п.эф}}k_{\text{п.о}})_i\right] \Big/ \left(\sum_{i=1}^{n} h_{\text{п.эф}i}\right), \tag{18}$$

где $(h_{\text{п.эф}}k_{\text{п.о}})_i$ — произведение эффективной нефте(газо)насыщенной толщины на коэффициент открытой пористости в центре *i*-го

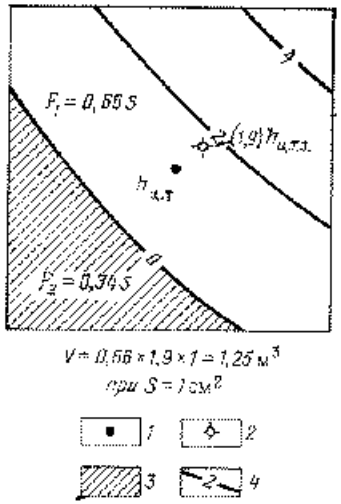


Рис. 13. Пример определения параметров внутри квадрата прямоугольной сетки с частичным заполнением.

1 — центр квадрата палетки; *2* — центр тяжести зоны; *3* — зона отсутствия коллекторов; *4* — изопахиты, м.

квадрата; $h_{\text{н.эф}\,i}$ — эффективная нефте(газо)насыщенная толщина в центре i-го квадрата.

Следовательно, чтобы рассчитать средневзвешенное по объему значение параметра, достаточно сложить все значения каждой карты и полученные суммы разделить на другую. В свою очередь числитель (18) равен с учетом масштаба карты объему пустотного пространства коллекторов, а знаменатель — объему коллекторов.

Аналогично можно представить формулы расчета средневзвешенных по объему коллекторов значений коэффициентов нефте(газо)насыщенности и эффективной пористости:

$$k_{\text{н.ср.вв}} = \left[\sum_{i=1}^{n} (h_{\text{н.эф}} k_{\text{п.о}} k_{\text{н}})_i\right] \Big/ \left[\sum_{i=1}^{n} (h_{\text{н.эф}} k_{\text{п.о}})_i\right]; \tag{19}$$

$$k_{\text{п.эф.ср.вв}} = \left[\sum_{i=1}^{n} (h_{\text{н.эф}} k_{\text{п.эф}})_i\right] \Big/ \left(\sum_{i=1}^{n} h_{\text{н.эф}\,i}\right). \tag{20}$$

На этом же принципе основывается расчет значений текущих пластовых давлений, средневзвешенных по объему коллекторов (рис. 14):

$$p_{\text{ср.вв}} = \left[\sum_{i=1}^{n} h_{\text{н.эф}}\, p)_i\right] \Big/ \sum_{i=1}^{n} h_{\text{н.эф}\,i}; \tag{21}$$

по объему пустотного пространства:

$$p_{\text{ср.пв}} = \left[\sum_{i=1}^{n} (h_{\text{н.эф}} k_{\text{п.о}} p)_i\right] \Big/ \left[\sum_{i=1}^{n} (h_{\text{н.эф}} k_{\text{п.о}})_i\right]; \tag{22}$$

по объему пустотного пространства, насыщенного нефтью (свободным газом):

$$p_{\text{ср.нв}} = \left[\sum_{i=1}^{n} (h_{\text{н.эф}} k_{\text{п.о}} k_{\text{н}} p)_i\right] \Big/ \left[\sum_{i=1}^{n} (h_{\text{н.эф}} k_{\text{п.о}} k_{\text{н}})\right]. \tag{23}$$

Рассмотренный принцип расчета средневзвешенных значений параметров реализуется при подсчете запасов на ЭВМ.

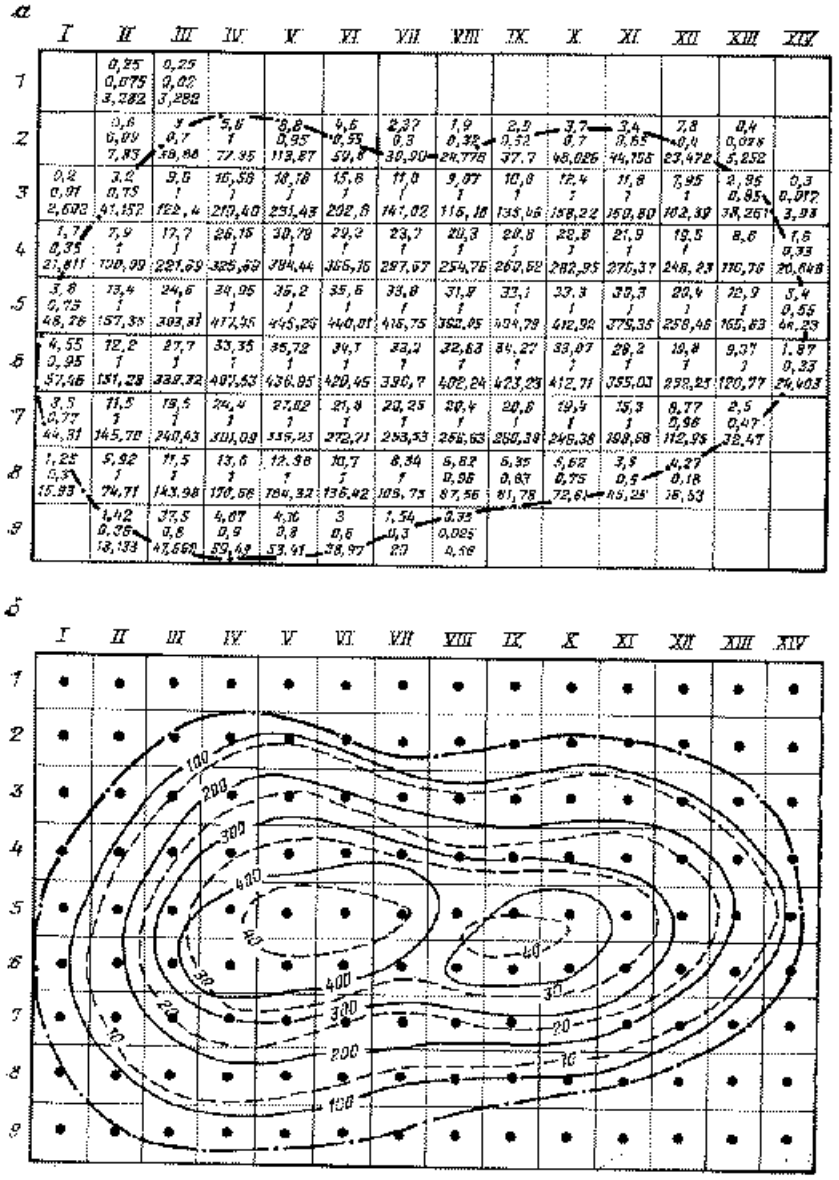


Рис. 14. Применение способа палетки для расчета среднего давления, взвешенного по объему коллекторов.

а — квадраты палетки с фактическими данными; *б* — карты изопахит и произведений $p_{\text{пл}} h_{\text{н.эф}}$. Линии: штрихпунктирная — внешний контур нефтеносности; сплошная — изолинии $p_{\text{пл}} h_{\text{н.эф}}$, МПа·м; штриховая — изопахиты, м; цифры в квадратах: вверху — эффективная нефте(газо)насыщенная толщина, м, в середине — доля квадрата, внизу — произведение $p_{\text{пл}} h_{\text{н.эф}}$

§ 3. ОСНОВНЫЕ ЭТАПЫ ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ НЕФТИ И СВОБОДНОГО ГАЗА ОБЪЕМНЫМ МЕТОДОМ

На любой стадии изученности залежей процесс подсчета запасов нефти и свободного газа объемным методом включает три этапа последовательных работ:

1) детальную корреляцию разрезов скважин с целью выделения в разрезе литолого-стратиграфического комплекса нефтегазоносных горизонтов, пластов, пропластков и непроницаемых разделов между ними, а также прослеживание их по площади залежи;

2) выделение типов коллекторов и определение параметров пласта и насыщающих его флюидов по пластовым пересечениям в скважинах; на этом этапе в каждой скважине выделяются эффективные и эффективные нефте(газо)насыщенные толщины пласта, определяются коллекторские свойства пластовых пересечений, нефте(газо)насыщенность, отметки ВНК и ГВК, параметры нефти в пластовых и поверхностных условиях, начальные пластовые давление и температура;

3) построение статической модели и подсчет запасов в соответствии со степенью изученности залежи; этим этапом предусматривается обоснование отметок ВНК и ГВК залежи в целом, обоснование и выделение границ залежи и подсчетных объектов и их геометризация, выбор варианта объемного метода и обоснование параметров подсчета; обоснование границ категорий запасов и составление подсчетного плана, подсчет балансовых (или забалансовых) запасов по каждому подсчетному объекту и залежи в целом.

Вопросы детальной корреляции разрезов, выделения типов коллекторов и определения параметров пласта и насыщающих его флюидов подробно рассмотрены в дисциплинах «Нефтегазопромысловая геология» и «Геофизические исследования скважин». В данном учебнике основное внимание уделяется предмету исследований на третьем этапе применительно к коллекторам и залежам различных типов и к разным стадиям изученности залежей.

§ 4. ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ НЕФТИ И СВОБОДНОГО ГАЗА НА РАЗНЫХ СТАДИЯХ ИЗУЧЕННОСТИ ЗАЛЕЖЕЙ В КОЛЛЕКТОРАХ ПОРОВОГО ТИПА

К коллекторам порового типа относятся преимущественно терригенные и частично карбонатные коллекторы. К настоящему времени наиболее изучены коллекторы порового типа, что определяет более высокую достоверность расчетных параметров содержащихся в них залежей. Достоверность расчетных параметров повышается с каждой более высокой стадией изученности благодаря последовательной дифференциации подсчетных объектов, способ-

ствующей большей детализации строения залежей, более точному определению их геометрических форм и более глубокой дифференциации запасов.

Подсчет запасов нефти и свободного газа по завершении стадии поиска месторождений (залежей)

Запасы нефти и свободного газа открытых залежей подсчитываются при минимальной информации, имеющейся к этому моменту. По единственной скважине, давшей промышленный приток нефти или свободного газа, должны быть выделены эффективные нефте(газо)насыщенные толщины, изучены коллекторские свойства и другие параметры. Структурный план залежи определяется структурной картой, служившей основой для постановки поискового бурения. Граница площади с запасами категории C_1 проводится вокруг скважины на расстоянии, равном двум шагам будущей эксплуатационной сетки. На остальной площади залежи запасы относятся к категории C_2.

В зависимости от типа залежей расчет нефте(газо)насыщенных объемов и подсчет запасов производится по-разному.

Пластовые залежи

Площадь нефтяной залежи F контролируется структурной картой по отражающему маркирующему горизонту (ОМГ) и предполагаемым положением ВНК. Для залежей, связанных с пластами, отметка ВНК принимается с учетом закономерностей изменения контактов выявленных залежей по площади зоны нефтегазонакопления или с учетом коэффициента заполнения ловушек соседних залежей, т. е. аналогично тому, как определяется нефтеносная площадь при подсчете перспективных ресурсов. Однако в данном случае структурная основа по ОМГ должна быть увязана с данными единственной скважины в интервале, соответствующем ОМГ. При этом необходимо учитывать закономерности в расхождениях между глубинами залегания ОМГ по данным скважины и сейсмики.

В газовых залежах отметка ГВК и *газоносная площадь* могут быть определены более надежно. Успешно внедряемые в последние годы гидродинамические приборы на кабеле (АИПД-7-10) позволяют решать проблему определения газожидкостных контактов вновь открытых газовых и газонефтяных залежей по данным первой скважины независимо от типа самих залежей. Этими приборами измеряются пластовое и скважинное давления. Скважинное давление, замеренное аппаратом АИПД-7-10, монотонно растет с глубиной. Соответственно кривая $p_{скв}=f(H)$ характеризуется постоянством градиента давления. Между тем кривая пласто-

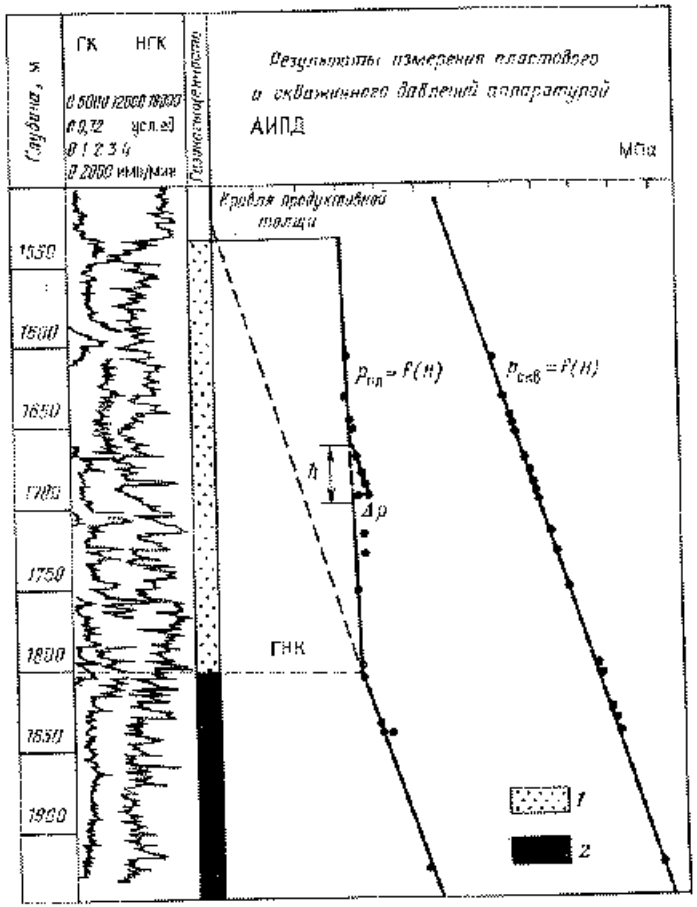


Рис. 15. Пример определения положения ГНК по данным гидродинамических исследований с помощью приборов на кабеле в необсаженной скважине (Оренбургское месторождение, скв. 373) (по А. И. Фионову, А. В. Бубееву, П. А. Бродскому).

1 — газ; *2* — нефть; Δp — депрессия; *h* — высота участка изменения давления

вого давления $p_{пл}=f(H)$ в газовой части залежи существенно отличается от кривой $p_{скв}=f(H)$, в то время как ниже ГВК или ГНК эти кривые параллельны (рис. 15). Это обстоятельство и используется для определения отметок газожидкостных контактов в газовых и газонефтяных залежах в пластовых пересечениях первых скважин до начала разработки, а также для контроля за перемещением контактов разрабатывающихся залежей (рис. 16).

Эффективная нефте(газо)насыщенная толщина залежей принимается по данным единственной пробуренной скважины. Выделение толщин пропластков производится по прямым качественным признакам на диаграммах ГИС с учетом кондиционных значений,

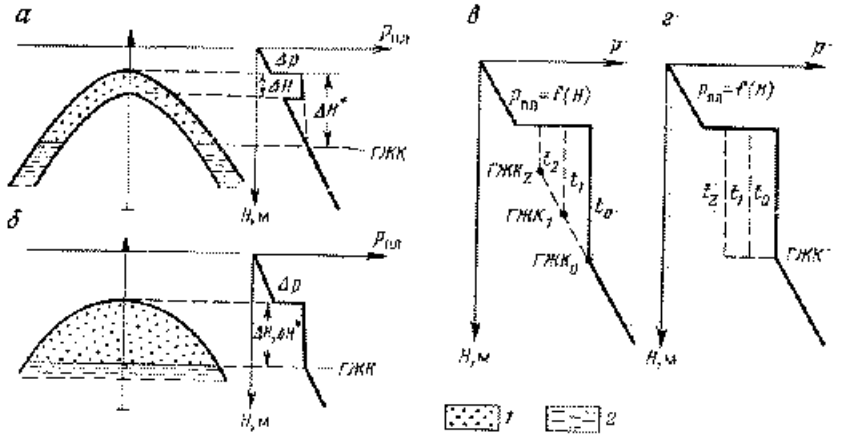


Рис. 16. Характер изменения давления по разрезам скважин, пробуренных в газовых залежах различных типов и на разных стадиях разработки (по А. И. Фионову, А. В. Бубееву, П. А. Бродскому).

Графики изменения пластового давления $p_{пл}$ до начала разработки на моделях залежей: *а* — пластовой, *б* — массивной; графики изменения давления *p* в массивной залежи при режимах разработки: *в* — упруговодонапорном, *г* — газонапорном. *1* — газ; *2* — вода

определенных по геофизическим данным или принятых по аналогии с соседними залежами.

Нефтенасыщенный объем залежи $V_н$ определяется без составления карты изопахит (см. рис. 8, *е*). Объем коллекторов в пределах площади с запасами категории C_1 вычисляется путем умножения площади F_{C_1} на нефте(газо)насыщенную толщину в скважине $h_{н.эф}$, т. е.

$$V_{C_1}=F_{C_1}h_{н.эф}. \tag{24}$$

Объем коллекторов на площади с запасами категории C_2 состоит из двух частей: оставшегося объема в пределах внутреннего контура нефтенасыщенности и объема водонефтяной зоны. Первое слагаемое получают как произведение $(F_2-F_{C_1})h_{н.эф}$, где F_2 — площадь, ограниченная внутренним контуром нефтеносности. Объем коллекторов в водонефтяной зоне (ВНЗ) равен

$$V_{ВНЗ\ C_2}=(F_1-F_2)h_{н.эф}/2, \tag{25}$$

где F_1 — площадь, ограниченная внешним контуром нефтеносности, м^2.

Суммарный объем коллекторов с запасами категории C_2

$$V_{C_2}=(F_1+F_2-2F_{C_1})h_{н.эф}/2. \tag{26}$$

Чтобы определить среднее значение эффективной нефтенасыщенной толщины в пределах площади с запасами этой категории, необходимо полученный объем разделить на $F_1-F_{C_1}$, т. е.

$$\overline{h}_{н.эф\ C_2}=h_{н.эф}(F_1+F_2-2F_{C_1})/2(F_1-F_{C_1}).$$

Коэффициенты открытой пористости $k_{п.о}$ *и нефте(газо)насыщенности* $k_н(k_г)$ принимаются по данным пробуренной скважины и рассчитываются по керну или ГИС. При расчете по керну берется среднее арифметическое из всех наблюденных значений в проницаемых интервалах пласта, а по ГИС — средневзвешенное по толщине нефте(газо)насыщенных пропластков.

Пересчетный коэффициент θ *и плотность нефти* $\rho_н$ *в поверхностных условиях* при подсчете запасов нефти принимаются или по данным анализа пластовых проб из этой скважины, или по аналогии с соседними залежами.

Начальное пластовое давление p_0 *и пластовая температура* $t_{пл}$ при подсчете запасов газовой залежи принимаются по данным замеров в скважине. Расчет начального пластового давления ведется по формуле (4) с учетом глубины H до центра тяжести залежи.

Коэффициент сжимаемости Z рассчитывается по составу пластового газа, определенному по пробе, отобранной на устье скважины, или принятому по аналогии с соседней залежью.

Таким образом, при подсчете запасов нефти и свободного газа вновь открытой залежи пластового типа применяется наиболее простой вариант объемного метода без составления карт нефте(газо)насыщенных толщин:

для нефти:

$$Q_{н\theta} = \sum_{C_1 C_2} F h_{н.эф} k_{п.о\ скв} k_{н\ скв} \theta \rho_{ср}; \qquad (27)$$

для газа:

$$Q_{г0} = \sum_{C_1 C_2} F h_{н.эф} k_{п.о\ скв} k_{г.скв} k_p k_t. \qquad (28)$$

Массивные залежи

В отличие от пластовых на массивных залежах положение ВНК и ГВК может быть установлено уже в первой скважине опробованием, гидродинамическими приборами на кабеле или геофизическими методами. Тем самым значительно облегчается определение площади залежей с учетом структурной карты по ОМГ.

Основными геофизическими методами определения ВНК являются ННМ, НГМ и АМ, а ГВК — первые два. Однако при литологической неоднородности продуктивных пластов, при наличии переходных зон, при низкой пористости пород, высоких пластовых давлениях, низкой минерализации пластовых вод достоверность выделения контактов методами ГИС не столь высока. Поэтому приоритет в определении отметок ВНК отдается опробованию.

В последние годы для этой цели используются гидродинамические методы изучения коллекторов с помощью приборов на кабеле АИПД-7-10 и его аналога ГДК-1, а также опробователя пластов на кабеле (ОПК). Первые два прибора позволяют вызывать приток и замерять давление на изолированном от промывочной жидкости участке стенки скважины. Принцип действия обоих

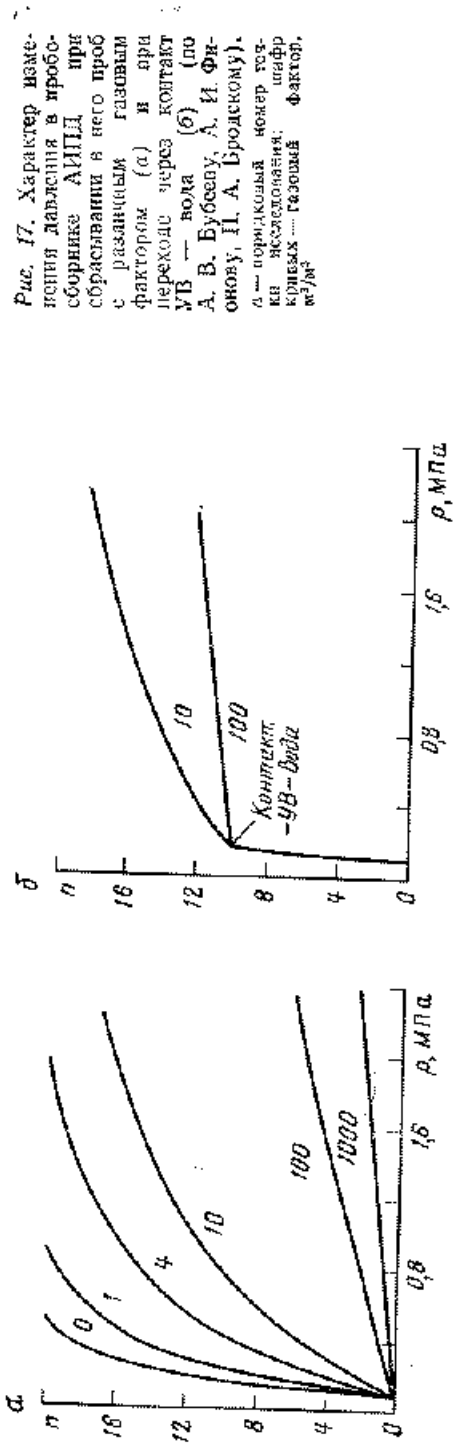


Рис. 17. Характер изменения давления в пробосборнике АИПД при сбрасывании в него проб с различным газовым фактором (*а*) и при переходе через контакт УВ — вода (*б*) (по А. В. Бубеву, А. И. Фионову, П. А. Бродскому).
n — порядковый номер точки исследования; цифры кривых — газовый фактор, м³/м³

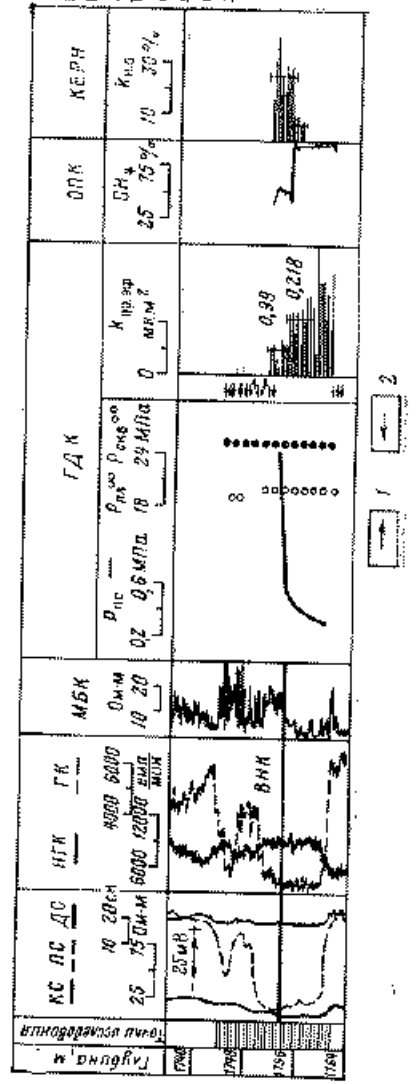


Рис. 18. Пример определения ВНК по изменению давления в пробосборнике (по А. В. Бубеву, А. И. Фионову, П. А. Бродскому).
$k_{эф}$ — эффективная проницаемость; $k_{п.о}$ — остаточная нефтенасыщенность. *1* — нет притока; *2* — нарушение герметичности

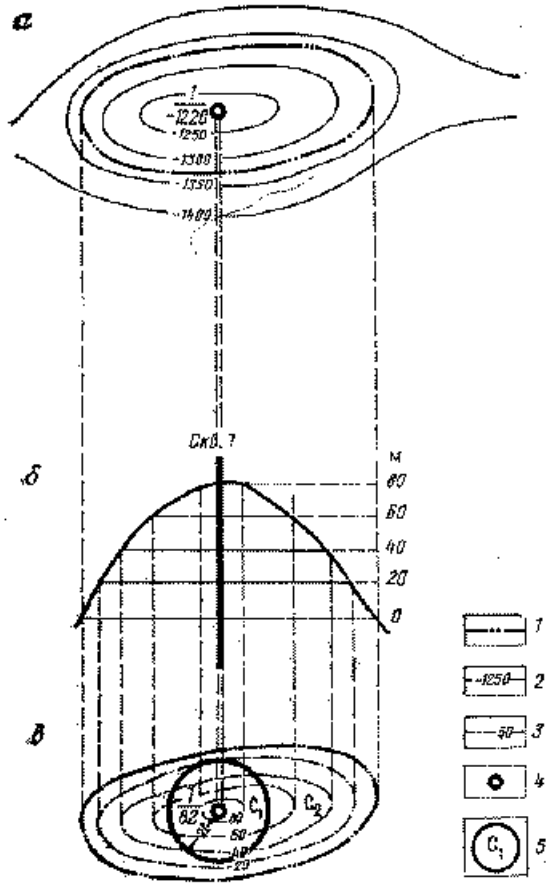


Рис. 19. Пример построения карты эффективных нефте(газо)насыщенных толщин $h_{н\,(г)эф}$ массивной залежи по данным одной скважины.

а — структурная карта; *б* — профиль изменения $h_{н.(г.)эф}$; *в* — карта в изолиниях $h_{н.(г.)эф}$; *1* — контур нефтеносности; *2* — изогипсы ОМГ, м; *3* — изолинии $h_{н.(г.)эф}$, м; *4* — скважина; *5* — границы площади с запасами C_i; цифры у скважин: в числителе — номер у скважины, в знаменателе — абсолютная отметка ОМГ в м (*а*) и $h_{н.(г.)эф}$ в м (*в*); *l* — шаг будущей эксплуатационной сетки

приборов заключается в фиксации различия величин газового фактора в отбираемых пробах воды и нефти (газа). При переходе через контакты газовый фактор изменяется даже при наличии зоны проникновения, причем этот переход сопровождается резким повышением давления (рис. 17, 18). Указанными приборами устанавливаются не только отметки контактов, но и наличие и толщина продуктивных пластов и их фильтрационные характеристики.

Опробование пласта на кабеле прибором ОПК позволяет отбивать контакты по изменению содержания метана в газе отобранной пробы. Водоносные интервалы разреза содержат свыше 90 % CH_4, в то время как нефтенасыщенные интервалы — вдвое меньше.

Объемы коллекторов массивных залежей рассчитываются только по картам изопахит нефте(газо)насыщенных частей горизонта, построению которых предшествует составление профиля толщин (рис. 19).

Объем коллекторов в общем виде определяется формулой (13), расчетное выражение которой равно

$$V_{C_1,C_2} = (h_{н.эф(n+1)} + h_{н.эф.скв}) f_{(n+1)}/2 + \sum [(h_{н.эф(i-1)} + h_{н.эф\,i}) f_i/2]. \quad (29)$$

Среднее значение эффективной нефте(газо)насыщенной толщины рассчитывается как средневзвешенное по площади. Способы расчета средних значений остальных параметров аналогичны таковым для пластовых залежей.

Таким образом, формулы подсчета запасов нефти и свободного газа открытых залежей массивного типа имеют следующий вид:

$$Q_{н.0} = \sum_{C_1,C_2} k_{п.о\,скв} k_{н.скв} \theta_{скв} \rho_{скв} \iint_F h_{н.эф}(x, y)\,dxdy; \quad (30)$$

$$Q_{г0} = \sum_{C_1,C_2} k_{п.о\,скв} k_{г\,скв} k_{р\,скв} k_{гсна} \iint_F h_{г.эф}(x, y)\,dxdy. \quad (31)$$

Особенности подсчета запасов литологически и стратиграфически ограниченных и тектонически экранированных залежей

Литологическое ограничение залежей может быть обусловлено выклиниванием пласта по восстанию слоев, литолого-фациальным замещением пласта плохо проницаемыми породами и другими причинами. На стадии поисков оба вида ограничения могут быть установлены лишь в тех случаях, когда на залежи до первой продуктивной скважины были пробурены одна или несколько непродуктивных скважин.

Пласт, содержащий залежь, в зоне выклинивания отсутствует полностью. При этом граница выклинивания проводится через середину расстояний между продуктивной и непродуктивными скважинами. На карте изопахит толщина пласта на этой границе принимается равной 0, а интерполяция от нее к продуктивной скважине ведется линейно (рис. 20, *а*).

В случае литолого-фациального замещения в непродуктивных скважинах пласт представлен плохо проницаемыми породами. В настоящее время геометризация пластов, подверженных литолого-фациальному замещению, представляется одной из наиболее сложных проблем. Она связана с тем, что подобное замещение может проявляться в различных формах. С одной стороны, литолого-фациальное замещение может происходить в пластах с неизменяющейся по площади общей толщиной (рис. 21, *а*). С другой стороны, литолого-фациальным замещением может сопровождаться выклинивание пласта, причем замещение непроницаемыми породами наступает значительно раньше, чем происходит выклинивание пласта или пропластка. При этом процесс замещения будет постепенным по толщине, а изменение толщины коллектора подобно выклиниванию (рис. 21, *б*). При резком литологическом замещении высокопродуктивные породы на очень коротком расстоянии, исчисляемом буквально метрами, могут смениться непроницаемыми (рис. 21, *в*). При постепенном литологическом замещении вы-

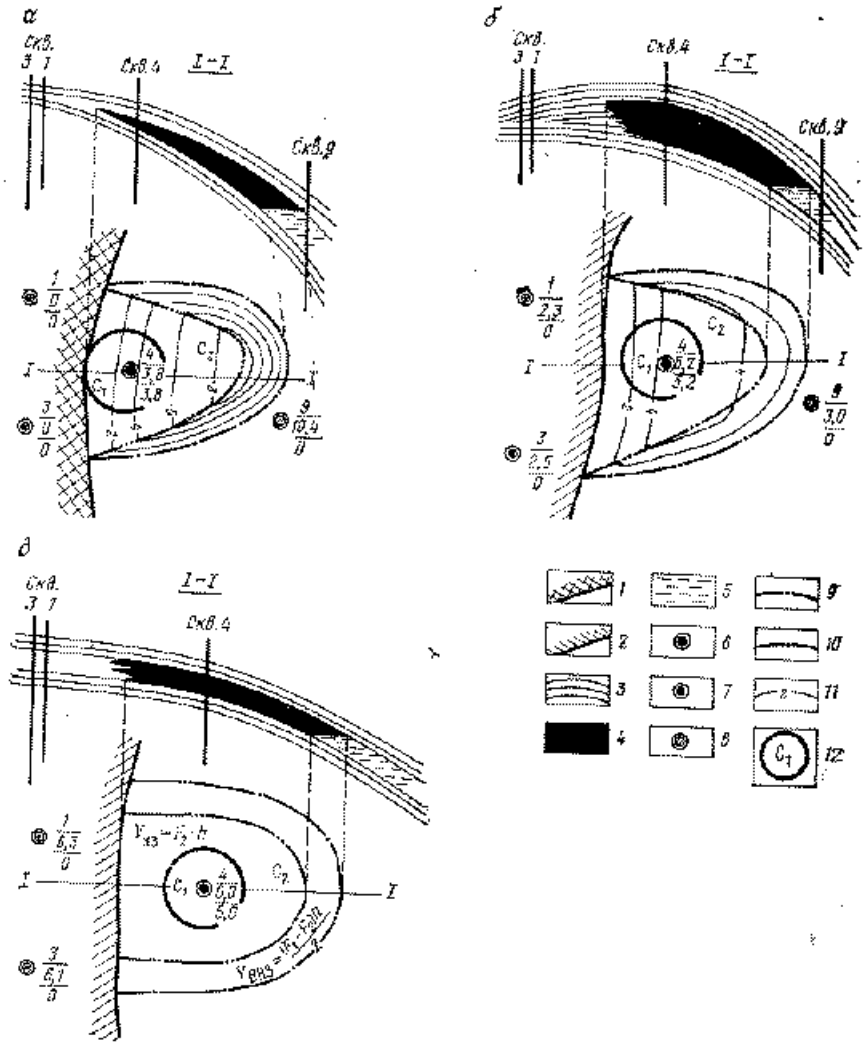


Рис. 20. Схемы определения объемов коллекторов литологически ограниченных залежей.

Пласты: *а* — выклинивающийся по восстанию; *б* — с уменьшающейся общей толщиной и литолого-фациальным замещением: *в* — с выдержанной общей толщиной и литолого-фациональным замещением. Границы: *1* — выклинивания пласта, *2* — литолого-фациального замещения пласта; *3* — плохо проницаемые породы; *4* — нефть; *5* — вода; скважины: *6* — продуктивные, *7* — без притока, *8* — давшие воду; контуры нефтеносности: *9* — внешний, *10* — внутренний; *11* —изолинии $h_{эф}$; *12* — границы площади с запасами категории C_1; цифры у скважин: верхняя — номер скважины, средняя — общая толщина пласта, нижняя — эффективная нефтенасыщенная толщина; объемы нефтенасыщенных коллекторов в зонах: $V_{из}$ — нефтяной, $V_{виз}$ — водонефтяной

высокопродуктивные породы замещаются низкопродуктивными, а те, в свою очередь, непроницаемыми. Естественно, эти переходы возможны в пластах и пропластках как с неизменяющейся (рис. 21, *г*), так и с изменяющейся (рис. 21, *д*) толщиной.

В каждом нефтегазоносном районе накоплен достаточный фактический материал, позволяющий выявить основные закономерности в характере литолого-фациального замещения пластов, содержащих залежи нефти и газа, на основе которых осуществляется выбор той или иной модели. На стадии поисков при геометризации залежей можно использовать только модели *а* и *б*, рис. 21. В обоих случаях граница замещения проводится на середине расстояния между продуктивной и непродуктивными скважинами.

В тех случаях, когда общая толщина пласта в продуктивной скважине существенно (не менее чем вдвое) превышает толщину в непродуктивных скважинах, расчет объемов коллекторов ведется по формуле (29) на основе карты изопахит эффективных нефте(газа)насыщенных толщин пласта (см. рис. 20, *б*), которая почти аналогична карте для случая выклинивания. На границе распространения коллекторов эффективная толщина пласта также принимается равной 0 м. Интерполяция изопахит между продуктивной скважиной и нулевой изопахитой ведется линейно. Запасы нефти и свободного газа в обоих случаях подсчитываются соответственно по формулам (30) и (31).

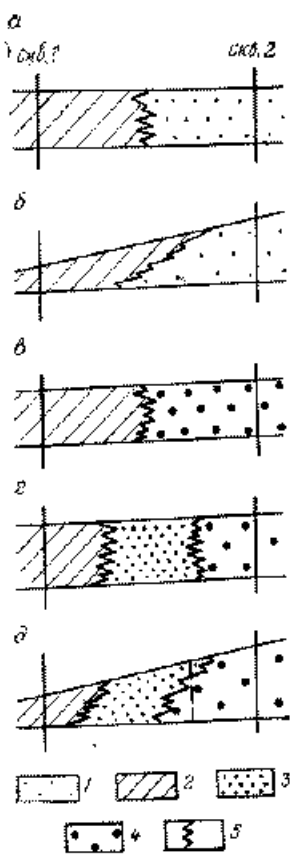


Рис. 21. Возможные схемы литолого-фациального замещения коллекторов плохо проницаемыми породами.

1 — коллектор; *2* — неколлектор; *3* — низкопродуктивный коллектор; *4* — высокопродуктивный коллектор; *5* — линия выклинивания

Расчет объемов коллекторов для каждой категории запасов при неизменяющейся толщине пласта ведется без составления карты изопахит (см. рис. 20, *в*) по формулам (25) и (26), а подсчет запасов — по формулам (27) и (28).

Определение границ *стратиграфически ограниченных залежей* осуществляют по данным сейсмических исследований с учетом закономерностей распространения залежей подобных типов в исследуемом районе, а также по данным пробуренных скважин, последняя из которых оказалась продуктивной. Обычно залежи этого типа связаны с пластами, примыкающими к выступам древнего рель-

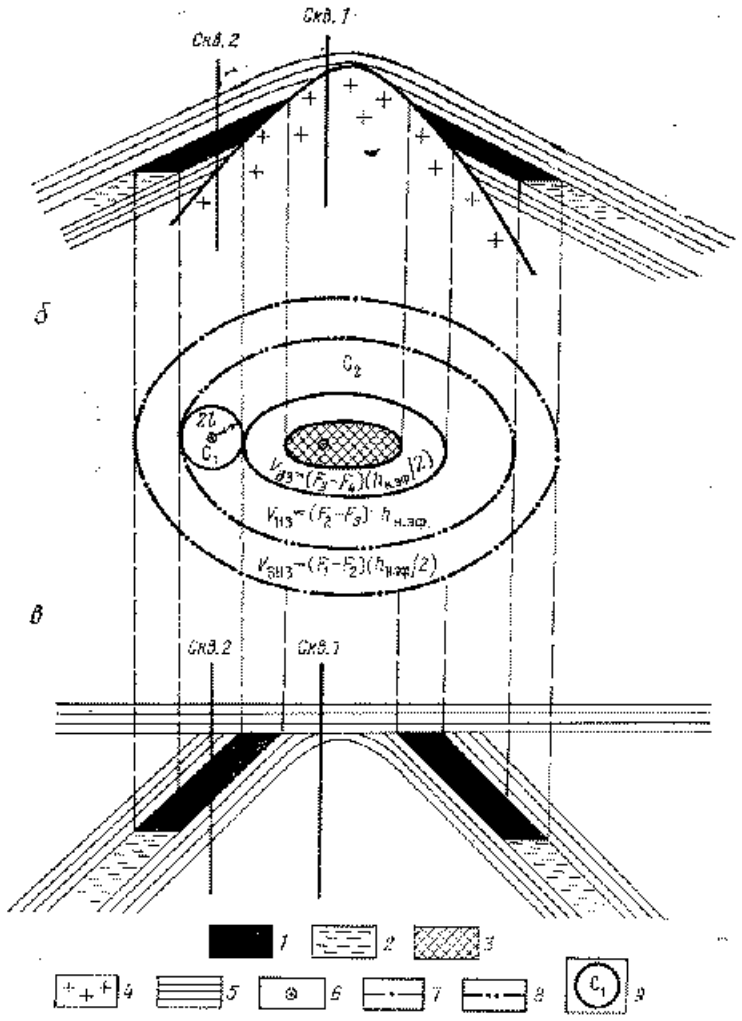


Рис. 22. Схема определения объема коллекторов стратиграфических ограниченных залежей по данным одной скважины.

а — профиль залежи, примыкающей к выступу древнего эрозионного рельефа; *б* — залежь в плане; *в* — профиль залежи, продуктивный пласт которой размыт и перекрыт более молодыми осадками. *1* — нефть; *2* — вода; *3* — зона отсутствия коллектора; *4* — кора выветривания; *5* — плохо проницаемые породы; *6* — скважины; контуры нефтеносности: *7* — внешний, *8* — внутренний; *9* — границы площади с запасами категории C_1; объемы нефтенасыщенных коллекторов в зонах: $V_{ВЗ}$ — постепенного выклинивания коллекторов, $V_{НЗ}$ — нефтяной, $V_{ВНЗ}$ — водонефтяной; *l* — шаг будущей эксплуатационной сетки

ефа или подвергшимися размыву и перекрытыми более молодыми осадками (рис. 22). Примерами первых, в частности, могут служить залежи нефти Шаимского района и газовые залежи Березовского района Тюменской области.

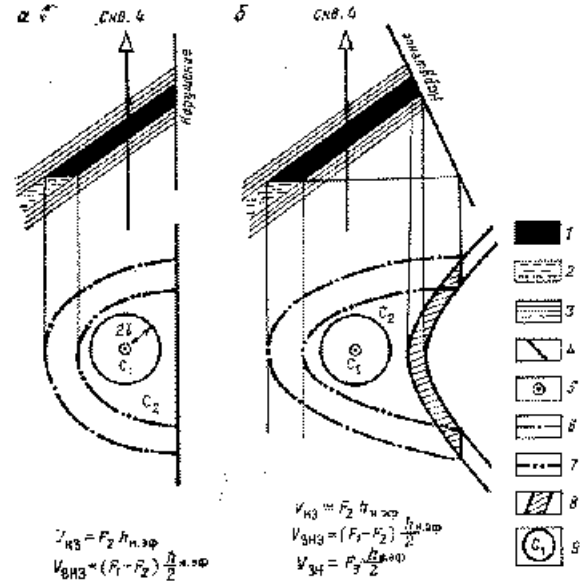


Рис. 23. Схема определения объема коллекторов тектонически экранированной залежи при вертикальной плоскости нарушения (*а*) и наклонной (*б*).

1 — нефть; *2* — вода; *3* — плохо проницаемые породы, подстилающие и перекрывающие пласт; *4* — линия нарушения; *5* — скважина; контуры нефтеносности; *6* — внешний; *7* — внутренний; *8* — площадь нефтеносности в зоне нарушения; *9* — границы площади с запасами категорий C_1; $V_{НЗ}$ — нефтяной, $V_{ВНЗ}$ — водонефтяной, $V_{ЗН}$ — нарушения

Положение ВНК и ГВК в стратиграфически ограниченных залежах определяется так же, как в пластовых залежах.

Расчет объемов нефте(газо)насыщенных коллекторов ведется без построения карт изопахит, как и в случае пластовых залежей. Однако в отличие от них в залежах рассматриваемых типов на основе общих закономерностей выделяется зона постепенного выклинивания, геометрически изображаемая подобно водонефтяной или газоводяной частям пластовых залежей (рис. 22). В ней толщина пласта также принимается равной половине его толщины в продуктивной скважине. Объем коллекторов в границах площади с запасами категории C_1 определяется как $V_{C_1}=F_{C_1}h_{н.эф}$, а в границах площади с запасами категории C_2 находится из выражения $V_{C_2}=(F_1+F_2-F_3-F_4-2F_{C_1})h_{н.эф}/2$, где F_1, F_2 — площади, ограниченные соответственно внешним и внутренним контурами нефтеносности; F_3 — площадь зоны постепенного выклинивания коллектора; F_4 — площадь зоны отсутствия коллектора.

Обоснование остальных подсчетных параметров ведется по общей схеме для пластовых залежей. Запасы нефти и свободного газа подсчитываются по формулам (27) и (28).

По этим же формулам без составления карт изопахит подсчитываются запасы *тектонически экранированных* залежей. Особенность расчета объемов коллекторов в залежах этого типа заключа-

ется в геометризации приразломной зоны. При вертикальной плоскости нарушения на пластовых залежах эффективная нефте(газо)насыщенная толщина пласта в зоне нарушения учитывается полностью, а при наклонной берется лишь ее половина (рис. 23).

Подсчет запасов нефти и свободного газа на стадии оценки месторождений (залежей)

Одна из основных задач, решаемых на этой стадии, — установление промышленной ценности открытого месторождения. Естественно, что подсчет должен дать порядок величины запасов разведуемых залежей. Этим определяются требования к детальности выделения подсчетных объектов при геометризации залежей и обосновании параметров подсчета. Нужно учесть, что редкая сеть разведочных скважин ограничивает возможности детализации. В связи с этим залежи в разрезе не дифференцируются. Исключение должны составлять крупные и уникальные массивные залежи, если в их разрезе прослеживаются пачки пород с резко различными коллекторскими свойствами.

Залежи любого типа, связанные с пластами, претерпевают первую дифференциацию по площади. Запасы нефтяных (НЗ), газовых (ГЗ), водонефтяных (ВНЗ) и газоводяных (ГВЗ) зон подсчитываются раздельно.

Для обоснования ВНК и ГВК и проведения границ залежей составляется схема опробования скважин и обоснования контактов. На схеме приводятся все сведения о результатах опробования, данные замеров гидродинамическими приборами, результаты интерпретации ГИС (рис. 24).

В пластах с хорошими коллекторскими свойствами сформировавшиеся залежи характеризуются резкой границей между нефтью (газом) и водой. В формирующихся залежах между зонами стабилизированного, или предельного, нефте(газо)насыщения и водонасыщенной располагается переходная зона (рис. 25). В разрезе переходной зоны условно можно выделить три интервала, различающиеся по степени насыщения коллекторов нефтью или газом и соответственно по получаемой из них продукции в скважинах. При опробовании верхнего интервала, граничащего с зоной стабилизированного насыщения, получают притоки безводных нефти и газа; при опробовании среднего интервала разреза — притоки нефти и газа с водой, причем чем ближе к водонасыщенной зоне, тем больше воды в продукции скважины; опробование нижнего интервала со значениями нефте(газо)насыщенности меньше критических дает притоки одной воды. ВНК или ГВК в переходных зонах отбиваются по значениям $\rho_{\text{п.кр}}$ или $k_{\text{п.кр}}$ ($k_{\text{г.кр}}$) в скважинах, устанавливаемым опробованием скважин или с помощью гидродинамических приборов на кабеле.

Контакт нефть—вода, как правило, редко бывает плоским. Обычно он образует неровную поверхность, горизонтальную или наклонную. Для определения контуров залежей проводится услов-

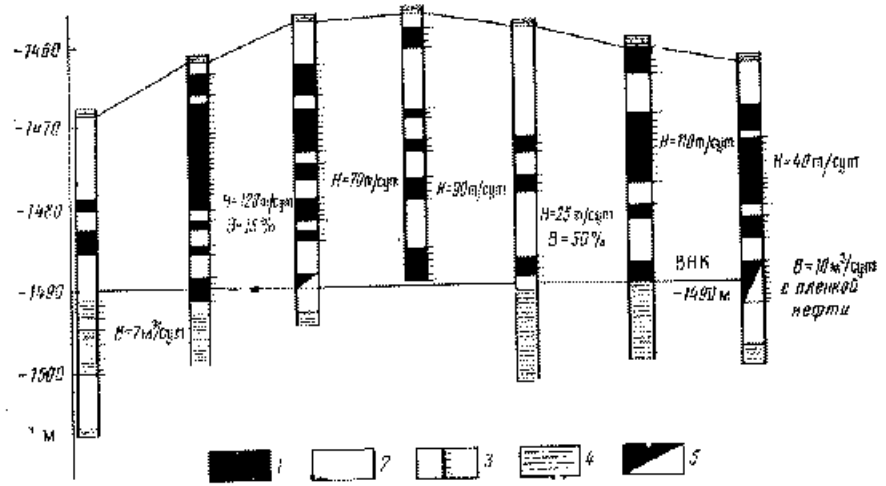


Рис. 24. Схема обоснования абсолютной отметки ВНК залежи.

Интервалы: *1* — нефтенасыщенный, *2* — непроницаемый, *3* — перфорированный, *4* — водонасыщенный, *5* — с неясной характеристикой; *H* — дебит нефти; *B* — обводненность нефти в % или дебит воды в м³/сут

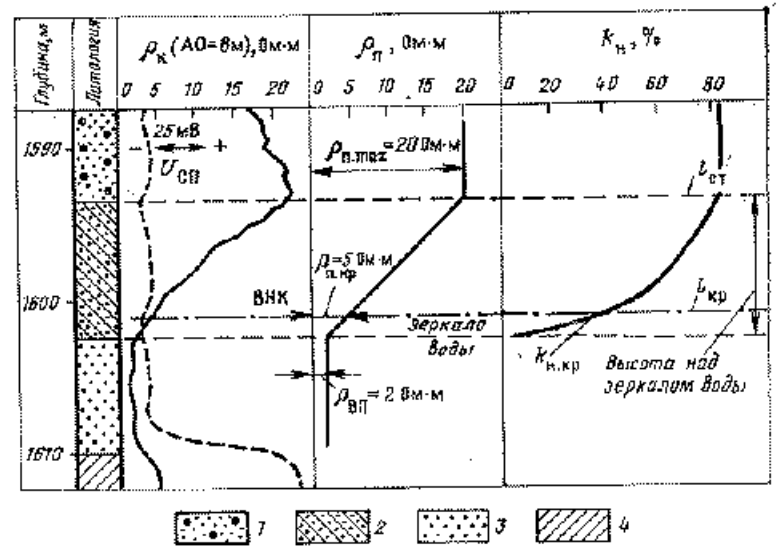
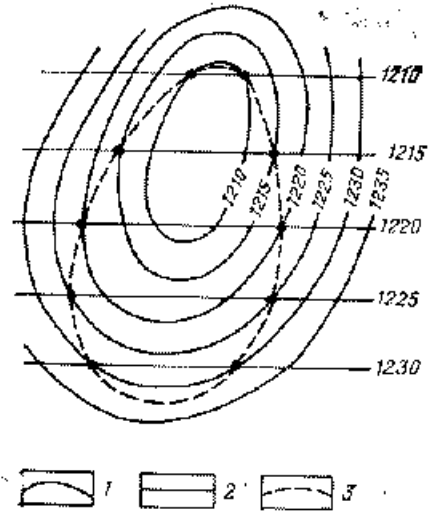


Рис. 25. Пример выделения переходной зоны в пласте-коллекторе межзернового типа (по Б. Ю. Вендельштейну).

1 — зона предельного или стабилизированного насыщения нефти газом; *2* — переходная зона; породы: *3* — водонасыщенные, *4* — непроницаемые; высота: $l_{кр}$ — водонефтяного контакта над зеркалом воды, $l_{ст}$ — зоны стабилизации над зеркалом воды


1210
1215
1220
1225
1230
1235
1240
1245
1250
1255
1260
1265
1270
1275
1280
1285
1290
1295
1300
1305
1310
1315
1320
1325
1330
1335
1340
1345
1350
1355
1360
1365
1370
1375
1380
1385
1390
1395
1400
1405
1410
1415
1420
1425
1430
1435
1440
1445
1450
1455
1460
1465
1470
1475
1480
1485
1490
1495
1500
1505
1510
1515
1520
1525
1530
1535
1540
1545
1550
1555
1560
1565
1570
1575
1580
1585
1590
1595
1600
1605
1610
1615
1620
1625
1630
1635
1640
1645
1650
1655
1660
1665
1670
1675
1680
1685
1690
1695
1700
1705
1710
1715
1720
1725
1730
1735
1740
1745
1750
1755
1760
1765
1770
1775
1780
1785
1790
1795
1800
1805
1810
1815
1820
1825
1830
1835
1840
1845
1850
1855
1860
1865
1870
1875
1880
1885
1890
1895
1900
1905
1910
1915
1920
1925
1930
1935
1940
1945
1950
1955
1960
1965
1970
1975
1980
1985
1990
1995
2000
2005
2010
2015
2020
2025
2030
2035
2040
2045
2050
2055
2060
2065
2070
2075
2080
2085
2090
2095
2100
2105
2110
2115
2120
2125
2130
2135
2140
2145
2150
2155
2160
2165
2170
2175
2180
2185
2190
2195
2200
2205
2210
2215
2220
2225
2230
2235
2240
2245
2250
2255
2260
2265
2270
2275
2280
2285
2290
2295
2300
2305
2310
2315
2320
2325
2330
2335
2340
2345
2350
2355
2360
2365
2370
2375
2380
2385
2390
2395
2400
2405
2410
2415
2420
2425
2430
2435
2440
2445
2450
2455
2460
2465
2470
2475
2480
2485
2490
2495
2500
2505
2510
2515
2520
2525
2530
2535
2540
2545
2550
2555
2560
2565
2570
2575
2580
2585
2590
2595
2600
2605
2610
2615
2620
2625
2630
2635
2640
2645
2650
2655
2660
2665
2670
2675
2680
2685
2690
2695
2700
2705
2710
2715
2720
2725
2730
2735
2740
2745
2750
2755
2760
2765
2770
2775
2780
2785
2790
2795
2800
2805
2810
2815
2820
2825
2830
2835
2840
2845
2850
2855
2860
2865
2870
2875
2880
2885
2890
2895
2900
2905
2910
2915
2920
2925
2930
2935
2940
2945
2950
2955
2960
2965
2970
2975
2980
2985
2990
2995
3000
3005
3010
3015
3020
3025
3030
3035
3040
3045
3050
3055
3060
3065
3070
3075
3080
3085
3090
3095
3100
3105
3110
3115
3120
3125
3130
3135
3140
3145
3150
3155
3160
3165
3170
3175
3180
3185
3190
3195
3200
3205
3210
3215
3220
3225
3230
3235
3240
3245
3250
3255
3260
3265
3270
3275
3280
3285
3290
3295
3300
3305
3310
3315
3320
3325
3330
3335
3340
3345
3350
3355
3360
3365
3370
3375
3380
3385
3390
3395
3400
3405
3410
3415
3420
3425
3430
3435
3440
3445
3450
3455
3460
3465
3470
3475
3480
3485
3490
3495
3500
3505
3510
3515
3520
3525
3530
3535
3540
3545
3550
3555
3560
3565
3570
3575
3580
3585
3590
3595
3600
3605
3610
3615
3620
3625
3630
3635
3640
3645
3650
3655
3660
3665
3670
3675
3680
3685
3690
3695
3700
3705
3710
3715
3720
3725
3730
3735
3740
3745
3750
3755
3760
3765
3770
3775
3780
3785
3790
3795
3800
3805
3810
3815
3820
3825
3830
3835
3840
3845
3850
3855
3860
3865
3870
3875
3880
3885
3890
3895
3900
3905
3910
3915
3920
3925
3930
3935
3940
3945
3950
3955
3960
3965
3970
3975
3980
3985
3990
3995
4000
4005
4010
4015
4020
4025
4030
4035
4040
4045
4050
4055
4060
4065
4070
4075
4080
4085
4090
4095
4100
4105
4110
4115
4120
4125
4130
4135
4140
4145
4150
4155
4160
4165
4170
4175
4180
4185
4190
4195
4200
4205
4210
4215
4220
4225
4230
4235
4240
4245
4250
4255
4260
4265
4270
4275
4280
4285
4290
4295
4300
4305
4310
4315
4320
4325
4330
4335
4340
4345
4350
4355
4360
4365
4370
4375
4380
4385
4390
4395
4400
4405
4410
4415
4420
4425
4430
4435
4440
4445
4450
4455
4460
4465
4470
4475
4480
4485
4490
4495
4500
4505
4510
4515
4520
4525
4530
4535
4540
4545
4550
4555
4560
4565
4570
4575
4580
4585
4590
4595
4600
4605
4610
4615
4620
4625
4630
4635
4640
4645
4650
4655
4660
4665
4670
4675
4680
4685
4690
4695
4700
4705
4710
4715
4720
4725
4730
4735
4740
4745
4750
4755
4760
4765
4770
4775
4780
4785
4790
4795
4800
4805
4810
4815
4820
4825
4830
4835
4840
4845
4850
4855
4860
4865
4870
4875
4880
4885
4890
4895
4900
4905
4910
4915
4920
4925
4930
4935
4940
4945
4950
4955
4960
4965
4970
4975
4980
4985
4990
4995
5000
5005
5010
5015
5020
5025
5030
5035
5040
5045
5050
5055
5060
5065
5070
5075
5080
5085
5090
5095
5100
5105
5110
5115
5120
5125
5130
5135
5140
5145
5150
5155
5160
5165
5170
5175
5180
5185
5190
5195
5200
5205
5210
5215
5220
5225
5230
5235
5240
5245
5250
5255
5260
5265
5270
5275
5280
5285
5290
5295
5300
5305
5310
5315
5320
5325
5330
5335
5340
5345
5350
5355
5360
5365
5370
5375
5380
5385
5390
5395
5400
5405
5410
5415
5420
5425
5430
5435
5440
5445
5450
5455
5460
5465
5470
5475
5480
5485
5490
5495
5500
5505
5510
5515
5520
5525
5530
5535
5540
5545
5550
5555
5560
5565
5570
5575
5580
5585
5590
5595
5600
5605
5610
5615
5620
5625
5630
5635
5640
5645
5650
5655
5660
5665
5670
5675
5680
5685
5690
5695
5700
5705
5710
5715
5720
5725
5730
5735
5740
5745
5750
5755
5760
5765
5770
5775
5780
5785
5790
5795
5800
5805
5810
5815
5820
5825
5830
5835
5840
5845
5850
5855
5860
5865
5870
5875
5880
5885
5890
5895
5900
5905
5910
5915
5920
5925
5930
5935
5940
5945
5950
5955
5960
5965
5970
5975
5980
5985
5990
5995
6000
6005
6010
6015
6020
6025
6030
6035
6040
6045
6050
6055
6060
6065
6070
6075
6080
6085
6090
6095
6100
6105
6110
6115
6120
6125
6130
6135
6140
6145
6150
6155
6160
6165
6170
6175
6180
6185
6190
6195
6200
6205
6210
6215
6220
6225
6230
6235
6240
6245
6250
6255
6260
6265
6270
6275
6280
6285
6290
6295
6300
6305
6310
6315
6320
6325
6330
6335
6340
6345
6350
6355
6360
6365
6370
6375
6380
6385
6390
6395
6400
6405
6410
6415
6420
6425
6430
6435
6440
6445
6450
6455
6460
6465
6470
6475
6480
6485
6490
6495
6500
6505
6510
6515
6520
6525
6530
6535
6540
6545
6550
6555
6560
6565
6570
6575
6580
6585
6590
6595
6600
6605
6610
6615
6620
6625
6630
6635
6640
6645
6650
6655
6660
6665
6670
6675
6680
6685
6690
6695
6700
6705
6710
6715
6720
6725
6730
6735
6740
6745
6750
6755
6760
6765
6770
6775
6780
6785
6790
6795
6800
6805
6810
6815
6820
6825
6830
6835
6840
6845
6850
6855
6860
6865
6870
6875
6880
6885
6890
6895
6900
6905
6910
6915
6920
6925
6930
6935
6940
6945
6950
6955
6960
6965
6970
6975
6980
6985
6990
6995
7000
7005
7010
7015
7020
7025
7030
7035
7040
7045
7050
7055
7060
7065
7070
7075
7080
7085
7090
7095
7100
7105
7110
7115
7120
7125
7130
7135
7140
7145
7150
7155
7160
7165
7170
7175
7180
7185
7190
7195
7200
7205
7210
7215
7220
7225
7230
7235
7240
7245
7250
7255
7260
7265
7270
7275
7280
7285
7290
7295
7300
7305
7310
7315
7320
7325
7330
7335
7340
7345
7350
7355
7360
7365
7370
7375
7380
7385
7390
7395
7400
7405
7410
7415
7420
7425
7430
7435
7440
7445
7450
7455
7460
7465
7470
7475
7480
7485
7490
7495
7500
7505
7510
7515
7520
7525
7530
7535
7540
7545
7550
7555
7560
7565
7570
7575
7580
7585
7590
7595
7600
7605
7610
7615
7620
7625
7630
7635
7640
7645
7650
7655
7660
7665
7670
7675
7680
7685
7690
7695
7700
7705
7710
7715
7720
7725
7730
7735
7740
7745
7750
7755
7760
7765
7770
7775
7780
7785
7790
7795
7800
7805
7810
7815
7820
7825
7830
7835
7840
7845
7850
7855
7860
7865
7870
7875
7880
7885
7890
7895
7900
7905
7910
7915
7920
7925
7930
7935
7940
7945
7950
7955
7960
7965
7970
7975
7980
7985
7990
7995
8000
8005
8010
8015
8020
8025
8030
8035
8040
8045
8050
8055
8060
8065
8070
8075
8080
8085
8090
8095
8100
8105
8110
8115
8120
8125
8130
8135
8140
8145
8150
8155
8160
8165
8170
8175
8180
8185
8190
8195
8200
8205
8210
8215
8220
8225
8230
8235
8240
8245
8250
8255
8260
8265
8270
8275
8280
8285
8290
8295
8300
8305
8310
8315
8320
8325
8330
8335
8340
8345
8350
8355
8360
8365
8370
8375
8380
8385
8390
8395
8400
8405
8410
8415
8420
8425
8430
8435
8440
8445
8450
8455
8460
8465
8470
8475
8480
8485
8490
8495
8500
8505
8510
8515
8520
8525
8530
8535
8540
8545
8550
8555
8560
8565
8570
8575
8580
8585
8590
8595
8600
8605
8610
8615
8620
8625
8630
8635
8640
8645
8650
8655
8660
8665
8670
8675
8680
8685
8690
8695
8700
8705
8710
8715
8720
8725
8730
8735
8740
8745
8750
8755
8760
8765
8770
8775
8780
8785
8790
8795
8800
8805
8810
8815
8820
8825
8830
8835
8840
8845
8850
8855
8860
8865
8870
8875
8880
8885
8890
8895
8900
8905
8910
8915
8920
8925
8930
8935
8940
8945
8950
8955
8960
8965
8970
8975
8980
8985
8990
8995
9000
9005
9010
9015
9020
9025
9030
9035
9040
9045
9050
9055
9060
9065
9070
9075
9080
9085
9090
9095
9100
9105
9110
9115
9120
9125
9130
9135
9140
9145
9150
9155
9160
9165
9170
9175
9180
9185
9190
9195
9200
9205
9210
9215
9220
9225
9230
9235
9240
9245
9250
9255
9260
9265
9270
9275
9280
9285
9290
9295
9300
9305
9310
9315
9320
9325
9330
9335
9340
9345
9350
9355
9360
9365
9370
9375
9380
9385
9390
9395
9400
9405
9410
9415
9420
9425
9430
9435
9440
9445
9450
9455
9460
9465
9470
9475
9480
9485
9490
9495
9500
9505
9510
9515
9520
9525
9530
9535
9540
9545
9550
9555
9560
9565
9570
9575
9580
9585
9590
9595
9600
9605
9610
9615
9620
9625
9630
9635
9640
9645
9650
9655
9660
9665
9670
9675
9680
9685
9690
9695
9700
9705
9710
9715
9720
9725
9730
9735
9740
9745
9750
9755
9760
9765
9770
9775
9780
9785
9790
9795
9800
9805
9810
9815
9820
9825
9830
9835
9840
9845
9850
9855
9860
9865
9870
9875
9880
9885
9890
9895
9900
9905
9910
9915
9920
9925
9930
9935
9940
9945
9950
9955
9960
9965
9970
9975
9980
9985
9990
9995
10000
10005
10010
10015
10020
10025
10030
10035
10040
10045
10050
10055
10060
10065
10070
10075
10080
10085
10090
10095
10100
10105
10110
10115
10120
10125
10130
10135
10140
10145
10150
10155
10160
10165
10170
10175
10180
10185
10190
10195
10200
10205
10210
10215
10220
10225
10230
10235
10240
10245
10250
10255
10260
10265
10270
10275
10280
10285
10290
10295
10300
10305
10310
10315
10320
10325
10330
10335
10340
10345
10350
10355
10360
10365
10370
10375
10380
10385
10390
10395
10400
10405
10410
10415
10420
10425
10430
10435
10440
10445
10450
10455
10460
10465
10470
10475
10480
10485
10490
10495
10500
10505
10510
10515
10520
10525
10530
10535
10540
10545
10550
10555
10560
10565
10570
10575
10580
10585
10590
10595
10600
10605
10610
10615
10620
10625
10630
10635
10640
10645
10650
10655
10660
10665
10670
10675
10680
10685
10690
10695
10700
10705
10710
10715
10720
10725
10730
10735
10740
10745
10750
10755
10760
10765
10770
10775
10780
10785
10790
10795
10800
10805
10810
10815
10820
10825
10830
10835
10840
10845
10850
10855
10860
10865
10870
10875
10880
10885
10890
10895
10900
10905
10910
10915
10920
10925
10930
10935
10940
10945
10950
10955
10960
10965
10970
10975
10980
10985
10990
10995
11000
11005
11010
11015
11020
11025
11030
11035
11040
11045
11050
11055
11060
11065
11070
11075
11080
11085
11090
11095
11100
11105
11110
11115
11120
11125
11130
11135
11140
11145
11150
11155
11160
11165
11170
11175
11180
11185
11190
11195
11200
11205
11210
11215
11220
11225
11230
11235
11240
11245
11250
11255
11260
11265
11270
11275
11280
11285
11290
11295
11300
11305
11310
11315
11320
11325
11330
11335
11340
11345
11350
11355
11360
11365
11370
11375
11380
11385
11390
11395
11400
11405
11410
11415
11420
11425
11430
11435
11440
11445
11450
11455
11460
11465
11470
11475
11480
11485
11490
11495
11500
11505
11510
11515
11520
11525
11530
11535
11540
11545
11550
11555
11560
11565
11570
11575
11580
11585
11590
11595
11600
11605
11610
11615
11620
11625
11630
11635
11640
11645
11650
11655
11660
11665
11670
11675
11680
11685
11690
11695
11700
11705
11710
11715
11720
11725
11730
11735
11740
11745
11750
11755
11760
11765
11770
11775
11780
11785
11790
11795
11800
11805
11810
11815
11820
11825
11830
11835
11840
11845
11850
11855
11860
11865
11870
11875
11880
11885
11890
11895
11900
11905
11910
11915
11920
11925
11930
11935
11940
11945
11950
11955
11960
11965
11970
11975
11980
11985
11990
11995
12000
12005
12010
12015
12020
12025
12030
12035
12040
12045
12050
12055
12060
12065
12070
12075
12080
12085
12090
12095
12100
12105
12110
12115
12120
12125
12130
12135
12140
12145
12150
12155
12160
12165
12170
12175
12180
12185
12190
12195
12200
12205
12210
12215
12220
12225
12230
12235
12240
12245
12250
12255
12260
12265
12270
12275
12280
12285
12290
12295
12300
12305
12310
12315
12320
12325
12330
12335
12340
12345
12350
12355
12360
12365
12370
12375
12380
12385
12390
12395
12400
12405
12410
12415
12420
12425
12430
12435
12440
12445
12450
12455
12460
12465
12470
12475
12480
12485
12490
12495
12500
12505
12510
12515
12520
12525
12530
12535
12540
12545
12550
12555
12560
12565
12570
12575
12580
12585
12590
12595
12600
12605
12610
12615
12620
12625
12630
12635
12640
12645
12650
12655
12660
12665
12670
12675
12680
12685
12690
12695
12700
12705
12710
12715
12720
12725
12730
12735
12740
12745
12750
12755
12760
12765
12770
12775
12780
12785
12790
12795
12800
12805
12810
12815
12820
12825
12830
12835
12840
12845
12850
12855
12860
12865
12870
12875
12880
12885
12890
12895
12900
12905
12910
12915
12920
12925
12930
12935
12940
12945
12950
12955
12960
12965
12970
12975
12980
12985
12990
12995
13000
13005
13010
13015
13020
13025
13030
13035
13040
13045
13050
13055
13060
13065
13070
13075
13080
13085
13090
13095
13100
13105
13110
13115
13120
13125
13130
13135
13140
13145
13150
13155
13160
13165
13170
13175
13180
13185
13190
13195
13200
13205
13210
13215
13220
13225
13230
13235
13240
13245
13250
13255
13260
13265
13270
13275
13280
13285
13290
13295
13300
13305
13310
13315
13320
13325
13330
13335
13340
13345
13350
13355
13360
13365
13370
13375
13380
13385
13390
13395
13400
13405
13410
13415
13420
13425
13430
13435
13440
13445
13450
13455
13460
13465
13470
13475
13480
13485
13490
13495
13500
13505
13510
13515
13520
13525
13530
13535
13540
13545
13550
13555
13560
13565
13570
13575
13580
13585
13590
13595
13600
13605
13610
13615
13620
13625
13630
13635
13640
13645
13650
13655
13660
13665
13670
13675
13680
13685
13690
13695
13700
13705
13710
13715
13720
13725
13730
13735
13740
13745
13750
13755
13760
13765
13770
13775
13780
13785
13790
13795
13800
13805
13810
13815
13820
13825
13830
13835
13840
13845
13850
13855
13860
13865
13870
13875
13880
13885
13890
13895
13900
13905
13910
13915
13920
13925
13930
13935
13940
13945
13950
13955
13960
13965
13970
13975
13980
13985
13990
13995
14000
14005
14010
14015
14020
14025
14030
14035
14040
14045
14050
14055
14060
14065
14070
14075
14080
14085
14090
14095
14100
14105
14110
14115
14120
14125
14130
14135
14140
14145
14150
14155
14160
14165
14170
14175
14180
14185
14190
14195
14200
14205
14210
14215
14220
14225
14230
14235
14240
14245
14250
14255
14260
14265
14270
14275
14280
14285
14290
14295
14300
14305
14310
14315
14320
14325
14330
14335
14340
14345
14350
14355
14360
14365
14370
14375
14380
14385
14390
14395
14400
14405
14410
14415
14420
14425
14430
14435
14440
14445
14450
14455
14460
14465
14470
14475
14480
14485
14490
14495
14500
14505
14510
14515
14520
14525
14530
14535
14540
14545
14550
14555
14560
14565
14570
14575
14580
14585
14590
14595
14600
14605
14610
14615
14620
14625
14630
14635
14640
14645
14650
14655
14660
14665
14670
14675
14680
14685
14690
14695
14700
14705
14710
14715
14720
14725
14730
14735
14740
14745
14750
14755
14760
14765
14770
14775
14780
14785
14790
14795
14800
14805
14810
14815
14820
14825
14830
14835
14840
14845
14850
14855
14860
14865
14870
14875
14880
14885
14890
14895
14900
14905
14910
14915
14920
14925
14930
14935
14940
14945
14950
14955
14960
14965
14970
14975
14980
14985
14990
14995
15000
15005
15010
15015
15020
15025
15030
15035
15040
15045
15050
15055
15060
15065
15070
15075
15080
15085
15090
15095
15100
15105
15110
15115
15120
15125
15130
15135
15140
15145
15150
15155
15160
15165
15170
15175
15180
15185
15190
15195
15200
15205
15210
15215
15220
15225
15230
15235
15240
15245
15250
15255
15260
15265
15270
15275
15280
15285
15290
15295
15300
15305
15310
15315
15320
15325
15330
15335
15340
15345
15350
15355
15360
15365
15370
15375
15380
15385
15390
15395
15400
15405
15410
15415
15420
15425
15430
15435
15440
15445
15450
15455
15460
15465
15470
15475
15480
15485
15490
15495
15500
15505
15510
15515
15520
15525
15530
15535
15540
15545
15550
15555
15560
15565
15570
15575
15580
15585
15590
15595
15600
15605
15610
15615
15620
15625
15630
15635
15640
15645
15650
15655
15660
15665
15670
15675
15680
15685
15690
15695
15700
15705
15710
15715
15720
15725
15730
15735
15740
15745
15750
15755
15760
15765
15770
15775
15780
15785
15790
15795
15800
15805
15810
15815
15820
15825
15830
15835
15840
15845
15850
15855
15860
15865
15870
15875
15880
15885
15890
15895
15900
15905
15910
15915
15920
15925
15930
15935
15940
15945
15950
15955
15960
15965
15970
15975
15980
15985
15990
15995
16000
16005
16010
16015
16020
16025
16030
16035
16040
16045
16050
16055
16060
16065
16070
16075
16080
16085
16090
16095
16100
16105
16110
16115
16120
16125
16130
16135
16140
16145
16150
16155
16160
16165
16170
16175
16180
16185
16190
16195
16200
16205
16210
16215
16220
16225
16230
16235
16240
16245
16250
16255
16260
16265
16270
16275
16280
16285
16290
16295
16300
16305
16310
16315
16320
16325
16330
16335
16340
16345
16350
16355
16360
16365
16370
16375
16380
16385
16390
16395
16400
16405
16410
16415
16420
16425
16430
16435
16440
16445
16450
16455
16460
16465
16470
16475
16480
16485
16490
16495
16500
16505
16510
16515
16520
16525
16530
16535
16540
16545
16550
16555
16560
16565
16570
16575
16580
16585
16590
16595
16600
16605
16610
16615
16620
16625
16630
16635
16640
16645
16650
16655
16660
16665
16670
16675
16680
16685
16690
16695
16700
16705
16710
16715
16720
16725
16730
16735
16740
16745
16750
16755
16760
16765
16770
16775
16780
16785
16790
16795
16800
16805
16810
16815
16820
16825
16830
16835
16840
16845
16850
16855
16860
16865
16870
16875
16880
16885
16890
16895
16900
16905
16910
16915
16920
16925
16930
16935
16940
16945
16950
16955
16960
16965
16970
16975
16980
16985
16990
16995
17000
17005
17010
17015
17020
17025
17030
17035
17040
17045
17050
17055
17060
17065
17070
17075
17080
17085
17090
17095
17100
17105
17110
17115
17120
17125
17130
17135
17140
17145
17150
17155
17160
17165
17170
17175
17180
17185
17190
17195
17200
17205
17210
17215
17220
17225
17230
17235
17240
17245
17250
17255
17260
17265
17270
17275
17280
17285
17290
17295
17300
17305
17310
17315
17320
17325
17330
17335
17340
17345
17350
17355
17360
17365
17370
17375
17380
17385
17390
17395
17400
17405
17410
17415
17420
17425
17430
17435
17440
17445
17450
17455
17460
17465
17470
17475
17480
17485
17490
17495
17500
17505
17510
17515
17520
17525
17530
17535
17540
17545
17550
17555
17560
17565
17570
17575
17580
17585
17590
17595
17600
17605
17610
17615
17620
17625
17630
17635
17640
17645
17650
17655
17660
17665
17670
17675
17680
17685
17690
17695
17700
17705
17710
17715
17720
17725
17730
17735
17740
17745
17750
17755
17760
17765
17770
17775
17780
17785
17790
17795
17800
17805
17810
17815
17820
17825
17830
17835
17840
17845
17850
17855
17860
17865
17870
17875
17880
17885
17890
17895
17900
17905
17910
17915
17920
17925
17930
17935
17940
17945
17950
17955
17960
17965
17970
17975
17980
17985
17990
17995
18000
18005
18010
18015
18020
18025
18030
18035
18040
18045
18050
18055
18060
18065
18070
18075
18080
18085
18090
18095
18100
18105
18110
18115
18120
18125
18130
18135
18140
18145
18150
18155
18160
18165
18170
18175
18180
18185
18190
18195
18200
18205
18210
18215
18220
18225
18230
18235
18240
18245
18250
18255
18260
18265
18270
18275
18280
18285
18290
18295
18300
18305
18310
18315
18320
18325
18330
18335
18340
18345
18350
18355
18360
18365
18370
18375
18380
18385
18390
18395
18400
18405
18410
18415
18420
18425
18430
18435
18440
18445
18450
18455
18460
18465
18470
18475
18480
18485
18490
18495
18500
18505
18510
18515
18520
18525
18530
18535
18540
18545
18550
18555
18560
18565
18570
18575
18580
18585
18590
18595
18600
18605
18610
18615
18620
18625
18630
18635
18640
18645
18650
18655
18660
18665
18670
18675
18680
18685
18690
18695
18700
18705
18710
18715
18720
18725
18730
18735
18740
18745
18750
18755
18760
18765
18770
18775
18780
18785
18790
18795
18800
18805
18810
18815
18820
18825
18830
18835
18840
18845
18850
18855
18860
18865
18870
18875
18880
18885
18890
18895
18900
18905
18910
18915
18920
18925
18930
18935
18940
18945
18950
18955
18960
18965
18970
18975
18980
18985
18990
18995
19000
19005
19010
19015
19020
19025
19030
19035
19040
19045
19050
19055
19060
19065
19070
19075
19080
19085
19090
19095
19100
19105
19110
19115
19120
19125
19130
19135
19140
19145
19150
19155
19160
19165
19170
19175
19180
19185
19190
19195
19200
19205
19210
19215
19220
19225
19230
19235
19240
19245
19250
19255
19260
19265
19270
19275
19280
19285
19290
19295
19300
19305
19310
19315
19320
19325
19330
19335
19340
19345
19350
19355
19360
19365
19370
19375
19380
19385
19390
19395
19400
19405
19410
19415
19420
19425
19430
19435
19440
19445
19450
19455
19460
19465
19470
19475
19480
19485
19490
19495
19500
19505
19510
19515
19520
19525
19530
19535
19540
19545
19550
19555
19560
19565
19570
19575
19580
19585
19590
19595
19600
19605
19610
19615
19620
19625
19630
19635
19640
19645
19650
19655
19660
19665
19670
19675
19680
19685
19690
19695
19700
19705
19710
19715
19720
19725
19730
19735
19740
19745
19750
19755
19760
19765
19770
19775
19780
19785
19790
19795
19800
19805
19810
19815
19820
19825
19830
19835
19840
19845
19850
19855
19860
19865
19870
19875
19880
19885
19890
19895
19900
19905
19910
19915
19920
19925
19930
19935
19940
19945
19950
19955
19960
19965
19970
19975
19980
19985
19990
19995
20000
20005
20010
20015
20020
20025
20030
20035
20040
20045
20050
20055
20060
20065
20070
20075
20080
20085
20090
20095
20100
20105
20110
20115
20120
20125
20130
20135
20140
20145
20150
20155
20160
20165
20170
20175
20180
20185
20190
20195
20200
20205
20210
20215
20220
20225
20230
20235
20240
20245
20250
20255
20260
20265
20270
20275
20280
20285
20290
20295
20300
20305
20310
20315
20320
20325
20330
20335
20340
20345
20350
20355
20360
20365
20370
20375
20380
20385
20390
20395
20400
20405
20410
20415
20420
20425
20430
20435
20440
20445
20450
20455
20460
20465
20470
20475
20480
20485
20490
20495
20500
20505
20510
20515
20520
20525
20530
20535
20540
20545
20550
20555
20560
20565
20570
20575
20580
20585
20590
20595
20600
20605
20610
20615
20620
20625
20630
20635
20640
20645
20650
20655
20660
20665
20670
20675
20680
20685
20690
20695
20700
20705
20710
20715
20720
20725
20730
20735
20740
20745
20750
20755
20760
20765
20770
20775
20780
20785
20790
20795
20800
20805
20810
20815
20820
20825
20830
20835
20840
20845
20850
20855
20860
20865
20870
20875
20880
20885
20890
20895
20900
20905
20910
20915
20920
20925
20930
20935
20940
20945
20950
20955
20960
20965
20970
20975
20980
20985
20990
20995
21000
21005
21010
21015
21020
21025
21030
21035
21040
21045
21050
21055
21060
21065
21070
21075
21080
21085
21090
21095
21100
21105
21110
21115
21120
21125
21130
21135
21140
21145
21150
21155
21160
21165
21170
21175
21180
21185
21190
21195
21200
21205
21210
21215
21220
21225
21230
21235
21240
21245
21250
21255
21260
21265
21270
21275
21280
21285
21290
21295
21300
21305
21310
21315
21320
21325
21330
21335
21340
21345
21350
21355
21360
21365
21370
21375
21380
21385
21390
21395
21400
21405
21410
21415
21420
21425
21430
21435
21440
21445
21450
21455
21460
21465
21470
21475
21480
21485
21490
21495
21500
21505
21510
21515
21520
21525
21530
21535
21540
21545
21550
21555
21560
21565
21570
21575
21580
21585
21590
21595
21600
21605
21610
21615
21620
21625
21630
21635
21640
21645
21650
21655
21660
21665
21670
21675
21680
21685
21690
21695
21700
21705
21710
21715
21720
21725
21730
21735
21740
21745
21750
21755
21760
21765
21770
21775
21780
21785
21790
21795
21800
21805
21810
21815
21820
21825
21830
21835
21840
21845
21850
21855
21860
21865
21870
21875
21880
21885
21890
21895
21900
21905
21910
21915
21920
21925
21930
21935
21940
21945
21950
21955
21960
21965
21970
21975
21980
21985
21990
21995
22000
22005
22010
22015
22020
22025
22030
22035
22040
22045
22050
22055
22060
22065
22070
22075
22080
22085
22090
22095
22100
22105
22110
22115
22120
22125
22130
22135
22140
22145
22150
22155
22160
22165
22170
22175
22180
22185
22190
22195
22200
22205
22210
22215
22220
22225
22230
22235
22240
22245
22250
22255
22260
22265
22270
22275
22280
22285
22290
22295
22300
22305
22310
22315
22320
22325
22330
22335
22340
22345
22350
22355
22360
22365
22370
22375
22380
22385
22390
22395
22400
22405
22410
22415
22420
22425
22430
22435
22440
22445
22450
22455
22460
22465
22470
22475
22480
22485
22490
22495
22500
22505
22510
22515
22520
22525
22530
22535
22540
22545
22550
22555
22560
22565
22570
22575
22580
22585
22590
22595
22600
22605
22610
22615
22620
22625
22630
22635
22640
22645
22650
22655
22660
22665
22670
22675
22680
22685
22690
22695
22700
22705
22710
22715
22720
22725
22730
22735
22740
22745
22750
22755
22760
22765
22770
22775
22780
22785
22790
22795
22800
22805
22810
22815
22820
22825
22830
22835
22840
22845
22850
22855
22860
22865
22870
22875
22880
22885
22890
22895
22900
22905
22910
22915
22920
22925
22930
22935
22940
22945
22950
22955
22960
22965
22970
22975
22980
22985
22990
22995
23000
23005
23010
23015
23020
23025
23030
23035
23040
23045
23050
23055
23060
23065
23070
23075
23080
23085
23090
23095
23100
23105
23110
23115
23120
23125
23130
23135
23140
23145
23150
23155
23160
23165
23170
23175
23180
23185
23190
23195
23200
23205
23210
23215
23220
23225
23230
23235
23240
23245
23250
23255
23260
23265
23270
23275
23280
23285
23290
23295
23300
23305
23310
23315
23320
23325
23330
23335
23340
23345
23350
23355
23360
23365
23370
23375
23380
23385
23390
23395
23400
23405
23410
23415
23420
23425
23430
23435
23440
23445
23450
23455
23460
23465
23470
23475
23480
23485
23490
23495
23500
23505
23510
23515
23520
23525
23530
23535
23540
23545
23550
23555
23560
23565
23570
23575
23580
23585
23590
23595
23600
23605
23610
23615
23620
23625
23630
23635
23640
23645
23650
23655
23660
23665
23670
23675
23680
23685
23690
23695
23700
23705
23710
23715
23720
23725
23730
23735
23740
23745
23750
23755
23760
23765
23770
23775
23780
23785
23790
23795
23800
23805
23810
23815
23820
23825
23830
23835
23840
23845
23850
23855
23860
23865
23870
23875
23880
23885
23890
23895
23900
23905
23910
23915
23920
23925
23930
23935
23940
23945
23950
23955
23960
23965
23970
23975
23980
23985
23990
23995
24000
24005
24010
24015
24020
24025
24030
24035
24040
24045
24050
24055
24060
24065
24070
24075
24080
24085
24090
24095
24100
24105
24110
24115
24120
24125
24130
24135
24140
24145
24150
24155
24160
24165
24170
24175
24180
24185
24190
24195
24200
24205
24210
24215
24220
24225
24230
24235
24240
24245
24250
24255
24260
24265
24270
24275
24280
24285
24290
24295
24300
24305
24310
24315
24320
24325
24330
24335
24340
24345
24350
24355
24360
24365
24370
24375
24380
24385
24390
24395
24400
24405
24410
24415
24420
24425
24430
24435
24440
24445
24450
24455
24460
24465
24470
24475
24480
24485
24490
24495
24500
24505
24510
24515
24520
24525
24530
24535
24540
24545
24550
24555
24560
24565
24570
24575
24580
24585
24590
24595
24600
24605
24610
24615
24620
24625
24630
24635
24640
24645
24650
24655
24660
24665
24670
24675
24680
24685
24690
24695
24700
24705
24710
24715
24720
24725
24730
24735
24740
24745
24750
24755
24760
24765
24770
24775
24780
24785
24790
24795
24800
24805
24810
24815
24820
24825
24830
24835
24840
24845
24850
24855
24860
24865
24870
24875
24880
24885
24890
24895
24900
24905
24910
24915
24920
24925
24930
24935
24940
24945
24950
24955
24960
24965
24970
24975
24980
24985
24990
24995
25000
25005
25010
25015
25020
25025
25030
25035
25040
25045
25050
25055
25060
25065
25070
25075
25080
25085
25090
25095
25100
25105
25110
25115
25120
25125
25130
25135
25140
25145
25150
25155
25160
25165
25170
25175
25180
25185
25190
25195
25200
25205
25210
25215
25220
25225
25230
25235
25240
25245
25250
25255
25260
25265
25270
25275
25280
25285
25290
25295
25300
25305
25310
25315
25320
25325
25330
25335
25340
25345
25350
25355
25360
25365
25370
25375
25380
25385
25390
25395
25400
25405
25410
25415
25420
25425
25430
25435
25440
25445
25450
25455
25460
25465
25470
25475
25480
25485
25490
25495
25500
25505
25510
25515
25520
25525
25530
25535
25540
25545
25550
25555
25560
25565
25570
25575
25580
25585
25590
25595
25600
25605
25610
25615
25620
25625
25630
25635
25640
25645
25650
25655
25660
25665
25670
25675
25680
25685
25690
25695
25700
25705
25710
25715
25720
25725
25730
25735
25740
25745
25750
25755
25760
25765
25770
25775
25780
25785
25790
25795
25800
25805
25810
25815
25820
25825
25830
25835
25840
25845
25850
25855
25860
25865
25870
25875
25880
25885
25890
25895
25900
25905
25910
25915
25920
25925
25930
25935
25940
25945
25950
25955
25960
25965
25970
25975
25980
25985
25990
25995
26000
26005
26010
26015
26020
26025
26030
26035
26040
26045
26050
26055
26060
26065
26070
26075
26080
26085
26090
26095
26100
26105
26110
26115
26120
26125
26130
26135
26140
26145
26150
26155
26160
26165
26170
26175
26180
26185
26190
26195
26200
26205
26210
26215
26220
26225
26230
26235
26240
26245
26250
26255
26260
26265
26270
26275
26280
26285
26290
26295
26300
26305
26310
26315
26320
26325
26330
26335
26340
26345
26350
26355
26360
26365
26370
26375
26380
26385
26390
26395
26400
26405
26410
26415
26420
26425
26430
26435
26440
26445
26450
26455
26460
26465
26470
26475
26480
26485
26490
26495
26500
26505
26510
26515
26520
26525
26530
26535
26540
26545
26550
26555
26560
26565
26570
26575
26580
26585
26590
26595
26600
26605
26610
26615
26620
26625
26630
26635
26640
26645
26650
26655
26660
26665
26670
26675
26680
26685
26690
26695
26700
26705
26710
26715
26720
26725
26730
26735
26740
26745
26750
26755
26760
26765
26770
26775
26780
26785
26790
26795
26800
26805
26810
26815
26820
26825
26830
26835
26840
26845
26850
26855
26860
26865
26870
26875
26880
26885
26890
26895
26900
26905
26910
26915
26920
26925
26930
26935
26940
26945
26950
26955
26960
26965
26970
26975
26980
26985
26990
26995
27000
27005
27010
27015
27020
27025
27030
27035
27040
27045
27050
27055
27060
27065
27070
27075
27080
27085
27090
27095
27100
27105
27110
27115
27120
27125
27130
27135
27140
27145
27150
27155
27160
27165
27170
27175
27180
27185
27190
27195
27200
27205
27210
27215
27220
27225
27230
27235
27240
27245
27250
27255
27260
27265
27270
27275
27280
27285
27290
27295
27300
27305
27310
27315
27320
27325
27330
27335
27340
27345
27350
27355
27360
27365
27370
27375
27380
27385
27390
27395
27400
27405
27410
27415
27420
27425
27430
27435
27440
27445
27450
27455
27460
27465
27470
27475
27480
27485
27490
27495
27500
27505
27510
27515
27520
27525
27530
27535
27540
27545
27550
27555
27560
27565
27570
27575
27580
27585
27590
27595
27600
27605
27610
27615
27620
27625
27630
27635
27640
27645
27650
27655
27660
27665
27670
27675
27680
27685
27690
27695
27700
27705
27710
27715
27720
27725
27730
27735
27740
27745
27750
27755
27760
27765
27770
27775
27780

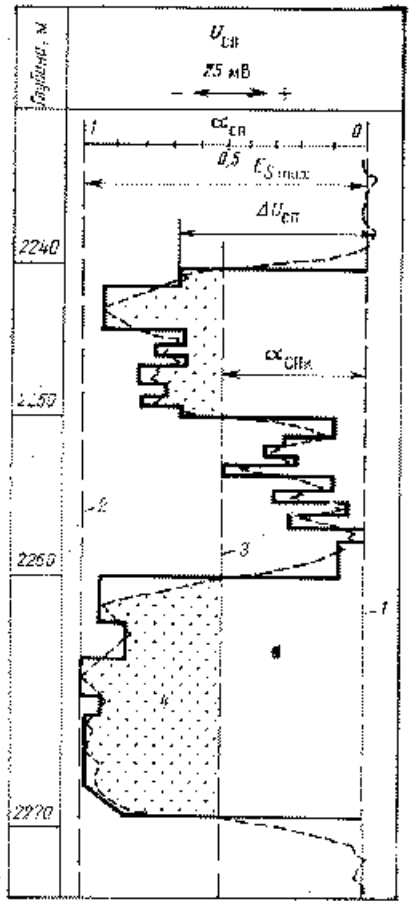


Рис. 27. Пример выделения коллекторов по кондиционному значению $\alpha_{СП}$ (по Б. Ю. Вендельштейну).

1 — уровень чистых глин, $\alpha_{СП}$ которых принимается равным нулю; *2* — уровень наиболее проницаемых коллекторов, $\alpha_{СП}$ которых принимается равным единице; *3* — уровень коллекторов с кондиционным значением $\alpha_{СП}$; *4* — коллектор

Для удобства сопоставления данных по множеству скважин месторождения удобнее пользоваться не абсолютной амплитудой аномалии $\Delta U_{СП}$, а относительной $\alpha_{СП}$:

$$\alpha_{СП} = \Delta U_{СП}/E_{S_{max}}, \qquad (32)$$

где $E_{S_{max}}$ — максимальная амплитуда, соответствующая наименее глинистым коллекторам (рис. 27).

Естественно, что и величина $\alpha_{СП}$ тесно связана с величиной глинистости $\eta_{гл}$ отложений. Б. Ю. Вендельштейн и Н. В. Царева

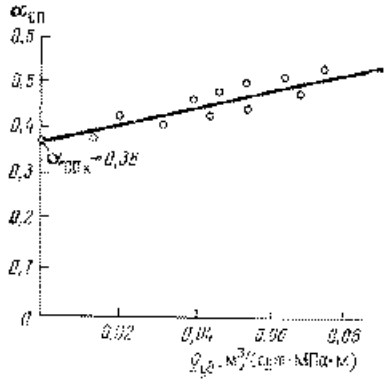


Рис. 28. Пример определения кондиционного значения $\alpha_{СП\,к}$ на основе корреляционной связи $\alpha_{СП} = f(q_{уд})$

предложили определять кондиционное значение $\alpha_{СП\,к}$ на основе статистической связи между $\alpha_{СП}$ и удельной продуктивностью скважин $q_{уд} = Q/(\Delta p h_{н.эф})$, где Q — дебит скважины, т/сут; Δp — депрессия на пласт, МПа; $h_{н.эф}$ — эффективная толщина опробованного интервала, м.

Поскольку назначение кондиционных пределов параметров заключается в установлении границы коллектор — неколлектор, в статистический анализ целесообразно вовлекать данные по опробованию низкопродуктивных интервалов разреза. Значение $\alpha_{СП\,н}$ находят или графически, или аналитически по зависимости $\alpha_{СП} = f(q_{уд})$. При этом линию регрессии продолжают до пересечения с осью ординат (рис. 28). Значения $\alpha_{СП}$ в этой точке (при $q=0$) будет соответствовать значению $\alpha_{СП\,н}$.

По этой же зависимости устанавливается и вид связи: прямолинейный или криволинейный. Если коэффициент корреляции статистической связи равен корреляционному отношению, то $\alpha_{СП\,к}$ находится на основе прямолинейной связи, если же коэффициент корреляции меньше корреляционного отношения — на основе криволинейной связи.

Величина $\alpha_{СП\,к}$ зависит от типа терригенного коллектора, его глинистости, вязкости нефти и изменяется от 0,3 до 0,8. Чем выше глинистость пород и вязкость нефти, тем выше $\alpha_{СП\,к}$. Для газовых залежей она значительно меньше и изменяется от 0,2 до 0,35.

Возможность применения $\alpha_{СП\,к}$ — для терригенного разреза ограничена рядом факторов. Его нельзя использовать для характеристики разреза в скважинах, которые бурятся на соленом глинистом растворе и нефильтрующемся растворе на нефтяной основе, а также в обсаженных трубами скважинах. В случаях, когда метод СП для установления кондиционных пределов неприменим, используется гамма-метод. Для этого определяется значение относительной амплитуды ΔI_γ:

$$\Delta I_\gamma = (I_{\gamma x} - I_{\gamma_{min}})/(I_{\gamma_{max}} - I_{\gamma_{min}}), \qquad (33)$$

где $I_{\gamma x}$, $I_{\gamma_{max}}$, $I_{\gamma_{min}}$ — значения регистрируемых интенсивностей гамма-излучения в изучаемом пласте и в породах с минимальной и максимальной для данного разреза радиоактивностью. Значение $I_{\gamma\,min}$ соответствует наименее глинистым породам, а $I_{\gamma\,max}$ — чистым глинам.

Кондиционное значение $\Delta I_{\gamma\,к}$ подобно $\alpha_{СП\,к}$ определяется на основе статистической связи ΔI_γ с $q_{уд}$.

Использование значений $\alpha_{СП}$ и ΔI_γ, учитывающих глинистость терригенных коллекторов, для определения кондиционных пределов параметров продуктивных пластов сыграло свою положительную роль. В последние годы исследования геофизиков были направлены на поиски параметра, который бы отражал, подобно проницаемости, фильтрационные свойства коллектора. Необходимым требованием к такому параметру являлась возможность его определения по данным геофизических исследований скважин.

В этом отношении весьма успешными оказались разработки по изучению неоднородности коллекторов и определению относительного параметра Ψ, характеризующего проницаемость коллектора в интервале однородного пропластка. Выражение для расчета данного параметра было получено В. Н. Дахновым путем преобразования формулы Козени — Кармана и приведения ее к параметрам, сравнительно просто определяемым по данным ГИС:

$$\Psi_i = [(1-c)\Delta U_{СП}]/[\Delta U_{СП_{max}} - (1-c)\Delta U_{СП}]\rho_и]^2, \qquad (34)$$

где $\Delta U_{сп}$ и $\Delta U_{сп\,max}$ — аномалии потенциалов собственной поляризации соответственно в изучаемом пропластке (пласте) и в опорном пласте, лишенном глинистых примесей; c — минимальная величина остаточной водонасыщенности $k_{в.ост}$ в чистом коллекторе, принятая равной 0,05; $\rho_п$ — удельное сопротивление пласта.

Однако это выражение справедливо лишь для водонасыщенных пластов большой толщины h, в которых поправка в $\Delta U_{сп}$ за счет $\rho_п$ и h практически равна 1.

Для нефтенасыщенных пластов В. Н. Дахнов, Г. М. Золоева, Е. А. Нейман и Н. В. Фарманова предложили несколько иную формулу:

$$\Psi = \{[(1-c)\Delta U_{сп}/\nu_{сп}]/[\Delta U_{сп_{max}} - (1-c)\Delta U_{сп}/\nu_{сп}]\,\rho_{в.п}\}^a, \qquad (35)$$

где $\nu_{сп}$ — поправочный коэффициент, учитывающий влияние ограниченной толщины и удельного сопротивления пласта, вмещающих пород и зоны проникновения на величину $\Delta U_{сп}$; $\rho_{в.п}$ — удельное сопротивление водоносного пласта, которое оценивается через коэффициенты пористости по зависимости $P_п = f(k_{п.о})$.

Как следует из уравнения (35), все пласты приводятся к единым условиям водонасыщенного коллектора, а рассчитанные величины лишены искажающего влияния нефтенасыщения пластов и ограниченной толщины, что позволяет использовать полученные

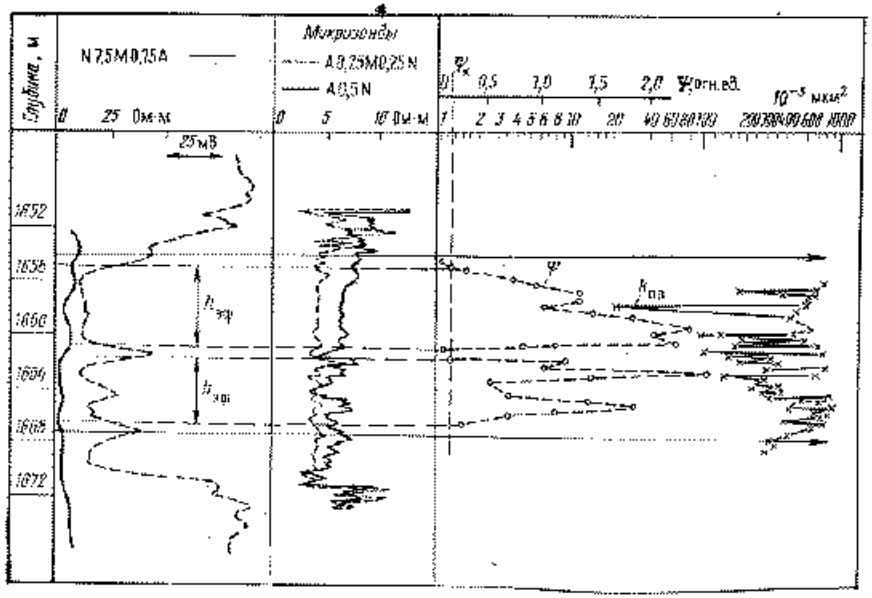


Рис. 29. Результаты сопоставления проницаемости $k_{пр}$ по керну с относительной проницаемостью ψ по скв. 2017 Туймазинского месторождения (горизонт Д-II) (по В. Н. Дахнову, Г. М. Золоевой, Е. А. Нейману, Н. В. Фармановой). $\Psi_к$ — кондиционное значение

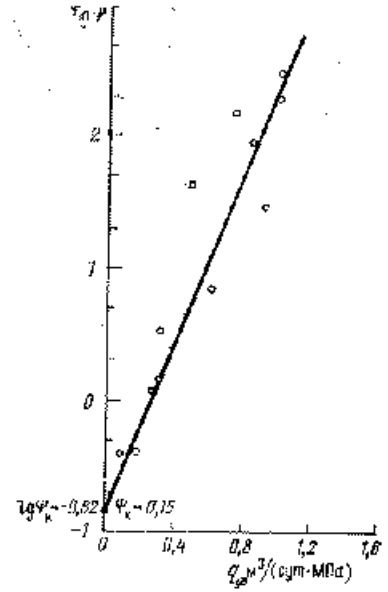


Рис. 30. Пример обоснования кондиционного предела относительной проницаемости $\psi_в$ по зависимости $\lg\psi = f(q_{уд})$ (по В. Н. Дахнову, Г. М. Золоевой, Е. А. Нейману, Н. В. Фармановой)

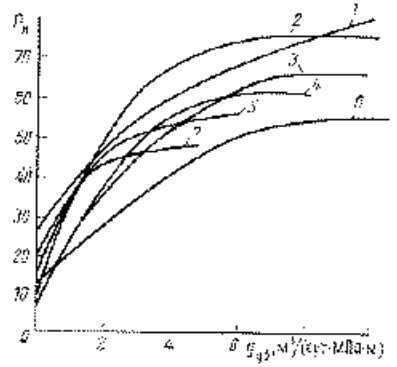


Рис. 31. Статистические связи между параметром $P_к$ и $q_{уд}$ для ряда месторождений (по Л. Ф. Дементьеву).

Месторождения: *1* — Самотлорское; *2* — Узеньское; *3* — Трехозерное; *4* — Таныпское; *5* — Усть-Балыкское; *6* — Мортымья-Тетеревское; *7* — Жетыбайское

значения параметра Ψ для сравнительного анализа найденных проницаемостей объекта по разрезу скважины, по площади месторождений и по скважинам (рис. 29).

При использовании данных микробокового каротажа или микрозондов (микропотенциал-зонда), на показания которых в рассматриваемых условиях остаточная нефтенасыщенность практически не влияет или влияет незначительно, величины Ψ рассчитываются по формуле (35), где вместо $\rho_{в.п}$ с диаграмм поточечно берутся значения $\rho_{мбк}$ и $\rho_{мзд}$.

Сопоставление относительного параметра Ψ с продуктивностью скважин (рис. 30) также дает возможность устанавливать кондиционный предел этого параметра.

На практике применяются и другие параметры для установления кондиционных пределов параметров. Для месторождений Тюменской области, например, рядом исследователей предложен комплексный параметр $P_к = k_{п.о}\lg k_{пр}$. Его кондиционное значение подобно рассмотренным выше параметрам устанавливается на основе статистической связи между удельной продуктивностью $q_{уд}$ и $P_к$ при $q_{уд}=0$ (рис. 31).

На средних, крупных и уникальных залежах кондиционные

пределы устанавливаются по данным, полученным непосредственно на залежах. На каждой мелкой залежи данных для решения задач по определению кондиционных пределов коллекторских свойств, как правило, недостаточно. В связи с этим значения параметров по таким залежам могут быть объединены для получения более представительной статистической зависимости. В статистический анализ вовлекаются данные по залежам, которые содержатся в разных пластах продуктивной толщи одного месторождения или в одном продуктивном пласте на разных месторождениях и параметры которых несущественно различаются.

Задача выявления таких залежей решается с помощью статистического сравнения нескольких объектов. При этом сравниваются средние значения и дисперсии основных параметров — открытой пористости и проницаемости пород, образцы которых вынесены из интервалов, выделенных как проницаемые по прямым геофизическим признакам. При сравнении средних значений различия между залежами с малым числом наблюдений можно считать несущественными, если каждая из случайных величин

$$t_i = \bar{X}_i \sqrt{n_i (n-2)} \Big/ \sqrt{n - n_i - n_i \bar{X}_i^2} \qquad (36)$$

распределена по закону Стьюдента с $n-2$ степенями свободы.

В формуле (36) n — общее число значений открытой пористости или логарифма проницаемости по всем залежам, участвующим в анализе; n_i — число значений по i-й залежи; величина $\bar{X}_i$ вычисляется следующим образом:

$$\bar{X}_i = (\bar{x}_i - x_{\text{ген}})/\sigma_{\text{ген}}, \qquad (37)$$

где $\bar{x}_i$ — среднее значение параметра по i-й залежи; $x_{\text{ген}}$ — среднее значение параметра по всем залежам (генеральной совокупности);

$$x_{\text{ген}} = \left(\sum_{i=1}^{l} n_i \bar{x}_i \right) \Big/ n; \qquad (38)$$

$\sigma_{\text{ген}}$ — оценка среднего квадратического отклонения всех значений, вычисляемая по формуле

$$\sigma_{\text{ген}} = \sqrt{\left[\sum_{i=1}^{l} (n_i - 1)\sigma_i^2 \right] \Big/ (n - l)} \qquad (39)$$

где σ_i — оценка среднего квадратического отклонения параметра i-й залежи; l — число залежей.

Средние значения по залежам отличаются несущественно, если вычисленные значения t_i меньше табличного значения при уровне значимости $0{,}05/l$ и $n-2$ степенях свободы.

Сравнение дисперсий по нескольким залежам осуществляется с помощью критерия Бартлетта:

$$\chi_{\text{н}}^2 = 2 \times 3056/c \left[(n-1) \lg \sigma_{\text{ген}}^2 - \sum_{i=1}^{l} (n_i - 1) \lg \sigma_i^2 \right], \qquad (40)$$

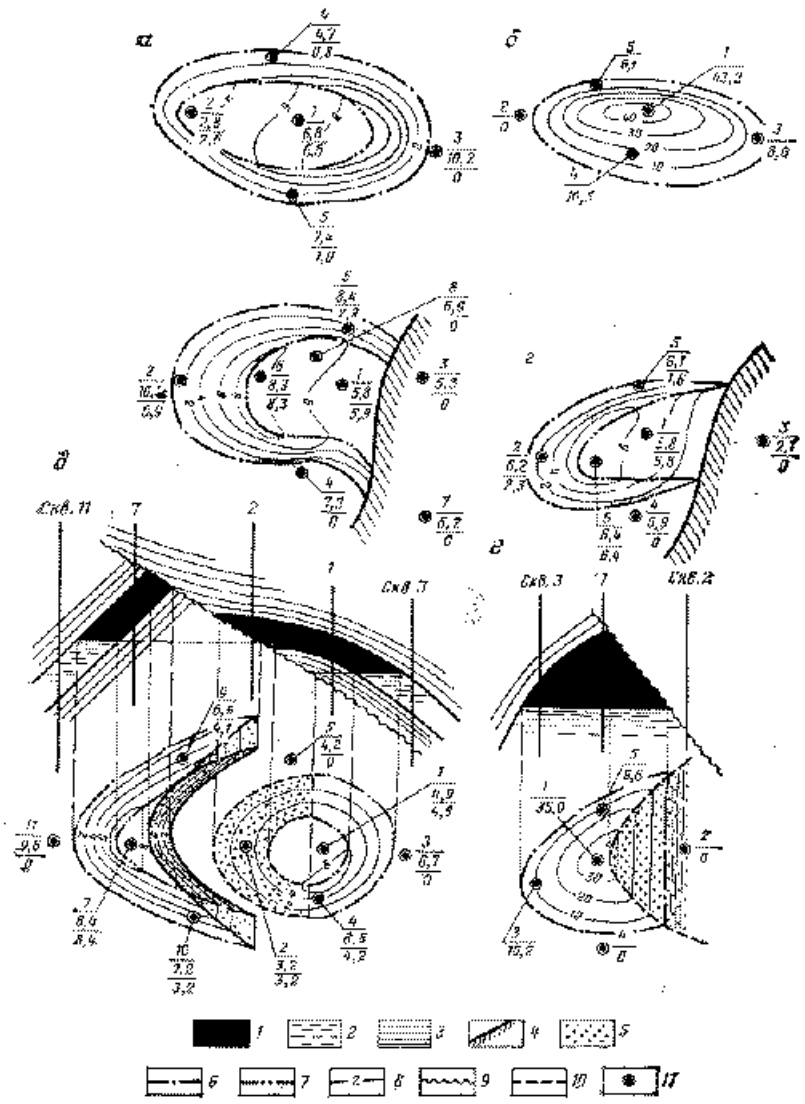


Рис. 32. Схемы построения карт в изолиниях эффективных нефте(газо)насыщенных толщин пласта.

Залежи: *а* — пластовая; *б* — массивная; литологически ограниченные: *в* — с малоизменяющейся общей толщиной пласта, *г* — с изменяющейся общей толщиной в сторону отсутствия коллектора; стратиграфически ограниченные залежи; *д* — пластовая, *е* — массивная. *1* — нефть; *2* — вода; *3* — плохо проницаемые породы; *4* — границы зоны отсутствия коллектора; *5* — зона стратиграфического среза; контуры нефтеносности: *6* — внешний, *7* — внутренний; *8* — изолинии толщин, м; *9* — стратиграфическое несогласие; *10* — граница выклинирования пласта; *11* — скважины; цифры у скважин: верхняя — номер скважины, средняя — эффективная толщина, нижняя — эффективная нефте(газо)насыщенная толщина; цифры в зоне отсутствия коллектора: верхняя — общая толщина, нижняя — эффективная толщина; цифры на схеме массивной залежи: верхняя — номер скважины, нижняя — эффективная нефте(газо)насыщенная толщина

где

$$c = 1 + [1/3(l-1)]\left\{\sum_{i=1}^{l}[1/(n_i-1) - 1/(n-1)]\right\}. \quad (41)$$

Вычисленное значение $\chi^2_н$ сравнивается с критическим, выбираемым из таблиц при l—1 степени свободы. Фактические данные по залежам со значениями $t_i < t_{кр}$ при $\chi^2_н < \chi^2_{кр}$ могут быть вовлечены в общий анализ.

Эффективные и эффективные нефте(газо)насыщенные толщины пластов (горизонтов) выделяются с учетом кондиционных пределов. На основе выделенных толщин строятся карты изопахит.

Для пластовых залежей сначала составляют карты эффективной толщины пласта. На них наносят внешний и внутренний контуры нефте(газо)носности. В пределах внутреннего контура карта эффективной нефте(газо)насыщенной толщины полностью соответствует карте эффективной толщины. В водонефтяной (газоводяной) зоне, между внутренним и внешним контурами, изопахиты проводят путем интерполяции между значениями изопахит в точках их пересечения с внутренним контуром до нуля на внешнем контуре (рис. 32, *а*). При этом учитываются данные скважин в водонефтяной (газоводяной) зоне.

Для массивных залежей карты изолиний нефте(газо)насыщенных толщин составляются путем интерполяции между значениями в скважинах и нулевым на внешнем контуре (рис. 32, *б*).

На литологически ограниченных залежах, связанных с литолого-фациальным замещением коллекторов, а также в случаях замещения внутри пластовых залежей при построении карт изолиний эффективных и нефте(газо)насыщенных толщин пластов с неизменяющейся общей толщиной в направлении замещения изопахиты проводятся до границ замещения (см. рис. 32, *в*). Если общая толщина пласта в зонах замещения меньше минимальных значений ее в ближайших или окружающих их продуктивных скважинах, то при составлении карты изопахит на границе замещения эффективная толщина принимается равной 0, а от нее изопахиты к ближайшим продуктивным скважинам проводятся линейно (рис. 32, *г*).

В пределах размытой части стратиграфически ограниченной пластовой залежи изопахиты проводятся по тому же принципу, что и в водонефтяных (газоводяных) зонах (рис. 32, *д*). Принцип проведения изопахит на стратиграфически ограниченных массивных залежах показан на рис. 32, *е*.

Для тектонически экранированных залежей при наклонной плоскости нарушения способы построения и изображения карт нефтегазонасыщенных толщин аналогичны показанным на рис. 33, *д*, *е*, при вертикальной или близкой к ней плоскости нарушения — на рис. 33, *в*.

Объемы коллекторов рассчитываются по формуле (29). При этом объемы в пределах нефтяной, водонефтяной, газовой и газоводяной зон пластовых залежей и площадей с запасами категорий C_1 и C_2 всех залежей определяются отдельно.

Коэффициенты открытой пористости и нефте(газо)насыщенности залежей могут быть рассчитаны по керну или по геофизическим данным. При расчете по керну принимается среднее арифметическое значение наблюденных значений из проницаемых интервалов пласта. Если в основу берутся геофизические данные, то предварительно взвешиванием по толщине проницаемых интервалов определяются средние значения по скважинам и с их учетом вычисляются средние арифметические значения по залежам.

Пересчетный коэффициент и плотность нефти в поверхностных условиях для нефтяных залежей рассчитываются как средние арифметические из имеющихся определений.

Среднее начальное пластовое давление и пластовая температура газовых залежей вычисляются с учетом глубины центров тяжести залежей.

Коэффициент сжимаемости реального газа определяется на основе состава пластового газа из исследуемой залежи.

Таким образом, формулы подсчета запасов будут иметь следующий вид:

для нефтяных залежей всех типов

$$Q_{но} = \sum_{C_1,C_2}\sum_{\substack{НЗ\\ВНЗ}} k_{п.о}k_н\theta\rho\iint_F h_{н.эф}(x, y)\,dxdy; \quad (42)$$

для газовых залежей

$$Q_{го} = \sum_{C_1,C_2}\sum_{\substack{ГЗ\\ГВЗ}} k_{п.о}k_н k_р k_t \iint_F h_{н.эф}(x, y)\,dxdy. \quad (43)$$

Подсчет запасов нефти и свободного газа по завершении разведочного этапа

При подсчете запасов по завершении разведочного этапа в качестве подсчетного объекта многопластовой залежи рассматривается каждый продуктивный пласт. Такой подход способствует в первую очередь равномерному изучению разреза отложений нефтяных залежей в процессе разведочных работ, что крайне важно для повышения качества исходных данных для составления первого проектного документа на разработку. При равномерной изученности всех пластов в разрезе площади с запасами категорий C_1 и C_2 выделяют по ним в едином контуре. Если залежь связана с одним пластом, то он рассматривается как единый объект.

Определение параметров объемного метода при подсчете запасов нефтяных и газовых залежей осуществляется следующим образом.

Продуктивные площади пластовых и массивных залежей нефти и свободного газа контролируются картами поверхности коллекторов, составляемыми по данным разведочных скважин с учетом сейсмической карты по ОМГ, а также границами контуров нефте(газо)носности, проведенными на основе положения ВНК и ГВК,

уточненного на схемах опробования и обоснования контактов по данным вновь пробуренных скважин.

Эффективная нефте(газо)насыщенная толщина продуктивного пласта по каждой скважине слагается из интервалов, у которых значение $\alpha_{\text{с}}{}^{\text{п}}(\Delta I_{\gamma}, \Psi)$ выше кондиционного. Остальные непроницаемые интервалы отбраковываются и в расчете не участвуют. По данным скважин составляются карты изопахит эффективных и нефте(газо)насыщенных толщин. При их построении для залежей всех типов используются те же методические приемы, что и на стадии оценки, но с учетом большего числа скважин.

Коэффициент открытой пористости коллекторов может быть рассчитан по керну и геофизическим данным.

При расчете по керну возможны два варианта учета представительных определений $k_{\text{п.о}}$. Если по залежи имеется достаточное число определений проницаемости, то составляется график статистической связи между $\alpha_{\text{с п}}(\Delta I_{\gamma})$ и $\lg k_{\text{пр}}$ (рис. 33). На основе этого графика устанавливается кондиционное значение $\lg k_{\text{пр}}$, соответствующее кондиционному значению $\alpha_{\text{с п к}}(\Delta I_{\gamma\text{к}})$. Затем по каждому пласту нефтяной залежи и по газовой залежи в целом отбраковываются все значения $k_{\text{п.о}}$ образцов, проницаемость которых меньше кондиционной. Представительные образцы анализируются на предмет соответствия выборочных совокупностей указанных объектов закону нормального распределения.

Если данные о проницаемости отсутствуют или их слишком мало для исследования указанной статистической связи, то учитываются все определения $k_{\text{п.о}}$ из проницаемых интервалов пласта. Последующий анализ ведется по изложенной выше схеме.

При однородных пластах-коллекторах с примерно одинаковыми значениями $k_{\text{п.о}}$ по скважинам, о чем свидетельствует соответствие статистического распределения значений этого параметра закону нормального распределения, среднее значение $k_{\text{п.о}}$ по пластам нефтяной залежи и по газовой залежи в целом рассчитывается как среднее арифметическое или средневзвешенное значение из имеющихся определений.

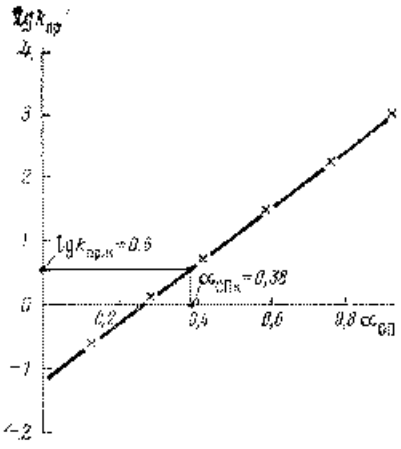


Рис. 33. Пример определения кондиционного предела $\lg k_{\text{пр.к}}$ по зависимости $\lg k_{\text{пр}}=f\alpha_{\text{сп}}$

Если в пределах исследуемого объекта статистическое распределение значений $k_{\text{п.о}}$ не соответствует закону нормального распределения и наряду с этим выявлено закономерное изменение этого параметра по площади, то составляется карта в изолиниях $k_{\text{п.о}}$ и среднее значение по пласту или залежи определяется взвешиванием по площади. В случае, когда установлены прямая или

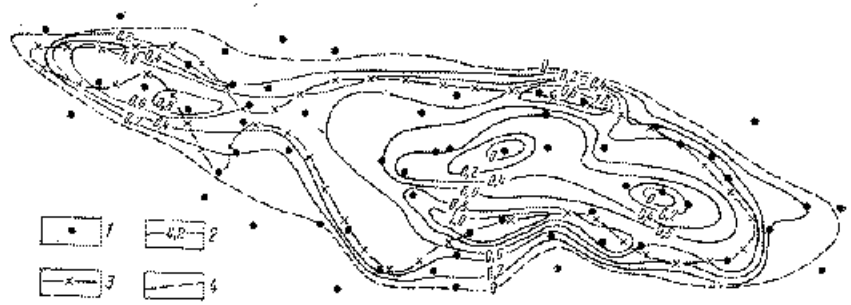


Рис. 34. Карта равных удельных объемов нефтяной части залежи (по В. Н. Дахнову).

1 — скважины; *2* — изолинии равных удельных объемов нефтяной части залежи, м³; контуры нефтеносности: *3* — внутренний, *4* — внешний; уменьшение удельных объемов в своде обусловлено наличием газовой шапки

обратная корреляционные связи между толщиной, открытой пористостью и нефте(газо)насыщенностью, значения с карты в изолиниях $k_{\text{п.о}}$ умножаются на значения с карт в изолиниях $h_{\text{п.эф}}$ ($h_{\text{т.эф}}$) и $k_{\text{в}}(k_{\text{т}})$. Расчет объемов коллекторов, насыщенных нефтью или свободным газом, ведется на основе карты удельных нефте(газо)насыщенных объемов, полученной в результате такого перемножения (рис. 34).

В тех случаях, когда $k_{\text{п.о}}$ определяется по геофизическим данным, следует учитывать его значения лишь по интервалам, в которых значения $\alpha_{\text{сп}}$, ΔI_{γ} или Ψ выше кондиционных. Средние значения $k_{\text{п.о}}$ по скважинам рассчитываются взвешиванием по толщине проницаемых прослоев. При однородном коллекторе среднее значение практически не изменяющегося $k_{\text{п.о}}$ по нефтяному пласту или газовой залежи рассчитывается как среднее арифметическое по скважинам. При закономерном изменении $k_{\text{п.о}}$ по площади и наличии взаимосвязи между $k_{\text{п.о}}$, $k_{\text{п}}(k_{\text{т}})$ и $h_{\text{п.эф}}$ расчеты ведутся по той же схеме, что и при определении $k_{\text{п.о}}$ по керну.

Аналогичная методика используется и для обоснования средних значений коэффициента *нефте(газо)насыщенности*. При взаимной коррелируемости $k_{\text{п.о}}$ и $k_{\text{п}}$ по каждому пластовому пересечению целесообразно при расчетах по геофизическим данным в каждом интервале определять значение коэффициента эффективной пористости $k_{\text{п эф}}$. Соответственно расчет нефте(газо)насыщенных объемов коллекторов в таких случаях ведется на основе этого параметра. Среднее значение $k_{\text{п эф}}$ по скважине определяется взвешиванием по толщине проницаемых пропластков, а среднее по залежи — путем взвешивания по площади при закономерном изменении этого параметра в ее пределах и взвешиванием по объему коллекторов — при наличии прямой или обратной корреляционной его связи с нефте(газо)насыщенной толщиной, т. е. на основе карты ($h_{\text{п.эф}}$ $k_{\text{п.эф}}$).

Пересчетный коэффициент и плотность нефти в поверхностных условиях могут быть учтены двумя способами. При малом коли-

честве данных и отсутствии закономерного изменениях этих параметров по площади залежи средние рассчитываются как средние арифметические. Если же установлено закономерное их изменение по площади залежи, то составляются карты каждого параметра. Подсчет запасов ведется на их основе. Средние значения в этом случае рассчитываются как средневзвешенные по площади.

Начальное пластовое давление и пластовая температура в газовых залежах рассчитываются по данным скважин с приведением к уровню центра тяжести залежи.

Коэффициент сжимаемости реальных газов Z определяется как среднее арифметическое из замеров по скважинам.

Таким образом по завершении геологоразведочных работ в зависимости от различных геолого-технологических факторов возможны следующие варианты подсчета начальных балансовых (забалансовых) запасов нефти и свободного газа по залежам всех типов.

С учетом того, что подсчет запасов нефти ведется по каждому пласту, а в его пределах по площадям с категориями запасов C_1 и C_2, а также по нефтяным и водонефтяным зонам отдельно, формулы объемного метода имеют следующий вид:

1) для однородного коллектора при отсутствии закономерностей изменения параметров нефти по площади залежи

$$Q_{\text{но}} = \sum_{i=1}^{n} \sum_{C_1,C_2} \sum_{\substack{\text{НЗ}\\ \text{ВНЗ}}} k_{\text{п.о}} k_{\text{п}} \theta \rho_{\text{н}} \iint_F h_{\text{н.эф}}(x, y)\, dxdy; \qquad (44)$$

где i — число пластов;

2) для однородного коллектора при закономерном изменении параметров нефти по площади залежи

$$Q_{\text{но}} = \sum_{i=1}^{n} \sum_{C_1,C_2} \sum_{\substack{\text{НЗ}\\ \text{ВНЗ}}} k_{\text{п.о}} k_{\text{п}} \iint_F h_{\text{н.эф}}(x, y)\, \theta(x, y)\, \rho_{\text{н}}(x, y)\, dxdy; \qquad (45)$$

3) для неоднородного коллектора при закономерном изменении $k_{\text{п.о}}$ и $k_{\text{п}}$ и отсутствии закономерностей изменения параметров нефти по площади залежи

$$Q_{\text{но}} = \sum_{i=1}^{n} \sum_{C_1,C_2} \sum_{\substack{\text{НЗ}\\ \text{ВНЗ}}} \theta \rho_{\text{н}} \iint_F h_{\text{н.эф}}(x, y)\, k_{\text{п.о}}(x, y)\, k_{\text{п}}(x, y)\, dxdy; \qquad (46)$$

4) для неоднородного коллектора при закономерном изменении всех параметров нефти и коллекторов по площади залежи

$$Q_{\text{но}} = \sum_{i=1}^{n} \sum_{C_1,C_2} \sum_{\substack{\text{НЗ}\\ \text{ВНЗ}}} \iint_F h_{\text{н.эф}}(x, y)\, k_{\text{п.о}}(x, y)\, k_{\text{п}}(x, y)\, \theta(x, y)\, \rho_{\text{н}}(x, y)\, dxdy; \qquad (47)$$

5) для неоднородного коллектора при наличии взаимосвязи между $h_{\text{н.эф}}\, k_{\text{п.о}}$ и $k_{\text{п}}$ и отсутствии закономерностей изменения параметров нефти по площади залежи

$$Q_{\text{но}} = \sum_{i=1}^{n} \sum_{C_1,C_2} \sum_{\substack{\text{НЗ}\\ \text{ВНЗ}}} \theta \rho_{\text{н}} \iint_F (h_{\text{н.эф}} k_{\text{п.о}} k_{\text{п}})(x, y)\, dxdy; \qquad (48)$$

6) для неоднородного коллектора при наличии взаимосвязи между $h_{\text{н.эф}}\, k_{\text{п.о}}$ и $k_{\text{п}}$ и закономерном изменении параметров нефти по площади залежи

$$Q_{\text{но}} = \sum_{i=1}^{n} \sum_{C_1,C_2} \sum_{\substack{\text{НЗ}\\ \text{ВНЗ}}} \iint_F (h_{\text{н.эф}} k_{\text{п.о}} k_{\text{н}})(x, y)\, \theta(x, y)\, \rho_{\text{н}}(x, y)\, dxdy; \qquad (49)$$

7) при расчете через эффективную пористость, при ее закономерном изменении по площади и отсутствии такой закономерности у параметров нефти

$$Q_{\text{но}} = \sum_{i=1}^{n} \sum_{C_1,C_2} \sum_{\substack{\text{НЗ}\\ \text{ВНЗ}}} \theta \rho_{\text{н}} \iint h_{\text{п.эф}}(x, y)\, k_{\text{п.эф}}(x, y)\, dxdy; \qquad (50)$$

8) при расчете через эффективную пористость при взаимосвязи ее с $h_{\text{п.эф}}$ и закономерном изменении по площади параметров нефти

$$Q_{\text{но}} = \sum_{i=1}^{n} \sum_{C_1,C_2} \sum_{\substack{\text{НЗ}\\ \text{ВНЗ}}} \iint (h_{\text{н.эф}} k_{\text{п.эф}})(x, y)\, \theta(x, y)\, \rho_{\text{н}}(x, y)\, dxdy. \qquad (51)$$

Нетрудно заметить, что способ изображения параметра свидетельствует о способе определения его среднего значения. Средние значения параметров, вынесенных из-под знаков интеграла, рассчитываются как средние арифметические или средневзвешенные; средние значения параметров под знаком интеграла в виде $k_{\text{п.о}}(x, y)$ — как средневзвешенные по площади; средние значения комплексных параметров под знаком интеграла в виде $(h_{\text{п.эф}} k_{\text{п.о}} k_{\text{н}})(x, y)$ — как средневзвешенные по объемам.

По газовой залежи расчет запасов ведется дифференцированно по категориям C_1 и C_2 и газовой и газоводяной зонам:

1) для однородного коллектора

$$Q_{\text{го}} = \sum_{C_1,C_2} \sum_{\substack{\text{ГЗ}\\ \text{ГВЗ}}} k_{\text{п.о}} k_{\text{г}} K_p K_t \iint_F h_{\text{г.эф}}(x, y)\, dxdy; \qquad (52)$$

2) для неоднородного коллектора при закономерном изменении $k_{\text{п.о}}$ и $k_{\text{г}}$ по площади залежи

$$Q_{\text{го}} = \sum_{C_1,C_2} \sum_{\substack{\text{ГЗ}\\ \text{ГВЗ}}} K_p K_t \iint_F h_{\text{г.эф}}(x, y)\, k_{\text{п.о}}(x, y)\, k_{\text{г}}(x, y)\, dxdy; \qquad (53)$$

3) для неоднородного коллектора при наличии взаимосвязи между $h_{\text{г.эф}}$, $k_{\text{п.о}}$ и $k_{\text{г}}$

$$Q_{\text{го}} = \sum_{C_1,C_2} \sum_{\substack{\text{ГЗ}\\ \text{ГВЗ}}} K_p K_t \iint_F (h_{\text{г.эф}} k_{\text{п.о}} k_{\text{г}})(x, y)\, dxdy; \qquad (54)$$

4) при расчете через эффективную пористость в случае ее закономерного изменения по площади

$$Q_{\text{г0}} = \sum_{C_1,C_2} \sum_{\substack{\text{ГЗ}\\ \text{ГВЗ}}} K_p K_t \iint_F h_{\text{г.эф}}(x, y)\, k_{\text{п.эф}}(x, y)\, dxdy; \qquad (55)$$

5) то же, при взаимосвязи $k_{\text{п.эф}}$ с $h_{\text{г.эф}}$

$$Q_{\text{г0}} = \sum_{C_1,C_2} \sum_{\substack{\text{ГЗ}\\ \text{ГВЗ}}} K_p K_t \iint_F (h_{\text{т.эф}} k_{\text{п.эф}})(x, y)\, dxdy; \qquad (56)$$

В массивных залежах дифференциация на зоны не ведется.

Особенности подсчета запасов нефти и свободного газа на разрабатывающихся залежах

Подсчет запасов нефти на залежах, вступивших в разработку и разрабатывающихся, основывается на значительно большей их изученности вследствие более плотной разбуренности добывающими скважинами и проведения в них комплекса исследований в

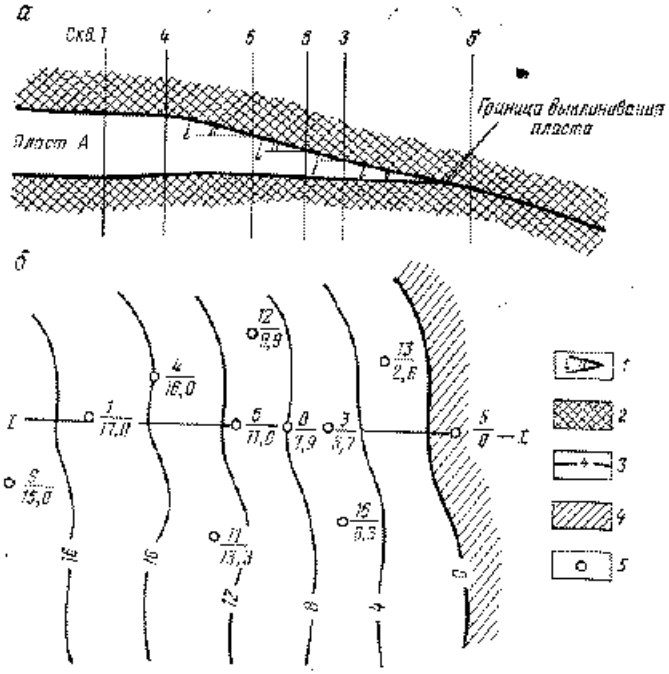


Рис. 35. Пример определения границ выклинивания пласта А по градиенту изменения $h_{\text{эф}}$.

а — профильный разрез I—I; *б* — карта в изолиниях $h_{\text{эф}}$; *1* — угол постоянного уменьшения толщины; *2* — непроницаемые породы; *3* — изолинии толщин, м; *4* — зона выклинивания; *5* — скважины; цифры у скважин: в числителе — номер скважины, в знаменателе — эффективная толщина, м

соответствии с требованиями Инструкции по применению Классификации (см. раздел первый).

Высокая плотность бурения на нефтяных и газоконденсатных залежах позволяет не только детализировать границы распространения коллекторов, но и выделять участки распространения коллекторов разной продуктивности и на их основе составлять карты эффективных и эффективных нефтенасыщенных толщин нерасчлененных пластов и пропластков расчлененных пластов. Тем самым достигается более глубокая дифференциация запасов по площади и разрезу залежи.

По газовым залежам на этой стадии изученности осуществляется дифференциация на пласты и зоны разной продуктивности залежей, работающих на упруговодонапорном режиме.

При достаточном количестве скважин граница выклинивания стратиграфически ограниченных залежей определяется однозначно по градиенту изменения эффективной толщины продуктивного пласта в профиле не менее чем из трех скважин в зоне выклинивания (рис. 35). Если этот градиент установить не удается, то линия нулевой толщины проводится на середине расстояния между скважинами, вскрывшими и невскрывшими пласт.

При литолого-фациальном замещении коллекторов продуктивного пласта непроницаемыми разностями границу коллектор — неколлектор можно установить в профиле менее чем из трех скважин или путем прослеживания изменения по площади параметра, на основе которого устанавливались кондиционные пределы коллекторских свойств продуктивных пластов. С этой целью по нерасчлененному пласту или пропластку расчлененного пласта составляется карта исследуемого параметра — $\alpha_{\text{сп}}$, ΔJ_y и др. Затем на такой карте, например $\alpha_{\text{сп}}$ (рис. 36), путем интерполяции проводится изолиния $\alpha_{\text{сп}_к}$. Зона с бо́льшими, чем $\alpha_{\text{сп}_к}$, значениями $\alpha_{\text{сп}}$ характеризует область распространения коллекторов, с меньшими — неколлекторов. Аналогичным образом можно составить карту изменения логарифмов относительного параметра проницаемости ψ. Так как значения этого параметра подобно значениям проницаемости распределяются логнормально, то при построении карты изолиний проводят линейно в тех случаях, когда параметр ψ выражен в логарифмах (рис. 37).

Если общая толщина пласта в непродуктивных скважинах значительно меньше, чем в ближайших к ним или в окружающих скважинах, то линия, разделяющая участки распространения коллекторов и неколлекторов, соответствует нулевой изопахите. Проведение других изолиний эффективных толщин осуществляется на основе линейной интерполяции от нулевой изопахиты к ближайшей к ней скважине, вскрывшей коллектор (рис. 38). Если же общая толщина пласта в непродуктивных скважинах практически не отличается от толщины пласта в продуктивных скважинах или закономерность ее изменения не выпадает из общей закономерности изменения этого параметра по площади, то изолинии эффективных толщин проводятся без учета литолого-фациального заме-

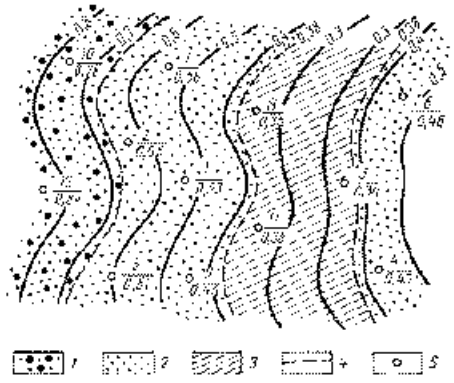


Рис. 36. Пример определения границ распространения коллекторов и коллекторов разной продуктивности по карте распределения значений $\alpha_{СП}$.

Коллекторы: *1* — высокопродуктивный, *2* — низкопродуктивный; *3* — неколлектор; *4* — границы распространения коллекторов; *5* — скважины; цифры у скважин: в числителе — номер скважины, в знаменателе — значение $\alpha_{СП}$

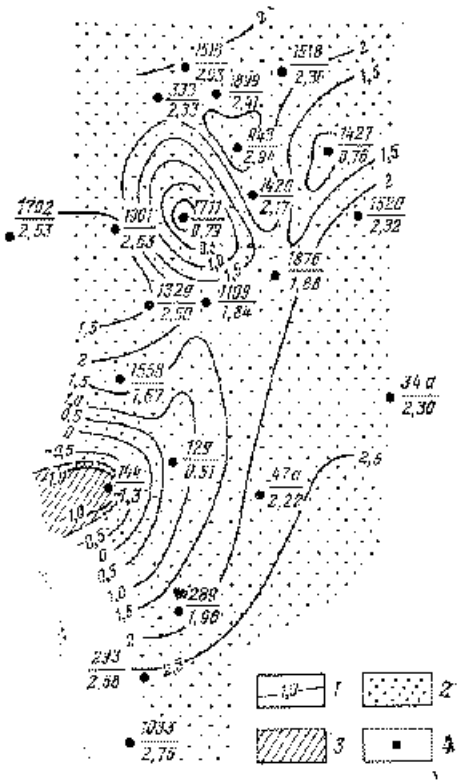


Рис. 37. Пример определения границы распространения коллекторов по карте распределения значений $\lg \psi$.

1 — изолиния $\lg \psi$; *2* — коллектор; *3* — неколлектор; *4* — скважины; цифры у скважин: в числителе — номер скважины, в знаменателе — значения $\lg \psi$; $\lg \psi_к = -0{,}82$.

щения пласта до установленной выше границы коллектор—неколлектор. Между остальными скважинами изопахиты проводятся на основе линейной интерполяции (рис. 39).

Для выделения границ распространения коллекторов порового типа разной продуктивности (высокопродуктивных — ВПК и низкопродуктивных — НПК) исследуются те же зависимости (например, между $\alpha_{СП}$ и $q_{уд}$ и т. п.). При этом в отличие от графика на рис. 29 в расчет принимаются данные не только низкопродуктивных, но и высокопродуктивных интервалов разреза. Граница между ними проводится через точку, в которой изменяется наклон кривой (рис. 40). Подобную границу легко установить и на каждой кривой зависимостей $P_к = f(q_{уд})$, представленных на рис. 32.

Чтобы определить границы распространения коллекторов разной продуктивности в пределах нерасчлененного пласта или пропластка расчлененного пласта, подверженных литолого-фациальной изменчивости, на карте значений $\alpha_{СП}$ проводится изолиния, соответствующая установленному граничному значению используемого параметра. Затем обе границы (коллектор—неколлектор, ВПК—НПК) переносятся на карты эффективных и эффективных

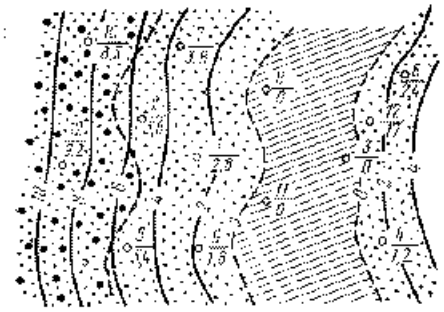


Рис. 38. Пример построения карты эффективной толщины пласта, подверженного литолого-фациальному замещению при уменьшении общей толщины в сторону замещения.

Условные обозначения см. на рис. 37.

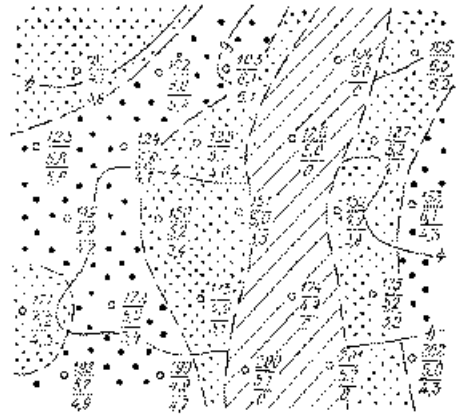


Рис. 39. Пример построения карты эффективной толщины пласта с относительно выдержанной общей толщиной, коллекторы которого подвержены литолого-фациальному замещению.

Условные обозначения см. на рис. 37.

нефтегазонасыщенных толщин. На основе последних ведется расчет нефтегазонасыщенных объемов пород.

Коллекторы разной продуктивности нефтяных залежей отличаются друг от друга не только коллекторскими свойствами и насыщенностью, но и коэффициентами вытеснения нефти, охвата пласта вытеснением и извлечения нефти. По газоконденсатным залежам дифференциация запасов с рассмотренной степенью детальности крайне важна для учета коэффициента извлечения конденсата из ВПК и НКП, что является одной из важнейших проблем настоящего времени. На газовых залежах запасы в разрезе дифференцируются по пластам.

Выделение эффективных и нефтегазонасыщенных толщин по данным ГИС производится в соответствии с установленными кондиционными пределами параметров продуктивных пластов и граничными значениями параметров, отделяющими ВПК и НПК. Исследования, проводимые на разрабатывающихся залежах, должны обеспечивать также возможность определения коэффициентов

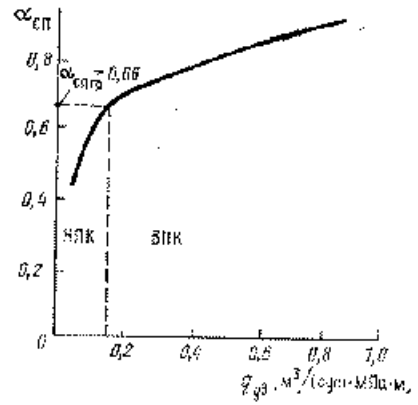


Рис. 40. Статистическая связь между удельной продуктивностью скважин $q_{уд}$ и величиной $\alpha_{СП}$ для проницаемых интервалов продуктивного пласта

ентов открытой пористости и нефте(газо)насыщенности пропластков или нерасчлененных пластов. Для подсчета начальных балансовых запасов эффективные нефте(газо)насыщенные толщины в добывающих скважинах, пробуренных на участках залежи, в пределах которых начался подъем ВНК или ГВК, учитываются до уровня первоначального положения контактов.

При подсчете запасов разрабатывающихся залежей в зависимости от геологического строения залежей применяются практически те же варианты объемного метода подсчета запасов, что и на предыдущей стадии, но с более глубокой дифференциацией запасов. Запасы многопластовых залежей дифференцируются:

по пластам, а в расчлененных пластах — по пропласткам;

по категориям C_1 и В при разбуривании залежи по первому проектному документу или В и А при разбуривании по проекту разработки;

по зонам нефтяной, водонефтяной, газовой, газоводяной;

по зонам разной продуктивности коллекторов (ВПК и НПК).

В однородном коллекторе зоны разной продуктивности не выделяются и подсчет запасов нефти ведется по формулам (44), (45). В остальных случаях при подсчете запасов нефтяной залежи будут иметь место формулы (47)—(52) с той лишь разницей, что число знаков сумм увеличивается до пяти:

$$\sum_{i=1}^{m}\sum_{j=1}^{n}\sum_{\substack{C_1,B\\(B,A)}}\sum_{\text{ВЗ}}\sum_{\substack{\text{ВПК}\\\text{НПК}}},$$

где m, n — число пластов и пропластков. Последний знак говорит о суммировании запасов в зонах распространения высокопродуктивных и низкопродуктивных коллекторов.

Подсчет запасов свободного газа газоконденсатных залежей с газовым режимом на данных стадиях ведется с такой же степенью дифференциации, что и по нефтяным. Подсчет запасов газовых залежей, работающих на упруговодонапорном режиме, производится по формулам (52)—(56), но с учетом дифференциации запасов по пластам, категориям, газовой и газоводяной зонам и по зонам разной продуктивности.

§ 5. ОСОБЕННОСТИ ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ НЕФТИ И СВОБОДНОГО ГАЗА В СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ КОЛЛЕКТОРАХ

Подсчет запасов нефти и газа в сложнопостроенных коллекторах в настоящее время представляет собой одну из труднейших проблем. Между тем именно с такими коллекторами связаны наиболее продуктивные залежи нефти и газа.

Сложнопостроенные коллекторы могут быть приурочены к карбонатным и терригенным породам. Для карбонатных коллекторов характерна вторичная пустотность. Эффективная емкость таких коллекторов может быть представлена или только системой трещин, или трещинами в сочетании с пустотами, образовавшимися в результате процессов выщелачивания, перекристаллизации и доломитизации известняков. Такие коллекторы относятся к коллекторам трещинно-кавернового или трещинно-карстового типов. Для них, как правило, характерны непроницаемая матрица, высокая емкость за счет пустот выщелачивания и высокая продуктивность. В карбонатных коллекторах смешанного типа матрица обладает межзерновой пористостью и содержит нефть и газ. В терригенных трещинно-поровых коллекторах роль трещин как емкостей незначительна, основной емкостью в таких коллекторах служит матрица, однако трещины характеризуются хорошими фильтрационными свойствами.

Коллекторы трещинного типа. Под коэффициентом трещиноватости $k_т$ понимается доля объема сообщающихся трещин в объеме образца породы. Ее величина изменяется от 0,1—0,2 до 1—2 %. По керну $k_т$ определяется в шлифах как отношение произведения раскрытости трещин (b) и суммарной их длины (l) к площади шлифа (S), т. е.

$$k_т = bl/S. \qquad (57)$$

Определения трещиноватости по шлифам (методика ВНИГРИ) ведутся под микроскопом. Средняя величина исследуемого параметра в пределах пропластка или нерасчлененного пласта находится взвешиванием по площади всех шлифов независимо от того, во всех шлифах обнаружены трещины или нет:

$$\bar{k}_т = \left(\sum_{i=1}^{n} b_i l_i\right) \Big/ \left(\sum_{j=1}^{k} S_j\right), \qquad (58)$$

где n — число шлифов, в которых установлены трещины; k — общее число исследованных шлифов.

Для получения представительной выборки и выделения трещиноватых интервалов шлифы в разрезе должны отбираться через 1 м. Если интервалы с разнонаправленной ориентировкой трещин выделить не удается, то вычисление $k_т$ в каждом шлифе производится по формуле (58) с введением коэффициента α, учитывающего системы расположения трещин.

Для определения коэффициента трещиноватости с помощью геофизических методов используется способ А. М. Нечая — способ «двух растворов», при котором сопротивления породы и фильтрата бурового раствора при первом замере должны отличаться от таковых при втором замере в 3—4 раза.

Среднее по скважине значение трещиноватости горизонта или продуктивного разреза в целом для массивных залежей определяется взвешиванием по толщине интервалов, характеризующихся определенной ориентировкой трещин.

Нефте(газо)насыщенность коллекторов трещинного типа близка к единице (0,9—0,95) и в настоящее время трудноопределима. В связи со слабой изученностью проблемы таких коллекторов в целом подсчет запасов в них на всех стадиях осуществляется на основе карты изопахит и с учетом средних значений параметров

по залежи, рассчитанных как средние арифметические по скважинам. При этом трещиноватость и нефте(газо)насыщенность учитываются коэффициентом эффективной пустотности $k_{\text{пуст.эф}}$. Отсюда запасы нефти в пределах площади одной категории определяются формулой

$$Q_{\text{н0}} = k_{\text{пуст.эф}}\theta\rho_{\text{н}}\iint\limits_F h_{\text{н.эф}}(x, y)\,dxdy; \tag{59}$$

запасы газа

$$Q_{\text{г0}} = k_{\text{пуст.эф}}K_pK_t\iint\limits_F h_{\text{г.эф}}(x, y)\,dxdy. \tag{60}$$

Запасы залежи определяются суммой запасов площадей каждой категории, выделенной в пределах площади залежи. По данным одной скважины карта изопахит не составляется и подсчет запасов ведется по наиболее простым формулам:

$$Q_{\text{н0}} = \sum_{C_1, C_3} Fh_{\text{н.эф}}k_{\text{пуст.эф}}\theta\rho_{\text{н}}; \tag{61}$$

$$Q_{\text{г0}} = \sum_{C_1, C_3} Fh_{\text{г.эф}}k_{\text{пуст.эф}}K_pK_t. \tag{62}$$

Коллекторы трещинно-кавернового типа. Для трещинно-кавернозных карбонатных пород Б. Ю. Вендельштейн предлагает следующую формулу предельного значения коэффициента эффективной пустотности $k_{\text{эф. пуст. пр}}$:

$$k_{\text{пуст.эф.пр}} = (k_{\text{п.общ}} - k_{\text{п.мз}})/(1 - k_{\text{п.мз}}), \tag{63}$$

где $k_{\text{п. общ}}$ — коэффициент общей пористости, определяемый по данным НГМ или ГГМ; $k_{\text{п.мз}}$ — коэффициент неэффективной открытой пористости межзерновой части породы, определяемый либо по керну, либо по величине удельного сопротивления породы по данным БЭЗ или экранированному зонду.

При достаточно полном выносе керна и его изученности $k_{\text{пуст. эф. пр}}$ определяется для пластового пересечения в каждой скважине как средняя арифметическая величина. Среднее значение параметра в скважине по геофизическим данным рассчитывается как средневзвешенное по эффективным нефте(газо)насыщенным толщинам. Способы определения средних значений по залежи и варианты формул объемного метода для разных стадий изученности аналогичны таковым для коллекторов трещинного типа.

Коллекторы трещинно-порового типа. В этих коллекторах основным вместилищем нефти и газа служат межзерновые поры и лишь частично — трещины. Подсчет запасов в коллекторах этого типа до сих пор относится к наиболее сложным проблемам. Как показали исследования последних лет, для выявления роли коллектора каждого типа в породах неоценимую помощь оказывают промысловые исследования.

Так, весьма ценные сведения о параметрах изучаемых коллекторов, по данным Э. В. Соколовского, Ю. И. Тречникова, получены промысловыми исследованиями в скважинах, вскрывших коллекторы трещинно-порового типа на залежах ЧИ АССР в аптских терригенных отложениях и на залежах Восточного Ставрополья в пермо-триасовых карбонатных отложениях.

Исследования проводились массообменным методом и методом стационарного источника меченой жидкости. В скважину 2—4 раза нагнеталось по 10—20 м³ меченой нефти или воды. После каждой закачки скважина закрывалась на 0,5—5 сут, а затем по анализу проб из пущенной в работу скважины определялось изменение концентрации индикатора.

Проведенный комплекс исследований позволил установить объемную плотность трещин, средние расстояния между эффективными трещинами и коэффициент эффективной трещиноватости (0,05—0,22 % для залежей терригенных отложений ЧИ АССР и 0,18—0,37 % для залежей карбонатных отложений Восточного Ставрополья). Матрица карбонатных пород оказалась в основном водонасыщенной. Начальная нефтенасыщенность $k_{\text{н. нач}}$ матрицы терригенных пород 25—74 (в среднем 57 %) (табл. 8). По всем

Таблица 8. **Значения параметров, %, аптских терригенных коллекторов на месторождениях Карабулак-Ачалуки (числитель) и Малгобек—Вознесенска-Али-юрт (знаменатель)**

Интервал значений пористости, %	Доля объема интервала в эффективном объеме залежи	Коэффициенты				Доля запасов интервала	
		начальной нефтенасыщенности матрицы	остаточной нефтенасыщенности матрицы	вытеснения нефти	извлечения нефти	балансовых	извлекаемых
7—8	19,5 18,0	25 32	19 32	32,0 0	13,8 0	6,0 8,9	3,5 0
8—9	9,9 20,5	40 32	21 32	47,5 0	20,4 0	5,5 10,1	4,7 0
9—10	10,4 23,2	55 55	24 45	56,4 81,2	24,2 7,8	8,8 23,2	9,1 29,2
10—11	14,3 4,3	60 60	26 40	56,7 18,3	24,4 7,9	14,5 5,2	15,2 6,6
11—12	13,5 15,6	65 65	28 53	56,9 18,5	24,5 7,9	22,4 22,0	23,4 27,3
12—13	7,5 14,1	69 69	30 57	56,5 17,4	24,3 7,5	10,4 23,4	10,9 28,0
13—14	12,8 3,9	72 72	32 60	55,6 16,7	23,9 7,2	20,2 7,3	20,6 8,4
14—15	6,6 0	73 0	33 0	55,4 0	23,8 0	11,3 0	11,7 0
15—16	0,5 0	74 0	34 0	54,7 0	23,5 0	0,9 0	0,9 0

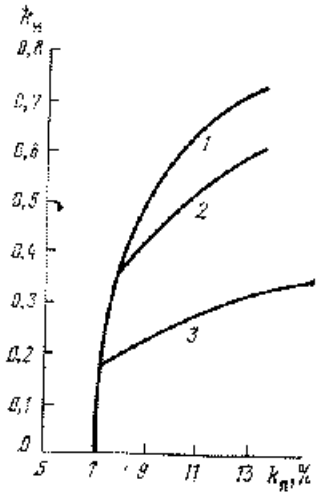


Рис. 41. Связь между коэффициентами нефтенасыщенности $k_н$ и пористости $k_п$ матрицы горных пород (по Э. В. Соколовскому, Ю. И. Гречникову).

1 — сводный график изменения начальной нефтенасыщенности; изменение остаточной нефтенасыщенности пород аптской залежи на месторождениях: *2* — Малгобек-Вознесенка-Али-Юрт, *3* — Карабулак-Ачалуки

аптским залежам установлено, что начальная и остаточная нефтенасыщенность зависят от пористости пласта, причем породы с пористостью ниже 7 % непродуктивны (рис. 41). При пористости 14 % $k_{н.нач}$ достигает 72 %. Вытеснение нефти из матрицы происходит при значениях нефтенасыщенности выше 19—40 %. Следовательно, в коллекторах трещинно-порового типа нефтенасыщенность в значительной мере зависит от величины пористости, что обусловливает необходимость дифференциации запасов в поровой части пустотного пространства по узким значениям коэффициента открытой пористости. При этом важно подчеркнуть, что использование средних значений для подсчета запасов может привести к существенным погрешностям. Расчет балансовых запасов залежи в аптских отложениях Карабулак-Ачалукского месторождения по средним значениям параметров дал завышение запасов по сравнению с предлагаемым способом на 17 %. Завышение извлекаемых запасов еще выше.

Расчет нефте(газо)насыщенных объемов коллекторов по узким интервалам значений коэффициента открытой пористости — весьма трудоемкая процедура, требующая построения множества карт. Чтобы сократить объем графических и счётных работ, те же объемы коллекторов без потери достоверности можно получить, если применить методику расчета для пород, характеризующихся взаимосвязанностью параметров. С этой целью в каждом продуктивном интервале разреза в первую очередь рассчитывается значение коэффициента эффективной пористости $k_{п.эф}$. Среднее значение по скважине $k_{п.эф.скв}$ определяется взвешиванием значений $k_{п.эф}$ интервалов по их толщине.

Запасы нефти и свободного газа открытой залежи пластового типа подсчитываются по формулам без составления карт изопа-

хит:

$$Q_{н0} = \sum_{C_1, C_2} F k_{п.эф.скв} \theta \rho_н; \tag{64}$$

$$Q_{г0} = \sum_{C_1, C_2} F k_{п.эф.скв} K_p K_t. \tag{65}$$

Запасы массивных, литологически и стратиграфически ограниченных залежей определяются на основе карт изопахит:

$$Q_{н0} = \sum_{C_1, C_2} k_{п.эф.скв} \theta \rho_н \iint_F h_{н.эф}(x, y)\, dxdy; \tag{66}$$

$$Q_{г0} = \sum_{C_1, C_2} k_{п.эф.скв} K_p K_t \iint_F h_{г.эф}(x, y)\, dxdy. \tag{67}$$

На последующих стадиях изученности залежей для подсчета запасов нефти и свободного газа в поровой части пустотного пространства коллектора трещинно-порового типа по каждому объекту составляется карта в изолиниях $h_{н.эф} k_{п.эф}$. В соответствии с этим формулы вариантов объемного метода будут иметь следующий вид:

$$Q_{н0} = \sum_{\substack{кат. \\ зап.}} \theta \rho_н \iint_F (h_{н.эф} k_{п.эф})(x, y)\, dxdy; \tag{68}$$

$$Q_{г0} = \sum_{\substack{кат. \\ зап.}} K_p K_t \iint_F (h_{н.эф} k_{п.эф})(x, y)\, dxdy. \tag{69}$$

Как было показано выше, среднее значение $k_{п.эф}$ в обоих случаях определяется взвешиванием по объему коллекторов. При закономерном изменении по площади параметров нефти они вводятся под знак интегралов.

Подсчет запасов в трещинной части пустотного пространства ведется по формулам, рассмотренным выше для коллекторов этого типа.

Коллекторы смешанного типа. В коллекторах смешанного типа, связанных с мощными толщами карбонатных пород, пустотное пространство определяется межзерновой пористостью, трещиноватостью и кавернозностью. На всех стадиях изученности залежей в коллекторах смешанного типа для подсчета запасов как нефти, так и газа, применимы формулы подсчета запасов в коллекторах порового типа. Наличие каверн в разрезе учитывается долей кавернозной составляющей общей пустотности, прибавляемой к межзерновой пористости, а трещиноватость поровых интервалов учитывается в показателе открытой пористости. В интервалах продуктивной толщи, характеризующихся параметрами ниже кондиционных, запасы в трещинной емкости подсчитываются отдельно по формулам для коллекторов этого типа.

§ 6. ОСОБЕННОСТИ ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ НЕФТИ И СВОБОДНОГО ГАЗА В ГАЗОНЕФТЯНЫХ И НЕФТЕГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖАХ

Двухфазное состояние залежей значительно усложняет не только процесс разведки и разработки, но и подсчет запасов нефти и свободного газа. В газонефтяных залежах необходимы дополнительные исследования по обоснованию положения ГНК, кондиционных пределов отдельно для нефтяной и газовой частей залежи, поскольку газ обладает большей проникающей способностью, чем нефть. Значительно усложняется и процесс геометризации пластовых сводовых залежей с нефтяной оторочкой.

Определение отметок ГНК в пластовых пересечениях производится по данным опробования, ГИС и ГДК исследований на кабеле. Среди геофизических методов наиболее информативны нейтронные методы при условии полного расформирования зоны проникновения фильтрата глинистого раствора. При бурении на нефильтрующихся растворах Б. Ю. Вендельштейн рекомендует ГГМ и АК. Как показано выше, весьма эффективны для отбивки ГНК гидродинамические исследования на кабеле (см. рис. 15, 16).

Наиболее сложной проблемой при обосновании параметров и подсчете запасов является геометризация газонефтяных залежей и в первую очередь их нефтяных частей по залежам пластового типа (рис. 42, *аI*, *бI*, *аII*, *бIII*). Если данных по скважинам для непосредственного построения карты изопахит мало, то на любой стадии изученности, кроме стадии поисков, может быть использован прием, позволяющий составлять такие карты по нефтяной части подсчетного объекта во взаимосвязи с газовой частью.

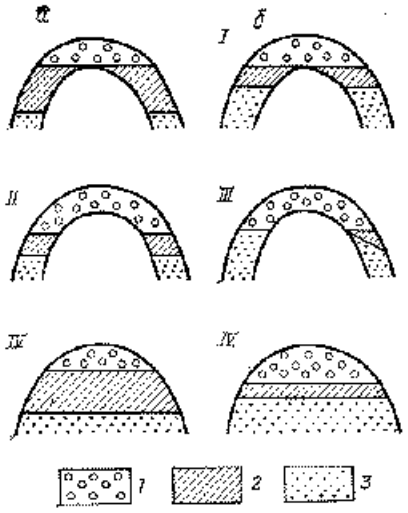


Рис. 42. Принципиальные схемы размещения нефтегазовых и газонефтяных залежей (по З. Г. Борисенко).

Залежи: *а* — с газовыми шапками; *б* — с нефтяными оторочками. *1* — газ; *2* — нефть; *3* — вода

Для этого на первом этапе составляется карта в изолиниях нефтегазонасыщенных толщин подсчетного объекта, соответствующего данной стадии изученности с учетом кондиционных пределов параметров продуктивных пластов по газовой и нефтяной частям залежи. Для построения этой карты по каждой скважине учитывается сумма выделенных эффективных нефтенасыщенных и эффективных газонасыщенных толщин подсчетного объекта.

На втором этапе составляется карта эффективных газонасыщенных толщин только по газовой части залежи. Методические приемы построения таких карт применительно к стадиям изученности аналогичны построению этих карт для пластовой (см. рис. 42, *аII*, *бIII*) или массивной (*аIV*, *бIV*) залежей. Карту изопахит нефтенасыщенных толщин получают путем геометрического вычитания карты в изолиниях газонасыщенных толщин из карты изолиний нефтегазонасыщенных толщин. При построении карты в изолиниях нефтенасыщенных толщин необходимо обращать внимание на то, что на внешнем контуре газоносности и на внутреннем контуре нефтеносности изопахиты должны иметь излом.

В массивных газонефтяных залежах форма газовой части всегда имеет форму массивной залежи, чем и определяется способ построения карт изопахит на разных стадиях изученности.

На открытой залежи пластового тила по данным одной скважины составлять карту в изолиниях нефтенасыщенных толщин пласта нецелесообразно, поскольку достоверность ее крайне низкая. Объем коллекторов нефтяной части залежи на этой стадии определяется как разница между нефтегазонасыщенным объемом $V_{н.г}$, определенным по карте в изолиниях нефтегазонасыщенных толщин, и газонасыщенным объемом $V_г$, определенным по карте в изолиниях газонасыщенных толщин. Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина нефтяной части залежи в этом случае определяется по формуле

$$\bar{h}_{н.эф} = (V_{н.г} - V_г)/F_н, \qquad (70)$$

где $F_н$ — площадь нефтяной части залежи в пределах внешнего контура нефтеносности или ограниченная внешним контуром нефтеносности и внутренним контуром газоносности.

Аналогично определяются объемы и средние нефтенасыщенные толщины маломощных нефтяных оторочек.

На более поздних стадиях подсчет запасов в нефтяной части ведется на основе карты изопахит.

При подсчете запасов нефти в газонефтяных залежах целесообразно соблюдать последовательную дифференциацию подсчетных объектов (по аналогии с нефтяными залежами). Однако наряду с нефтяной и водонефтяной зонами по каждому объекту на соответствующей стадии необходимо выделять газонефтяные зоны и подсчет запасов вести дифференцированно по каждой из них.

Глава VII.

МЕТОДИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА НА ЭВМ[1]

Текущее и предшествующее ему десятилетия характеризуются широким внедрением ЭВМ в практику подсчета запасов нефти и газа. С одной стороны, задачи автоматизации подсчета запасов рассматриваются как часть более сложной проблемы, связанной

[1] Глава написана В. А. Бадьяновым совместно с И. С. Гутманом.

с автоматизацией проектирования разработки нефтяных и газовых месторождений и обоснования коэффициента извлечения нефти. Многовариантные расчеты технологических показателей разработки основываются на дифференциации запасов по площади и разрезу. С другой стороны, при подсчете запасов обобщается огромный фактический материал по петрографическому, геофизическому и геолого-промысловому изучению месторождений (залежей) нефти и газа и на основе этого создаются статические и динамические модели залежей. С помощью ЭВМ обеспечиваются не только обработка и систематизация этих данных, но и их накопление и хранение.

В свою очередь автоматизация работ по созданию горно-геометрических моделей залежей и проведению на их основе подсчета запасов способствовала созданию мощного аппарата математического обеспечения этих работ.

В СибНИИНП, например, для условий нефтяных месторождений Западной Сибири разработана автоматизированная система ГЕОПАК-2. Она выполняет подсчет запасов для представления в ГКЗ СССР и готовит геологическую основу для проектирования разработки, включая в себя ряд подсистем. Подсистемой информационного обслуживания предусматривается накопление и хранение данных, поддержание их в рабочем состоянии, обеспечение возможности доступа к произвольным элементам и формирование выборочных совокупностей с необходимой локализацией данных по площади и разрезу.

Система ГЕОПАК-2 предусматривает учет результатов машинной обработки промыслово-геофизических данных, выполняемой с помощью системы АСОИ-ГИС. Результаты машинной обработки ГИС, выполненные в Тюменнефтегеофизике для месторождений Западной Сибири, выгружаются на магнитную ленту и служат вводными данными для системы ГЕОПАК-2.

Одним из наиболее сложных разделов подсчета запасов для машинной обработки до настоящего времени является расчленение и корреляция разрезов отложений вообще и продуктивных горизонтов в частности. В СибНИИНП эта задача решается с помощью геолого-статистических разрезов (ГСР), составляемых на ЭВМ. Результаты расчленения разрезов и детальной корреляции машина выдает в виде таблиц, а также в виде выполненных на графопостроителе схем детальной корреляции и геологических профилей. На основе ГСР производится также выделение подсчетных объектов.

Основное внимание уделяется геометризации залежей, на основе которой осуществляется дифференцированный подсчет запасов. Геометризация залежей предусматривает картирование различных параметров в пределах залежей путем восстановления полей изменения этих параметров. Поле каждого параметра выражается в виде матрицы его значений, заданных плотной прямоугольной сетью точек, прообразом которой служит палетка П. К. Соболевского. Все параметры, определяющие запасы нефти и газа

в соответствии с формулами объемного метода, разделяются на арифметические (числовые) и логические. К числовым параметрам относятся толщина пласта; коэффициенты открытой пористости, нефте(газо)насыщенности и пересчетный; плотность нефти в поверхностных условиях и т. п. Среди логических параметров выделяются нефтяная, газовая, водонефтяная зоны и т. п.; зоны распространения неколлекторов и коллекторов, а среди последних — зоны высокопродуктивных или низкопродуктивных.

Карты в изолиниях, представляющие собой графическое изображение восстановленных полей геологических параметров, разделяются на простые и сложные. Изменение по площади залежи одного параметра (толщины, открытой пористости и т. п.) изображается простой картой. Сложная карта является результатом арифметических и логических операций над простыми полями. Выделяются два типа сложных карт. Карты первого типа — результат композиции простых числовых полей (карта удельных запасов $h_{\text{п. эф}} k_{\text{п.о}} k_{\text{н}} \theta(\rho_{\text{н}})$, второго типа — результат композиции числовых и логических полей (карта удельных запасов коллекторов разной продуктивности и т. п.).

На основе исходных данных по каждому подсчетному объекту в каждой скважине нефтяной залежи в первую очередь вычисляются средние значения коэффициентов открытой пористости, нефтенасыщенности и параметров нефти. Для геометризации залежей по данным пробуренной сети скважин с использованием косвенной информации или без нее используются следующие блоки (наборы алгоритмов), восстанавливающие поля геологических параметров в узлах плотной прямоугольной сетки:

1) блок построения простой арифметической (числовой) карты;

2) блок построения логической карты;

3) блок построения сложной карты;

4) блок интегрирования поля в заданной области произвольной конфигурации.

При восстановлении арифметических полей применяются различные алгоритмы интерполяции в узлах прямоугольной сетки:

1) локальные линейные полиномы (по Ю. В. Шурубору, Г. Л. Русакову и др.);

2) локальные квадратичные полиномы (по Г. Н. Дейнеге);

3) бикубические сплайны (по А. М. Волкову, А. Н. Сидорову, В. И. Пяткову и др.);

4) гармонические функции (по В. И. Аронову и др.).

Какая из этих моделей наиболее удовлетворяет той или конкретной ситуации, решает пользователь, исходя из априорной информации.

Без учета косвенной информации восстанавливаются числовые поля отметок ОМГ по данным сейсмических исследований, коэффициентов открытой пористости, песчанистости, нефте(газо)насыщенности и др., а также логические поля литологии и др.

Алгоритм восстановления логических полей реализуется сле-

дующим образом. Каждому узлу плотной прямоугольной сетки присваивается наименование признака, наблюдаемого в ближайшей скважине (например, коллектор или неколлектор). В результате границы, разделяющие поля коллекторов и неколлекторов, проводятся на середине расстояния между соседними скважинами с разными значениями признака.

С учетом косвенной и априорной информации могут быть восстановлены поля отметок кровли и подошвы подсчетного объекта, отметок ВНК, ГВК и ГНК, нефтенасыщенности при наличии переходной зоны, плотности нефти, пересчетного коэффициента и т. п. Для восстановления полей может быть использована любая из упомянутых выше интерполяционных моделей.

При построении поля кровли пласта при незначительном количестве скважин в качестве косвенной информации используется карта ОМГ по данным сейсмических исследований. Переход с поля ОМГ, восстановленного по данным сейсмопрофилей, на поле структуры кровли пласта осуществляют с помощью метода схождений. Для этого предварительно составляется карта, отражающая разницу в отметках ОМГ по данным бурения и сейсмическим материалам. Вычитанием этой карты из восстановленного по данным сейсмопрофилей поля ОМГ получают поле структуры кровли пласта. Поле структуры подошвы пласта восстанавливается по сумме (по модулю) полей структуры кровли и общей толщины пласта.

Для восстановления полей отметок ВНК (и других контактов) используется прямая и косвенная информация. Прямой информацией служат отметки ВНК, зафиксированные различными методами непосредственно в проницаемом интервале пласта, к косвенной информации относятся отметки подошвы нижнего нефтенасыщенного и кровли верхнего водонасыщенного пропластков в скважинах, где ВНК не установлен. Решается эта задача методом последовательного приближения.

К сложным полям относятся поля общей толщины залежи, нефте(газо)насыщенной толщины, удельных запасов. Эти поля восстанавливаются с помощью математических действий над составляющими их простыми полями. Так, поле общей толщины залежи рассчитывается как разность между нижней и верхней границами залежи. В нефтяной зоне это поле получается по разности между отметками подошвы и кровли, а в водонефтяной зоне — между отметками ВНК и отметками кровли пласта. Поле нефтенасыщенной толщины определяется в результате перемножения полей общей толщины и коэффициентов нефтенасыщенной толщины.

Наиболее сложная задача при автоматизированном подсчете запасов — восстановление поля нефтенасыщенности при наличии в залежи переходной зоны.

Исходными данными служат средневзвешенные по толщине пропластков значения $k_п$, вычисленные по каждой скважине, в том числе и в переходной зоне. При восстановлении поля $k_я$ зна-

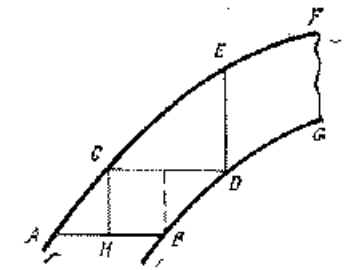


Рис. 43. Схематический профиль залежи, поясняющий геометризацию нефтенасыщенности (по В. А. Бадьянову).
AB — водонефтяной контакт; *CD* — поверхность стабилизации; *CH*, *ED*, *FG* — условные линии

чения, найденные в узлах прямоугольной сетки с помощью интерполяции, должны совпадать с установленными в скважинах, плавно изменяться в их окрестностях и постоянно снижаться до критического значения $k_{н.кр}$ на внешнем контуре залежи (рис. 43). В пределах фигуры ACH величина нефтенасыщенности определяется изменением толщины переходной зоны, в пределах фигуры $HCEDB$ средневзвешенные значения параметра зависят от изменения толщины переходной $h_{н.п}$ и стабилизированной $h_{н.ст}$ зон.

Таким образом, в пределах залежи выделяются три области, в которых подходы к восстановлению поля $k_п$ различны.

В нефтяной части залежи, правее линии ED, восстановление поля $k_п$ ведется с учетом априорной информации. В качестве последней используется модель изменения $k_п$ в переходной зоне с увеличением расстояния l от зеркала воды, предложенная В. Н. Дахновым:

$$\widetilde{k}_п(l) = k_{п.ст}[1 - \exp(-\alpha l/(1-l)], \tag{71}$$

где l — высота от зеркала воды, нормированная на толщину переходной зоны, м; $k_{п.ст}$ — среднее по скважинам значение $k_п$ в стабилизированной зоне; α — оцениваемый параметр функции.

Величина коэффициента нефтенасыщенности в любой точке переходной зоны $k_{п.п}$ определяется выражением

$$k_{п.п} = \frac{1}{b-a}\left\{k_{п.ст}(1-a)\left[1 - \exp\left(\frac{\alpha-a}{1-a}\right)\right] - k_{п.ст}(1-b)\left[1 - \right.\right.$$
$$\left.\left. - \exp\left(\frac{\alpha-b}{1-b}\right)\right] + \alpha k_{п.ст}\exp(\alpha)\left[E_i\left(-\frac{\alpha}{1-b}\right) - E_i\left(-\frac{\alpha}{1-a}\right)\right]\right\}, \tag{72}$$

полученным интегрированием формулы (71).

В первую очередь интерполяцией восстанавливается поле $\overline{k}_п(x, y)$ по данным всего множества скважин. Для нефтяной зоны залежи, правее линии $ЕД$, это окончательный результат.

В пределах $АСДВ$ с помощью формулы (72) восстанавливается поле $\overline{k}_{п.п}(x, y)$, а затем находится поле коэффициента неф-

тенасыщенности $k_н^*(x, y)$ в зоне $ACEДB$.

$$\bar{k}_н^*(x, y) = \bar{k}_н(x, y)\frac{1}{2}\left(\cos\frac{2}{m} + 1\right) + \\ + \bar{k}_{н.п}(x, y)\left[1 - \frac{1}{2}\left(\cos\frac{2}{m} + 1\right)\right], \quad (73)$$

где $\bar{k}_н$ — значение $k_н$ в скважинах, пересекающих переходную зону, m — априорно задаваемый параметр весовой функции.

Это окончательный результат для зоны, ограниченной фигурой НСЕДВ.

Последним восстанавливается поле $\bar{k}_н^{**}(x, y)$ для зоны ACH. Окончательный результат для нее находится по формуле

$$\bar{k}_н^{**}(x, y) = \bar{k}_н^*(x, y)\frac{1}{2}\left\{\cos\left[\frac{r}{m}\left(\frac{1-h}{n-h} + 1\right)\right] + 1\right\} + \\ + \bar{k}_{н.п}(x, y)\left\langle 1 - \frac{1}{2}\left\{\cos\left[\frac{r}{m}\left(\frac{1-h}{n-h} + 1\right)\right] + 1\right\}\right\rangle, \quad (74)$$

где h — общая толщина нефтяной залежи, нормированная на расстояние от ВНК до точки стабилизации; n — априорно задаваемый параметр весовой функции; r — расстояние от узловой точки до ближайшей скважины, м; $r/m\,[(1-h)/(n-h)+1] = F \leqslant \pi$; $F > \pi \to F = \pi$.

В итоге в узлах, совпадающих с точками наблюдений, получают равенство восстановленной и заданной величины $k_н$, а также соблюдение перечисленных выше условий.

В случае литолого-фациального замещения коллекторов непроницаемыми разностями пласта поле коэффициента нефтенасыщенной толщины восстанавливается только в зоне распространения коллекторов. Поле нефтенасыщенной толщины находится как произведение трех полей: общей толщины, коэффициента нефтенасыщенной толщины и литологии (рис. 44).

Сложное поле удельных запасов нефти рассчитывается

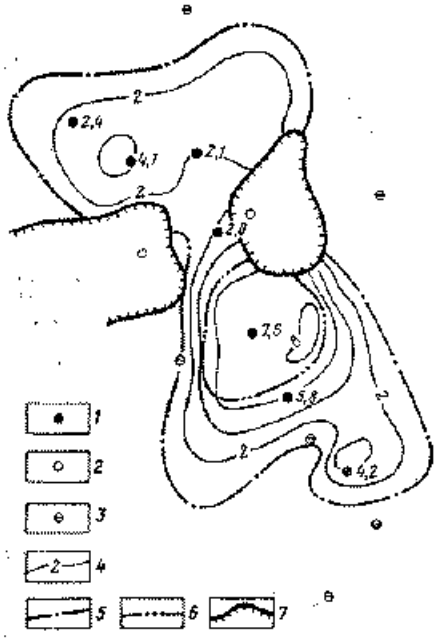


Рис. 44. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин, выполненная на ЭВМ (по В. А. Бадьянову, Т. Л. Бохан, Г. Я. Демуре и др.).

Скважины: *1* — нефтяные, *2* — с отсутствием коллекторов, *3* — водяные; *4* — изолинии толщин, м; контуры нефтеносности: *5* — внешний, *6* — внутренний; *7* — зоны отсутствия коллекторов

путем перемножения полей нефтенасыщенной толщины, коэффициентов открытой пористости, нефтенасыщенности и параметров нефти. Поле удельных запасов растворенного в нефти газа восстанавливается путем перемножения полей удельных запасов нефти и начального газосодержания, поле удельных объемов свободного газа — путем перемножения средних значений параметров газа на поля газонасыщенной толщины и коэффициентов открытой пористости и газонасыщенности.

Запасы нефти, свободного и растворенного газа определяются в результате интегрирования данных об удельных запасах в узлах прямоугольной сетки с учетом масштаба чертежа.

С целью более полного учета качества запасов при детальном проектировании разработки методика подсчета запасов на ЭВМ предусматривает также дифференциацию запасов по площади и разрезу. При этом различают естественную и искусственную дифференциацию. Разновидностью площадной естественной дифференциации является оценка параметров и запасов разных зон залежей: нефтяной, водонефтяной и т. п. Локализация зон осуществляется с помощью логических операций над полями структуры кровли и подошвы пласта, отметок ВНК (ГВК), ГНК. В остальном дифференцированная оценка средневзвешенных параметров и запасов подобна описанной выше.

Естественная дифференциация по разрезу по существу служит основой для выделения подсчетных объектов.

Площадная естественная дифференциация параметров и запасов по литологическим типам пород (песчаник, алевролит и т. д.) осуществляется «наложением» литологического поля на дифференцируемые поля параметров и запасов. В результате каждому узлу прямоугольной сетки приписывается определенный признак породы. Суммируя значения запасов, соответствующие узлам с одинаковыми признаками породы, получают запасы коллекторов данного типа.

Искусственной площадной дифференциацией предусматривается разделение залежи на зоны разных категорий запасов, элементов разработки, на геоморфологические зоны и т. д. Залежь разбивается на зоны замкнутыми многоугольниками, границы которых задаются точками в вершинах многоугольников. Затем решается вопрос принадлежности каждого узла сетки той или иной зоне, для которой подсчитываются запасы.

Глава VIII.

МЕТОДЫ ПОДСЧЕТА НАЧАЛЬНЫХ БАЛАНСОВЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ И СВОБОДНОГО ГАЗА, ОСНОВАННЫЕ НА ПРИНЦИПЕ МАТЕРИАЛЬНОГО БАЛАНСА

§ 1. СУЩНОСТЬ И УСЛОВИЯ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ, ОСНОВАННЫХ НА ПРИНЦИПЕ МАТЕРИАЛЬНОГО БАЛАНСА, ПРИ ПОДСЧЕТЕ ЗАПАСОВ НЕФТИ

Запасы нефти, содержащиеся в залежи, могут быть определены на основе изучения изменений основных показателей разработки, а также физических свойств нефти, воды и породы в зависимости от снижения пластового давления в процессе разработки залежи. Отборы нефти, растворенного газа и воды, закачка воды и газа в залежь вызывают непрерывное перераспределение флюидов вследствие изменения пластового давления. При этом баланс между количеством углеводородов, содержавшихся в залежи до начала разработки, и количеством УВ, добытых и еще оставшихся в недрах, не нарушается. В этом заключается сущность закона сохранения материи применительно к залежам УВ.

На принципе материального баланса основана целая группа методов подсчета запасов нефти и газа залежей, рассматриваемых в качестве динамических моделей. Последним обстоятельством определяется выбор подсчетного объекта. Таким объектом должна быть вся залежь как единая гидродинамическая система либо изолированные друг от друга поля или блоки. Это требование накладывает определенные ограничения на применимость различных способов, основанных на принципе материального баланса. Они наиболее достоверны в тех случаях, когда дренируется весь объем залежи. В связи с этим на залежах в терригенных коллекторах порового типа в случае прерывистого строения пласта во избежание занижения запасов из-за неохвата воздействием линз и полулинз рассматриваемые способы подсчета запасов следует применять, начиная со II стадии разработки залежи. К этому времени она разбурена по технологической схеме. На залежах с трещинным, трещинно-поровым и трещинно-кавернозным типами коллекторов эти способы применимы и на более ранней стадии, поскольку трещиноватость пород создает объективные предпосылки для быстрого распространения воронки депрессии на всю залежь. Именно эта особенность изменения давления в залежах со сложным строением коллектора пород делает способы подсчета запасов, основанные на принципе материального баланса, более эффективными, чем объемный метод.

ГКЗ СССР предъявляет ряд требований к изученности залежей при подсчете запасов нефти методами, основанными на принципе материального баланса. На залежи обосновывается и рассчитывается режим работы, определяются степень ее разбуренности и эксплуатационные характеристики, обосновывается расчетный вариант, выбирается объект и устанавливаются даты подсчета по вариантам, определяются данные за период с начала разработки на каждую дату подсчета (накопленная добыча нефти, растворенного газа, свободного газа, воды; общее количество закачанных в пласт воды и газа, количество вошедшей в пласт воды); устанавливаются средние пластовые давление и температура; объемный коэффициент пластовой нефти, коэффициент сжимаемости пластовой нефти, давление насыщения; начальная и текущая растворимость газа в нефти; объемный начальный и текущий коэффициенты пластового газа; объемный коэффициент пластовой воды, коэффициент сжимаемости воды; коэффициент сжимаемости пород-коллекторов; отношение объема газовой шапки к объему нефтенасыщенной части пласта (для нефтегазовых залежей).

Основные предпосылки использования данных об изменении физических свойств нефти и газа в зависимости от падения пластового давления для подсчета запасов были обоснованы Л. С. Лейбензоном. Значительнур роль в разработке методов, основанных на принципе материального баланса, сыграли Ф. А. Гришин, В. М. Добрынин, М. А. Жданов, В. Н. Майдебор, В. Н. Щелкачев и др. Среди зарубежных исследователей следует отметить С. Коллемана, Т. Мура, Р. Шильтуиса и др.

Как отмечает Ф. А. Гришин, различия методов, основанных на принципе материального баланса, обусловлены режимами работы залежей. Вывод формул материального баланса основывается на тех процессах, которые происходят в залежи при разработке. Для каждого режима характерно проявление тех видов энергии пласта, которые в соответствии с особенностями строения залежи и насыщающих ее флюидов определяют продвижение нефти и газа к забоям скважин.

Упругий режим

Упругий режим проявляется в нефтяных залежах, представляющих собой замкнутую систему, ограниченную от влияния краевых вод. Для таких залежей характерно значительное превышение пластового давления над давлением насыщения. Залежь работает на упругом режиме до тех пор, пока текущее пластовое давление выше давления насыщения. В этот период при снижении пластового давления от начального p_0 до текущего p на величину Δp движение нефти к забоям скважин осуществляется за счет упругих сил самой нефти, связанной воды и породы, заключенных в объеме залежи.

Вывод формулы материального баланса Ф. А. Гришин обосновывает следующим образом.

Если из залежи с запасами $Q_{н0}$ отобрано $Q_н$ нефти то объем нефти, оставшейся в залежи $(Q_{н0}-Q_н)b$, будет определяться разницей между текущим объемом пор $V_п=V_{п0}(1-\beta_п\Delta p)$ и объе-

мом расширившейся связанной воды $V_в = V_{п0} k_в (1 + \beta_в \Delta p)$. Здесь b — текущий объемный коэффициент пластовой нефти при среднем текущем давлении Δp; $V_{п0}$ — общий начальный объем пор залежи, м³; $\beta_п$ — коэффициент сжимаемости пор породы, МПа⁻¹; $k_в$ — коэффициент водонасыщенности; $\beta_в$ — коэффициент сжимаемости связанной воды, МПа⁻¹.

Таким образом, уравнение материального баланса для упругого режима имеет вид

$$(Q_{н0} - Q_н) b = V_{п0}(1 - \beta_п \Delta p) - V_{п0} k_в (1 + \beta_в \Delta p). \quad (75)$$

В свою очередь

$$Q_{н0} b_0 = V_{п0}(1 - k_в), \quad (76)$$

где b_0 — начальный объемный коэффициент нефти.

Разделив (75) на (76) и выразив

$$b_0/b = 1 + \beta_н \Delta p,$$

где $b_н$ — коэффициент сжимаемости нефти, МПа⁻¹, получим

$$(Q_{н0} - Q_н)/Q_{н0} = [(1 - \beta_п \Delta p) - k_в (1 + \beta_в \Delta p)]/[(1 - k_в)(1 + \beta_н \Delta p)].$$

Отсюда

$$Q_{н0} = [Q_н (1 - k_в)(1 + \beta_н \Delta p)]/[\beta_п + \beta_н - k_в (\beta_н - \beta_в)] \Delta p. \quad (77)$$

Этим выражением можно пользоваться для подсчета запасов в терригенном и карбонатном коллекторах. Его можно существенно упростить, если $\beta_н = 0$ и $k_в = 0$.

Тогда

$$Q_{н0} = [Q_н (1 + \beta_в \Delta p)]/[(\beta_п + \beta_в) \Delta p]. \quad (78)$$

Эта формула имеет особое значение. В несколько измененном виде она применима для подсчета запасов нефти в наиболее сложном трещинно-кавернозном карбонатном коллекторе. В таком коллекторе нередко нефть находится во вторичных пустотах, а первичные поры матрицы водонасыщены. Вместе с тем водонасыщенность вторичных пор близка к нулю. Исходя из сказанного, получаем:

$$Q_{н0} = [Q_н (1 + \beta_в \Delta p)]/[(\beta_{в.п} + \beta_п) \Delta p], \quad (79)$$

где $\beta_{в.п}$ — коэффициент сжимаемости вторичных пустот 0,1 МПа⁻¹.

Упруговодонапорный режим

При упруговодонапорном режиме основным источником энергии служат упругие силы воды, нефти и пород, сжатых в недрах под давлением. Проявление упругих сил обусловлено слабым напором краевых вод, не обеспечивающим поддержание пластового давления при установленных годовых темпах отбора 4—5 % от начальных извлекаемых запасов. Для залежей с таким режимом

характерны слабая связь с областью питания, резкая неоднородность пластов-коллекторов. Начальное пластовое давление в них значительно выше давления насыщения.

Вывод уравнения материального баланса для залежей с упруговодонапорным режимом Ф. А. Гришин производит почти по той же схеме, что была рассмотрена для залежей с упругим режимом. Если из залежи отобрано $Q_н$ нефти и w воды, то объем оставшейся нефти при текущем давлении p будет определяться разницей между суммой текущего объема пор и отобранной воды $w\lambda$ (λ — объемный коэффициент пластовой воды) и суммой объемов расширившейся связанной воды и внедрившейся в залежь воды $W\lambda$, т. е.

$$Q_{н0} - Q_н b = [V_{п0}(1 - \beta_п \Delta p) + w\lambda] - [V_{п0} k_в (1 + \beta_в \Delta p) + W\lambda]$$

или

$$(Q_{н0} - Q_н) b = V_{п0}(1 - \beta_п \Delta p) - V_{п0} k_в (1 + \beta_в \Delta p) - W\lambda + w\lambda. \quad (80)$$

Так как

$$V_{п0} = Q_0 b_0/(1 - k_в), \quad (81)$$

то, подставив это выражение в формулу (80) и разделив обе ее части на b_0, получим

$$(Q_{н0} - Q_н)(b/b_0) = [Q_{н0}(1 - \beta_п \Delta p)]/(1 - k_в) - [Q_{н0}(1 + \beta_в \Delta p) k_в]/(1 - k_в) - (W\lambda)/b_0 + (w\lambda)/b_0.$$

Отсюда

$$Q_{н0} = [Q_н b - (W - w)\lambda]/\{b - b_0 + [b_0 (k_в \beta_в + \beta_п) \Delta p]/(1 - k_в)\}. \quad (82)$$

Для тех же условий В. М. Добрынин разработал вариант материального баланса, названный им упругим материальным балансом. В этом варианте объемы нефти и воды, извлеченные из залежи на поверхность, приравниваются к объему той же нефти, выраженному через упругие деформации нефти, воды и породы, сложенному с объемами воды, внедрившейся из законтурной области W и закачанной в пласт W', т. е.

$$Q_н b + w = \frac{Q_н b}{(V_н \beta_н + V_в \beta_в + V_п \beta_{п.пл}) \Delta p} + W + W', \quad (83)$$

где $\beta_{п.пл}$ — сжимаемость пор в пластовых условиях.

Так как $V_н = V_п/k_н$, а $V_в = [(1 - k_н)/k_н] V_н$, то первое слагаемое в правой части (83) может быть представлено в иной форме: $Q_н b = \{\beta_н + [(1 - k_н)/k_н] \beta_в + \beta_{п.пл}/k_н\} V_н \Delta p$. Если принять выражение в скобках равным α_1, то $Q_н = \alpha_1 V_н \Delta p$.

Количество внедрившейся в залежь воды из законтурной области при снижении давления в залежи на $\Delta p' < \Delta p$ может быть выражено в виде

$$W = (\beta_в + \beta_{п.пл}) F h_{н.эф} k_{н0} \Delta p'. \quad (84)$$

Примем выражение в скобках равным α. Тогда

$$Q_{н}b + w = \alpha_1 V_{н}\Delta p + \alpha F h_{н.эф} k_{н\,0}\Delta p' + W'. \quad (85)$$

Подставив вместо $V_{н}$ выражение $Q_{н0}b$, и умножив левую и правую части (85) на $\rho_{н}/(b_0\Delta p)$, получим

$$(\rho_{н}/b_0)\,[(Q_{н}b + w)/\Delta p] = \alpha_1 Q_{н0} + (\rho_{н}/b_0)\,[(\alpha F h_{н.эф} k_{н\,0}\Delta p' + W')/\Delta p. \quad (86)$$

В условиях начала разработки, когда $\Delta p = 0$, $Q_{н} = 0$, $w = 0$, $W' = 0$ и $\Delta p' = 0$, в левой части и во втором слагаемом правой части уравнения (86) появляются неопределенности вида 0/0. Математическое раскрытие этих неопределенностей показало, что при $\Delta p = 0$ неопределенность во втором слагаемом правой части уравнения обращается в нуль, а следовательно,

$$\lim_{\Delta p \to 0} (\rho_{н}/b_0)\,[(Q_{н}b + w)/\Delta p] = \alpha_1 Q_{н0}. \quad (87)$$

Формулу (87) можно использовать для определения начальных балансовых запасов нефти по кривой, характеризующей зависимость $(\rho_{н}/b_0)\,[(Q_{н}b + w)/\alpha_1\Delta p]$ от Δp (рис. 45).

Точка пересечения этой кривой с осью ординат будет соответствовать начальным балансовым запасам залежи.

Анализ показал, что изложенный метод дает хорошие результаты на мелких и средних залежах в терригенных и карбонатных коллекторах.

Смешанный режим

Смешанный режим может проявляться на залежах как вследствие проявления природных сил, так и в результате искусственного воздействия на них. Рассмотрим материальный баланс в залежи нефти с газовой шапкой (по М. А. Жданову). Залежь связана с законтурной областью. В процессе разработки для поддержания пластового давления возможна закачка в залежь воды и газа в газовую шапку. Следовательно, смешанный режим создается напором краевых и закачиваемых вод, расширением газовой шапки, закачкой в нее газа и упругими силами породы и воды.

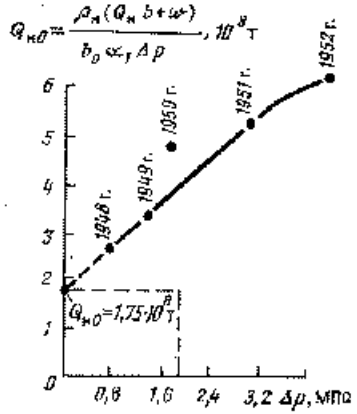


Рис. 45. Графическое выражение подсчета запасов нефти по методу В. М. Добрынина.

Так как исследуемая залежь имеет газовую шапку, то пластовое давление равно давлению насыщения или ниже его.

В соответствии с рис. 46 параметры залежи до начала разработки на время t_0 и на текущее время t представлены в табл. 9.

Рис. 46. Изменение ГНК и ВНК в газонефтяной залежи под воздействием расширяющегося газа газовой шапки и напора краевых вод.

1 — начальные ВНК и ГНК; *2* — текущий ГНК; *3* — текущий ВНК; *4* — напор газа и воды

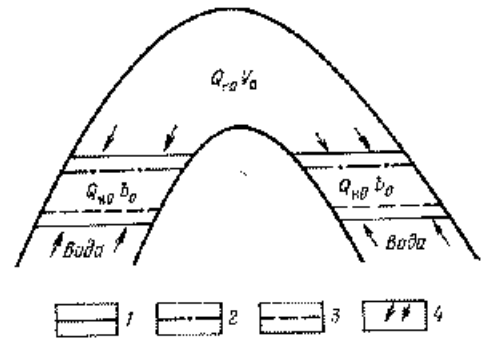


Таблица 9. **Параметры залежи**

Параметр	t_0	t
Пластовое давление	p_0	p
Начальные запасы свободного газа	$Q_{г.0}$	
Начальные запасы нефти	$Q_{н.0}$	
Добытое количество нефти		$Q_{н}$
Объемный коэффициент нефти	b_0	$b = b_1 - (r_0 - r)v$
Двухфазный объемный коэффициент нефтегазовой смеси		b_1
Объемный коэффициент свободного газа	v_0	v
Газосодержание	r_0	r
Текущий газовый фактор		$r_{р}$
Внедрившаяся в залежь вода		W
Закачанная в залежь вода		W'
Добытая вода		w
Закачанный газ		g
Коэффициент расширения пор породы	$\beta_{п}$	$\beta_{п}$
То же, связанной воды	$\beta_{в}$	$\beta_{в}$
То же, пластовой воды	λ	λ

Выразим запасы газа через запасы нефти следующим образом:

$$Q_{г0} = (\delta Q_{н0} b_0)/v_0, \quad (88)$$

где δ — отношение объема газовой шапки $Q_{г0}v_0$ к объему нефтяной части залежи $Q_{н0}b_0$.

Материальный баланс составляется, исходя из равенства освобожденных и заполненных объемов пор в процессе разработки нефтяной части залежи за время от t_0 до t (табл. 10).

Исходя из принципа материального баланса, приравниваем суммы освобожденных и заполненных объемов пор. Выполнив затем соответствующие преобразования и подставив $b = b_1 - (r_0 - r)v$, получим

$$Q_{н0} = \{Q_{н}[b_1 + (r_0 - r_0)v] - (W + W' - w)\lambda + qv\}/\{b_1 - b_0 + [(\delta b_г)/v_0](v - v_0) + [b_г/(1 - k_{в})](\beta_{п} + k_{в}\beta_{п})\Delta p\}. \quad (89)$$

Таблица 10. **Баланс освобожденных и заполненных в процессе разработки объемов пор**

Процессы, способствующие освобождению объема пор	Формула объема	Процессы, способствующие заполнению объема пор	Формула объема
Добыча нефти	$Q_н b_0$	Расширение газовой шапки	$\frac{\delta Q_{н0} b_0 (v - v_0)}{v_0}$
Добыча избыточного количества газа (сверх начальной растворимости газа и нефти)	$Q_н (r_p - r_0) v$	Выделение газа из оставшейся в пласте нефти	$(Q_{н0} - Q_н)(r_0 - r) v$
Усадка оставшейся в залежи нефти	$(Q_{н0} - Q_н)(b_0 - b)$	Упругое расширение породы	$\frac{Q_{н0} b_0}{1 - k_п} \beta_п \Delta p$
Добыча воды	$w \lambda$	Упругое расширение связанной воды	$\frac{Q_{н0} b_0}{1 - k_п} k_в \beta_в \Delta p$
		Внедрение в пласт законтурных вод	$W' \lambda$
		Закачка в пласт воды	$W'' \lambda$
		Закачка в газовую шапку газа	$q v$

Эта формула является наиболее полной аппроксимацией динамической модели залежи. Ее можно существенно упростить, последовательно исключая влияние тех или иных сил. Если, например, влияние упругих сил ничтожно мало, отсутствует закачка газа и воды, то

$$Q_{н0} = \{Q_н [b_1 + (r_p - r_0) v] - W\lambda - w\lambda\}/[b_1 - b_0 + (\delta b_0/v_0)(v - v_0)]. \quad (90)$$

Если в залежи отсутствует газовая шапка ($\delta = 0$) и нет напора краевых вод, то формула (90) превращается в формулу, характеризующую работу залежи на режиме растворенного газа:

$$Q_{н0} = Q_н [b_1 + (r_p - r_0) v]/(b_1 - b_0). \quad (91)$$

В заключение нужно отметить, что точность рассмотренных формул материального баланса в значительной мере зависит от качества и регулярности наблюдений за отборами нефти, газа и воды, а также за изменением пластового давления. Для расчета Δp необходимо составлять карты изобар $p_{пр}$, приведенных к одному постоянному уровню на каждую дату, и по ним определять текущее средневзвешенное пластовое давление. Величина Δp_i находится как разность $p_{пр0} - p_{пр}$.

В случае неоднородного коллектора учитывается средневзвешенное пластовое давление, определяемое взвешиванием по его объему.

Учет влияния внедрившейся в залежь пластовой воды при подсчете начальных балансовых запасов нефти

При подсчете по формулам (89) и (90) начальных балансовых запасов нефти залежей, работающих на упруговодонапорном и смешанном режимах, существенное влияние на конечный результат оказывает величина $W\lambda$, отражающая объем внедрившейся в залежь воды в процессе разработки.

Задача выявления объемов воды, внедряющейся в залежь, возникает также при проектировании и анализе разработки.

На длительно разрабатывающихся залежах определение заводненных объемов основывается на тщательном геологопромысловом контроле за подъемом ВНК. Расчет таких объемов ведется на основе создаваемых динамических моделей залежей по обычным формулам объемного метода.

В процессе проектирования разработки задача упрощается тем, что запасы залежи известны. Решается она с помощью гидродинамических методов и подробно рассматривается в курсах по разработке нефтяных и газовых месторождений.

При подсчете начальных балансовых запасов нефти залежей, вступивших в разработку, подобные методы неприменимы. В этом случае идут по пути выявления периода работы залежи на упругом режиме или по пути учета влияния объемов пластовой воды, внедрившейся в залежь, на подсчет начальных запасов нефти.

В первом случае необходимо установить время, когда в залежь начнет внедряться вода. Такая задача решается довольно просто только при условии, что дренируется весь объем залежи.

Поскольку методы, основанные на принципе материального баланса, оценивают запасы дренируемого объема, то равенство результатов нескольких последовательных подсчетов при разных депрессиях служит свидетельством того, что запасы полностью охвачены разработкой. При этом запасы дренированного объема принимаются равными начальным балансовым запасам залежи.

Возможность выявления момента внедрения пластовых вод в залежь и определения их объема показал Ф. А. Гришин, основываясь на сопоставлении физических характеристик замкнутого упругого и упруговодонапорного режимов. При упругом режиме объем нефти составит

$$Q_н b_0 = \beta^* V_э \Delta p, \quad (92)$$

где β^* — коэффициент упругоемкости залежи, МПа$^{-1}$; $V_э$ — дренируемый объем залежи, м^3; Δp — депрессия, МПа.

Если дренируется весь объем залежи, то при постоянных $V_э$ и β^* зависимость между Δp и $Q_н$ будет аппроксимироваться прямой линией, проходящей через начало координат (рис. 48).

Когда воронка депрессии достигнет уровня ВНК, объем добытой нефти $Q_в b_0$ будет определяться не только действием упругих сил системы «залежь», но и напором пластовой воды. Это находит

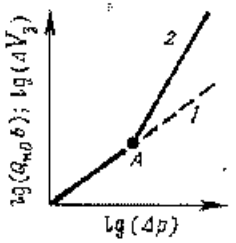


Рис. 47. Графический способ определения количества вошедшей в пласт воды и давления начала вторжения воды в залежь (по Ф. А. Гришину).

Зависимости: *1* — $\lg(\Delta V_в) = f(\lg \Delta p)$; *2* — $\lg(Q_н b) = f(\lg \Delta p)$.

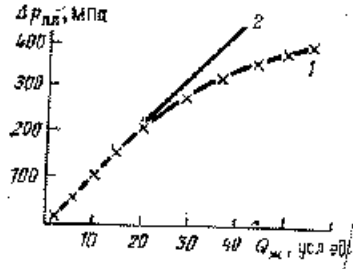


Рис. 48. Зависимость снижения пластового давления $\Delta p_{пл}$ от накопленного отбора жидкости $Q_ж$ из залежи (по А. В. Меркулову, Н. Н. Маркову).

1 — вторжение воды в залежь; *2* — проявление упругого режима

отражение в формуле материального баланса упруговодонапорного режима:

$$Q_н b_0 = \beta^* V_в \Delta p + W_в \lambda, \qquad (93)$$

где $W_в = (W - w)\lambda$ — объем воды, внедрившейся в залежь, за вычетом добытого объема воды, м³.

Из формулы (92) следует, что при одинаковых Δp добыча в результате напора пластовых вод будет давать постоянно прирост по сравнению с периодом, когда в залежи действовал только один замкнутый упругий режим. Графически это отражается изгибом первоначальной прямой $Q_н b_0 = f(\Delta p)$ в точке А в сторону оси $Q_н b_0$ (рис. 47). Точка изгиба соответствует началу внедрения воды в залежь, а ее объем для любого фиксированного Δp определяется превышением добытого объема $Q_н b_0$ над расчетным, получаемым в результате экстраполяции прямой упругого замкнутого режима. Для подсчета запасов используются данные, соответствующие прямолинейному участку рассмотренной зависимости при условии постоянства величины дренируемого объема при разных Δp, определяемой по формуле

$$V_в = (Q_н b)/(\beta^* \Delta p), \qquad (94)$$

где b — текущий объемный коэффициент нефти.

Возможность использования этой формулы для подсчета начальных запасов применительно к верхнемеловым залежам грозненских месторождений в коллекторах трещинного и трещинно-порового типа с аномально высоким пластовым давлением, которые обладают хорошей гидродинамической связью по площади и разрезу, была отмечена В. Н. Майдебором. Вследствие ряда допущений, в первую очередь связанных с предположением замкнутости залежи в период, соответствующий прямолинейному участку зависимости между Δp и накопленными отборами жидкости

$Q_ж$, предложенный им метод рассматривается как приближенный. Если нет уверенности в отсутствии гидродинамической связи залежи, то полученные величины характеризуют запасы лишь в дренируемом ее объеме.

При подсчете запасов на первом этапе исследуется связь между временем t и Δp, усредняемая графически или методом наименьших квадратов. Затем усредненные значения Δp используются для построения графика зависимости $\Delta p = f Q_ж$ (рис. 48).

Когда залежь работает на упругом режиме, эта зависимость носит линейный характер. С внедрением в залежь пластовой воды кривая зависимости начнет отклоняться в сторону оси отборов жидкости. Используя прямолинейный участок, по формуле (94) определяют объем $V_в$. При этом величина β^* рассчитывается по формуле

$$\beta^* = k_{п.вт} k_{н.вт.п} \beta_н + k_в (\beta_в - \beta_э) - (1 - k_{н.в} k_{н.вт.п}) \beta_э, \qquad (95)$$

где $k_{п.вт}$ — коэффициент вторичной пористости; $k_{н.вт.п}$ — коэффициент нефтенасыщенности вторичных пор; $\beta_э$ — коэффициент сжимаемости зерен породы.

Значения $k_{п.вт}$ и $k_{п.вт.п}$ принимаются по данным геофизических или промысловых методов либо по аналогии с изученными залежами.

Следует подчеркнуть, что величины в формуле (94) и $\beta_н$ в формуле (95) должны определяться по пластовым пробам нефти на время t, соответствующее принятому для подсчета запасов Δp.

Начальные запасы залежи (или запасы в дренируемом объеме) рассчитываются по формуле

$$Q_{н0} = V_в k_{п.вт} k_{н.вт.п} \theta_0 \rho_н, \qquad (96)$$

где θ_0 — пересчетный коэффициент при $\Delta p = 0$.

Применение рассмотренного метода наиболее эффективно на залежах рассмотренного типа, если они находятся в разработке не менее 1,5—2 лет.

Аналогично поступает и В. М. Добрынин в разобранном выше методе упругого материального баланса, оценивая начальные запасы нефти в период работы залежи на замкнутом упругом режиме.

В практике подсчета запасов в США и Канаде используется метод исключения влияния внедрившейся в залежь воды на подсчет начальных балансовых запасов нефти, предложенный Р. И. Шильтуисом. Метод применим на залежах с полностью дренируемым объемом. Он основан на известном в математике принципе замены одной из неизвестных переменных при решении системы уравнений произведением нескольких величин, одна из которых постоянна. Полагая, что количество воды, внедрившейся в залежь на какую-либо дату, зависит от времени разработки τ и депрессии Δp между начальным давлением в законтурной об-

ласти p_0 и текущим давлением p_t на эту дату, величину W_t можно выразить следующим образом:

$$W_t = c\tau_t \Delta p_t, \tag{97}$$

где c — постоянная величина; τ_t — время разработки от начала до достижения p_t, месяц, квартал, год; Δp_t — давление законтурной воды в интервале времени τ_t, равное $(p_0 - p_t)/2$, МПа.

Тогда формулы (89) и (90) можно представить в ином виде[1]. Так, применительно к формуле (90) получим:

$$Q_{\text{н}0} = \frac{Q_{\text{н}}[b_1 + (r_p - r_0)v] + w\lambda}{b_1 - b_0 + \dfrac{\delta b_0}{v_0}(v - v_0)} - \frac{c\Delta p\tau}{b_1 - b_0 + \dfrac{\delta b_0}{v_0}(v - v_0)} \tag{98}$$

Если подсчитать запасы $Q_{\text{н}0}$ по формуле (98) на разные интервалы времени τ_i, то при внедрении воды в залежь и увеличении ее объема во времени будет соблюдаться следующее неравенство:

$$Q_{(\text{н}0)_1} < Q_{(\text{н}0)_2} < Q_{(\text{н}0)_3}.$$

Введя условные величины $Q_{(\text{н}0)_i}$ и N_i в правую часть формулы (98) для сокращения последующих расчетов

$$\left\{\frac{Q_{\text{н}}[b_1 - (r_p - r_0)v] + w\lambda}{b_1 - b_0 + \dfrac{\delta b_0}{v_0}(v - v_0)}\right\}_i = Q_{(\text{н}0)_i}; \tag{99}$$

$$\left[\frac{\Delta p\tau}{b_1 - b_0 + \dfrac{\delta b_0}{v_0}(v - v_0)}\right]_i = N_i, \tag{100}$$

составим систему трех уравнений:

$$\left.\begin{aligned} Q_{\text{н}0} &= Q_{(\text{н}0)_1} - cN_1 \\ Q_{\text{н}0} &= Q_{(\text{н}0)_2} - cN_2 \\ Q_{\text{н}0} &= Q_{(\text{н}0)_3} - cN_3 \end{aligned}\right\}. \tag{101}$$

В этой системе уравнений неизвестны $Q_{\text{н}0}$ и c.

Для нахождения величины c составим систему двух новых уравнений. Первое равно сумме исходных уравнений

$$3Q_{\text{н}0} = \Sigma Q_{(\text{н}0)_i} - c\Sigma N_i, \tag{102}$$

[1] Вид приведенных формул несколько отличается от формул Р. И. Шильтуниса.

второе получается в результате умножения каждого уравнения (101) на соответствующее N_i и почленного их сложения:

$$\left.\begin{aligned} Q_{\text{н}0}N_1 &= Q_{(\text{н}0)_1}N_1 - cN_1^2; \\ Q_{\text{н}0}N_2 &= Q_{(\text{н}0)_2}N_2 - cN_2^2; \\ Q_{\text{н}0}N_3 &= Q_{(\text{н}0)_3}N_3 - cN_3^2; \end{aligned}\right\} \tag{103}$$

$$Q_{\text{н}0}\Sigma N_i = \Sigma Q_{(\text{н}0)_i}N_i - c\Sigma N_i^2. \tag{104}$$

Решим систему полученных уравнений:

$$Q_{\text{н}0} = (\Sigma Q_{(\text{н}0)_i} - c\Sigma N_i)/3;$$

$$Q_{\text{н}0} = (\Sigma Q_{(\text{н}0)_i}N_i - c\Sigma N_i^2)/\Sigma N_i;$$

$$\Sigma Q_{(\text{н}0)_i}\Sigma N_i - c(\Sigma N_i)^2 = 3\Sigma Q_{(\text{н}0)_i}N_i - 3c\Sigma N_i^2;$$

$$c = (3\Sigma Q_{(\text{н}0)_i}N_i - \Sigma Q_{(\text{н}0)_i}\Sigma N_i)/[3\Sigma N_i^2 - (\Sigma N_i)^2]. \tag{105}$$

Подставив полученное значение c в любое из уравнений (101), можно определить запасы залежи $Q_{\text{н}0}$ без внедрившейся в пласт воды.

В разрабатываемых залежах, разбуренных по проекту разработки и характеризующихся крайне неоднородным строением продуктивных пластов, подсчет остаточных запасов нефти может осуществляться по отдельным блокам или участкам, выделяемым в соответствии с принятой системой разработки и характером изменения пластового давления. Такая дифференциация запасов позволяет не только получить более точную величину запасов залежи в целом, но и судить о распределении остаточных запасов в объеме залежи и на этой основе планировать мероприятия, направленные на максимальное извлечение нефти из недр.

§ 2. ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ СВОБОДНОГО ГАЗА МЕТОДОМ ПАДЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ

Подсчет запасов свободного газа методом падения давления основан на использовании зависимости между количеством газа, отбираемого в определенные периоды, и падением пластового давления в залежи. Считается, что для газовых залежей, работающих на газовом режиме, эта зависимость постоянна во времени, т. е. количество газа, добываемого при снижении пластового давления на 0,1 МПа, постоянно в процессе всего срока эксплуатации залежи:

$$(Q_{\text{н}(i+1)} - Q_{\text{н}i})/(p_i\alpha_i - p_{i+1}\alpha_{i+1}) = \text{const}, \tag{106}$$

где $Q_{г(i+1)}$ и $Q_{гi}$ — добытое количество газа соответственно на вторую и первую даты, м³; p_i, p_{i+1} — соответствующие первой и второй датам пластовые давления в залежи, МПа; α_i, α_{i+1} — поправки на сжимаемость газа соответственно при давлениях p_i и p_{i+1}, обратные коэффициенту сжимаемости Z, т. е. $\alpha = 1/Z$.

В соответствии со сказанным начальные запасы свободного газа будут определяться по формуле

$$Q_{г0} = [(Q_{г(i+1)} - Q_{гi})/(p_i\alpha_i - p_{i+1}\alpha_{i+1})]\, p_0\alpha_0, \qquad (107)$$

где p_0 — начальное пластовое давление в залежи, МПа; α_0 — соответствующая ему поправка на сжимаемость.

Если замеры отборов $Q_{гi}$ и давления p ведутся с самого начала разработки, то формула (107) может быть записана в более простом виде:

$$Q_{г0} = Q_{гi}p_0\alpha_0/(p_0\alpha_0 - p_i\alpha_i). \qquad (108)$$

По существу метод падения давления основан на принципе материального баланса. Исходя из постоянства объема пор, занятых газом как при давлении p_0, так и при любом текущем для газового режима давлении p_i, Ф. А. Гришин уравнение материального баланса представляет в виде

$$Q_{г0} = Q_{гi}v/(v - v_0), \qquad (109)$$

где $Q_{гi}$ — накопленная добыча газа при снижении в ней пластового давления от p_0 до p_i, м³ v_0 — объемный коэффициент газа при p_0, равный 0,000352 $(T_0/p_0)\, Z_0$; v — то же, при p_i: $v = 0{,}000352 \times (T_i/p_i)\, Z_i$; T_0, T_i — абсолютная температура залежи соответственно при p_0 и p_i.

Произведя подстановку значений v_0 и v в формулу (109), при условии, что $\alpha = 1/Z$, получим

$$Q_{г0} = [Q_{гi}\, 0{,}000352T_i/(p_i\alpha_i)]/[0{,}000352T_i/(p_i\alpha_i) - 0{,}000352T_0/(p_0\alpha_0)] =$$
$$= [Q_{гi}\, T_i/(p_i\alpha_i)]/[T_i/(p_i\alpha_i) - T_0/(p_0\alpha_0)] = Q_{гi}\, T_i/\{p_i\alpha_i\, [(T_i p_0\alpha_0 -$$
$$- T_0 p_i\alpha_i)/(p_i\alpha_i p_0\alpha_0)]\} = Q_{гi}p_0\alpha_0/[(T_i p_0\alpha_0 - T_0 p_i\alpha_i)/T_i] =$$
$$= Q_{гi}p_0\alpha_0/[p_0\alpha_0 - (T_0/T_i)\, p_i\alpha_i]. \qquad (110)$$

Так как температура пласта в процессе разработки практически не меняется, отношение $T_0/T_i \approx 1$, а формула (110) примет вид (108).

На практике начальные балансовые запасы газа подсчитываются по формулам, учитывающим остаточное пластовое давление:

$$Q_{г0} = [(Q_{г(i+1)} - Q_{гi})/(p_i\alpha_i - p_{i+1}\alpha_{i+1})]\, (p_0\alpha_0 - p_{ост}\alpha_{ост}); \qquad (111)$$

$$Q_{г0} = [Q_{гi}/(p_0\alpha_0 - p_i\alpha_i)]\, (p_0\alpha_0 - p_{ост}\alpha_{ост}), \qquad (112)$$

где $p_{ост}$ — остаточное давление в залежи при давлении на устье 0,1 МПа; $\alpha_{ост}$ — соответствующая давлению $p_{ост}$ поправка на сжимаемость.

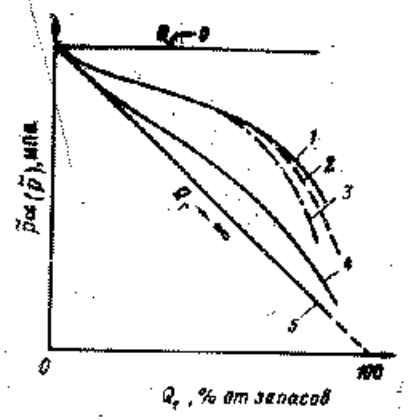


Рис. 49. Примеры зависимости $\widetilde{p\alpha}(\widetilde{p}) = f(Q_г)$ для газовой залежи (по Ю. П. Коротаеву, С. Н. Закирову).

1—4 — упруговодонапорный режим при реальных темпах разработки; *5* — газовый режим и бесконечно высокие темпы разработки при упруговодонапорном режиме

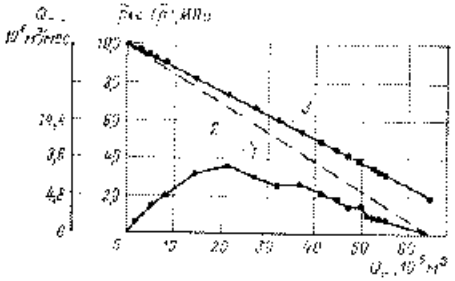


Рис. 50. Изменение темпов отбора газа $Q_г$ из залежи в процессе разработки (*1*) и зависимость $\widetilde{p\alpha}(\widetilde{p}) = f(Q_г)$ для газового (*2*) и упруговодонапорного (*3*) режимов (по Ю. П. Коротаеву, С. Н. Закирову).

Метод падения давления применим на залежах, работающих на газовом режиме. Поскольку он позволяет определять запасы дренируемого объема, то непременным условием отнесения подсчитанных запасов к начальных балансовым является вовлечение в разработку всего объема залежи.

Если в залежи начинает проявляться упруговодонапорный режим, сопровождающийся внедрением пластовой воды в залежь, то в этом случае при подсчете запасов необходимо использовать данные того периода, когда залежь работала на газовом режиме. Обычно это соответствует промежутку времени, за который отбирается 5—10 % начальных запасов залежи при равномерном дренировании всего ее объема. Если объем залежи дренируется лишь частично, а в залежь начала внедряться вода, то применение метода падения давления может привести к существенным погрешностям.

Режим газовой залежи устанавливается с помощью графика, построенного в координатах $\widetilde{p\alpha}(\widetilde{p})$ и $Q_г$. Если фактические точки образуют прямую, то в залежи проявляется газовый режим. Продолжив прямую до пересечения с осью $Q_г$, получим начальные запасы свободного газа в залежи (рис. 49), приведенные к стандартным условиям.

Внедрение воды в залежь отражается в постепенном уменьшении угла наклона прямой вследствие замедления темпа падения приведенного среднего пластового давления (рис. 49). Однако бывают случаи, когда работа залежей на упруговодонапорном режиме характеризуется прямолинейной зависимостью. Как по-

казали Ф. А. Требин и В. В. Савченко, ее прямолинейность обусловлена соответствующим изменением темпа отбора газа (рис. 50). Поэтому по каждой залежи должен проводиться комплекс исследований по контролю за внедрением воды в залежь. Он включает наблюдения за изменением давления в пьезометрических скважинах. Снижение в них начального пластового давления свидетельствует о распространении воронки депрессии за границы залежи.

Для контроля за подъемом ГВК на крупных месторождениях бурят контрольные скважины, в которых периодически проводятся геофизические исследования НГМ.

В процессе разработки газоконденсатных месторождений Краснодарского края применялся гидрохимический метод контроля за режимом залежи, причем Г. В. Россохиным и др. было установлено, что обводнению скважин предшествует повышение содержания ионов хлора в воде, добываемой вместе с газом. На Оренбургском месторождении обводнение контролируется повышением содержания в воде ионов калия.

На месторождениях Краснодарского края также установлено, что обводнению некоторых скважин предшествует рост удельной добычи конденсата, который формируется в виде движущегося вала перед фронтом газ—вода.

Активность краевых вод при разработке одной из нескольких залежей может явиться причиной утечки газа из неразрабатываемых соседних залежей, вызывая тем самым неконтролируемые потери газа. Вследствие этого давление по фактической зависимости $\tilde{p}\alpha(\tilde{p}) = f(Q_г)$ в начальный момент добычи оказывается ниже начального пластового давления системы, установленного в процессе разведки залежей. Величина потерь газа определяется по графику на рис. 51.

Утечки газа в выше- и нижележащие по разрезу залежи вызывают изменение наклона и искривление прямой на графиках, отражающих работу залежей на газовом режиме. Приток газа вызывает отклонение от прямолинейной зависимости вверх, создавая иллюзию упруговодонапорного режима (см. рис. 49, *3*), а утечки газа — отклонение вниз (рис. 52).

Инструкцией ГКЗ СССР [9] при подсчете запасов газа методом падения давления предусматривается необходимость обоснования и расчета начальных и текущих пластовых давлений и температур, начального и текущих положений ГВК, изменений во времени устьевых и пластовых давлений; установления гидродинамической связи между залежами месторождения, степени дренируемости отдельных частей залежи, режимов работы залежи и отдельных ее частей, динамики вторжения пластовой воды в залежь, потерь газа при аварийном фонтанировании и исследовании скважин, перетоков газа, величин отбора газа, конденсата и воды по скважинам и залежи в целом.

Таким образом, от изучения залежи как динамической модели во многом зависит достоверность начальных балансовых запасов.

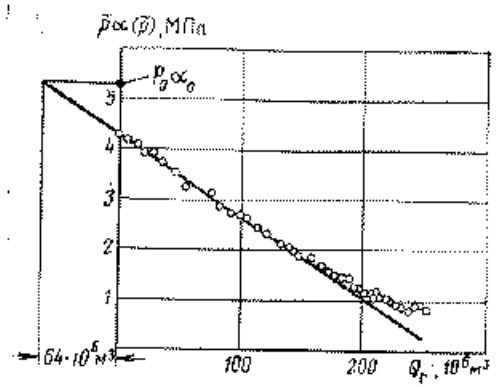


Рис. 51. Зависимость $\tilde{p}\alpha(\tilde{p}) = f(Q_г)$ для Пилюгинского месторождения (по Ю. П. Коротаеву, С. Н. Закирову).

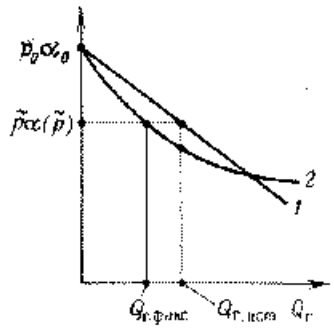


Рис. 52. Влияние контролируемых утечек газа на зависимость $\tilde{p}\alpha(\tilde{p}) = f(Q_г)$.

Разработки: *1* — без утечек газа, *2* — с утечками газа; добыча газа: $Q_{г.факс}$ — фиксированная, $Q_{г.ист}$ — истинная

На величину начальных балансовых запасов, подсчитанных методом падения давления, оказывают влияние не только динамические характеристики работы залежи, но и детальность, с которой замеряются и рассчитываются средние по залежи текущие пластовые давления.

При замерах необходимо применять образцовые манометры, статические давления следует измерять после длительной остановки скважин или УКПГ. Периоды между определением $p_г$ нужно выбирать равными 0,5 и 1 год.

Расчет среднего давления осуществляется на основе карты в изолиниях $(h_{г.эф}k_{п.о}k_г)\,p_0$ и карты в изолиниях $h_{г.эф}k_{п.о}k_г$ путем взвешивания давлений по объемам пустотного пространства коллекторов, насыщенного свободным газом (см. формулу (23) и рис. 14).

Глава IX.

МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ НАЧАЛЬНЫХ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ НА РАЗЛИЧНЫХ СТАДИЯХ ИЗУЧЕННОСТИ ЗАЛЕЖЕЙ

Начальные извлекаемые запасы нефти залежи равны произведению величин начальных балансовых запасов $Q_{но}$ и конечного коэффициента извлечения нефти $k_{извл.н}$.

Конечный коэффициент извлечения нефти показывает, какая часть от начальных балансовых запасов может быть извлечена

при разработке залежи до предела экономической рентабельности.

При подсчете начальных извлекаемых запасов нефти залежей, вводимых в разработку, и при пересчете запасов разрабатываемых залежей начальные балансовые запасы умножаются на утвержденный конечный коэффициент извлечения нефти, обоснованный технико-экономическими расчетами. Этот коэффициент используется при проектировании разработки залежей, планировании развития нефтедобывающей промышленности и т. п.

Наряду с конечным коэффициентом извлечения нефти различают текущий коэффициент извлечения, равный отношению накопленной добычи из залежи или объекта разработки на определенную дату к их начальным балансовым запасам. В зависимости от стадии изученности применяется тот или иной из рассмотренных ниже методов определения коэффициента извлечения.

§ 1. МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПРОЕКТНЫХ КОЭФФИЦИЕНТОВ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ ПРИ ВОДОНАПОРНОМ РЕЖИМЕ

Величина $k_{\text{извл.н}}$ зависит от ряда геолого-физических и технологических факторов. Она определяется литологическим составом коллектора, неоднородностью продуктивного горизонта (пласта), проницаемостью пород, эффективной нефтенасыщенной толщиной. К физическим факторам, от которых зависит величина этого коэффициента, следует отнести в первую очередь отношение вязкости нефти $\mu_н$ к вязкости воды $\mu_в$ (обозначаемое в дальнейшем μ_0). На величину $k_{\text{извл.н}}$ оказывают влияние применяемые методы искусственного воздействия на пласты, а при разработке без воздействия — природный режим залежи, плотность сетки добывающих скважин, новые методы разработки и способы интенсификации добычи нефти и другие факторы.

Подобно подсчету балансовых запасов определение конечных коэффициентов извлечения нефти и извлекаемых запасов, по мнению Б. Т. Башева, Г. Ю. Шовкринского и О. Э. Цынковой, должно быть увязано с этапами и стадиями геологоразведочных работ и разработки залежей, т. е. с объемом имеющейся информации, а также с особенностями геологического строения залежей.

На открытых залежах, по завершению поискового этапа, а также на стадии оценки, когда данных еще недостаточно, расчет коэффициентов извлечения нефти может основываться на многомерных статистических моделях.

При подсчете запасов нефти после завершения разведки и при пересчете запасов после разбуривания залежи по первому проектному документу составляется технико-экономическое обоснование (ТЭО) коэффициента извлечения на основе опыта нефтедобывающих районов с учетом достигнутого уровня техники и технологии добычи. В этом документе обосновывается выбор оптимального варианта системы разработки по результатам технико-экономических расчетов нескольких вариантов систем, в том числе и варианта системы разработки на естественном режиме. Для каждого варианта рассчитываются коэффициент извлечения и другие показатели разработки. Принимается коэффициент извлечения того варианта, который наиболее рационален с учетом замыкающих затрат.

Коэффициенты извлечения нефти на средних, крупных и уникальных залежах рассчитываются гидродинамическими методами с учетом одномерных моделей фильтрации — на стадии завершения разведки и двумерных моделей, идентифицируемых с реальными пластовыми условиями, — на стадиях разработки. По мелким залежам коэффициенты извлечения нефти определяются с использованием коэффициентов вытеснения, охвата вытеснением и заводнения. Для нефтяных и газонефтяных залежей, разрабатываемых с применением заводнения и других методов воздействия на пласт, а также разрабатываемых на природных режимах, предусматривается единый подход к обоснованию конечного коэффициента извлечения нефти. При этом коэффициенты извлечения нефти определяются отдельно для нефтяных, водонефтяных, газонефтяных и водогазонефтяных зон.

Если залежь вступила в позднюю стадии разработки, ее извлекаемые запасы могут быть уточнены непосредственно на основе данных эксплуатации за период работы на этой стадии, предшествующий дате подсчета запасов. В этом случае утвержденный коэффициент извлечения нефти уточняется в соответствии с подсчитанными извлекаемыми запасами и принимается равным отношению их величины к начальным балансовым запасам.

Определение коэффициента извлечения нефти по вновь открытым залежам и на стадии оценки месторождений (залежей) по многомерным статистическим моделям

Этот метод основан на использовании результатов большого числа длительно разрабатываемых залежей, по которым величина конечного коэффициента извлечения установлена достаточно уверенно. Конечный коэффициент извлечения по каждой залежи получают с учетом добычи накопленной и ожидаемой за оставшийся период разработки. Последняя рассчитывается с помощью различных методов, базирующихся на данных разработки в поздней стадии.

С помощью многомерного корреляционного анализа по такой группе залежей получают статистическую модель конечного коэффициента извлечения нефти в виде формулы, отражающей влияние геолого-физических и технологических факторов на его величину. У нас в стране для различных нефтедобывающих районов созданы многомерные модели, основанные на разной по объему и полноте учета факторов информации. Применение модели эффективно для данной залежи лишь в том случае, если установленные

на залежи параметры находятся в диапазоне их значений, использованных для получения модели.

Модели для определения коэффициента извлечения нефти на вновь открытой залежи и на стадии оценки должны основываться на наборе показателей, значения которых получены на дату подсчета.

По залежи, только что открытой поисковой скважиной, прогнозная величина коэффициента извлечения нефти основывается только на геолого-физических показателях — относительной вязкости нефти μ_o, эффективной нефтенасыщенной толщине пласта $h_{н.эф}$, коэффициенте песчанистости $k_{песч}$, средних значениях открытой пористости $k_{п.о}$ и проницаемости $k_{пр}$, объемном коэффициенте пластовой нефти b_0, установленных в этой скважине. Примером расчета для такого набора параметров может служить модель, предложенная В. К. Гомзиковым по данным 35 залежей Азербайджана: $k_{извл.н} = -0{,}674 - 0{,}01\ \mu_o + 0{,}306\ k_{песч} = +0{,}0019\ h_{н.эф} + 1{,}998\ k_{п.о} + 0{,}144 \lg k_{пр} + 0{,}71\ b_0$.

Эта модель эффективна при диапазоне значений параметров: $\mu_o = 0{,}6—25{,}8$; $k_{песч} = 0{,}12—0{,}83$; $h_{н.эф} = 3—39$ м; $k_{п.о} = 0{,}18—0{,}22$; $k_{пр} = (1{,}4—780)\ 10^{-3}$ мкм^2; $b_0 = 1{,}02—1{,}22$. Коэффициент множественной корреляции этой модели 0,907.

Несколько ранее, в 1975 г., М. Т. Аббасовым по 70 залежам Азербайджана выявлена зависимость $k_{извл.н}$ от коэффициента песчанистости $k_{песч}$, количества цементирующего вещества $k_ц$, вязкости пластовой нефти $\mu_н$ и коэффициента расчлененности $k_р$, которые могут быть установлены в первой скважине: $k_{извл.н} = 0{,}49 + 0{,}0051\ k_{песч} — 0{,}0063\ k_ц — 0{,}00017\ (\mu_н — 10{,}6)^2 + 0{,}00059 \times (\mu_н — 10{,}6)\ (k_ц — 37{,}9) + 0{,}00044\ (k_р — 5{,}8)\ (k_{песч} — 37{,}7)$.

Формула применима при значениях параметров $k_{песч} = 0{,}08—0{,}77$; $k_ц = 0{,}2—0{,}55$; $\mu_н = 1{,}4—30$ мПа·с; $k_р = 2—14$. Коэффициент множественной корреляции 0,82.

На стадии оценки разведываемых месторождений (залежей), когда число разведочных скважин позволяет наметить ориентировочные контуры залежи и размеры чисто нефтяной и водонефтяной зон, набор геологических параметров возрастает. Кроме того, по аналогии с разрабатываемыми залежами для оцениваемой залежи можно принять ориентировочно размеры будущей сетки скважин. Для такой степени изученности пригодны модели, полученные В. С. Кожакиным в 1978 г., а также В. К. Гомзиковым и Н. А. Молотовой в 1977 г.

В. С. Кожакиным по данным 42 залежей в терригенных коллекторах девонских и каменноугольных отложений Волго-Уральской провинции на залежах с искусственным водонапорным режимом получена зависимость: $k_{извл.н} = 0{,}507 — 0{,}167 \lg \mu_o + 0{,}0275\ \lg k_{пр} — 0{,}05\ \omega_{kпр} + 0{,}0018\ h_{н.эф} + 0{,}171\ k_{песч} — 0{,}000855\ S$, где $\omega_{k\,пр}$ — коэффициент вариации проницаемости, S — плотность сетки скважин. Коэффициент множественной корреляции 0,85, средняя квадратическая погрешность $k_{извл.н}$ равна $\pm 0{,}06$. Модель справедлива при следующих диапазонах значений параметров: $\mu_0 = 0{,}5—34{,}3$; $k_{пр} = (109—3200)\ 10^{-3}$ мкм^2; $\omega_{kпр} = 0{,}33—2{,}24$; $h_{н.эф} = 2{,}6—26{,}9$ м; $k_{песч} = 0{,}51—0{,}94$; $S = 7{,}1—74$ га/скв.

В. К. Гомзиков и Н. А. Молотова по 50 объектам той же провинции для условий различных систем заводнения получили многомерную модель $k_{извл.н}$, в которой наряду с другими факторами учтены ориентировочные размеры ВНЗ, температура пласта $t_{пл}$ и коэффициент нефтенасыщенности $k_н$: $k_{извл.н} = 0{,}195 — 0{,}0078\ \mu_o + 0{,}082 \lg k_{пр} + 0{,}00146\ t_{пл} + 0{,}0039\ h_{н.эф} + 0{,}180 \times k_{песч} — 0{,}054\ k_{вниз} + 0{,}27\ k_н — 0{,}00086\ S$. Коэффициент множественной корреляции 0,886. Величина $k_{вниз}$ определялась как отношение площадей ВНЗ и залежи.

Указанное уравнение справедливо при следующих значениях параметров: $\mu_0 = 0{,}5—34{,}3$; $k_{пр} = (13—258)\ 10^{-3}$ мкм^2; $t_{пл} = 22—73$ °С; $h_{н.эф} = 3{,}4—25$ м; $k_{песч} = 0{,}5—0{,}95$; $k_{вниз} = 0{,}06—1{,}0$; $k_н = 0{,}7—0{,}95$; $S = 10—100$ га/скв; $k_{извл.н} = 0{,}28—0{,}70$.

Для залежей с более высокой степенью изученности набор параметров можно увеличить. Однако применение многомерных моделей по залежам, вводимым в разработку и разрабатываемым, целесообразно лишь для экспресс-оценок.

Определение коэффициента извлечения нефти при подсчете запасов залежей, вводимых в разработку, и при пересчете запасов разрабатываемых залежей

Покоэффициентный метод

Проектный коэффициент извлечения нефти этим методом определяется по формуле

$$k_{извл.н} = k_{вт} k_э k_{охв}, \qquad (113)$$

где $k_{вт}$ — коэффициент вытеснения нефти водой; $k_э$ — коэффициент заводнения; $k_{охв}$ — коэффициент охвата пласта процессом вытеснения.

Коэффициент вытеснения определяют в лабораторных условиях. Он характеризует отношение объема вытесненной нефти из образца породы при бесконечной промывке к первоначальному ее объему в этом образце, т. е. при обводнении выходящей продукции до 100 %. Он зависит от проницаемости, структуры пустотного пространства, физико-химических свойств нефти и вытесняющего агента, причем между $k_{вт}$ и $k_{пр}$ прослеживается тесная корреляционная связь.

Поскольку продуктивным пластам присуща изменчивость коллекторских свойств по площади и разрезу, определение значений $k_{вт}$ должно производиться по образцам, равномерно освещающим залежь или продуктивный пласт, с широким диапазоном изменения $k_{пр}$. Если для высокопроницаемых пластов $k_{вт}$ достигает 0,8—0,95, то в малопроницаемом коллекторе он может быть вдвое

меньше. Эти особенности определяют способы расчета средних значений коэффициента вытеснения на различных стадиях изученности залежи. При подсчете запасов залежи, вводимой в разработку, $k_{вт}$ принимается равным среднему арифметическому значению из имеющихся определений по продуктивному пласту. Когда залежь разбурена по технологической схеме или проекту разработки, то при неоднородном пласте, в пределах которого выделены зоны высокопродуктивных и малопродуктивных коллекторов, значение $k_{вт}$ учитывается одновременно со значением $k_{охв}$ (методика расчета дается ниже). При однородном по коллекторским свойствам пласте среднее значение $k_{вт}$ принимается как средняя арифметическая величина из имеющихся определений.

Коэффициент заводнения характеризует потери нефти в объеме, охваченном процессом вытеснения, из-за прекращения ее добычи по экономическим соображениям при обводненности продукции скважин менее 100 % (от 95 до 99 %). Он зависит от неоднородности пласта, проницаемости, относительной вязкости и др.

Коэффициент охвата процессом вытеснения представляет собой отношение нефтенасыщенного объема пласта (залежи, эксплуатационного объекта), охваченного процессом вытеснения, ко всему нефтенасыщенному объему этого пласта. Величина прогнозируемого $k_{охв}$ для отдельного пласта может быть определена различными способами. В настоящее время широко используется методика, предложенная Ю. П. Борисовым, В. В. Воиновым, З. К. Рябининой. Суть ее заключается в следующем.

По прерывистому продуктивному пласту, вмещающему залежь, или по каждому продуктивному пласту многопластовой залежи составляется карта охвата пластов вытеснением. Если проектный $k_{охв}$ рассчитывается по залежи, подготовленной к разработке, то на карте выделяют только зоны распространения коллекторов и неколлекторов. Если же залежь разбурена по технологической схеме или проекту разработки, то при неоднородном коллекторе проводят еще и границы распространения коллекторов разной продуктивности в пределах пласта или составляющих его пропластков. На такой карте выделяют непрерывную часть пласта, полулинзы и линзы (рис. 53) и показывают местоположение нагнетательных и добывающих скважин.

Непрерывная часть пласта $v_{непр}$ имеет не менее чем два выхода к контуру питания, благодаря чему обеспечиваются воздействие на нее с противоположных сторон и полное вытеснение нефти в направлении стягивающего ряда.

Полулинзы открыты для поддержания пластового давления с одной стороны. Вытеснение нефти в полулинзах происходит только со стороны разрезающего ряда, вследствие чего между рядом добывающих скважин и границей распространения коллекторов останутся участки, не затронутые воздействием.

К линзам относят участки распространения пласта, ограниченные со всех сторон непроницаемыми породами и изолированные от воздействия нагнетательных скважин.

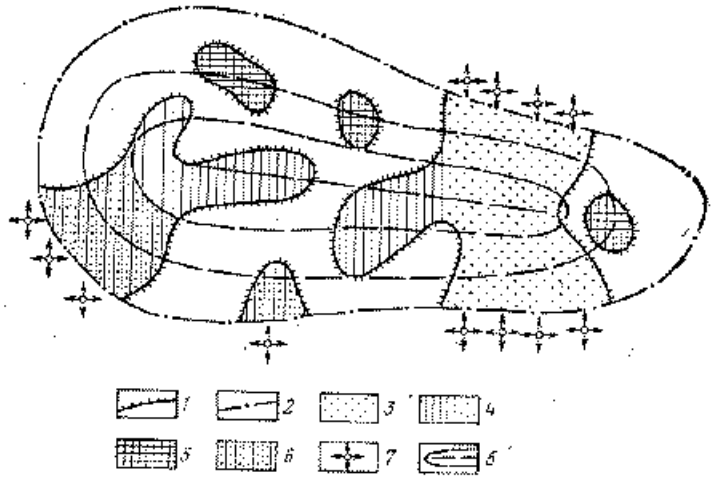


Рис. 53. Схема определения $k_{охв}$ по карте при разработке без разрезающих рядов.

1 — граница распространения коллекторов; *2* — внешний контур нефтеносности; *3* — непрерывная часть пласта; *4* — полулинзы; *5* — линзы; *6* — часть полулинзы, охваченная воздействием; *7* — нагнетательные скважины, работающие на данный пласт; *8* — ряды добывающих скважин

Следовательно,

$$k_{охв} = \left(\sum_{j=1}^{m} v_{непр\,j} + \sum_{i=1}^{n} v_{пл.охв\,i} \right) \Big/ V_н, \qquad (114)$$

где $\sum_{j=1}^{m} v_{непр\,j}$ — сумма нефтенасыщенных объемов непрерывных частей пласта; $\sum_{i=1}^{n} v_{пл\,i}$ — сумма нефтенасыщенных объемов полулинз; $V_н$ — суммарный нефтенасыщенный объем пласта.

В зависимости от применяемой системы разработки величина коэффициента охвата процессом вытеснения может существенно меняться. В случае законтурного (приконтурного) заводнения (см. рис. 53) число каждых из указанных выше частей нефтенасыщенного объема пласта определяется влиянием закачки от законтурных (приконтурных) скважин. Изменение системы разработки путем дополнительного разрезания залежи несколькими рядами нагнетательных скважин существенно меняет первоначальную картину. Некоторые участки, относимые ранее к полулинзам, переходят в разряд непрерывных частей пласта (рис. 54). В свою очередь отдельные изолированные линзы становятся полулинзами. Таким образом, возрастает величина $k_{охв}$. Меняя положение и количество разрезающих рядов, можно добиться существенного ее возрастания.

Для определения объемов непрерывных частей пласта и полулинз карта охвата процессом вытеснения сопоставляется с картой

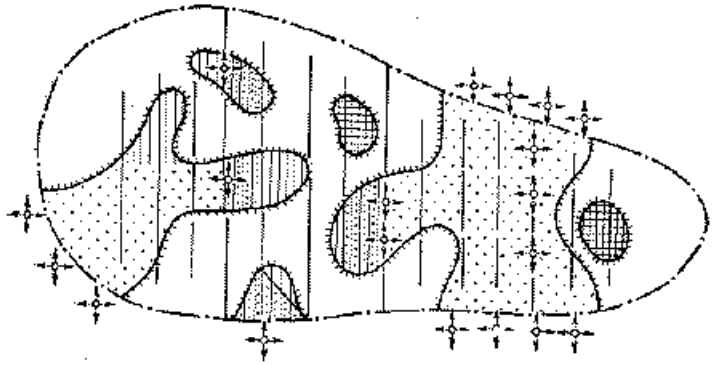


Рис. 54. Схема определения $k_{охв}$ по карте при разработке с разрезающими рядами.
Условные обозначения см. на рис. 54.

эффективных нефтенасыщенных толщин пласта. Объем каждой из указанных частей определяют путем перемножения ее площади на среднюю толщину. Нефтенасыщенный объем пласта $V_н$ берется из подсчета балансовых запасов.

Если залежь, подготовленная к разработке, приурочена к одному пласту, то при определении $k_{охв}$ используется формула (114). Когда ведется пересчет запасов после разбуривания залежи по технологической схеме или проекту разработки, то отдельно определяются суммарные объемы нефтенасыщенных коллекторов высокой продуктивности (ВПК) и низкой продуктивности (НПК) в пределах каждого монолитного пласта или пропластка. Затем каждый из этих объемов умножается на коэффициент вытеснения, произведения складываются и полученная сумма делится на объем нефтенасыщенных коллекторов монолитного пласта или пропластка в пределах залежи.

Умножив полученный результат на $k_э$, определим проектный коэффициент извлечения нефти по залежи в одном продуктивном пласте:

$$k_{извл.н} = \left\{ \left[k_{вт\,ВПК} \left(\sum_{j=1}^{m'} v'_{непр\,j} + \sum_{i=1}^{n'} v'_{пл\,i} \right)_{ВПК} + \right.\right.$$

$$\left.\left. + k_{вт\,НПК} \left(\sum_{j=1}^{m''} v''_{непр\,j} + \sum_{i=1}^{n''} v''_{пл\,i} \right)_{НПК} \right] \Big/ V_н \right\} k_э. \qquad (115)$$

Если залежь (объект) многопластовая, то среднее значение коэффициента извлечения по залежи определяется взвешиванием его величины по каждому пласту $k_{извл.н\,i}$, вычисленной по формуле (113), по объему нефтенасыщенных коллекторов каждого пласта $V_{нi}$:

$$k_{извл.н.зал} = \left(\sum_{i=1}^{k} k_{извл.н\,i} V_{нi} \right) \Big/ \Sigma V_{нi}.$$

Методику расчета технико-экономических показателей и в том числе коэффициента извлечения нефти гидродинамическими методами Б. Т. Банцев, Г. Ю. Шовкринский, О. Э. Цынкова и др. строят на блочном, или модульном, принципе. Эти модули аппроксимируют модели процесса извлечения нефти, которыми учитываются неоднородность пласта по геолого-физическим данным, неоднофазность и неодномерность фильтрационного течения в пласте, сжимаемость и взаимная растворимость флюидов, система разработки, возможность уточнения геолого-физических параметров путем идентификации модели с данными истории разработки.

Совокупность моделей процесса извлечения нефти распределяется следующим образом:

— модуль интерпретации геолого-физической информации с целью построения расчетной геолого-физической модели;

— гидродинамический модуль, содержащий выбранную математическую модель процесса извлечения нефти из пласта, вскрытого системой скважин;

— модуль декомпозиции больших пластовых систем и определения технологических показателей разработки путем суммирования показателей элементов;

— модуль идентификации параметров пласта по данным истории разработки;

— модуль определения технико-экономических показателей варианта разработки.

С помощью последнего модуля выбирают рациональный вариант разработки и соответствующую ему величину коэффициента извлечения нефти.

Гидродинамические методы основываются на различных моделях пласта и фильтрации флюидов.

При ТЭО коэффициента извлечения нефти залежей, вводимых в разработку (для применяемых на этой стадии вариантов) с регулярными системами размещения скважин целесообразно использовать слоистые модели пласта и одномерные модели двух- и трехфазной фильтрации. В этих вариантах прерывистость пласта учитывается с помощью коэффициента охвата вытеснением, а усреднение по толщине осуществляется с помощью модифицированных фазовых проницаемостей. При пересчете запасов в процессе разработки, когда пласт характеризуется неоднородным насыщением по простиранию и нерегулярным размещением скважин, применимы только двумерные по простиранию геологические модели пласта и двумерные модели двух- и трехфазной фильтрации сжимаемых и несжимаемых флюидов в терригенных и карбонатных коллекторах.

Неоднородность пласта по толщине может быть учтена введением псевдофазовых и модифицированных фазовых проницаемостей. Параметры таких моделей на разрабатывающихся залежах

идентифицируются с реальными параметрами пласта по данным истории разработки.

В широких водонефтяных и газонефтяных зонах применимы двумерные по продольному разрезу и трехмерные геологические модели пласта и соответствующие им двумерные в плоскости продольного сечения и трехмерные модели двух- и трехфазной фильтрации, учитывающие гравитационные силы.

§ 2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОНЕЧНЫХ КОЭФФИЦИЕНТОВ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ ПРИ РЕЖИМЕ РАСТВОРЕННОГО ГАЗА

На основе данных аналитических, экспериментальных и промысловых исследований ВНИИнефть установлено влияние различных физических свойств нефти на величину конечного коэффициента извлечения (табл. 11). Этими данными можно руководствоваться для ориентировочной оценки коэффициентов извлечения.

Таблица 11. **Конечные коэффициенты извлечения при режиме растворенного газа в зависимости от физических свойств нефти**

Объемный коэффициент пластовой нефти	Коэффициент растворимости газа	$k_{извл}$ при вязкости нефти, мПа·с		
		3—13	1—3	0,5—1
1,0	0,5	0,13—0,16	0,20—0,25	0,25
	1,0	0,16—0,20	0,20—0,30	0,30
1,2	0,5	0,06—0,10	0,10—0,16	0,20
	1,0	—	0,15—0,25	0,25
1,4—1,5	0,5	—	—	0,15
	1,0	—	—	0,19

§ 3. МЕТОДЫ УТОЧНЕНИЯ НАЧАЛЬНЫХ И ОСТАТОЧНЫХ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ ПО ДАННЫМ РАЗРАБОТКИ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ

Сущность методов

Эта группа методов имеет почти 100-летнюю историю. Как отмечалось, один из таких методов впервые был применен А. М. Коншиным. Несколько позже этот метод получил название метода кривых эксплуатации. Со временем число методов рассматриваемой группы увеличивалось, неоднократно менялись их названия. В 30-х годах. В. В. Билибин назвал эту группу методов статистическими, однако позже их стали называть эмпирическими и даже экстраполяционными. Несмотря на это, суть методов не менялась. Она заключается в выявлении статистических зависимостей, представляемых в виде различного рода кривых, между характеристиками добычи нефти и жидкости на залежах, вступивших в

позднюю стадию, и экстраполяции этих зависимостей до конца разработки с целью определения начальных и (или) остаточных извлекаемых запасов нефти и уточнения конечного коэффициента извлечения нефти.

Каждая такая зависимость представляет собой динамическую модель работы залежей и характеризует динамику основных показателей разработки, обусловленную природными или искусственно создаваемыми режимами в соответствии с особенностями геологического строения залежей и свойствами содержащихся в них флюидов. В связи с этим созданию таких динамических моделей должен предшествовать глубокий геологопромысловый анализ условий разработки залежей. Он необходим для выявления именно тех показателей, которые в соответствии с конкретными особенностями залежей оказываются наиболее информативными при определении начальных и (или) остаточных извлекаемых запасов.

В зависимости от режимов работы залежей различают две группы динамических моделей в виде кривых зависимостей между исследуемыми показателями разработки. Для залежей нефти, работающих на режиме растворенного газа или смешанном с преимущественным проявлением последнего, применяются кривые снижения добычи во времени. Для залежей с упруговодонапорным и водонапорным режимами характерны динамические модели в виде кривых зависимости накопленной добычи нефти от накопленной добычи жидкости или воды, которые принято называть характеристиками вытеснения. В соответствии с этим различают и две группы методов подсчета начальных и (или) остаточных извлекаемых запасов нефти на объектах и залежах в поздней стадии разработки.

Независимо от указанных различий процесс подсчета запасов рассматриваемыми методами состоит из трех последовательных этапов:

1) обобщение геологопромысловых данных на основе анализа разработки объекта (залежи) в поздней стадии и выявление режима его работы;

2) обоснование объективной динамической модели залежи и выбор соответствующей ей наиболее информативной для подсчета запасов зависимости между основными показателями разработки;

3) подсчет начальных и (или) остаточных извлекаемых запасов нефти по формулам, основанным на параметрах выбранных зависимостей в пределах экстраполируемых участков кривых по достижении предельно рентабельной добычи.

Подсчет начальных и (или) остаточных извлекаемых запасов нефти по залежам с режимом растворенного газа

Наибольший опыт подсчета остаточных извлекаемых запасов по длительно разрабатываемым залежам с режимом растворенного газа накоплен в Азербайджане [2].

Для залежей с режимом растворенного газа характерно сни-

жение во времени дебита скважин и добычи по объектам, участкам на поздней стадии их разработки. Снижение добычи нефти как в отдельных скважинах, так и по залежи в целом связано с естественными и искусственными факторами. Естественным фактором является истощение залежи. Искусственные факторы — выбытие скважин по техническим причинам, ухудшение условий извлечения нефти и загрязнение призабойной зоны вследствие отложения солей, парафинов и асфальтенов. Для получения наиболее объективных характеристик режима работы залежи и кривой снижения добычи влияние искусственных факторов должно учитываться и сводиться к минимуму введением новых скважин и проведением своевременных мероприятий по ремонту подземного оборудования и очистке призабойной зоны.

Для характеристики снижения добычи нефти во времени используются три основных типа моделей в виде кривых снижения добычи во времени, вероятностно кривой производительности скважин и кумулятивной кривой (накопленной добычи).

Кривые снижения добычи во времени

Снижение добычи во времени в натуральных числах представляет собой кривую линию, которая может быть описана зависимостями различного вида. Теоретическая кривая вида

$$q = \alpha_1 (t + \beta)^{-k_1} \qquad (116)$$

была выведена Л. С. Лейбензоном. В формуле (116) q — добыча за время t; α_1 — постоянная величина; β — коэффициент, определяемый «сглаживанием кривой»; k_1 — крутизна кривой.

Для конкретных условий работы разных залежей на поздней стадии разработки А. И. Косыгин и В. В. Билибин установили наличие зависимостей текущей добычи от времени t соответственно

$$q = a/(t + b) \qquad (117)$$

и

$$q = b/t. \qquad (118)$$

Американский исследователь Ч. С. Ларки показал наличие иного вида связи:

$$q = ab^t. \qquad (119)$$

Однако практика показала, что для подсчета запасов пользоваться кривыми такого вида в натуральных числах не всегда удобно. Установлено, что если текущую добычу $q_в$, например за год, выразить в логарифмах, то между $\lg q_н$ и временем разработки t при определенных условиях возможна линейная связь:

$$\lg q_н = a - bt, \qquad (120)$$

где a — отрезок на оси ординат, отсекаемый прямой (при $t=0$); по величине он соответствует $\lg q_0$; b — угловой коэффициент, равный $\lg c$.

Построение прямой производится с помощью метода наименьших квадратов.

Основываясь на том, что прямая обобщает закономерность изменения логарифмов значений годовой добычи в зависимости от дискретных значений времени t, величина остаточных извлекаемых запасов нефти наиболее точно может быть определена по формуле суммы членов убывающей геометрической прогрессии S:

$$\Sigma S = (a_1 - a_n k)/(1 - k), \qquad (121)$$

где a_1 и a_n — члены геометрической прогрессии (в натуральных числах); k — показатель прогрессии.

В соответствии с (121) величина остаточных извлекаемых запасов нефти $Q_{\text{н.извл.ост}}$ в залежи будет

$$Q_{\text{н.извл.ост}} = (q_{\text{н}0} - q_{\text{н.пр.р}} k)/(1 - k) - \sum_{i=1}^{n} q_{\text{н}_i}, \qquad (122)$$

где $q_{\text{н}0}$ — начальный дебит нефти в натуральных числах при $t=0$; $q_{\text{н.пр.р}}$ — предельно рентабельная годовая добыча нефти по залежи на конечное время t_n; k — показатель прогрессии, соответствующий коэффициенту падения добычи; $\sum_{i=1}^{n} q_{\text{н}_i}$ — накопленная добыча по залежи за исследованный промежуток времени от t_0 до t_n.

В свою очередь

$$k = 1/\text{антилогарифм } b. \qquad (123)$$

Покажем подсчет остаточных извлекаемых запасов нефти по формуле (122). Данные для построения уравнения регрессии приведены в табл. 12.

В данном и во всех других подобных случаях оценки углового коэффициента и свободного члена уравнения прямой $\hat{y} = \bar{y} - \hat{b}(x - \bar{x})$ рассчитываются по известным формулам:

$$\hat{b} = \lg c = \left[n \left(\sum_{i=1}^{n} x_i y_i \right) - \left(\sum_{i=1}^{n} x_i \right) \left(\sum_{i=1}^{n} y_i \right) \right] \Big/ \left[n \left(\sum_{i=1}^{n} x_i^2 \right) - \left(\sum_{i=1}^{n} x_i \right)^2 \right] = (7 \cdot 37{,}4270 - 28 \cdot 9{,}5737)/(7 \cdot 140 - 28^2) = -0{,}0309;$$

$$\bar{y} = \sum_{i=1}^{n} y_i/n = 9{,}5737/7 = 1{,}368; \qquad \bar{x} = \sum_{i=1}^{n} x_i/n = 28/7 = 4.$$

Отсюда уравнение прямой (рис. 55): $\lg q_н = 1{,}4912 - 0{,}0309\ t$.

На основе этого уравнения вычислим извлекаемые запасы, приняв условно предельно рентабельную добычу равной 1 тыс. т.

При $t=0$ $\lg q_{н0} = 1{,}4912$, а $q_{н0} = 31$ тыс. т; $k = 1/\text{антилогарифм } 0{,}0309 = 1/1{,}0737 = 0{,}9313$.

Таблица 12. **Данные для расчета уравнения** $\lg q_н = a - bt$

Годы	Время разработки t_i, годы	Фактическая годовая добыча нефти $q_{н\,i}$, тыс. т	$\lg q_{н\,i}$	t_i^2	$t_i \lg q_{н\,i}$	$\lg \hat{q}_{н\,i}$	$d = \lg q_{н\,i} - \lg \hat{q}_{н\,i}$	$d^2 = (\lg q_{н\,i} - \lg \hat{q}_{н\,i})^2$
1965	1	29	1,4624	1	1,4624	1,4603	0,0021	$0,441 \cdot 10^{-5}$
1966	2	26	1,4150	4	2,8300	1,4294	—0,0144	$0,2074 \cdot 10^{-3}$
1967	3	25	1,3979	9	4,1937	1,3985	—0,0006	$0,36 \cdot 10^{-6}$
1968	4	23	1,3617	16	5,4468	1,3676	—0,0059	$0,3481 \cdot 10^{-4}$
1969	5	24	1,3802	25	6,9010	1,3367	0,0435	$0,1892 \cdot 10^{-2}$
1970	6	20	1,3010	36	7,8060	1,3058	—0,0048	$0,2304 \cdot 10^{-4}$
1971	7	18	1,2553	49	8,7871	1,2749	—0,0196	$0,3848 \cdot 10^{-3}$
		165	9,5735	140	37,4270	9,5732		$0,2546 \cdot 10^{-2}$

Отсюда по формуле (124) $Q_{\text{извлеч}} = (31 - 1 \cdot 0{,}9313)/(1 - -0{,}9313) - 165 = 437{,}7 - 165 = 272{,}7$ тыс. т.

Вероятностная кривая производительности скважин

Подсчет остаточных извлекаемых запасов с помощью вероятностной кривой производительности скважин основывается на корреляционной связи между среднесуточными предыдущими и последующими дебитами скважин на каждый год эксплуатации. При этом полагается, что со временем дебиты каждой скважины снижаются.

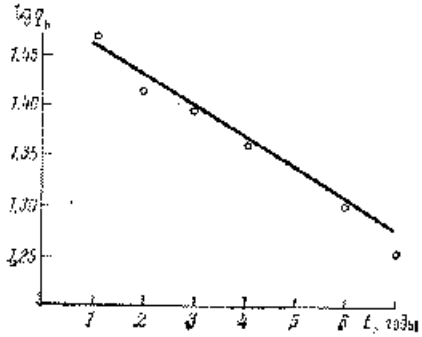


Рис. 55. Изменение добычи нефти $q_н$ во времени по кривой постоянного коэффициента падения (по Т. Ю. Багарову).

Исходной для расчета кривой служит таблица фактических данных о дебитах за несколько лет. По этим данным определяют минимальный и максимальный дебиты, логарифмируют их и разницу в логарифмах делят на величину интервала класса, для удобства принимаемую равной 0,1. Затем составляют корреляционную таблицу (табл. 13), в которой по вертикали выделяют классы предыдущих дебитов, а по горизонтали — последующих.

Таблица 13. Корреляционная таблица предыдущих и последующих дебитов скважин

Предыдущий дебит: среднее значение интервала в логарифмах (средний предыдущий дебит)	Границы классов: в логарифмах	Границы классов: в натуральных числах	Последующий дебит: среднее значение интервала в логарифмах	1,35	1,25	1,15	1,05	0,95	0,85	0,75	0,65	0,55	Частота z_y	Сумма произведений средних значений интервала в логарифмах на соответствующие частоты в каждом интервале	Средний последующий дебит $\lg \bar{Q}$
			Границы классов: в логарифмах	1,40 1,30	1,30 1,20	1,20 1,10	1,10 1,00	1,00 0,90	0,90 0,80	0,80 0,70	0,70 0,60	0,60 0,50			
			в натуральных числах	25,1 20,0	19,9 15,9	15,8 12,6	12,5 10,0	9,99 7,94	7,93 6,31	6,30 5,01	5,00 3,98	3,97 3,16			
1,35	1,40 1,30	25,1 20,0											3	3,950	1,317
1,25	1,30 1,20	19,9 15,9											2	2,500	1,250
1,15	1,20 1,10	15,8 12,6											2	2,200	1,100
1,05	1,10 1,00	12,5 10,0											4	4,100	1,025
0,95	1,00 0,90	9,99 7,94											5	4,650	0,930
0,85	0,90 0,80	7,93 6,31											4	3,400	0,850
0,75	0,80 0,70	6,30 5,01											0	—	(0,733)*
0,65	0,70 0,60	6,00 3,98											3	1,850	0,616
0,55	0,60 0,50	3,97 3,16											2	1,100	0,550
	Частота z_x		2	3	1	4	5	5	0	2	3	25	—		

* Отсутствующие дебиты вычисляют как средние последующие дебиты из двух смежных дебитов и ставят в скобки, указывающие на то, что дебит получен расчетом, например: $(0{,}850 + 0{,}615)/2 = 0{,}733$.

После этого осуществляют разноску дебитов по каждой скважине. При этом данные первого года считаются предыдущими, в второго — последующими. Затем этот последующий дебит считается предыдущим по отношению к дебиту третьего года и т. д.

После того как таблица составлена, для каждого среднего значения интервала предыдущих дебитов определяют средние последующие. Затем из средних логарифмов последующих дебитов вычитают средние логарифмы предыдущих. Полученная разница будет логарифмом коэффициента падения дебитов ($\lg k$). Антилогарифмируя их, устанавливают величину k для каждого интервала предыдущего дебита. В зависимости от скорости изменения коэффициентов k их объединяют в укрупненные интервалы, для которых вычисляют средние значения k в логарифмах. После этого берутся их антилогарифмы и все последующие вычисления ведутся в натуральных числах.

На следующем этапе определяется число скважин, попавших в каждый укрупненный интервал, и средний входящий дебит по ним. Он определяется как среднее значение дебитов всех скважин интервала на последний год разработки. Таким образом формируется несколько групп скважин, по которым подсчет остаточных извлекаемых запасов ведется с учетом последовательного перехода групп из более высокого в более низкий укрупненный интервал на основе соответствующего коэффициента падения дебита по формуле убывающей геометрической прогрессии

$$\Sigma S = (q_в - q_к k)/(1 - k) - q_в, \qquad (124)$$

где S — добыча в пределах одной скважины, тыс. т; $q_в$ и $q_к$ — входящий и конечный дебиты укрупненного интервала.

Входящий дебит первого укрупненного интервала первой группы скважин равен среднему дебиту скважин этого интервала; конечный дебит равен значению нижней его границы. Он же равен входящему дебиту второго укрупненного интервала для первой группы скважин. Конечный дебит этой группы скважин равен предельно рентабельному. Входящий дебит второго интервала второй группы скважин равен среднему дебиту скважин последнего года исходной таблицы. Полученный результат умножают на число скважин в группе n, число дней в месяце и коэффициент эксплуатации $k_э$. Затем суммируют добычу по всем группам скважин и тем самым определяют остаточные извлекаемые запасы залежи.

Например, установлено два укрупненных интервала значений k (табл. 14).

Запасы I группы скважин:

$$S_{I1} = (15 - 10{,}6 \cdot 0{,}937)/(1 - 0{,}937) - 15 = 65{,}4 \text{ т};$$

$$S_{I2} (10{,}5 - 0{,}5 \cdot 0{,}966)/(1 - 0{,}966) - 10{,}5 = 284{,}2 \text{ т};$$

$$Q_{\text{Iизвл.ост}} = (65{,}4 + 284{,}2)\, 30{,}4 \cdot 10 \cdot 0{,}8 = 83\,904 \text{ т} \approx 83{,}9 \text{ тыс. т};$$

Таблица 14. Параметры укрупненных интервалов значений k

Номер интервала	Пределы интервалов	Средний входящий дебит, т	Число скважин	$\bar{k}$
1	22,4—10,6	15	10	0,937
2	10,6—0,5*	7	15	0,966

*0,5—предельный рентабельный для данного района дебит скважины.

запасы II группы скважин:

$$S_{II} = (7 - 0{,}5 \cdot 0{,}966)/(1 - 0{,}966) - 7 = 184{,}7 \text{ т};$$

$$Q_{\text{IIизвл.ост}} = 184{,}7 \cdot 30{,}4 \cdot 15 \cdot 0{,}8 = 66\,492 \text{ т} \approx 66{,}5 \text{ тыс. т};$$

запасы залежи:

$$Q_{\text{Iизвл.ост}} + Q_{\text{IIизвл.ост}} = 83{,}9 + 66{,}5 = 150{,}4 \text{ тыс. т}.$$

Аналогичным образом подсчитываются запасы проектных скважин, входящий дебит которых определяется интерполяцией между дебитами соседних скважин по карте расположения скважин. Для расчета применяется формула (129), но без вычитания входящего дебита.

Остаточные извлекаемые запасы залежи определяются суммой добычи, рассчитанной по действующим и вновь вводимым скважинам до достижения ими предельно рентабельного дебита.

Кривая накопленной добычи

Такой вид кривой был предложен А. В. Копытовым в 1970 г. для уточнения начальных извлекаемых запасов нефти в карбонатных коллекторах при разработке залежей на истощение.

Накопленная добыча нефти $Q_н$ исследованных залежей Волго-Уральской провинции изменяется в зависимости от времени t согласно формуле

$$Q_н = a'' - b''/t. \qquad (125)$$

Эта зависимость может быть представлена в виде прямой

$$Q_н t = a'' t - b'', \qquad (126)$$

где a'' — угловой коэффициент наклона прямой; b'' — свободный член уравнения; $Q_н$ — извлекаемые запасы нефти.

Если время $t \to \infty$, то согласно формуле (125) угловой коэффициент a'' соответствует начальным извлекаемым запасам. Метод А. В. Копытова может применяться на залежах и с упруговодонапорным режимом. Однако в этом случае им нужно пользоваться с большой осторожностью, поскольку на характер зависимости (125) существенно влияют изменения в системе разработки.

Подсчет начальных извлекаемых запасов нефти по залежам с водонапорным режимом

Способы подсчета начальных извлекаемых запасов нефти залежей, разрабатываемых на водонапорном режиме, основываются на использовании характеристик вытеснения: $Q_н = f(Q_ж, Q_в)$, где $Q_н$, $Q_ж$, $Q_в$ — накопленные значения добываемой нефти, жидкости и воды с начала разработки.

Характеристики вытеснения широко применяются при анализе разработки и для уточнения начальных извлекаемых запасов нефти залежей подобно типа. Способы подсчета запасов, основанные на характеристиках вытеснения, известны в литературе как способы М. И. Максимова, Т. Ю. Багарова, С. Н. Назарова — Н. В. Сипачева, Г. С. Камбарова — Д. Г. Алмамедова — Т. Ю. Махмудовой, А. М. Пирвердяна, Б. Ф. Сазонова, А. А. Казакова и др. Сотрудники ВНИИнефти И. Д. Амелин, А. В. Давыдова и Е. В. Субботина, обобщив опыт разработки залежей и объектов, вступивших в позднюю стадию разработки, и усовершенствовав ряд способов путем ограничения срока разработки залежей величиной предельно рентабельной годовой добычи ($q_{пр.рент}$), пришли к выводу, что наиболее надежны способы С. Н. Назарова — Н. В. Сипачева, Г. С. Камбарова — Д. Г. Алмамедова — Т. Ю. Махмудовой и А. А. Казакова. Область применения указанных трех способов определяется размерами залежей, объектов и блоков внутриконтурного заводнения, обводненностью продукции и вязкостью нефти. В зависимости от размеров они наиболее эффективны на залежах, объектах и блоках с запасами до 25 млн. т. Область применения способов в зависимости от обводненности продукции и вязкости нефти с вероятностью выхода на прямолинейную зависимость в 60 % иллюстрируется табл. 15.

Таблица 15. **Текущая обводненность добываемой продукции, %, с которой рекомендуется применение способ подсчета запасов при различной вязкости нефти (по И. Д. Амелину, А. В. Давыдову, Е. В. Субботиной)**

Способы	Вязкость нефти, МПа·с	
	до 5	5—35
С. Н. Назарова—Н. В. Сипачева; Г. С. Камбарова—Д. Г. Алмамедова—Т. Ю. Махмудовой	53—56	76—78
А. А. Казакова	76	83

Способ С. Н. Назарова — Н. В. Сипачева

Авторами предложена зависимость в виде уравнений прямой

$$Q_ж/Q_н = a + bQ_в, \qquad (127)$$

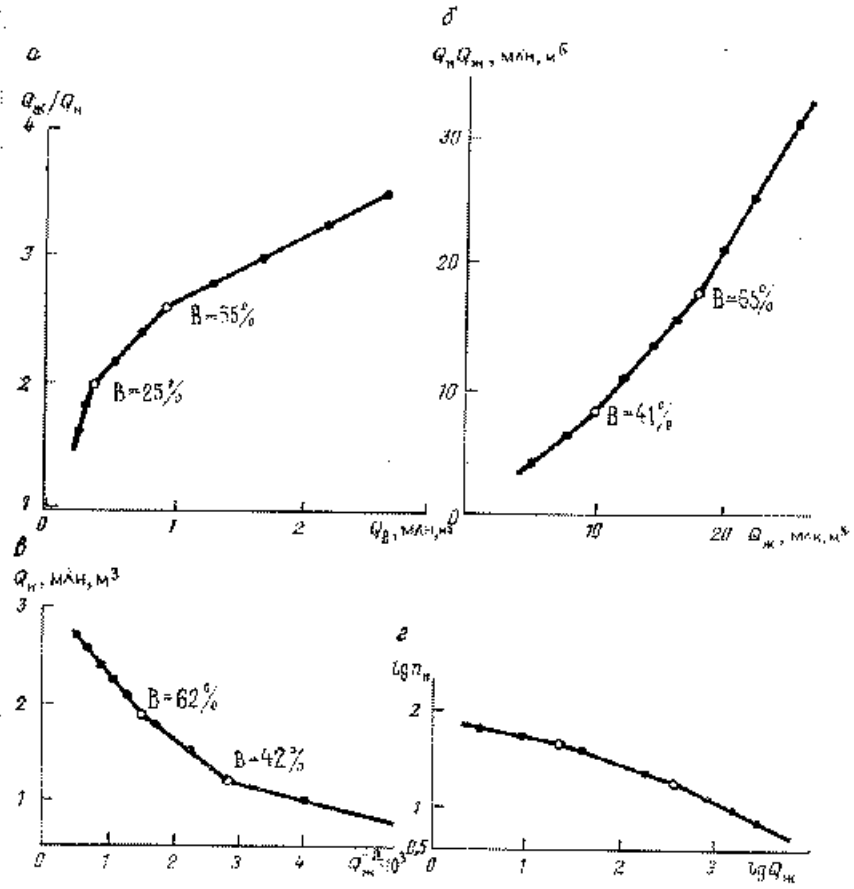


Рис. 56. Характеристики вытеснения (по И. Д. Амелину).

Графики в координатах: $а$ — $(Q_ж/Q_н)$—$Q_в$; $б$ — $Q_н Q_ж$—$Q_ж$; $в$ — $Q_н$—$Q_ж^{-\lambda}$; $г$ — вспомогательная зависимость для определения коэффициента λ; B — обводненность продукции

где $Q_н$, $Q_ж$, $Q_в$ — накопленная добыча нефти, жидкости и воды на время t; a и b — постоянные в уравнении прямой на расчетном участке (рис. 56, $а$), определяемые методом наименьших квадратов. При бесконечной промывке обратная величина углового коэффициента $1/b$ соответствует начальным извлекаемым запасам нефти.

Способ Г. С. Камбарова — Д. Г. Алмамедова — Т. Ю. Махмудовой

Этот способ, при котором характеристика вытеснения определяется зависимостью (рис. 56, $б$)

$$Q_ж Q_н = b' Q_ж - a', \qquad (128)$$

также позволяет определить извлекаемые запасы нефти только при бесконечной промывке. Если $Q_{ж} \to \infty$, то $Q_{н.извл} = b'_1$. Значения a' и b' определяются методом наименьших квадратов.

Способ А. Л. Казакова

Он основан на зависимости накопленной добычи нефти от накопленной добычи жидкости в степени λ (рис. 56, *в*):

$$Q_{н} = a'' - b'' Q_{ж}^{-\lambda}. \tag{129}$$

Величина λ предварительно определяется с помощью билогарифмической зависимости (рис. 56, *г*)

$$\lg n_{н} = l - d \lg Q_{ж}, \tag{130}$$

где $n_{н}$ — средние по годам величины содержания нефти в добываемой жидкости; l и d — постоянные коэффициенты прямой (130) на расчетном участке; $n_{н} = 100 - n_{в}$, здесь $n_{в}$ — среднегодовой процент обводненности продукции.

Величина λ равна $|d| - 1$, где $|d|$ — абсолютное значение углового коэффициента рассматриваемой прямой, определяемое методом наименьших квадратов.

И. Д. Амелин предложил усовершенствовать все эти способы ограничением срока разработки залежей величиной предельно рентабельного годового отбора нефти ($q_{н.пр.рент}$). Тем самым уточняется утвержденный конечный коэффициент извлечения нефти в соответствии с экономическими показателями рентабельности разработки залежи. Величина $q_{н.пр.рент}$ определяется по средней величине предельно рентабельного дебита действующей скважины, устанавливаемой по верхнему уровню замыкающих затрат, соответствующих действующей конъюнктурной цене на нефть:

$$q_{н.пр.рент} = q_{н.пр.рент.скв} n \cdot 365, \tag{131}$$

где $q_{н.пр.рент.скв}$ — средний предельно рентабельный дебит действующей скважины объекта (залежи, блока); n — числу действующих скважин.

Значение $q_{н.пр.рент}$ может быть определено исходя из предельной обводненности продукции.

Преобразовав уравнение (127) и введя в него величины годовой добычи нефти $q_{н}$ и жидкости $q_{ж}$, И. Д. Амелин получил следующее выражение величины начальных извлекаемых запасов при ограничении разработки достижением $q_{н.пр.рент}$:

$$Q_{н.изв} = \{q_{ж} - q_{н.пр.рент}[a + b(Q_{ж} + q_{ж} t_{ост})]\} \rho_{н} \theta / b (q_{ж} - 2 q_{н.пр.рент}), \tag{132}$$

где $Q_{ж}$ — накопленная добыча жидкости на момент подсчета, м³; $t_{ост}$ — прогнозируемый период разработки до достижения предельно рентабельной добычи, годы; θ — пересчетный коэффициент; $\rho_{н}$ — плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м³; $q_{ж}$ — величина годовой добычи жидкости.

При этом годовая добыча жидкости принимается постоянной величиной до конца разработки при монотонном снижении годовой добычи нефти. Последнее обстоятельство учитывается для определения $t_{ост}$ независимым способом по фактической кривой изменения годовой добычи нефти во времени

$$q_{н} = m e^{-ct}, \tag{133}$$

где m и c постоянные коэффициенты; e — основание натуральных логарифмов.

Для определения коэффициентов m и c указанная зависимость логарифмируется, благодаря чему превращается в уравнение прямой с координатами $\lg q_{н}$ и t:

$$\lg q_{н} = \lg m + c \lg e t, \tag{134}$$

где $\lg m$ — свободный член a уравнения прямой; m — антилогарифм a; $c \lg e$ — угловой коэффициент b уравнения прямой.

Значение $\lg m = a$ и $c \lg e = b$ находятся методом наименьших квадратов из уравнения (134). Затем определяется

$$c = b / \lg e. \tag{135}$$

В рассмотренных формулах t может соответствовать любому периоду от начала исследования кривой до конца разработки залежи, в том числе

$$t = t_{ф} + t_{ост}, \tag{136}$$

где $t_{ф}$ — период, соответствующий исследованному участку прямой.

Тогда

$$e^{-c(t_{ф} + t_{ост})} = q_{н.пр.рент} / m, \tag{137}$$

где правая часть формулы — величина постоянная.

Так как e^{x} табулирована во многих математических справочниках, то определение $t_{ост}$ не представляет трудностей:

$$t_{ост} = x/c - t_{ф}, \tag{138}$$

где x — показатель степени экспоненты при известной правой части формулы (137).

Для способа Г. С. Камбарова — Д. Г. Алмамедова — Т. Ю. Махмудовой величина начальных извлекаемых запасов залежи с учетом предельно рентабельной годовой добычи нефти по И. А. Амелину определяется формулой

$$Q_{н.извл} = [b' - (Q_{ж}/q_{ж} + t_{ост}) q_{н.пр.рент}] \rho_{н} \theta, \tag{139}$$

Соответственно преобразуется и уравнение (131) А. А. Казакова для получения формулы начальных извлекаемых запасов нефти до достижения предельно рентабельного дебита:

$$Q_{\text{п.изв}} = \{a'' - [q_{\text{н.пр.рент}}(Q_{\text{ж}} + q_{\text{ж}} t_{\text{ост}})]/\lambda q_{\text{ж}}\}\rho_{\text{н}}\theta. \qquad (140)$$

Таким образом, определение начальных извлекаемых запасов каждым из способов предусматривает следующую последовательность операций:

1) построение графиков характеристик вытеснения;
2) расчет уравнений прямых на исследованном участке;
3) обоснование $q_{\text{н.пр.рент}}$ и $q_{\text{ж}} = \text{const}$;
4) определение коэффициентов m и c и расчет $t_{\text{ост}}$;
5) определение начальных извлекаемых запасов нефти по формулам (132), (139) и (140).

Для подсчета запасов на каждой залежи (объекте) исследования ведутся всеми тремя (или двумя) способами в соответствии с областью их применения. Если разница в подсчетах не превышает 10 %, то величина запасов определяется как среднее из величин, подсчитанных этими методами. При большей разнице в подсчетах изучаются причины, обусловившие ее. В качестве расчетного принимается тот из трех методов, у которого характеристика вытеснения менее чувствительна к изменению условий разработки залежи.

§ 4. ПОНЯТИЕ О КОЭФФИЦИЕНТЕ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ГАЗА

В соответствии с Классификацией запасов для свободного газа подсчитываются только балансовые запасы.

Это, однако, не означает, что вопросы, связанные с определением коэффициента извлечения газа $k_{\text{извл.г}}$, решены полностью, скорее наоборот — причина этого заключается в значительно меньшей изученности рассматриваемого вопроса по газовым залежам, чем по нефтяным. В США традиционно в качестве конечного пластового давления на газовых залежах принимается величина, составляющая 15 % от начального давления. Такой выбор основан на эмпирическом и весьма приближенном допущении, что на залежах с высоким потенциальным дебитом скважин за 20 лет извлекается 85 % начальных запасов газа. Между тем М. К. Шина отмечает, что в условиях повышения мировых цен на газ до 53 долл. за 1 тыс. м³ экономически рентабельной может быть добыча из плотных пород при дебитах скважин от 3 тыс. до 1 тыс. м³/сут и конечных давлениях на устье от 1 МПа до 0,3 МПа, так как это обеспечивает повышение коэффициента извлечения газа до 0,93.

Опыт разработки газовых и газоконденсатных месторождений как у нас в стране, так и за рубежом показывает, что в среднем полного извлечения газа из недр, как правило, не достигается. По данным М. Л. Фина, И. А. Леонтьева и Е. Н. Хоменкова, обобщившим сведения по 47 отечественным залежам, законченным разработкой, средневзвешенный конечный коэффициент извлечения

газа составил 0,895. Из указанного числа залежей 15 работали на газовом режиме, а 32 — на упруговодонапорном. Коэффициент извлечения газа на залежах первой группы несколько выше, чем на залежах второй группы, и в среднем составил 0,92. На 32 залежах, работавших на упруговодонапорном режиме, конечный коэффициент извлечения, средневзвешенный по запасам, составил 0,87, причем на более крупных залежах были достигнуты более высокие его значения. Отдельные месторождения характеризовались крайне низкими коэффициентами извлечения. Следует заметить, что на залежах таких месторождений, как Шебелинское и Северо-Ставропольское, разработка которых ведется преимущественно на газовом режиме, ожидается конечный коэффициент извлечения около 0,95. Ожидаемые коэффициенты извлечения на залежах газоконденсатных месторождений Краснодарского края, работающих на упруговодонапорном режиме, варьирует от 0,6 до 0,85. Исходя из опыта разработки залежей, находящихся в длительной эксплуатации, величина коэффициента извлечения газа при оценке прогнозных ресурсов принимается равной 0,85.

Сказанное свидетельствует о том, что вопросы, связанные с обоснованием коэффициента извлечения газа, представляют одну из серьезных проблем. Если на залежах с газовым режимом $k_{\text{извл.г}}$ может определяться в зависимости от конечного пластового давления, то на залежах с упруговодонапорным режимом его величину следует рассматривать в непосредственной связи с процессами вытеснения газа пластовой водой, внедряющейся в залежь в процессе разработки. Поскольку каждой залежи присущи свои особенности разработки, то при подсчете начальных балансовых запасов газа должен быть правильно определен режим залежи, что для залежей, еще не введенных в разработку, не всегда удается сделать.

Газовый режим

Коэффициент извлечения газа из залежей, работающих на газовом режиме, может быть определен в зависимости от принятой величины конечного давления $p_{\text{к}}$:

$$k_{\text{извл.г}} = (p_0\alpha_0 - p_{\text{к}}\alpha_{\text{п}})/p_0\alpha_0 - p_{\text{ост}}\alpha_{\text{ост}}. \qquad (141)$$

А. Д. Бренц, И. С. Тышляр и В. Д. Зуборева связывают окончание разработки с моментом, когда наступает равенство между удельными приведенными затратами на добычу и транспорт угля как замыкающего топлива и текущими затратами на добычу и транспорт газа на месторождении. Поэтому величина коэффициента извлечения газа на залежах с газовым режимом зависит от геологических, технологических и экономических факторов. К ним в первую очередь относят величину пластового давления, продуктивную характеристику месторождения, темпы отбора газа, расстояние до потребителя; необходимое давление для подачи газа потребителю и др. Так, например, перевод вырабатывающегося

месторождения на местные нужды позволяет вести его разработку до более полного истощения, чем при работе его на магистральный газопровод. Естественно, это повлечет за собой рост конечного коэффициента извлечения газа, однако его величина будет определяться условиями работы каждой конкретной залежи независимо от того, на каком режиме она работает.

Упруговодонапорный режим

Извлечение газа из залежей с упруговодонапорным режимом обусловлено упругими силами расширения самого газа, а также во многом зависит от механизма и характера вытеснения газа пластовыми водами, внедряющимися в залежи, при создании в них в процессе разработки определенного перепада давления.

На основе экспериментальных исследований, проведенных М. Т. Абасовым, Л. Б. Булавиновым, Ю. П. Коротаевым, С. Н. Закировым, Ю. В. Желтовым, Н. Д. Таировым, О. Ф. Худяковым, а также Д. Джефеном, Д. Катцем, Р. М. Кондратом и др., выявлено влияние различных факторов на степень вытеснения газа из естественных и искусственных кернов. Степень вытеснения газа характеризуется коэффициентом, имеющим тот же физический смысл, что и для нефтенасыщенных кернов.

Вытеснение газа из залежей с упруговодонапорным режимом в значительной мере обусловливается капиллярными процессами при замещении газа водой. У плохо проницаемых образцов скорость капиллярной пропитки значительно ниже, чем у хорошо проницаемых.

Из-за разной скорости вытеснения происходит микрозащемление газа. Ему подвержены коллекторы, не только характеризующиеся микронеоднородностью, но и относительно однородные. Поэтому при изучении коэффициента вытеснения газа посредством бесконечной промывки образцов керна полученные его значения изменялись в широком диапазоне — от 0,5 до 0,9.

Исследуя явление микрозащемления на модели однородного пласта с хорошими коллекторскими свойствами, Ю. П. Коротаев, С. Н. Закиров и Р. М. Кондрат установили факт расширения микрозащемленного газа при снижении давления в обводненной модели пласта. Расширение газа ведет к увеличению остаточной газонасыщенности и снижению фазовой проницаемости для воды до определенных «критических» значений (рис. 57, 58).

Приобретенная подвижность защемленного газа способствует резкому увеличению коэффициента вытеснения (рис. 59). Отсюда делается вывод о целесообразности разработки газовых залежей в однородном терригенном коллекторе в условиях упруговодонапорного режима до возможно низкого конечного давления. Благодаря этому можно достичь значительных коэффициентов вытеснения, превышающих 0,9.

Наряду с микронеоднородностью существенное влияние на величину коэффициента извлечения газа из терригенных коллекто-

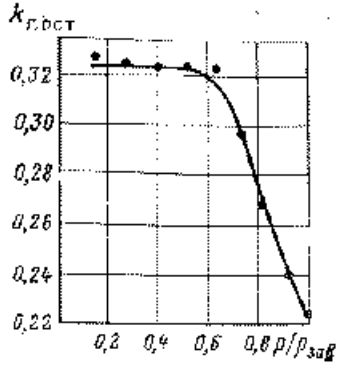


Рис. 57. Изменение коэффициента остаточной газонасыщенности $k_{г.ост}$ при снижении давления p в обводненной модели (по С. Н. Закирову, Ю. П. Коротаеву, Р. М. Кондрату).

Модель № 1; коэффициент начальной газонасыщенности 0,74; $p_{зав}$ — давление заводнения модели

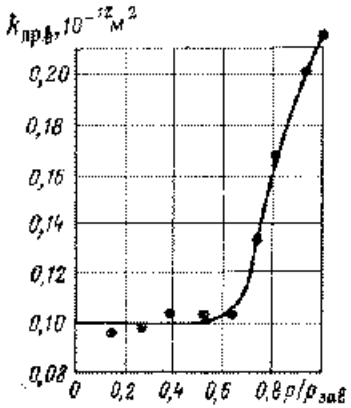


Рис. 58. Изменение коэффициента фазовой проницаемости для воды $k_{пр.в}$ при снижении давления p в обводненной модели пласта (по С. Н. Закирову, Ю. П. Коротаеву, Р. М. Кондрату).

Модель № 1.

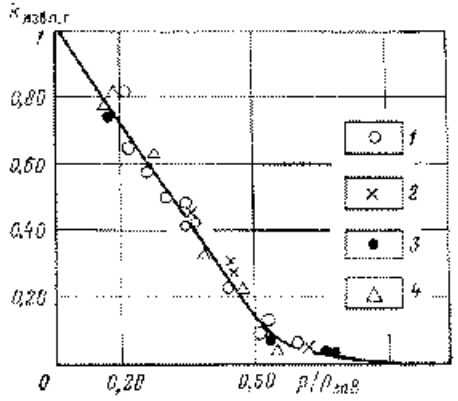


Рис. 59. Изменение коэффициента извлечения $k_{извл.г}$ по замещенному газу обводненной модели при снижении в ней давления (по С. Н. Закирову, Ю. П. Коротаеву, Р. М. Кондрату).

Номера опытов: 1 — 10; 2 — 11; 3 — 12; 4 — 13

ров оказывает макронеоднородность, обусловливающая макрозащемление газа пластовыми водами в целиках, не охваченных разработкой. Макрозащемление возможно и в залежах, работающих на газовом режиме. Примером может служить опыт разработки Шебелинского месторождения, на котором после отбора более чем на 50 % начальных запасов газа периферийные зоны оказались невовлеченными в разработку. Для предотвращения потерь газа в целиках скважины, предусматриваемые проектом опытно-промышленных работ, располагают по равномерной сетке и осуществляют равномерное дренирование по толщине продуктивных отложений. Наряду с этими мерами широко используются различные

способы обработки призабойной зоны скважин (нефтяные, кислотные ванны и др.).

Особенности вытеснения газа водой из коллекторов трещинно-порового и трещинного типов изучались в лабораторных условиях Ю. П. Коротаевым, С. Н. Закировым и Л. Г. Геровым на реальных и искусственных моделях.

Для изучения характера вытеснения газа из пород трещинно-порового типа использовались керны Чиренского месторождения (Болгария) с открытой пустотностью от 0,6 до 8,6 % и проницаемостью от 0,001 до 0,53 мкм². Установлено, что проникновение воды в породу, насыщенную газом, происходит по системе трещин. Наряду с вытеснением газа из трещин вода замещает газ и в блоках матрицы за счет прямоточной и противоточной капиллярной пропитки. Последняя наблюдается в случаях, когда блок газонасыщенной матрицы оказывается со всех сторон окруженным трещинами, насыщенными водой. Исследования показали, что капиллярная пропитка способствует более полному вытеснению газа из плотной матрицы коллекторов трещинно-порового типа по сравнению с терригенными коллекторами.

Значения коэффициента вытеснения для плотных образцов изменяются от 0,80 до 0,99. Однако следует учитывать, что скорость пропитки крайне низка, вследствие чего блоки, капиллярная пропитка которых не завершилась, могут оказаться под ГВК. Отсюда вытекает зависимость величины коэффициента вытеснения от плотности систем трещин. Размеры блоков, соизмеримые с размерами керна, позволяют рассчитывать на достижение большего коэффициента вытеснения в коллекторах трещинно-порового типа по сравнению с терригенными коллекторами. Следовательно, для предотвращения преждевременного обводнения скважин при проектировании системы разработки необходимо учитывать особенности строения продуктивных отложений и в частности размеры блоков, направленность трещин и т. п.

Характер вытеснения газа из коллекторов трещинного типа исследовался на искусственной модели. Величина коэффициента вытеснения оказалась в значительной мере зависящей от направленности трещин, гравитационного фактора, конечного давления и активности упруговодонапорного режима.

При горизонтальной направленности трещин из-за меньшего влияния гравитационного фактора коэффициент извлечения меньше, чем при вертикальной. Роль гравитационного фактора возрастает также с увеличением этажа газоносности. Активность режима отрицательно влияет на величину $k_{\text{извл.г}}$. Положение может еще усугубиться в том случае, если в разрезе прослеживается небольшое число вертикальных выдержанных трещин. В безводный период эксплуатации в зависимости от положения систем трещин в модели коэффициент извлечения изменялся от 0,44 до 0,8. В связи с этим авторы делают вывод о целесообразности отработки залежей с упруговодонапорным режимом до возможно наиболее низкого конечного пластового давления.

Глава X.

МЕТОДЫ ПОДСЧЕТА НАЧАЛЬНЫХ БАЛАНСОВЫХ И ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ РАСТВОРЕННОГО В НЕФТИ ГАЗА, КОНДЕНСАТА, ЭТАНА, ПРОПАНА, БУТАНОВ И ПОЛЕЗНЫХ КОМПОНЕНТОВ

§ 1. ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ ГАЗА, РАСТВОРЕННОГО В НЕФТИ

Начальные балансовые запасы газа $Q_{\text{г.р0}}$, растворенного в нефти, при любом режиме залежи определяются по начальным балансовым запасам нефти Q_0 и начальному газосодержанию r_0, определенному по пластовым пробам при их дифференциальном разгазировании:

$$Q_{\text{г.р0}} = Q_{\text{н}0} r_0. \tag{142}$$

На величину извлекаемых запасов газа, растворенного в нефти, $Q_{\text{г.р.извл}}$ оказывает влияние режим залежи. При водонапорном и упруговодонапорном режимах пластовое давление в процессе разработки выше давления насыщения, в связи с чем величина газового фактора постоянна. Поэтому начальные извлекаемые запасы газа, растворенного в нефти, определяются начальными извлекаемыми запасами $Q_{\text{н.извл}}$ нефти и начальным газосодержанием: $Q_{\text{г.р.извл}} = Q_{\text{н.извл}} r_0$.

Если залежь работает на режиме растворенного газа, газонапорном (газовой шапки) или смешанном (при $p_0 = p_{\text{нас}}$) режимах, то извлекаемые запасы газа, растворенного в нефти, подсчитывают по формуле, выводимой из уравнения материального баланса. Они будут определяться разницей между начальными балансовыми запасами растворенного газа и неизвлекаемыми запасами этого газа $Q_{\text{г.р.неизвл}}$: $Q_{\text{г.р.извл}} = Q_{\text{г.р0}} - Q_{\text{г.р.неизвл}} = Q_{\text{н}0} r_0 - Q_{\text{г.р.неизвл}}$.

Неизвлекаемые запасы растворенного газа определяются суммой объемов свободного газа в объеме пор освобожденном за счет извлекаемой нефти, усадки неизвлекаемой нефти и объема неизвлекаемого растворенного газа в неизвлекаемой нефти: $Q_{\text{г.р.неизвл}} = Q_{\text{н.извл}} b_0 (p_{\text{н}} \alpha_{\text{к}} / p_{\text{ст}}) K_t + Q_{\text{н.неизвл}} (b_0 - b) \times (p_{\text{к}} \alpha_{\text{к}} / p_{\text{ст}}) K_t + Q_{\text{н.неизвл}} r_{\text{к}}$, где $Q_{\text{н.неизвл}}$ — неизвлекаемые запасы нефти, тыс. т; $r_{\text{к}}$ — остаточное газосодержание при конечном давлении $p_{\text{к}}$, принимаемом равным 1 МПа; $\alpha_{\text{к}}$ — соответствующая давлению $p_{\text{к}}$ поправка на сжимаемость реальных газов; K_t — термический коэффициент. Отсюда $Q_{\text{г.р.извл}} = Q_{\text{н}0} r_0 - Q_{\text{н.извл}} b_0 (p_{\text{н}} \alpha_{\text{к}} / p_{\text{ст}}) \cdot K_t - Q_{\text{н.неизвл}} (b_0 - b) (p_{\text{к}} \alpha_{\text{к}} / p_{\text{ст}}) K_t - Q_{\text{н.неизвл}} r_{\text{к}}$.

На практике нередко пользуются упрощенной формулой М. А. Жданова: $Q_{\text{г.р.извл}} = Q_{\text{н.извл}} r_0 + Q_{\text{н.неизвл}} (r_0 - r_{\text{к}}) - Q_{\text{н.извл}} b_0 p_0 \alpha_{\text{к}} / p_{\text{ст}}$, т. е. извлекаемые запасы растворенного газа равны сумме объемов газа в извлеченной нефти и неизвлеченной нефти с учетом конечного газосодержания за вычетом свободного газа в объеме пор, освобожденном за счет извлекаемой нефти.

§ 2. МЕТОДЫ ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ КОНДЕНСАТА

Конденсат, содержащийся в газоконденсатных залежах, выделяется в жидкую фазу при снижении давления ниже точки росы. Он является ценнейшим сырьем для химической и нефтеперерабатывающей промышленности, используется как моторное топливо и т. п.

Методы подсчета запасов конденсата, а также бутанов, пропана и этана определены «Инструкцией по исследованию газоконденсатных залежей с целью определения балансовых и извлекаемых запасов конденсата и других компонентов газа» [10], разработанной сотрудниками газоконденсатной лаборатории ВНИИГаза О. Ф. Худяковым, В. В. Юшкиным, Я. Д. Саввиной и А. С. Великовским, и «Методическим руководством по подсчету балансовых и извлекаемых запасов конденсата, этана, пропана, бутанов, неуглеводородных компонентов и определению их потенциального содержания в пластовом газе», составленным В. И. Старосельским и В. В. Юшкиным в 1984 г.

При определении запасов конденсата учитывается стабильный конденсат, состоящий из жидких при стандартных условиях углеводородов $C_{5+высш.}$ (пентанов и вышекипящих). Балансовые запасы стабильного конденсата находятся по потенциальному содержанию его в составе пластового газа и запасам пластового газа.

Схема определения состава пластового газа при одноступенчатой сепарации

Состав пластового газа определяется по пробам газа и сырого конденсата, а также по замерам конденсатогазового фактора (КГФ) из двух-трех скважин, наиболее продуктивных на исследуемой залежи. В залежах с этажом газоносности, превышающим 300 м, а также содержащих нефтяную оторочку содержание сырого конденсата может меняться по высоте структуры. В связи с этим в анализ должны вовлекаться скважины с таким расчетом, чтобы пробы газа и сырого конденсата из них характеризовали залежь вблизи нефтяной оторочки, в прикупольной и промежуточной зонах. В качестве среднего по залежи принимается средневзвешанное по площади значение содержания $C_{5+высш.}$, а также этана, пропана и бутанов.

При температурах сепарации, равных температуре окружающего воздуха или ниже ее, состав пластового газа определяется путем одноступенчатой сепарации. В сепараторе происходит отделение сырого конденсата от газа, причем сырой конденсат скапливается в нижней его части, а газ направляется на диафрагменный измеритель критического течения (ДИКТ), в котором замеряется дебит газа. Замеры КГФ и отборы проб сырого конденсата и отсепарированного газа производятся при давлении в сепараторе, не превышающем 5 МПа.

Величина КГФ рассчитывается как частное от деления объема

сырого конденсата (см³), скопившегося в сепараторе, к объему газа (м³), прошедшего через ДИКТ за одно и то же время.

Проба газа отбирается из верхней части сепаратора в газовый баллон емкостью 40 л, рассчитанный на давление 15 МПа. Проба сырого конденсата поступает из сепаратора в специальный контейнер, рассчитанный на давление 20 МПа. Отобранные пробы отсепарированного газа и сырого конденсата исследуются в лабораторных условиях для определения состава пластового газа.

На специальных установках проба сырого конденсата подвергается сначала дегазации, а затем дебутанизации. В результате дегазации из конденсата полностью удаляются метан, частично его гомологи и все остальные компоненты (CO_2, N_2, H_2S). При дебутанизации сырого конденсата извлекаются содержащиеся в нем гомологи метана (этан, пропан, бутан). Остаток представляет собой дебутанизированный конденсат, лишенный всех газообразных компонентов. Суммарное содержание стабильного конденсата (C_5+высш.) в составе пластового газа в грамм-молях определяется суммой содержаний дебутанизированного конденсата и конденсата, содержащегося в газах сепарации, дегазации и дебутанизации. Аналогичным образом вычисляется и содержание остальных компонентов в составе пластового газа.

В процессе лабораторных исследований определяют:

состав отсепарированного газа;

состав газа дегазации;

состав газа дебутанизации;

количество газа, выделяемое при дегазации сырого конденсата в объеме контейнера, a, л;

количество газа, выделяемое при дебутанизации конденсата в объеме контейнера, b, л;

содержание жидких углеводородов (C_5+высш.) в дебутанизированном конденсате в объеме контейнера b, см³.

Расчет пластового газа ведется исходя из 1000 г-молей отсепарированного газа.

Количество газа A в грамм-молях, выделяющееся при дегазации сырого конденсата, определяется по формуле

$$A = (aq/V), \tag{143}$$

где q — конденсатогазовый фактор; V — объем контейнера, в который отобран сырой конденсат, см³.

Аналогично подсчитывается количество газа B в грамм-молях, выделяющееся при дебутанизации конденсата:

$$B = (\delta q)/V. \tag{144}$$

Содержание в сыром конденсате пентанов и вышекипящих (C_5+высш.) в грамм-молях определяется по формуле

$$B = (qb\rho_к \times 24{,}04)/VM, \tag{145}$$

где $\rho_к$ — относительная плотность C_5+высш. при 20 °С; M — молекулярная масса C_5+высш.; 24,04 — газовая постоянная.

Расчет состава пластового газа по рассмотренной выше схеме можно проиллюстрировать следующим примером.

На промысле из сепаратора при давлении 6 МПа и температуре —15 °С одновременно отобраны пробы отсепарированного газа и сырого конденсата. КГФ 162 см³/м³; объем контейнера 85 см³. Состав газа сепарации представлен в табл. 16.

Таблица 16. **Расчет состава пластового газа газоконденсатного месторождения**

Компонент	Газ сепарации		Газ дегазации		Газ дебутанизации		C_5+высш. в дебутанизированном конденсате, г-моли	Суммарное содержание каждого компонента, г-моли	Состав пластового газа, в мольных долях, %
	мольная доля, %	г-моли	мольная доля, %	г-моли	мольная доля, %	г-моли			
C_1	87,18	871,8	61,23	11,32	—	—	—	883,12	85,20
C_2	4,80	48,0	18,43	3,40	0,94	0,03	—	51,43	4,96
C_3	1,41	14,1	12,76	2,36	29,08	0,83	—	17,29	1,67
i-C_4	0,21	2,1	1,99	0,37	19,12	0,54	—	3,01	0,29
n-C_4	0,34	3,4	3,15	0,58	39,41	1,13	—	5,11	0,49
C_5+высш	0,40	4,0	1,94	0,36	11,45	0,33	15,31	20,0	1,92
CO_2	5,06	50,60	—	—	—	—	—	50,60	4,88
	0,60	6,0	0,50	0,09	—	—	—	6,09	0,59
Итого . .	100,00	1000,00	100,00	18,48	100,00	2,86	15,31	1036,65	100,00

Примечание. Мольная доля ф отсепарированного газа в пластовом газе 1000/1036,65 = =0,964; мольная доля сухого газа 1,0000—0,0193=0,9807.

При дегазации сырого конденсата получено при стандартных условиях 9,7 л газа. В процессе дебутанизации разгазированного конденсата извлечено 1,5 л газа.

Выход дебутанизированного конденсата C_5+высш. составил 47 см³, плотность его $\rho_к = 0{,}6996$ и молекулярная масса $M = 98$. В соответствии с формулами (143), (144): $A = (9{,}7 \cdot 162)/85 = 18{,}48$ г-молей; $Б = (1{,}5 \times 162)/85 = 2{,}86$ г-молей; $B = (162 \cdot 47 \times 0{,}6996 \cdot 24{,}04)/(85 \cdot 98) = 15{,}37$ г-молей.

Результаты расчетов приведены в табл. 16. Число грамм-молей отдельных компонентов газов дегазации и дебутанизации определяется исходя из общего числа грамм-молей ($A = 18{,}48$ и $Б = 2{,}86$) и процентного состава этих газов. Для определения состава пластового газа (колонка 10 в табл. 16) необходимо построчно просуммировать данные колонок 3, 5, 7 и 8 (колонка 9); сложить полученные суммы (1036,65 г-молей) и разделить на эту величину каждую строчку колонки 9.

В тех случаях, когда температура сепарации значительно выше окружающего воздуха, отбор проб производится при двухступенчатой сепарации. Для этого незначительная часть газа (менее 1 %), выходящая из сепаратора, в котором поддерживается давление 10 МПа и выше, направляется в малый термостойкий сепаратор (МТС), давление в котором 5 МПа и температура ниже окружающего воздуха. При двухступенчатой сепарации замеры КГФ производятся и в том и другом сепараторах, пробы сырого конденсата также отбираются из двух сепараторов, а проба отсепарированного газа — на выходе из МТС.

Следовательно, на первой ступени сепарации предусматриваются исследования в первом сепараторе, а на второй ступени — в МТС и на выходе из него.

Коренное отличие схемы определения состава пластового газа при двухступенчатой сепарации от рассмотренной выше при одноступенчатой сепарации заключается в том, что состав газа сепарации всей системы определяется суммированием компонентов пластового газа из пробы газа сепарации, взятой на выходе из МТС, и пробы конденсата, отобранной в МТС.

Подсчет начальных балансовых запасов стабильного конденсата при одноступенчатой сепарации

Начальные балансовые запасы стабильного конденсата подсчитываются с учетом начальных балансовых запасов свободного газа в залежи $Q_{гз}$ и начального потенциального содержания конденсата $П$. Начальное потенциальное содержание стабильного конденсата складывается из содержаний C_5+высш. в сыром конденсате (K) и отсепарированном газе (L) из расчета на 1 м³ пластового газа, т. е.

$$П = K + L. \tag{146}$$

В соответствии с определением состава пластового газа содержание C_5+высш. в сыром конденсате равно сумме содержаний этих углеводородов в газе дегазации (K_1), газе дебутанизации (K_2) и дебутанизированном конденсате (K_3):

$$K = K_1 + K_2 + K_3. \tag{147}$$

Каждое из слагаемых этой формулы в г/м³ рассчитывается с учетом его мольной доли l в % в пластовом газе, молекулярной массы M и количеств газа или дебутанизированного конденсата, выделившихся при дегазации и дебутанизации сырого конденсата (соответственно A, $Б$, B):

$$K_1 = A(l_1/100)(M_1/24{,}04) = (aql_1M_1)/(100 \cdot 24{,}04) = 0{,}03(aql_1)/V; \tag{148}$$

$$K_2 = Б(l_1/100)(M_2/24{,}04) = (бql_2M_2)/(100 \cdot 24{,}04) = 0{,}03(бql_2)/V \tag{149}$$

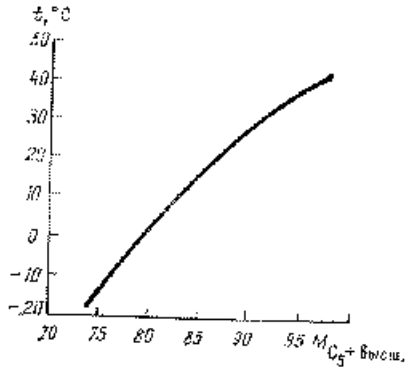


Рис. 60. Зависимость молекулярной массы $M_{C_5+\text{высш.}}$ от температуры сепарации t.

(экспериментально установлено, что молекулярная масса газов дегазации и дебутанизации с приемлемой для расчетов точностью может быть принята равной 80);

$$K_5 = BM_B/24{,}04 = (qb)\rho_1^{20}/V. \quad (150)$$

Содержание стабильного конденсата в отсепарированном газе в г/м³

$$L = 10l_L M_L/24{,}04, \quad (151)$$

где l_L — мольная доля C_5+высш. в отсепарированном газе, M_L — молекулярная масса C_5+высш. в этом газе.

Молекулярная масса C_5+ +высш. в отсепарированном газе может быть определена по графику зависимости этого параметра от температуры сепарации (рис. 60)

Суммируя слагаемые начального потенциального содержания конденсата в пластовом газе, получим:

$$П = K + L = (q/V)(0{,}03al_1 + 0{,}03\delta l_2 + b\rho_4^{20}) + 10l_L(M_L/24{,}04). \quad (152)$$

Тогда балансовые запасы стабильного конденсата в тыс. т определяются путем умножения потенциального содержания C_5+высш. в г/м³ на балансовые запасы свободного (пластового газа) в млрд. м³:

$$Q_{к0} = Q_{г0}П = Q_{г0}[(q/V)(0{,}03al_1 + 0{,}03\delta l_2 + b\rho_н) + 10l_L(M_L/24{,}04)]. \quad (153)$$

Если воспользоваться исходными данными, на основе которых составлена табл. 16, а также данными этой таблицы, то при $Q_{г0}=100$ млрд. м³ балансовые запасы конденсата будут равны:

$$Q_{к0} = 100П = 100[(162/85)(0{,}03 \times 9{,}7 \times 1{,}94 + 0{,}03 \times 1{,}5 \times 11{,}45 + 47 \times 0{,}6996) + 10 \times 0{,}4(75/24{,}04)] = 7750 \text{ тыс. т.}$$

ГКЗ СССР утверждает отдельно балансовые запасы сухого газа (без конденсата) и балансовые и извлекаемые запасы конденсата.

Определение извлекаемых запасов стабильного конденсата

Извлекаемые запасы стабильного конденсата зависят от величины его потерь за весь срок разработки залежи. Разработка газоконденсатных залежей обычно ведется со снижением пластового давления. При этом значительная часть стабильного конденсата выделяется в пласт и остается неизвлеченной. Величина пластовых потерь может изменяться на разных залежах от 2 до 250 г/см³. Следовательно, сокращение потерь конденсата при разработке представляет одну из серьезнейших проблем газовой промышленности.

В настоящее время одним из путей сокращения потерь конденсата представляется разработка газоконденсатных залежей с поддержанием пластового давления за счет обратной закачки в залежь газа после отбора из него конденсата или с помощью заводнения.

Обратная закачка в залежь освобожденного от конденсата газа (так называемый сайклинг-процесс) ведется до полного извлечения конденсата, что достигается спустя 10—30 лет после начала эксплуатации. Однако этот метод, требующий значительных капиталовложений, может быть рекомендован только при экономическом, техническом и геологическом обосновании.

Возможности применения метода поддержания пластового давления в газоконденсатных залежах с помощью заводнения еще изучаются, хотя уже имеются весомые соображения о его эффективности. В настоящее время большинство газоконденсатных залежей разрабатывается без поддержания пластового давления.

Величина начальных извлекаемых запасов стабильного конденсата определяется с помощью коэффициента извлечения, равного отношению разности величины начального потенциального содержания конденсата и его пластовых потерь $q_{п.пл}$ к начальному пластовому содержанию:

$$k_{извл.к} = (П - q_{п.пл})/П. \quad (154)$$

На залежах, работающих без поддержания пластового давления, способы определения коэффициента извлечения стабильного конденсата выбираются в зависимости от его начального потенциального содержания в пластовом газе.

В том случае, когда $П > 30$ г/м³, коэффициент извлечения стабильного конденсата определяется с учетом величины пластовых потерь, устанавливаемых экспериментально до начала разработки залежей. Цель экспериментальных исследований заключается в выявлении на установке величины уменьшения потенциального содержания стабильного конденсата при снижении пластового давления от начального до стандартного, равного 0,1 МПа.

Определение пластовых потерь стабильного конденсата производится на установке УГК-3. Для этого отобранные на промысле пробы газа и сырого конденсата рекомбинируют в бомбе в соответствии с конденсатогазовым фактором, замеренным при отборе этих проб. Сырой конденсат переводят в газовую фазу, после чего в бомбе замеряют объем пластового газа. В дальнейшем расчет пластовых потерь стабильного конденсата ведется на 1 м³ этого объема. После выполнения этих операций температуру в бомбе доводят до пластовой. Затем производят поэтапный выпуск газа из бомбы с таким расчетом, чтобы получить необходимое коли-

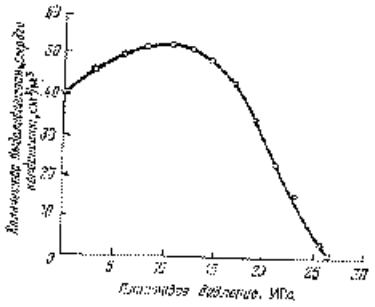


Рис. 61. Кривая дифференциальной конденсации пластового газа

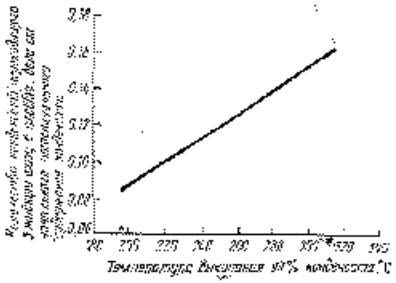


Рис. 62. Зависимость величины отношения пластовых потерь конденсата $q_{п.пл}$ к начальному потенциальному его содержанию в газе $П$ от фракционного состава

чество точек для построения кривой дифференциальной конденсации (пластовых потерь конденсата). По замерам составляют график зависимости «количество выделившегося сырого конденсата — пластовое давление» (рис. 61). Коэффициент извлечения конденсата рассчитывается для условий конечного давления 0,1 МПа.

Оставшийся в бомбе после выпуска газа сырой конденсат выпускают в ловушку, охлаждают до стандартной температуры и замеряют его объем и плотность.

Расчет коэффициента извлечения конденсата поясним на следующем примере.

Согласно рис. 61 при давлении 0,1 МПа объем оставшегося в бомбе сырого конденсата составил 40 см³/м³. С учетом его плотности, при давлении 0,1 МПа равной 0,7830 г/см³, и начального потенциального содержания 126 г/м³ $k_{извл.к} = (126 - 40 \cdot 0{,}7830)/126 = 0{,}752$.

Если в залежи потенциальное содержание C_5+высш. составляет менее 30 г/м³, определение $k_{извл.к}$ ведется на основе зависимости величины $q_{п.пл}/П$ от фракционного состава конденсата для условий температур, при которых выкипает 90 % конденсата (рис. 62). Например, если 90 % конденсата перегоняется при 220 °С, то величина $q_{п.пл}/П = 0{,}1$, а $k_{извл.к} = 1 - q_{п.пл}/П = 1 - 0{,}1 = 0{,}9$.

Начальные извлекаемые запасы конденсата рассчитываются путем умножения начальных балансовых запасов на коэффициент извлечения:

$$Q_{н.извл} = Q_{к0} k_{извл.к}. \qquad (155)$$

§ 3. ПОДСЧЕТ БАЛАНСОВЫХ ЗАПАСОВ ЭТАНА, ПРОПАНА, БУТАНОВ, СЕРОВОДОРОДА И ДРУГИХ ПОЛЕЗНЫХ КОМПОНЕНТОВ

Балансовые запасы этана, пропана и бутанов подсчитываются и учитываются на газовых, нефтегазоконденсатных и газонефтяных месторождениях или залежах при содержании этана в газе не менее 3 % и разведанных текущих запасах газа не менее 10 млрд. м³. Указанная концентрация этана — минимально рентабельная при современном технологическом уровне извлечения его из природного газа. При наличии на многозалежном месторождении основной залежи с кондиционным содержанием этана балансовые запасы этана, пропана и бутанов подсчитываются и на остальных залежах с содержанием этана от 2,5 до 2,9 %. Кроме того, указанные компоненты подсчитываются на месторождениях с содержанием этана не менее 1,5 %, но при этом концентрация кислых компонентов (сероводорода и углекислоты) в сумме должна составлять не менее 50 %. При перечисленных кондиционных содержаниях балансовые запасы пропана и бутанов подсчитываются по фактическому их содержанию в газе.

Подсчет балансовых запасов этана, пропана, бутанов, сероводорода, азота и углекислого газа в тыс. т производится по их потенциальному содержанию в составе пластового газа. Потенциальное содержание этих компонентов $П_{комп}$ в г/м³ в составе пластового газа определяется путем умножения доли каждого компонента в пластовом газе $e_{комп}/100$ на его плотность $\rho_{комп}$ при 0,1 МПа и 20 °С (см. табл. 16); $П_{комп} = e_{комп}\rho_{комп}/100$.

Чтобы получить балансовые запасы каждого компонента в тыс. т в расчете на пластовый газ, необходимо его потенциальное содержание в г/м³ умножить на балансовые запасы свободного газа в млрд. м³ в залежи: $Q_{комп} = Q_{г0}/П_{комп}$. Например, определим потенциальное содержание и запасы этана по данным табл. 16: $П_{C_2} = (4{,}96 \cdot 1251)/100 = 60{,}05$ г/м³; $Q_{(C_2)0} = 100 \cdot 60{,}05 = 6005$ тыс. т. при $Q_{г0} = 100$ млрд. м³.

Основные физические характеристики природных газов, которые используются при подсчете запасов свободного газа, и содержащихся в них компонентов, приведены в табл. 17.

Таблица 17. Основные физические характеристики компонентов природных газов

Параметр	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	CO_2	H_2S	N_2
Критическое давление $p_{кр}$, МПа	4,73	4,98	4,34	3,87	7,38	9,18	3,46
Критическая температура $T_{кр}$, К	191,1	305,4	370,0	425,2	304,2	373,6	126,2
Плотность при 0,1 МПа и 20°С, г/м³	668	1251	1834	2418	1831	1431	1166

Аналогично рассчитываются и балансовые запасы сероводорода.

Балансовые запасы газовой серы в тыс. т определяются умно-

жением запасов сероводорода на 0,94 — отношение атомной массы серы A_S (32) к молекулярной массе сероводорода M_{H_2S}(34):

$$Q_{(S_2)0} = Q_{(H_2S)\,0}\,(A_S/M_{(H_2S)}).$$

Балансовые запасы углекислого газа и азота получают путем умножения балансовых запасов пластового газа в млн. м³ на долю компонента в его составе:

$$Q_{(CO_2;\ N_2)\,0} = Q_{г0}\,l_{(CO_2;\ N_2)}/100.$$

Аналогично получают и балансовые запасы гелия и аргона в тыс. м³.

Глава XI.

ПЕРЕВОД ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА В БОЛЕЕ ВЫСОКИЕ КАТЕГОРИИ И ПЕРЕСЧЕТ (ПОВТОРНЫЙ ПОДСЧЕТ) ЗАПАСОВ

§ 1. ПЕРЕВОД ЗАПАСОВ В БОЛЕЕ ВЫСОКИЕ КАТЕГОРИИ

В процессе разбуривания залежей нефти по технологической схеме и залежей газа по проекту опытно-промышленных работ, а также при разбуривании этих же залежей по проектам разработки ежегодно осуществляется перевод запасов в более высокие категории. В первом случае запасы категории C_1 переводятся в категорию В, во втором — запасы категории В переводятся в категорию А. Естественно, перевод в более высокие категории возможен только тогда, когда в скважинах на разбуренных участках проведен комплекс исследований, предусмотренных Инструкцией по применению Классификации.

Сущность перевода запасов сводится к следующему.

В первую очередь на подсчетном плане определяют границы участка залежи, ограниченного скважинами, пробуренными в отчетном году. Затем эти границы переносят на все карты (изопахит, карты открытой пористости, нефтенасыщенности, эффективной пористости) по тем объектам, по которым производился подсчет запасов залежи по категории C_1 и C_2 как основы для составления первого проектного документа и категории В — для составления проекта разработки. По этим картам в пределах выделенных участков по соответствующим вариантам объемного метода определяют запасы тех категорий, на основе которых составлялись первый и второй проектные документы. Вычисленные таким образом запасы каждой категории исключаются из числящихся на балансе залежи.

Затем создается новая геологическая основа в соответствии с более глубокой дифференциацией подсчетных объектов: уточнением границ распространения коллекторов, выделением зон распространения коллекторов низкой и высокой продуктивности и

т. п. По новым данным также объемным методом подсчитывают запасы более высокой категории, которые учитывают в балансе вместо исключенных запасов низкой категории.

Таким образом поступают ежегодно вплоть до полного разбуривания залежи. Если залежь разбуривалась по технологической схеме, запасы новой категории В сравниваются с ранее утвержденными ГКЗ СССР или принятыми ЦКЗ министерств запасами категорий $C_1 + C_2$. В тех случаях, когда запасы категории В не отличаются более чем на 20 % от утвержденных или принятых, на основе новой статической модели и вновь подсчитанных запасов составляет проект разработки залежи. Если разница превышает 20 % в любую сторону, то проводится пересчет запасов с представлением его на рассмотрение и утверждение в ГКЗ СССР.

При переводе из категории В в категорию А запасов залежей, разбуриваемых по проекту разработки, производится уточнение запасов. Опыт показывает, что существенные изменения в величинах запасов, послуживших основой для составления проекта разработки, — явление крайне редкое.

Наряду с запасами основных полезных ископаемых переводятся в более высокие категории и запасы содержащихся в них основных и полезных компонентов.

§ 2. ОСОБЕННОСТИ ПЕРЕСЧЕТА ЗАПАСОВ НЕФТИ, ГАЗА И КОНДЕНСАТА ЗАЛЕЖЕЙ, НАХОДЯЩИХСЯ В РАЗРАБОТКЕ

Пересчет запасов осуществляется в случаях, когда запасы залежи после разбуривания по первому проектному документу изменяются более чем на 20 % по сравнению с ранее принятыми или утвержденными в ГКЗ СССР, а также в других случаях, предусмотренных Классификацией запасов.

Следовательно, пересчет запасов выполняется по разрабатывающимся залежам. Если по данным разведочных работ запасы подсчитываются на основе статической модели объемным методом, то в процессе разработки залежей нефти и газа рассматриваются возможности для использования методов, основанных на принципе материального баланса. Однако непременным условием их применения является необходимость проведения в скважинах и по залежи в целом постоянных исследований, направленных на изучение залежи как динамической модели.

Выбор наиболее эффективного метода для пересчета запасов зависит от качества и полноты фактических данных, от их достоверности, а также от разрешающей способности метода применительно к условиям конкретной залежи. С этой целью в первую очередь проводится анализ по выявлению причин занижения или завышения запасов, подсчитанных по завершении разведочных работ. Если эти причины обусловлены изменением представлений о геологическом строении продуктивных пластов, то эффективным при пересчете запасов будет объемный метод. В случаях, когда существенные изменения запасов связаны с трудностями установ-

ления тила пустотного пространства, предпочтение отдается методам, основанным на принципе материального баланса. Однако и их применение, как было показано выше, ограничивается жестким условием дренируемости всего объема залежи. Если вода начала внедряться в залежь раньше, чем весь ее объем был охвачен дренированием, то при подсчете запасов как нефти, так и газа возможны погрешности.

Нередко пересчет запасов ведется несколькими доступными методами, тогда выбор эффективного метода осуществляется в каждом конкретном случае по наиболее представительным фактическим данным.

Порядок оформления материалов по подсчету запасов месторождений нефти и горючих газов определяется Инструкцией ГКЗ СССР [9].

Раздел третий.

Методы подсчета перспективных и оценки прогнозных ресурсов нефти, горючих газов и конденсата

Глава XII.

ПОДСЧЕТ ПЕРСПЕКТИВНЫХ РЕСУРСОВ

Объектами подсчета перспективных ресурсов нефти, газа и конденсата служат подготовленные к глубокому бурению ловушки структурного и неструктурного типов на перспективной площади в каждом пласте (горизонте), продуктивность которых установлена на соседних месторождениях, расположенных в одной структурно-фациальной зоне с этими ловушками, а также еще не вскрытые бурением пласты (горизонты), если их продуктивность установлена на других месторождениях, находящихся с изучаемыми в пределах одной структурно-фациальной зоны. Таким образом, перспективные ресурсы площади определяются суммой ресурсов, подсчитанных в каждом пласте (горизонте), наличие которого в разрезе и возможная продуктивность соответственно установлены на основании структурно-фациального анализа и аналогии с изученными месторождениями, исходя из условий формирования нефтяных и газовых месторождений-аналогов.

Подсчет перспективных ресурсов нефти и газа производится объемным методом, однако по сравнению с подсчетом запасов все параметры формул (1) и (2) объемного метода неизвестны.

Для определения предполагаемой площади залежи используются структурные построения, выполненные на перспективной площади по каждому возможно продуктивному пласту. При совпадении структурных планов ОМГ и нефтегазоносного пласта в пределах исследуемой структурно-фациальной зоны применяются структурные карты ОМГ, составленные по данным сейсморазведки, структурного бурения или комплекса этих методов. Если установлено закономерное несовпадение указанных структурных планов (плановое или амплитудное несоответствие), то предварительно выполняются структурные построения с учетом этого несовпадения.

Площадь нефтеносности (газоносности), в основном определяющая достоверность подсчета ресурсов, зависит от положения ВНК (ГВК и ГНК) и от распространения коллекторов в пределах возможной залежи. Из-за выклинивания пласта (горизонта) или литолого-фациального замещения коллектора на всю его толщину площадь залежи сокращается. Влияние этих факторов на возможную величину площади нефте(газо)носности залежи

перспективной структуры может быть учтено несколькими способами в зависимости от условий залегания нефти и газа в разведанных залежах, расположенных в одной с перспективными площадями структурно-фациальной зоне. При этом способы определения возможных нефте(газо)носных площадей должны увязываться со способами обоснования эффективных нефтегазонасыщенных толщин пласта.

§ 1. НЕПОСРЕДСТВЕННОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВОЗМОЖНОЙ ПЛОЩАДИ НЕФТЕ(ГАЗО)НОСНОСТИ

Этот способ применяется, если:

перспективная структура подготовлена сейсмическими методами на уровне продуктивного пласта (горизонта);

нефтегазоносный пласт на соседних залежах структурно-фациальной зоны не претерпевает выклинивания или литолого-фациального замещения на всю толщину;

в пределах структурно-фациальной зоны установлено закономерное изменение отметок ВНК (ГВК, ГНК) в каком-либо направлении.

При соблюдении этих условий составляется карта изменения контактов, по которой в точке, соответствующей наиболее высокой отметке структуры интерполяцией определяется отметка ВНК (ГВК). На этой отметке на структурной карте ОМГ проводится внешний контур нефте(газо)носности, ограничивающий предполагаемую площадь залежи.

Величина средней эффективной нефте(газо)насыщенной толщины предполагаемой залежи при тех же условиях зависит также от типа залежи.

Если перспективная структура расположена между разведанными залежами пластового типа, то среднее значение параметра определяется путем интерполяции между средними значениями эффективной нефте(газо)насыщенной толщины этих залежей. В тех случаях, когда перспективная структура расположена за пределами разведанных участков структурно-фациальной зоны, ее средняя нефте(газо)насыщенная толщина определяется путем экстраполяции средних значений толщин разведанных залежей.

На залежах массивного типа среднее значение эффективной нефте(газо)насыщенной толщины пласта должно определяться с учетом соотношения

$$R = \bar{h}_{н.(г.)эф}/F_{зал}$$

на соседних залежах структурно-фациальной зоны. Величина R на перспективной структуре определяется интерполяцией, если она расположена между разведанными залежами, и экстраполяцией, если она находится за пределами разведанных залежей, но в той же структурно-фациальной зоне. Среднее значение эффективной

нефте(газо)насыщенной толщины массивной залежи предполагаемой перспективной структуры будет равно $(\bar{h}_{н.(г.)эф}/F_{зал})F_{пер}$, где величина отношения в скобках определяется интерполяцией или экстраполяцией. Площадь $F_{пер}$ — величина уже известная.

§ 2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВОЗМОЖНОЙ ПЛОЩАДИ НЕФТЕ(ГАЗО)НОСНОСТИ С ПОМОЩЬЮ КОЭФФИЦИЕНТА ЗАПОЛНЕНИЯ ЛОВУШЕК

Необходимость применения коэффициента заполнения ловушек была установлена ГКЗ СССР с целью исключения возможности завышения ресурсов. Учет этого коэффициента при подсчете перспективных ресурсов нефти и газа определяется Инструкцией по применению ныне действующей Классификации запасов.

Определние предполагаемой площади перспективной структуры с помощью коэффициента заполнения ловушек целесообразно, если:

структура подготовлена структурным бурением или структурным бурением в комплексе с сейсмическими методами по ОМГ, расположенным значительно выше продуктивных пластов (горизонтов);

на разведанных залежах установлено выклинивание или литолого-фациальное замещение пласта (горизонта) на всю толщину;

некоторые структуры, расположенные по соседству с перспективной, при разбуривании оказались пустыми. Под пустыми понимаются структуры, в которых по различным причинам при разбуривании не установлены залежи нефти и газа.

Величина коэффициента заполнения $k_{ср.зап}$ рассчитывается как средневзвешенная с учетом всех структур данной структурно-фациальной зоны, пребывавших в глубоком разведочном бурении на дату подсчета независимо от его результатов:

$$k_{ср.зап} = \left(\sum_{i=1}^{m} F_{зал\,i}\right) \Big/ \left(\sum_{k=1}^{n} S_k\right), \qquad (156)$$

где $F_{зал\,i}$ — площади залежей на разведанных месторождениях в исследуемом продуктивном пласте; $S_к$ — площади структур в пределах нижней замкнутой изогипсы ОМГ, пребывавших в глубоком разведочном бурении (в том числе площади пустых структур).

Если в продуктивном пласте выявленной залежи содержится несколько пропластков, подверженных выклиниванию, литолого-фациальному замещению на всю толщину, вследствие чего запасы залежи по каждому пропластку подсчитывались отдельно, то в формуле (156) по таким залежам учитывается средняя площадь.

Она определяется взвешиванием продуктивной площади каждого пропластка по его средней нефте(газо)насыщенной толщине:

$$\overline{F}_{\text{зал}\,i} = \left(\sum_{\xi=1} \overline{F}_{\xi} \overline{h}_{\text{н.(г.)эф}\,\xi}\right) \Big/ \left(\sum_{\xi=1} \overline{h}_{\text{н.(г.)эф}\,\xi}\right),$$

где $\sum_{\xi=1} F_{\xi} \overline{h}_{\text{н.(г.)эф}\,\xi}$ — суммарный объем коллекторов нефте(газо)-насыщенной части пропластков; $\sum_{\xi=1} \overline{h}_{\text{н.(г.)эф}\,\xi}$ — сумма средних значений эффективных толщин нефтегазонасыщенной части пропластков.

Для расчета продуктивной площади на перспективной структуре достаточно ее площадь $S_{\text{пер}}$ по ОМГ в пределах нижней замкнутой изогипсы умножить на $k_{\text{ср.изв}}$:

$$F_{\text{пер}} = S_{\text{пер}} \left[\left(\sum_{i=1}^{m} F_{\text{зал}\,i}\right) \Big/ \left(\sum_{k=1}^{n} S_k\right)\right]. \qquad (157)$$

Эта формула позволяет определять продуктивную площадь возможных как нефтяных, так и газовых залежей.

Среднее значение эффективной нефте(газо)насыщенной толщины пласта для любого типа залежей рассчитывается по формуле

$$\overline{h}_{\text{н.(г.)эф.пер}} = \left[\left(\sum_{i=1}^{m} \overline{h}_{\text{н.(г.)эф}\,i}\right) \Big/ \left(\sum_{i=1}^{m} F_{\text{зал}\,i}\right)\right] F_{\text{пер}},$$

где $\overline{h}_{\text{н.(г.)эф}\,i}$ — средние эффективные нефте(газо)насыщенные толщины продуктивного пласта разведанных залежей; $F_{\text{зал}\,i}$ — нефте(газо)носные площади тех же залежей; $F_{\text{пер}}$ — предполагаемая нефтегазоносная площадь перспективной структуры, определенная по формуле (157).

§ 3. ПРИНЦИПЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОСТАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ ПОДСЧЕТА

Коэффициенты открытой пористости, нефтегазонасыщенности, плотность нефти и пересчетный коэффициент для подсчета перспективных ресурсов нефти, а также газонасыщенность и начальное пластовое давление для оценки перспективных ресурсов свободного газа устанавливаются в соответствии с региональным изменением средних значений этих параметров по выявленным залежам. Для этого целесообразно составлять карты изменения указанных параметров в пределах структурно-фациальных зон. В зависимости от расположения перспективных структур относительно выявленных залежей средние значения параметров устанавливаются на основе интерполяции или экстраполяции. Расчет термического и барического коэффициентов для определения объема свободного газа ведется на основе карт изотерм и изобар, составляемых по данным выявленных залежей.

Содержание стабильного конденсата в составе свободного газа устанавливается исходя из среднего потенциального содержания C_5+высш. в составе пластового газа залежей, расположенных вблизи перспективной структуры, или на основе закономерностей изменения этого параметра. Величина начального газосодержания для подсчета ресурсов растворенного в нефти газа определяется или как среднее значение этого параметра на соседних залежах, или путем интерполяции. Значение коэффициента извлечения нефти может быть найдено по аналогии с близлежащими залежами, размеры запасов которых соизмеримы с размерами ресурсов перспективной структуры.

Определение перспективных ресурсов категории C_3 на перспективных площадях с предполагаемыми нефтегазовыми или газонефтяными залежами в продуктивном пласте более сложное, чем в случае однофазных залежей. Сложность объясняется необходимостью взаимной увязки возможных нефтенасыщенных и газонасыщенных толщин и эффективных толщин в нефтяной и газовой частях залежи, чего порой достичь невозможно, особенно на пластовых сводовых залежах с нефтяной оторочкой. Поэтому подсчет перспективных ресурсов двухфазных залежей целесообразнее осуществлять непосредственно через объемы коллекторов нефтенасыщенной и газонасыщенной частей залежи.

Наиболее простыми и в то же время достаточно достоверными являются следующие схемы.

На выявленных залежах исследуемого продуктивного пласта, расположенных в одной структурно-фациальной зоне с перспективными структурами, определяются отдельно нефтенасыщенные объемы коллекторов с запасами категорий $A+B+C_1+C_2$. Если перспективные структуры расположены между выявленными залежами и глубоким бурением пустые структуры не обнаружены, то по каждой залежи рассчитываются объемы нефтенасыщенных R_{ni} и газонасыщенных R_{ri} коллекторов, приходящиеся на 1 км^2 площади S_i структуры по ОМГ:

$$R_{ni} = V_{ni}/S_i; \quad R_{ri} = V_{ri}/S_i,$$

где V_{ni}, V_{ri} — объемы соответственно нефтенасыщенных и газонасыщенных коллекторов на выявленных залежах с запасами категорий $A+B+C_1+C_2$; S_i — площадь структуры по отражающему маркирующему горизонту, пребывавшей в глубоком бурении независимо от его результатов.

Интерполируя полученные значения (отдельно для нефти и газа) между выявленными залежами, можно определить величины $R_{\text{н.пер}i}$ и $R_{\text{г.пер}i}$ в точках, соответствующих центрам перспективных структур. Тогда объемы нефтенасыщенных и газонасыщенных коллекторов на каждой перспективной структуре будут равны:

$$V_{\text{н.пер}i} = R_{\text{н.пер}i} S_{\text{пер}i}; \quad V_{\text{г.пер}i} = R_{\text{г.пер}i} S_{\text{пер}i},$$

где $S_{\text{пер}i}$ — площадь перспективной структуры.

В тех случаях, когда перспективные структуры расположены вне участков с выявленными залежами, но в непосредственной близости от них, значения $R_{н.пер\,i}$ и $R_{г.пер\,i}$ определяются путем экстраполяции.

При наличии в пределах структурно-фациальной зоны пустых структур, установленных глубоким бурением, при выклинивании и литолого-фациальном замещении коллекторов на всю толщину пласта расчет нефтенасыщенных и газонасыщенных объемов на перспективных структурах осуществляется с помощью средневзвешенных значений удельных объемов, определяемых в целом для зоны:

$$R_{н.пер.ср.взв} = \left(\sum_{i=1}^{m} V_{нi}\right) \Big/ \left(\sum_{j=1}^{n} S_j\right), \quad R_{г.пер.ср.взв} =$$

$$= \left(\sum_{i=1}^{m} V_{гi}\right) \Big/ \left(\sum_{j=1}^{n} S_j\right).$$

Для расчета объемов каждой части предполагаемой залежи площадь перспективной структуры умножается на величины удельных объемов нефтенасыщенных и газонасыщенных коллекторов.

Для уточнения перспективных ресурсов целесообразно рассчитывать по каждому пласту коэффициент достоверности, равный отношению суммы начальных балансовых запасов открытых залежей в этом пласте к сумме ранее подсчитанных перспективных ресурсов тех же объектов, проверенных бурением:

$$k_{достС_4} = \left[\sum_{i=1}^{m} (Q_{н.(г)} + Q_{А+В+С_1+С_2})\right] \Big/ \left(\sum_{j=1}^{n} Q_{С_3}\right).$$

Этот коэффициент вводится в качестве сомножителя в формулы подсчета запасов нефти и газа объемным методом.

В заключение следует еще раз подчеркнуть, что ресурсы площади в целом определяются суммированием результатов, полученных по продуктивным пластам (горизонтам).

Глава XIII.

ОЦЕНКА ПРОГНОЗНЫХ РЕСУРСОВ

Оценка прогнозных ресурсов нефти, газа и конденсата включает в себя два взаимосвязанных этапа — качественную и количественную оценки.

В зависимости от того, насколько тщательно выполнена качественная оценка, определяется достоверность полученных результатов количественной оценки. Рассмотрим эти этапы в соответствии с Методическими указаниями [17].

§ 1. ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ КАЧЕСТВЕННОЙ ОЦЕНКИ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Цель качественной оценки перспектив нефтегазоносности — дифференциация исследуемых территорий по степени их перспективности и выделение объектов прогнозной оценки на основе выявления и изучения пространственного изменения геологических критериев, благоприятных для генерации и аккумуляции углеводородов, и нефтегазогеологического районирования этих территорий.

Как уже отмечалось, при проведении нефтегазогеологического районирования к важнейшим критериям относятся: геотектоническое строение территории литолого-стратиграфическая характеристика разреза, гидрогеологические и геохимические условия оцениваемого региона.

В процессе качественной оценки в результате всестороннего изучения и анализа фактических данных по геолого-геофизической, тектонической, геохимической и гидрогеологической характеристике территорий определяются основные черты и этапы их геотектонического развития.

Исходя из закономерностей размещения в каждом комплексе выявленных залежей нефти и газа, а также из выявленных нефтегазопроявлений и данных геохимических исследований развития определенных типов геохимических фаций, распространения захороненного исходного дисперсного ОВ (гумусового сапропелевого и смешанного типов) и оценки его характера и степени метаморфизма, устанавливается наличие в разрезе нефтепроизводивших толщ, горизонтов. По этим данным выделяются выявленные и предполагаемые зоны нефтегазонакопления.

На следующем этапе качественной оценки изучается пространственное изменение каждого критерия нефтегазоносности путем составления соответствующих карт: тектонических, структурных, литолого-фациальных, гидрогеологических, геохимических и др. Совмещением этих карт получают комплексную карту критериев нефтегазоносности (рис. 63), являющуюся основой для нефтегазогеологического районирования территорий, выделения оценочных объектов прогнозирования и зон, характеризующихся разной степенью перспективности. Границы зон разной перспективности Е. В. Захаров и Ю. А. Иванов предлагают определять по наиболее существенным изменениям основных критериев или их групп в определенных сочетаниях.

В процессе дифференции территорий выделяются зоны: заведомо бесперспективные (объект прогнозирования в осадочных отложениях отсутствует), бесперспективные (объект прогнозирования лишен коллекторов или покрышек либо находится в зоне гипергенеза или в других неблагоприятных условиях), перспективные на нефть (нефтеносные), на газ (газоносные) и на нефть и газ (нефтегазоносные). По каждому объекту прогнозирования составляется карта перспектив нефтегазоносности (рис. 64). Вместе с комп-

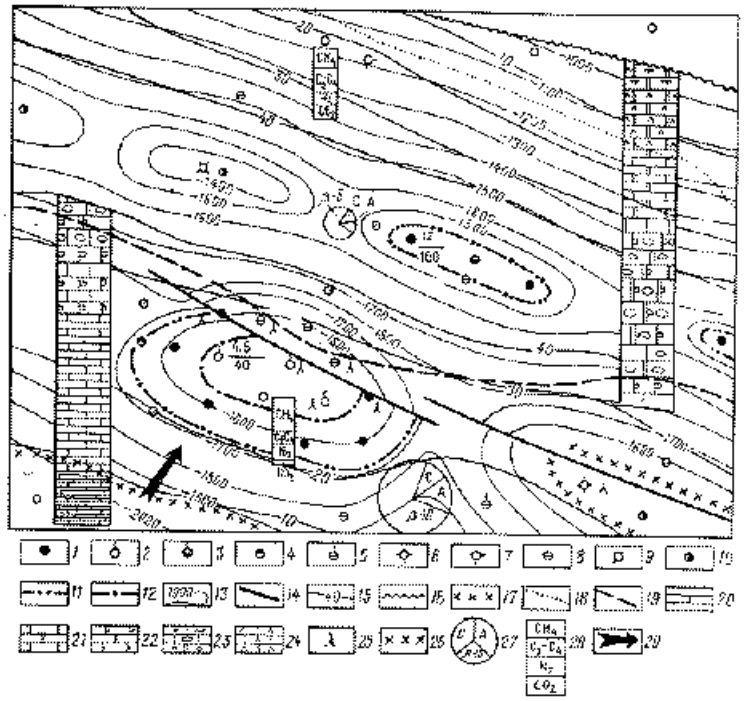


Рис. 63. Макет комплексной карты критериев перспектив нефтегазоносности (для карбонатного горизонта, перекрытого региональной соляной покрышкой). Составил Е. В. Захаров.

Скважины, давшие: *1* — нефть, *2* — воду, *3* — нефть и газ, *4* — нефть и воду, *5* — газ и воду, *6* — прямые признаки нефти, *7* — прямые признаки газа; скважины: *8* — не давшие притока, *9* — ликвидированные без опробования, *10* — находящиеся в бурении; нефтегазоносные контуры нефтегазоносности: *11* — ВНК; *12* — ГНК; *13* — изогипсы кровли карбонатного (или соответствующего отражающего горизонта), м; *14* — разрывные нарушения; *15* — изопахиты толщины карбонатного горизонта, м; границы: *16* — выклинивания карбонатного горизонта, *17* — фациального замещения карбонатного горизонта тонкослоистым известковистым мергелем, *18* — между ангидритизированным и неангидритизированным карбонатами, *19* — между доломитами и известняками; литологические разности пород: *20* — известняки, *21* — доломиты, *22* — водорослевые известняки и доломиты, *23* — оолитовые известняки и доломиты, *24* — известняки и доломиты с включениями ангидритов и каменной соли; *25* — наличие в разрезе карбонатного горизонта эффективных трещин; *26* — предполагаемые зоны повышенной трещиноватости; *27* — диаметр круговой диаграммы в масштабе соответствует содержанию $C_{орг}$ (в %), площади сегментов — содержанию битумов А, С (в %) и величине битумного коэффициента β; *28* — содержание компонентов CH_4, C_2—C_4, N_2 и CO_2 (в % по объему) в составе свободных или растворенных в воде газов; *29* — наиболее вероятное направление миграции УВ; цифры у скважин: в числителе — $k_{п.о}$, в знаменателе — $k_{пр}$, 10^{-12} м^2

лексной картой критериев нефтегазоносности и картами тектонического и нефтегазогеологического районирования она служит основой для количественной оценки прогнозных ресурсов.

Наряду с указанным комплектом карт по каждому горизонту или комплексу такой же комплект карт составляется по всему осадочному чехлу в пределах оцениваемого региона. Кроме того, составляются схемы корреляции с выделением нефтегазоносных и перспективных на нефть и газ горизонтов, литолого-стратиграфических и нефтегазоносных комплексов; схема нефтегазогеологического расчленения разреза региона и т. п.

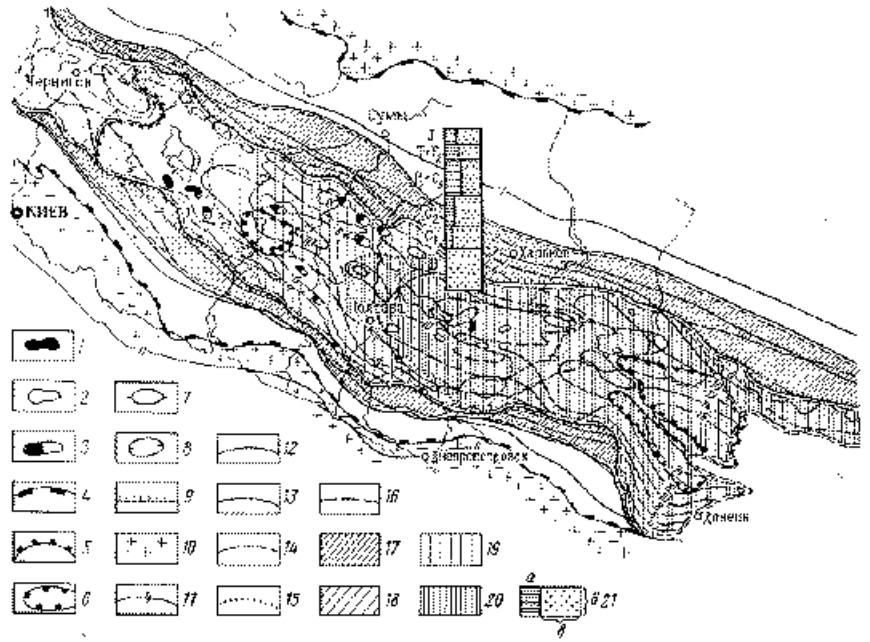


Рис. 64. Макет карты перспектив нефтегазоносности [18].

Месторождения: *1* — нефтяные, *2* — газовые, *3* — нефтегазовые; *4* — границы впадин; *5* — своды; *6* — впадины; *7* — валы; *8* — прогибы; *9* — краевые нарушения; *10* — докембрийский фундамент; *11* — изогипсы осадочного чехла, км; границы: *12* — нефтегазоносной провинции, *13* — нефтегазоносной области, *14* — нефтегазоносного района, *15* — зон с различными плотностями суммарных ресурсов; *16* — разделы нефтеносных и газоносных земель; распределение земель по содержанию флюидов: *17* — нефтеносные (содержание начальных потенциальных ресурсов нефти более 90 %), *18* — преимущественно нефтеносные (содержание начальных суммарных ресурсов нефти не менее 60 %), *19* — преимущественно газоносные (содержание начальных суммарных ресурсов газа не менее 60 %), *20* — газоносные (содержание начальных суммарных ресурсов газа более 90 %); *21* — распределение начальных геологических запасов нефти и газа по стратиграфическим комплексам: *а* — для категорийных запасов в комплексе, *б* — средняя мощность комплекса в масштабе, *в* — доля прогнозных ресурсов данного комплекса от общих прогнозных ресурсов по области (району)

В зависимости от степени обоснованности в отношении нефтегазоносности и изученности объектов прогнозирования проводится дифференциация по категориям $Д_1$ и $Д_2$. Качественная оценка завершается выделением в пределах объекта прогнозирования оценочных участков, а в пределах хорошо изученной территории — эталонных участков.

В хорошо изученных регионах для разделения территорий на земли по перспективности могут быть использованы алгоритмы распознавания образов. Для этого вводится некоторый критерий схожести объектов, и каждый оценочный объект относят к тому классу, на который он больше всего похож.

Метод впервые был применен Р. И. Быковым и А. И. Холиным для районов Туранской плиты. Все расчеты выполняются на ЭВМ.

что позволяет учитывать одновременно в каждом наборе большое число критериев.

Наибольший эффект на контрольных объектах дают выборки, учитывающие следующие признаки: количество нефти и газа в выявленных залежах; толщину комплекса; песчанистость разреза; толщину осадочного чехла; разность отметок по подошве комплекса между центром эталонного участка и наиболее погруженной частью ближайшей впадины; отношение количества эмигрировавших жидких углеводородов в пределах площади нефтегазосбора к этой площади; содержание тяжелых углеводородов в растворенном в пластовой воде газе из отложений верхней части комплекса; газовый фактор пластовых вод в этой части комплекса.

Опыт показал, что надежность выделения объектов разных классов снижается при увеличении числа классов. Поэтому разделение территорий на земли разной перспективности рекомендуется проводить в несколько этапов, последовательно выделяя каждую новую область с возрастающей градацией плотности запасов. На первом этапе для провинции в целом выделяются земли с незначительной плотностью запасов, затем — с малой, средней и высокой. После этого аналогично дифференцируются земли по каждому комплексу. На каждом этапе проверяется адекватность отдельных моделей нефтегазообразования в соответствии с набором критериев результатам реального процесса на контрольных объектах. Надежность прогнозирования по этапам для каждого набора критериев варьирует от 0,75 до 0,83. При этом были установлены две тенденции: возрастание роли структурного фактора по мере увеличения плотности запасов, а также снижение роли геохимического фактора при дальнейшей дифференциации земель по плотности запасов после разделения их на бесперспективные и перспективные.

§ 2. КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ОЦЕНКА ПРОГНОЗНЫХ РЕСУРСОВ

Объектами количественной оценки прогнозных ресурсов нефти и газа могут быть подготовленные к бурению или выявленные ловушки, а также оценочные участки. В пределах одного оценочного объекта по площади может быть выделено несколько оценочных участков. Вместе с тем интервалы разреза отложений (горизонт, комплекс, осадочный чехол) у соответствующих оценочных объектов и оценочных участков одинаковы.

Оценка прогнозных ресурсов в локальных ловушках

Прогнозные ресурсы оцениваются в локальных ловушках, подготовленных к глубокому бурению и выявленных.

Ловушка, подготовленная к глубокому бурению, должна быть изучена с детальностью, позволяющей составить структурные карты каждого оцениваемого нефтегазоносного или нефтегазоперспективного комплекса (горизонта).

Выявленные ловушки должны быть подтверждены как минимум сейсморазведочными исследованиями, структурным бурением или их сочетанием по пересекающимся профилям, другими геолого-геофизическими исследованиями, данные которых в районе (на других ловушках) подтверждены сейсморазведкой или бурением.

Оценка прогнозных ресурсов категории $Д_1$ в ловушках может быть осуществлена по аналогии с залежами, выявленными в этом же нефтегазоносном горизонте в пределах одного или нескольких сооружений II порядка данного района, условия которых сходны с условиями изучаемого объекта. Для этого в пределах указанных зон отбирают все ловушки, пребывавшие в глубоком разведочном бурении на исследуемый горизонт, независимо от полученного результата. Далее измеряют их площади в пределах нижней замкнутой изогипсы и разносят по классам (интервалам). Например, 1—2, 2—4, 4—8, 8—16, 16—32, 32—64 км² и т. д. в соответствии с геометрической прогрессией. Для каждого класса определяют плотность начальных запасов категорий $A+B+C_1+C_2$ всех выявленных залежей в исследуемом горизонте, приходящуюся на 1 км² площади ловушки, например,

$$q_{(8-16\ км^2)} = \sum_{i=1}^{m} Q_{(A+B+C_1+C_2)\,i} \Big/ \left(\sum_{k=1}^{n} S_k\right).$$

Затем замеряют площадь прогнозной ловушки в пределах нижней замкнутой изогипсы и определяют, к какому классу по размерам площади она относится. Прогнозные ресурсы нефти ловушки в исследуемом горизонте определяются как произведение установленной для этого класса удельной плотности запасов на площадь ловушки $S_л$:

$$Q_{л.прогн} = \left(\sum_{i=1}^{m} Q_{(A+B+C_1+C_2)\,вi} \Big/ \sum_{k=1}^{n} S_k\right) S_л k_{ан},$$

где $k_{ан}$ — коэффициент аналогии, учитывающий различия значений открытой пористости $k_{п.о}$, эффективной нефтенасыщенной толщины $h_{н.эф}$ и других параметров в изученных и прогнозной зонах нефтегазонакопления, если такие данные имеются:

$$k_{ан} = (k_{п.о.прогн} h_{н.эф.прогн})/(k_{п.о.эт} \bar{h}_{н.эф.эт}).$$

Аналогичным образом определяются и прогнозные ресурсы свободного газа. При этом число сомножителей в коэффициенте аналогии возрастает вследствие разницы в температурных поправках, начальном пластовом давлении на прогнозной и эталонных ловушках.

Как и при подсчете перспективных ресурсов, прогнозные ресурсы категории $Д_1$ должны уточняться введением в формулу коэффициента достоверности: $k_{дост} Д_1 = \Sigma Q_{(A+B+C_1+C_2)}/\Sigma Д_1$, где числитель — сумма начальных балансовых запасов залежей нефти (газа), по которым ранее были оценены прогнозные ресурсы; $\Sigma Д_1$ —

сумма прогнозных ресурсов по всем ловушкам горизонта (комплекса), проверенным бурением.

Прогнозные ресурсы ловушки в целом определяются суммой ресурсов по всем горизонтам разреза отложений с учетом коэффициента достоверности, подсчитанного по каждому горизонту.

При оценке ресурсов категории $Д_2$, может быть применена та же формула, однако уровень эталона в данном случае будет соответствовать структуре I порядка и комплексу, что существенно усредняет получаемые результаты.

Оценка прогнозных ресурсов на оценочных объектах

Задача оценки прогнозных ресурсов заключается в переносе данных о нефтегазоносности с относительно хорошо изученной территории на слабо изученную, прогнозную.

Количественная оценка прогнозных ресурсов основывается на качественной оценке, в процессе которой на прогнозной территории по каждому продуктивному горизонту или нефтегазоперспективному комплексу намечены границы их распространения и определены перспективы этих земель в отношении нефтегазоносности. В зависимости от степени изученности прогнозной территории в пределах распространения исследуемых нефтегазоносных горизонтов или нефтегазоперспективных комплексов выбираются оценочные объекты площадной иерархии в соответствии с изложенными в гл. II принципами.

Оценка прогнозных ресурсов категории $Д_1$ и $Д_2$ на стадии оценки зон нефтегазонакопления

Практически все методы оценки прогнозных ресурсов на этой стадии основываются на сравнительной геологической аналогии (кроме историко-статистического). Это в равной мере относится к методам многомерного математического моделирования процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления (выделяемых в последнее время в самостоятельную группу), поскольку любая математическая модель и ее параметры должны быть установлены на хорошо изученных эталонных участках, проверены на таких же участках, не вовлеченных в анализ для последующего контроля, а затем перенесены на неизученные оценочные участки для оценки на них прогнозных ресурсов. Как будет показано ниже, некоторые приемы математического моделирования, рассматриваемые ныне как самостоятельные методы, по существу являются лишь аппаратом, позволяющим на более высоком, чем прежде, уровне обосновывать аналогию эталонных и оценочных участков. Из сказанного следует, что независимо от того, каким методом предполагается оценивать прогнозные ресурсы, в сравнительной геологической аналогии первостепенная роль отводится обоснованию выделения эталонных участков на хорошо изученной территории и оценочных участков (объектов) на прогнозной территории. При этом прогнозные

ресурсы территории будут представлять собой интегральную оценку ресурсов по оценочным участкам, выделяемым в ее пределах.

Эталонный участок. Эталонным считается участок, изученный глубоким бурением в пределах нефтегазоносных области, района или зоны. Поскольку каждому нефтегазоносному горизонту (или комплексу) в их пределах присущи свои особенности и закономерности нефтегазообразования и нефтегазонакопления, эталонные участки выделяются по каждому из них.

В плане они выделяются в пределах тектонических сооружений I порядка (своды, впадины) (категория $Д_2$) и II порядка (валы и т. п.) (категория $Д_1$). При условии соответствия структурных планов в разных горизонтах разреза осадочного чехла границы эталонных участков в этих горизонтах будут совпадать. При несоответствии структурных планов границы эталонных участков могут существенно отличаться в разных горизонтах разреза.

Эталонные участки должны быть замкнуты в структурном и миграционном отношении и находиться в пределах зон с различной плотностью доказанных запасов, а также в пределах разбуренных участков с нулевой их плотностью. В эталонные участки не следует включать залежи с крупными и уникальными запасами, открытия которых на оценочных объектах не ожидается. Как правило, у таких залежей этаж нефтегазоносности значительно превышает размеры горизонта и охватывает один или несколько нефтегазоносных комплексов.

Эталоны должны включать наряду с залежами и установленные бурением пустые ловушки, при этом перекрытие недопустимо, т. е. одна и та же залежь или пустая ловушка может входить только в один эталонный участок.

Размеры эталонных участков должны обосновываться в каждом конкретном случае. Например, для условий Волго-Уральской нефтегазоносной провинции оптимальные площади эталонов 1—2,5 тыс. км², для Западной Сибири — 2—5 тыс. км².

Для определения плотности запасов в пределах эталона учитываются всегда начальные балансовые запасы категорий $А+В+С_1+С_2$ залежей, выявленных в исследуемом горизонте, а также перспективные ресурсы категории $С_3$ с учетом коэффициента достоверности, подсчитанного для этого горизонта.

В связи с тем что большинство эталонов и в настоящее время сами являются объектами поисков и разведки, плотность запасов на них должна быть скорректирована за счет будущей доразведки с учетом оптимальной по экономической целесообразности и технической возможности плотности сети наблюдений на конец прогнозируемого периода. Величина недоразведанных ресурсов эталона определяется исходя из закономерностей распределения залежей, существующих в недрах и выявленных, по размерам их запасов.

Дело в том, что чем меньше запасы залежей, тем их больше в осадочном чехле, что описывается убывающей функцией (рис. 65). В. И. Шпильман в 1982 г. вывел функцию истинного распределения

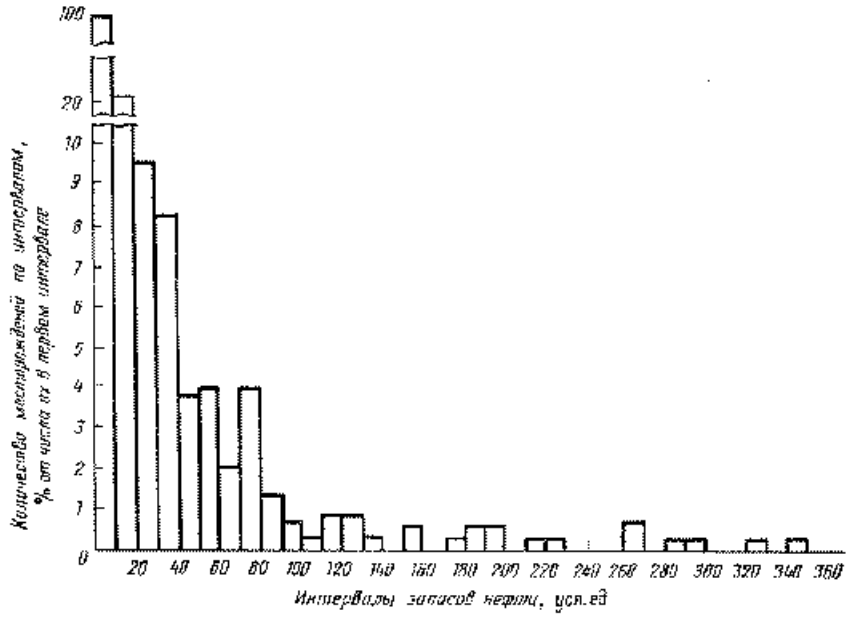


Рис. 65. Распределение нефтяных месторождений по равномерным интервалам запасов (по В. А. Долицкому, И. С. Гутману, И. В. Горбику).

залежей по запасам в интервале от наперед заданного q_0 до максимального, исключая последнее: $\Phi(q) = 1 - q_0/q_i$, плотность вероятности $P(q) = q_0/q^2$.

Такой же закономерности подчиняется и распределение отдельных поднятий, с которыми связаны залежи нефти и газа. Однако в связи с тем, что поднятия и выявленные на них залежи обнаруживаются сетью наблюдений различной плотности, их фактическое распределение по размерам существенно отличается от истинного. Любая сеть наблюдений позволяет полностью выявить по ОМГ лишь те поднятия, размер которых больше или соответствует плотности сети наблюдений (сейсмопрофилей, структурного бурения и т. п.). Поднятия с меньшими размерами будут пропускаться, причем чем меньше размер поднятий, тем меньше их будет выявлено. Отсюда был сделан вывод, что размеры выявленных поднятий распределяются по логарифмически нормальному закону (рис. 66). Аналогично распределяются и размеры выявленных залежей, что позволяет, учитывая сказанное, рассчитывать прирост запасов за счет доразведки эталонных участков в будущем.

Если все залежи, выявленные по продуктивному горизонту на эталонном участке, по величине запасов расположить в ранжированный ряд, то залежь с номером $n/2$ (где n — число залежей) и запасами $q_{ср}$ будет определенным образом соответствовать примерно среднему размеру сети наблюдений, применяемой на этом участке для выявления и подготовки ловушек к глубокому бурению. Проследив во времени, как изменялись средние запасы залежей на эталонном участке (после открытия залежи с максимальными запасами) в зависимости от уплотнения сети наблюдений, можно статистически определить, какие по величине запасы залежи будут соответствовать средним размерам выявленных поднятий, которые в свою очередь будут соответствовать оптимальной плотности сети наблюдений на конечный срок прогнозирования с учетом технической возможности и экономической целесообразности разведки и разработки подобных залежей. Если разделить эти запасы на число горизонтов в разрезе в соответствии с долей каждого в суммарных запасах залежи, то определится искомый размер залежи в горизонте q^*_0.

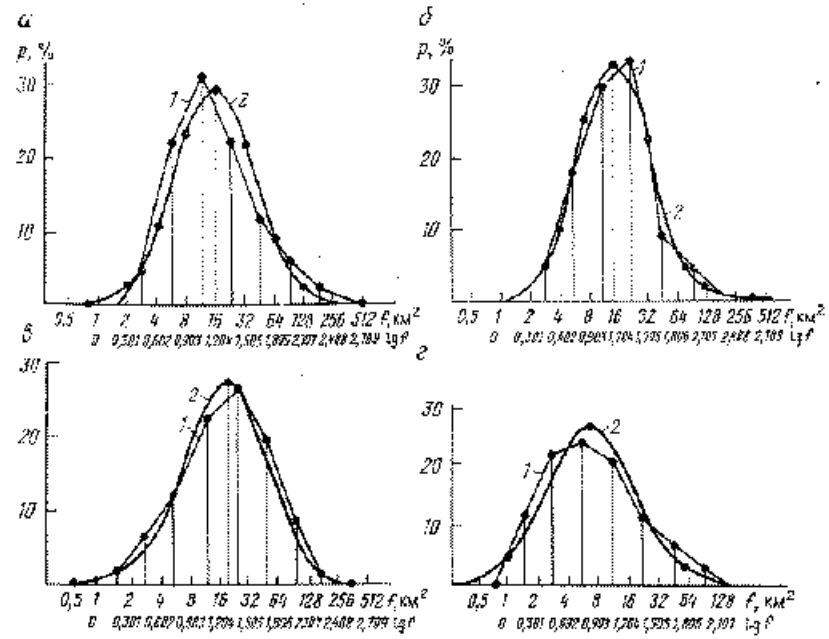


Рис. 66. Распределение поднятий по размерам их площадей.

а — северная вершина Татарского свода; *б* — Бирская седловина; *в* — юго-восточный склон Русской платформы; *г* — Жигулевско-Пугачевский свод. Распределения: *1* — статистическое, *2* — теоретическое. *f* — размеры площадей, *p* — доля поднятий в общем их числе в разрезе

В соответствии с изложенным величина недоразведанных ресурсов эталонного участка будет определяться формулой

$$\Delta Q = \left[Q_0 - q_{max} - \left(\sum_{i=1}^{m} q_i < q_{ср} \right) \right] (\ln q_{ср} - \ln q_0^*)/(\ln q_{max} - \ln q_0^*),$$

где Q_0 — суммарные начальные балансовые запасы всех залежей, выявленных на эталонном участке в исследуемом продуктивном горизонте; q_{max} — наибольшие запасы залежи; q^*_0 — запасы залежи, соответствующие оптимальной сети наблюдений на конечный срок прогноза; $\sum_{i=1}^{m} q_i$ — суммарные запасы выявленных в исследуемом горизонте на эталонном участке залежей с запасами меньше средних.

Оценочные участки. Оценочные участки по геологическому строению и предполагаемым условиям нефтегазонакопления и нефтегазообразования должны быть подобны эталонным участкам. Они охватывают на прогнозной территории тектонические сооружения того же ранга и знака, что и эталонные участки на разведанной территории, и тот же горизонт (комплекс).

Площадь оценочного участка должна быть соизмерима с площадью эталонного, но не должна отличаться от его площади больше чем в 2 раза.

Метод удельных плотностей запасов по площади или по объему пород (коллекторов). Сущность этого метода заключается в сравнении эталонных и оценочных участков по совокупности критериев нефтегазоносности и переносе плотностей запасов по площади или по объему пород (коллекторов) с эталонного участка на сходный с ним оценочный. Если удельную плотность запасов по площади эталонного участка по исследуемому продуктивному горизонту выразить через $\rho_{эт}=\Sigma Q_{эт}/S_{эт}$, то прогнозные ресурсы на аналогичном ему оценочном участке будут $Q_{оц}=(\Sigma Q_{эт}/S_{эт})S_{оц}=\rho_{эт}S_{оц}$, где $\Sigma Q_{эт}$ — сумма начальных балансовых запасов категорий $A+B+C_1+C_2$ залежей и перспективных ресурсов категории C_3 с учетом коэффициента достоверности, а также приращенных ресурсов ΔQ на эталонном участке за счет его будущей доразведки; $S_{эт}$, $S_{оц}$ — площади эталонного и оценочного участков.

Аналогично ведется расчет и при использовании плотности запасов по объему пород. В этом случае $S_{эт}$ и $S_{оц}$ заменяются на $V_{эт}$ и $V_{оц}$.

В зависимости от набора критериев нефтегазоносности и способа сравнения возможны различные пути доказательства сходства эталонного и оценочного участков.

К числу критериев, прямо или косвенно контролирующих условия генерации углеводородов, относят толщину осадочного чехла, песчанистость разреза отложений горизонта (или комплекса), его толщину; степень преобразованности ОВ в кровле или подошве комплекса, а также в подстилающем и перекрывающем экранах, содержание $C_{орг}$ и $\beta_{хл}$ в исследуемых отложениях; скорость накопления осадков и др. [18]. Для характеристики первичной и вторичной миграции углеводородов используются данные об интенсивности эмиграции жидких и газообразных углеводородов или их суммы из материнских пород; величины разности отметок кровли горизонта в центре участков и в наиболее приподнятой части свода или в наиболее погруженной части впадин, а также расстояний от центра участков до этих же точек; значения плотности разрывных нарушений в пределах структур I и II порядка; показатели коллекторских свойств горизонта. Время и условия аккумуляции могут быть охарактеризованы параметрами перекрывающего экрана, показателями плотности поднятий по площади, интенсивности их роста, амплитудой, условным объемом, а также песчанистостью, толщиной и коллекторскими свойствами горизонта. Для характеристики условий сохранения залежей углеводородов, их взаимодействия с вмещающей средой используют параметры пластовых вод (газонасыщенность, концентрация тяжелых углеводородов в растворенном газе, минерализация пластовых вод, температура и т. п.).

В зависимости от степени изученности оценочных участков ряд этих параметров может быть определен по данным бурения отдельных параметрических скважин и региональных геофизических исследований. Тем самым создаются объективные предпосылки для сравнения эталонных и оценочных участков.

Такое сравнение может быть осуществлено вручную или с помощью ЭВМ. Естественно, набор сравниваемых критериев при ручной обработке значительно уже, чем при машинной, и, как правило, ограничивается сравнением аккумуляционных и частично консервационных характеристик горизонтов: общей толщины, доли пород-коллекторов, емкостных свойств, развития непроницаемых покрышек и т. п.

Различие между этими параметрами на эталонном и оценочном участках определяется величиной отношения значений этих параметров. Произведение нескольких таких отношений называется коэффициентом аналогий: $k_{ан}=(x_{1оц}x_{2оц}\ldots x_{nоц})/x_{1эт}x_{2эт}\ldots x_{n\ эт})$, где $x_{1,2\ldots n}$ — изменяющиеся параметры на эталонном и оценочном участках.

С учетом этого коэффициента формула оценки прогнозных ресурсов на оценочном участке будет иметь вид:

$$Q_{оц}=(\Sigma Q_{эт}/S_{эт})S_{оц}k_{оп}.$$

Прогнозные ресурсы оценочного объекта в исследуемом горизонте равны сумме оценочных прогнозных ресурсов на оценочных участках, выделенных в пределах этого объекта. Если на оценочном участке имеются месторождения или перспективные ловушки, то их запасы и ресурсы следует вычесть из полученных величин прогнозных ресурсов.

Нужно учесть, что в соответствии с Методическими указаниями [17] допустимые пределы коэффициента аналогии варьируют от 0,5 до 2. Параметры эталона, не соответствующие этому интервалу, переносить на оценочный участок нельзя.

В рассмотренном варианте сравнение эталонных и оцениваемых участков в значительной мере основывается на интуиции исполнителя. Современные методы обработки фактических данных с по-

мощью ЭВМ позволяют учесть более широкую гамму критериев на основе формального сравнения множества объектов и характеризующих их факторов. В последнее время все более широко применяется кластер-анализ. В промысловой геологии на основе этого метода в один эксплуатационный объект объединяют несколько продуктивных пластов в разрезе месторождения. При прогнозировании нефтегазоносности недр кластер-анализ позволяет сравнивать, хотя и формально, но благодаря учету множества факторов объективно, ряд эталонных и оценочных участков с целью выбора той пары из них, которая характеризуется наименьшей мерой различия $d_{l\,m}$. Мера различия определяется между строками матрицы стандартизованных (при $t=(x-x)/S$) данных (площадями участков).

Не вдаваясь в подробности математической сущности метода, рассмотренного в курсе «Применение математических методов и ЭВМ в геологии», остановимся на рекомендациях по его использованию при прогнозе нефтегазоносности.

Результаты сравнения ЭВМ выдает в виде дендрограммы, где эталонные и оценочные объекты сгруппированы по мере различия. Оценочному участку, наиболее близкому по учтенным в анализе критериям нефтегазоносности к эталонному, приписывается плотность запасов последнего. Прогнозные ресурсы на оценочном участке определяются по указанной выше формуле $Q_{оц}=\rho_{эт}S_{оц}$. Коэффициент аналогии в этом случае принимается равным единице. Однако в связи с формальным сравнением множества критериев, кластер-анализ порой нивелирует решающее влияние наиболее эффективных параметров, с помощью которых ведется сравнение вручную. В таких случаях также вводят $k_{ан}$. Дополнительные сведения по каждой паре участков задаются на основе имеющихся фактических данных.

Метод удельных плотностей запасов по площади или объему может дать интервальную оценку ресурсов (средние, минимальные и максимальные), если воспользоваться данными о плотностях запасов, определенных при разделении территорий на земли разной перспективности при качественной оценке с помощью метода распознавания образов. Если вся площадь развития нефтегазоносного комплекса S в пределах оцениваемых нефтегазоносного района или области разделена по перспективности на основании плотности запасов УВ на n классов, то средняя, минимальная и максимальная плотности запасов в каждом классе будут равны:

1-й класс . . . . . $\overline{\rho_1}$; 0; ρ_1

2-й класс . . . . . $\overline{\rho_2}$; ρ_1; ρ_2

3-й класс . . . . . $\overline{\rho_3}$; ρ_2 ρ_3

. . . . . .

n-й класс . . . . . $\overline{\rho_n}$; ρ_{n-1}; ρ_n.

Если каждый класс охватывает земли площадью S_i, в том числе земли, перспективные на нефть занимают площади S_{ni}, а на

газ — S_{ri}, то средняя оценка суммарных ресурсов района или области может быть получена путем суммирования произведений $\rho_i S_i$:

$$Q_{н.прогн}=\sum_{i=1}^{n}\overline{\rho}_{ni}S_{ni};\qquad Q_{г.прогн}=\sum_{i=1}^{n}\overline{\rho}_{ri}S_{ri};\qquad Q_{(н+г)\,прогн.}=\sum\overline{\rho}_i S_i.$$

Аналогично получают и интервальные оценки для минимальных и максимальных значений плотности запасов углеводородов.

Метод количественных геологических аналогий с использованием регрессионного анализа. Этот метод, предложенный И. И. Нестеровым и В. И. Шпильманом для условий Западной Сибири, применим при наличии большого числа эталонных участков. Он основан на зависимости плотности запасов от многих геолого-геофизических факторов, устанавливаемых на эталонных участках. Набор факторов определяется перечисленными выше критериями.

$$\rho=a_1x_1+a_2x_2+\ .\ .\ .+a_nx_n=\sum_{i=1}^{n}a_ix_i,$$

где a_i — неизвестные числовые коэффициенты, определяемые по экспериментальным данным методом наименьших квадратов; x_i — наиболее информативные параметры.

Из-за недостатка данных не все перечисленные выше критерии могут быть представлены в виде параметров. В таких случаях используются косвенные характеристики. Например, органическое вещество с определенной мерой условности можно охарактеризовать по палеофациям, а палеотемпературы — по палеоглубинам и т. п. В наборе оставляют лишь те параметры, которые установлены на оценочных участках. В зависимости от изученности прогнозных территорий набор может быть широким или узким. Естественно, узкий набор параметров применим на участках, относимых к участкам с ресурсами категории $Д_2$.

При подобной геологической информации на оцениваемых участках применяется развернутая формула оценки плотности прогнозных ресурсов $\ln\rho_{оц}=2L+6h_{пес}-0{,}46S-0{,}13I-0{,}003R+0{,}49C_{орг}+9{,}2$, где L — расстояние от центра участка до обрамления; S — плотность структур; h — толщина пластов песчаников в горизонте; I — интенсивность роста структур; R — средняя плотность структур соответствующих категорий; $C_{орг}$ — содержание органического углерода в глинах.

При меньшей изученности формула упрощается: $\ln\rho_{оц}=4{,}9L-0{,}6F+h-0{,}1S+2{,}6$, где F — расстояние от центра участка до наиболее глубокой части провинции.

Плотность прогнозных ресурсов слабо изученных районов оценивается еще проще: $\ln\rho_{оц}=4L-3F+0{,}5H+3{,}9$, где H — толщина осадочного чехла.

Теснота связи между параметрами оценивается множественным коэффициентом корреляции.

Естественно, в других провинциях зависимости будут иметь иной вид, но принцип их получения сохраняется.

Структурно-вероятностный метод. Этот метод предложен нами для оценки прогнозных ресурсов категории $Д_1$ в предполагаемых ловушках структурного типа. Количество таких ловушек определенного размера может быть установлено на прогнозной территории на основании закономерностей распределения размеров выявленных поднятий на изученной территории и их зависимости от плотности сети наблюдений.

Установлено, что распределение выявленных поднятий по размерам не противоречит закону логарифмически нормального распределения, тогда как истинное их распределение описывается убывающей функцией. Любая сеть наблюдений по ОМГ в состоянии выявить только те поднятия, размер которых больше плотности сети наблюдений или примерно равен ей. Чем меньше размер поднятий, тем больше их будет пропускаться сетью данной плотности. По мере сгущения сети будут выявляться более мелкие поднятия, но вместе с тем будет изменяться средний размер выявленных поднятий. Одновременно будут увеличиваться разница между минимальными и максимальными размерами выявленных поднятий, дисперсия и среднее квадратическое отклонение. Любое последовательное сгущение сети «вылавливает» полностью из генеральной совокупности лишь те поднятия, которые больше размера сети или примерно равны ей, и частично более мелкие. Как бы ни сгущалась сеть наблюдений, эта закономерность выявления поднятий, да и запасов остается неизменной. Минимальный размер эталонных участков, на которых она начинает проявляться, для Волго-Урала — 1000—1200 км², для Западной Сибири — 2000 км².

Для оценки прогнозных ресурсов по каждому продуктивному горизонту на эталонных участках устанавливаются зависимости между средними размерами выявленных поднятий $f_{ср}$ и средними квадратическими отклонениями σ, с одной стороны, и плотностью сети наблюдений S — с другой: $\lg f_{ср}=a+bS$ и $\sigma=a'-b'S$, где a, a' и b, b' — постоянные коэффициенты.

Задаваясь оптимальной для конца периода прогнозирования плотностью сети наблюдений и зная закон распределения выявленных поднятий по размерам, с помощью нормированной функции Лапласа можно найти вероятности p_i обнаружения поднятий разного размера, исходя из их логнормального распределения. Число поднятий каждого размера в интервалах геометрической прогрессии определяется произведением Np_i, где N — общее число поднятий, рассчитываемое по формуле $N=F_{оц}n/\Sigma p_i f_{ср\,i}$. Здесь $F_{оц}$ — площадь оцениваемого участка; n — плотность поднятий равная $\Sigma f_{эт\,i}/F_{эт}$ ($\Sigma f_{эт\,i}$ — сумма площадей выявленных поднятий по ОМГ; $F_{эт}$ — площадь эталонного участка); $f_{ср\,i}$ — антилогарифм среднего размера поднятия в интервале геометрической прогрессии.

Прогнозные ресурсы оцениваемого участка определяются формулой $Q_{оц}=\sum_{i=1}^{p}(Np_i f_{ср\,i})\ \rho_{эт\,i}$, где $\rho_{эт\,i}$ — плотность запасов на

эталонном участке в поднятиях каждого i-го интервала. Она определяется отношением $\rho_{эт\,i}=\Sigma Q_i/\Sigma f_к$, где ΣQ_i — сумма балансовых запасов в поднятиях i-го размера (например, от 16 до 32 км²) по данным эталонного участка; $\Sigma f_к$ — суммарная площадь поднятий в каждом интервале заданного размера.

В этом методе, как и во всех предыдущих, расчеты предварительно опробываются на контрольных эталонах.

Структурно-вероятностный метод позволяет определить и число поднятий разного размера, а также запасы в них на эталонных участках при сгущении на них сети наблюдений до оптимальной плотности на конец периода прогнозирования.

Метод оценки прогнозных ресурсов с использованием факторного анализа. Этот метод обработки фактических данных позволяет сократить число исследуемых переменных по сравнению с регрессионным анализом путем учета корреляционных связей между ними методом главных компонент. В результате в первую очередь выделяются факторы, учитывающие максимальную долю дисперсии. При этом доля каждого последующего фактора после 3—4 первых факторов составляет несколько процентов дисперсии, тогда на долю первого генерального фактора приходится 70—80%.

Метод факторного анализа основывается на математической модели, рассматриваемой в курсе «Математические методы и ЭВМ в геологии». Для него разработано большое количество программ расчета на ЭВМ.

Историко-статистический метод оценки ресурсов. Этот метод основывается на изучении динамики эффективности геологоразведочных работ с помощью статистической обработки фактических данных [16]. Историко-статистический метод оценки ресурсов применим для оценки прогнозных ресурсов в относительно хорошо разведанных районах с длительной историей разведки и добычи. Методы основываются на анализе изменения во времени начальных и текущих разведанных запасов, годовых и накопленных приростов запасов, годовой и накопленной суммарной добычи, удельного прироста запасов на один метр проходки и других показателей. Изображая изменение этих показателей в виде кривых и экстраполируя их до значений, при которых дальнейшее продолжение геологоразведочных работ или добычи становится нерентабельным, можно определить остаточные ресурсы региона или конкретных нефтегазоносных комплексов (при наличии достаточных данных) с учетом экономического обоснования момента завершения работ.

На графике зависимости в координатах «добыча — время» годовой уровень добычи обычно имеет один максимум, после которого начинает постепенно снижаться. В любой момент площадь, ограниченная кривой, характеризует накопленную добычу месторождений региона с начала разработки (рис. 67). Продолжая кривую до предполагаемого момента завершения разработки, можно определить начальные извлекаемые ресурсы региона. Без накопленной добычи они будут соответствовать остаточным извле-

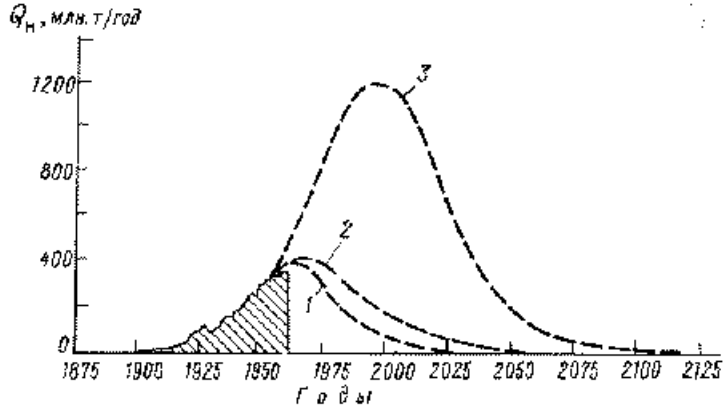


Рис. 67. Варианты оценки начальных потенциальных извлекаемых ресурсов нефти США по кривой добычи $Q_в$ — время t (по М. К. Хабберту).

Кривые оценки ресурсов, млрд. т: *1* — 20; *2* — 27; *3* — 80; заштрихованный участок соответствует накопленной добыче

каемым ресурсам региона. Если же из начальных извлекаемых ресурсов вычесть разведанные извлекаемые ресурсы, то разница будет соответствовать величине остаточных прогнозных извлекаемых ресурсов.

Аналогично строится и интерпретируется кривая «текущие разведанные запасы — время». Площадь, ограниченная всей кривой, соответствует сумме открытых запасов. Если вычесть из нее начальные разведанные запасы на определенную дату, получится величина прогнозных ресурсов.

Естественно, пользоваться подобными зависимостями можно в том случае, если выявлено более половины ресурсов и кривые прошли максимум.

Величины начальных извлекаемых или разведанных запасов можно получить и по изменению кривых накопленной добычи или текущих доказанных запасов во времени (рис. 68). Во всех случаях начальные отрезки кривых строят по фактическим данным,

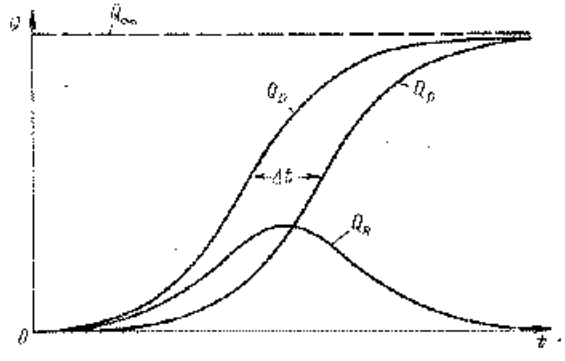


Рис. 68. Модель динамики накопленной добычи Q_D, начальных разведанных ресурсов QD и текущих доказанных запасов $Q_в$ за весь цикл добычи нефти в каком-либо районе (по М. К. Хабберту).

t — время; Q — суммарные извлекаемые ресурсы; Q_∞ — начальные потенциальные извлекаемые ресурсы.

а затем экстраполируют их до полного выполаживания, асимптотически приближая к уровню максимально возможной накопленной добычи и максимально возможных начальных извлекаемых разведанных ресурсов, т. е. суммарных извлекаемых ресурсов региона.

Историко-статистические методы, как правило, дают минимальные оценки ресурсов, поскольку не учитывают возможный прогресс в технике и технологии добычи, вероятность открытия в регионе новых крупных залежей и т. п.

Понятия о методах, моделирующих процессы нефтегазонакопления в недрах. Рассмотренные выше методы, кроме историко-статистического, основаны на использовании зависимостей между плотностью ресурсов и различными геологическими, геохимическими и геофизическими параметрами, устанавливаемыми на эталонных участках, сравнении этих участков с оценочными и переносе установленных зависимостей на оценочные на основе принципа аналогии. В каждом методе используется модель, в той или иной мере описывающая конечный результат завершенного процесса нефтегазонакопления. Все эти методы базируются на органической теории происхождения нефти.

Вполне естественно стремление создать такие методы количественной оценки прогнозных ресурсов, в которых процесс нефтегазонакопления моделировался бы последовательно и полностью. Такие работы ведутся давно преимущественно в двух направлениях: создания всеобъемлющей функциональной модели и балансовой модели процесса нефтегазонакопления.

В функциональной модели плотность запасов УВ представляется в виде $\rho = mGMAK$, где ρ — прогнозируемая на единицу площади или объема концентрация УВ в объекте прогноза; m — удельная (по площади или объему) масса исходного ОВ, способного генерировать УВ; G — генерационный потенциал, характеризующий количество УВ, которое может быть получено из исходного ОВ при конкретных температурах, давлениях, временных интервалах, катализаторах и т. п.; M — миграционный потенциал, характеризующий количество генерированных УВ, которые перейдут в мигрантоспособное состояние и достигнут объема прогнозирования (в данных конкретных условиях); A — аккумуляционный потенциал, характеризующий количество мигрантоспособных УВ, которые могут аккумулироваться в ловушках объекта прогнозирования; K — консервационный потенциал, характеризующий количество аккумулированных УВ в ловушках объекта прогнозирования до настоящего времени.

Метод, полностью реализующий функциональную модель, получил название метода «прямого» математического моделирования процессов нефтегазонакопления.

Нетрудно видеть, что все рассмотренные выше методы представляют собой частные случаи функциональной модели.

Балансовая модель, являющаяся реализацией объемного генетического метода оценки прогнозных ресурсов, представля-

ется в ином виде: $Q_{\text{н.прогн}} = Q_1 - Q_2 - Q_3 - Q_4 - Q_5$, где $Q_{\text{н.прогн}}$ — масса УВ на оценочном объекте; Q_1 — масса УВ, которая может быть генерирована всей исходной массой ОВ; Q_2 — масса УВ, соответствующая негенерированному ОВ; Q_3, Q_4, Q_5 — потери УВ соответственно при миграции, аккумуляции и расформировании исходных залежей.

Функциональная и балансовая модели взаимосвязаны, поскольку каждый из потенциалов, начиная с G, в виде коэффициентов учитывает потери УВ в процессе нефтегазонакопления — Q_2, Q_3 и т. д.

В зависимости от степени изученности оценочного участка процесс оценки может быть произведен по более сложной (категория $Д_1$) или упрощенной (категория $Д_2$) схеме.

Метод «прямого» математического моделирования. При оценке ресурсов категории $Д_1$ удельную (по площади или объему) массу ОВ, способного генерировать нефть и газ в глинистых породах, оценивают соотношением $m = \alpha C r\ (h_г + 20 + k_{г.ц} h_{песч}$, где α — коэффициент пропорциональности; C — концентрация рассеянного ОВ; r — доля сапропелевого материала в рассеянном ОВ; $h_г$ и $h_{песч}$ — толщины глинистых и песчано-алевролитовых пород; $k_{г.ц}$ — доля глинистого цемента.

При оценке ресурсов областей и провинций (категория $Д_2$) используют приближенную формулу $m = \alpha H v$, где H — общая толщина чехла; v — средняя скорость погружения области или провинции.

Для оценки генерационного потенциала используются данные о степени метаморфизма рассеянного ОВ Ω: $G = \alpha(1 - e^{\beta\Omega})^{\gamma}$, где α, β, γ — постоянные коэффициенты.

Миграционный потенциал оценивается, исходя из элементного состава битумоидов: $M = (C_{б\,2} - C_{б\,3})/(C_{б\,1} - C_{б\,3})$, где $C_{б_1} C_{б_2} C_{б_3}$ — соответственно содержание углерода в эмигрировавших, остаточных и сингенетичных остаточных битумоидах.

Аккумуляционный потенциал состоит из структурной и литологической составляющих:

$$A_1 = an; \quad A_2 = \alpha k_{кол}^2 (1 - k_{цем}) k_{п.о}^{\beta},$$

где n — плотность структур; $k_{кол}$ — доля коллекторов в разрезе; a, β — постоянные коэффициенты.

Консервационный потенциал k принимается постоянным или рассчитывается на основе опытных зависимостей, учитывающих влияние основных факторов, характеризующих разрушение ранее сформировавшихся залежей (например, прорывы соляных диапиров).

Для оценки прогнозных ресурсов полученная величина их плотности умножается на площадь или объем. Если в исследуемом продуктивном горизонте на оценочном участке выявлены залежи и подсчитаны перспективные ресурсы, то запасы этих залежей и перспективные ресурсы следует вычесть из полученных оценок.

Объемно-генетический метод. В соответствии с балансовой моделью нефтегазонакопления объемно-генетический метод позволяет учесть суммарные ресурсы в оценочном объекте по формуле $Q_к = Q_1 - (Q_2 + Q_3) - (Q_4 + Q_5) - Q_6$, где $Q_к$ — масса УВ, консервированная в оцениваемом объекте прогноза; Q_1 — количество УВ, эмигрировавших из исходной массы ОВ; Q_2 — потери УВ при миграции в породах (миграционные битумы пород или газы, сорбированные в породах и содержащиеся в их закрытых порах); Q_3 — потери УВ при миграции в водах (рассеянные водорастворимые битумы или газы); Q_4 — потери УВ при гипсогенных изменениях в зонах аккумуляции; Q_5 — потери УВ при миграции УВ транзитом через зоны аккумуляции; Q_6 — потери УВ в результате расформирования первично аккумулированных скоплений и рассеивания.

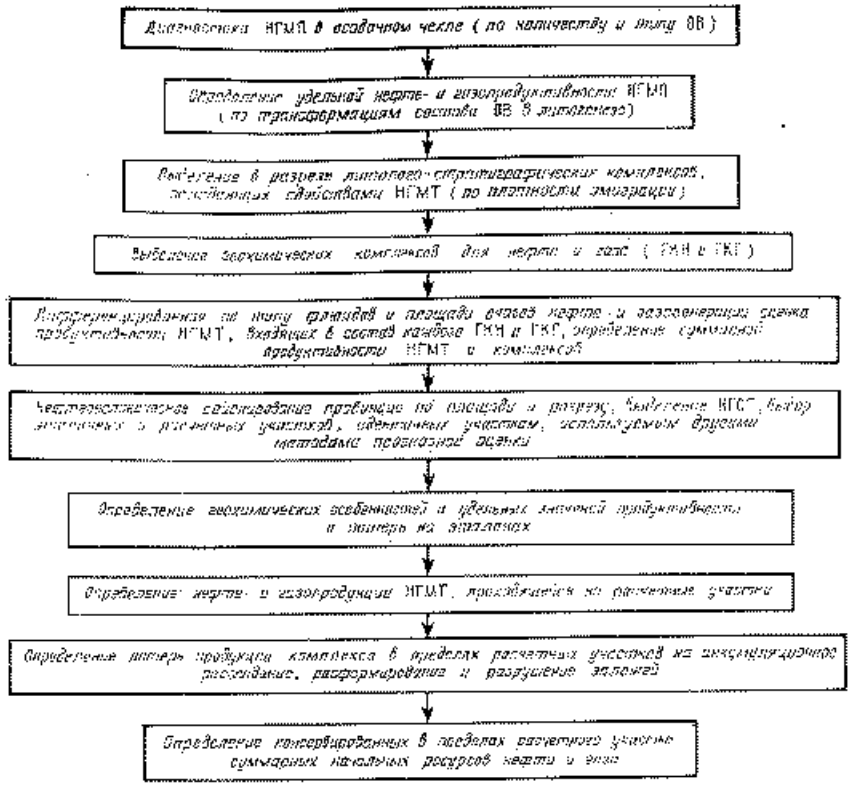


Рис. 69. Схема объемно-генетической оценки прогнозных ресурсов в оценочном объекте [17].

НГМП — нефтегазоматеринские породы; НГМТ — нефтегазоматеринские толщи; НГСП — нефтегазосборная площадь; ГКН, ГКГ — геохимические комплексы соответственно для нефти и газа

Последовательность проведения работ при оценке прогнозных ресурсов в оценочном объекте объемно-генетическим методом показана на рис. 69.

Объемно-генетическим методом наиболее достоверно определяется только масса эмигрировавших УВ. Расчет величин потерь при миграции, аккумуляции и разрушении залежей представляется в настоящее время самой сложной задачей и пока трудноразрешимой, хотя определенные успехи уже достигнуты. Поэтому рассматриваемый метод наиболее эффективен для оценки прогнозных ресурсов (раздельно нефти и газа) категории $Д_2$ крупных слабо изученных объектов, какими являются нефтегазоносная область и провинция.

Методы оценки прогнозных ресурсов категории $Д_2$ на стадии прогноза нефтегазоносности.

При оценке этих ресурсов применяют две группы методов. Первая позволяет оценивать ресурсы по нефтегазоперспективным комплексам в пределах нефтегазоперспективных районов. К методам первой группы следует отнести метод удельных плотностей запасов по площади или объему, метод количественной геологической аналогии с небольшим набором параметров, функциональную модель процесса нефтегазонакопления и объемно-генетический метод. Все эти методы изложены выше.

Вторая группа включает методы, моделирующие процесс нефтегазонакопления (функциональная модель и объемно-генетический метод), объемно-статистический и объемно-балансовый методы, которые позволяют оценивать прогнозные ресурсы самых крупных нефтегазоносных объектов — областей и провинций.

Объемно-статистический метод. Он основан на известной зависимости между величиной суммарных геологических ресурсов региона $Q_{прогн}$ и объемом слагающих его осадочных пород V.

А. Э. Конторович, М. С. Моделевский и А. А. Трофимук предложили ряд формул, выведенных по опытным данным и позволяющих определять ресурсы регионов дифференцированно для объектов разных размеров: $\ln Q_{прогн} = 1{,}19 \ln V - 6{,}47$ для объектов с объемом осадочного чехла от 0,01 до 3 млн. км³ и $\ln Q_{прогн} = 63330 \times (e^{1{,}3 \cdot 10^{-4} V} - 1)$ для более крупных объектов.

Величина прогнозных ресурсов определяется разницей между полученной оценкой суммарных геологических ресурсов и запасами категорий $A+B+C_1+C_2$ выявленных залежей, а также перспективными ресурсами категории C_3.

Объемно-балансовый метод. Этот метод, предложенный М. С. Напольским, наиболее эффективен для оценки начальных суммарных геологических ресурсов таких же крупных объектов, что и в случае объемно-статистического метода. Величина прогнозных ресурсов тоже равна разнице между полученными суммарными ресурсами и суммой запасов категорий $A+B+C_1+C_2$ выявленных залежей и ресурсов категории C_3 перспективных ловушек.

Нефтегазоносные провинции и области в объеме осадочных чехла рассматриваются в данном случае как саморегулирующиеся нефтегазодинамические системы, объем которых соответствует суммарному объему всех природных резервуаров, вмещающих залежи УВ и подземные воды. Каждая из нефтегазодинамических систем характеризуется коэффициентами концентрации нефти, газа и их суммы (табл. 18):

$$\varphi_н = \left(\sum_{i=1}^{m} V_н\right) \Big/ \left(\sum_{j=1}^{n} V_{рез}\right) \text{ и } \varphi_г = \left(\sum_{i=1}^{m} V_г\right) \Big/ \left(\sum_{j=1}^{n} V_{рез}\right),$$

$$\varphi_{н+г} = \left[\sum_{i=1}^{m} (V_н + V_г)\right] \Big/ \left(\sum_{j=1}^{n} V_{рез}\right),$$

где $V_н$, $V_г$, $V_{рез}$ — суммарные объемы, занятые соответственно нефтью или свободным газом, а также объем резервуаров системы.

Таблица 18. **Коэффициенты концентрации нефти и газа крупных систем**

Системы	$\varphi_н$	$\varphi_г$	Примеры систем
Преимущественно нефтеносные	0,017—0,024	0,01—0,02	Персидского залива, Иллинойская, Рейнская
Преимущественно газоносные	0,006—0,012	0,03—0,04	Предаппалачская, Трансильванская
Нефтегазоносные	0,012—0,018	0,017—0,040	Сахаро-Ливийская

Величина суммарного объема природных резервуаров системы определяется как произведение площади оценочного объекта на средневзвешенную толщину перспективных осадочных отложений и коэффициент полезной емкости этих отложений, характеризующий долю толщины природных резервуаров в общей толщине разреза перспективных отложений. На оценочном объекте величина коэффициента полезной емкости определяется или по данным скважин, или по аналогии с эталонами, или по предполагаемой литолого-фациальной характеристике разреза. Для морских терригенных отложений он равен 0,25—0,3, для карбонатных отложений 0,05—0,4, для терригенно-карбонатных —0,2 и т. п.

Начальные суммарные ресурсы нефти в млрд. т для преимущественно нефтеносных систем оцениваются по формуле $Q_{н.прогн} = V_{рез.прогн} \varphi_н \rho_н$, где $V_{рез.прогн}$ — объем резервуаров на прогнозной территории, м³; $\rho_н$ — средняя плотность нефти, г/см³.

Начальные суммарные ресурсы свободного газа в млрд. м³ в преимущественно газоносных объектах оцениваются по формуле $Q_{г.прогн} = V_{рез.прогн} \varphi_г (\bar{p}_0 a_0 K_t)/p_{ст}$, где $\bar{p}_0$ — среднее значение начального пластового давления в залежах системы, МПа; a_0 — соответствующая ему поправка на сжимаемость реальных газов; K_t —

термический коэффициент; $p_{ст}$ — давление при стандартных условиях, равное 0,1 МПа.

Для газонефтеносных систем начальные суммарные ресурсы нефти и свободного газа оцениваются по формулам: $Q_{н.прогн} = V_{рез.прогн}\varphi_{нг}\varphi_{н}[(1-V_г)/(V_н+V_г)]$, где $\varphi_{нг}$ — коэффициент концентрации УВ в залежах нефти и свободного газа, и $QE_{г.прогн} = V_{рез.прогн}\varphi_{нг} \times [(1-V_н)/(V_н+V_г)](p_0\alpha_0 K_t)/p_{ст}$.

§ 3. РАЗДЕЛЬНОЕ ПРОГНОЗИРОВАНИЕ НЕФТЕНОСНОСТИ И ГАЗОНОСНОСТИ

В процессе качественной оценки перспектив нефтегазоносности прогнозные территории по каждому горизонту или комплексу дифференцируются как земли, перспективные на нефть, на газ и на нефть плюс газ. При этом А. М. Бриндзинский предлагает использовать сведения о характере изменения фазовых соотношений в выявленных залежах и показателя насыщения. Под показателем насыщения он понимает отношение давления насыщения $p_{нас}$ или давления начала конденсации $p_{н.к}$ к начальному пластовому давлению $p_{пл}$. Изменение этих отношений может быть охарактеризовано картой, изолинии которой соответствуют отношению $p_{нас}/p_{пл}$ или $p_{н.к}/p_{пл}$.

Таблица 19. **Критические значения отношений $p_{нас}/p_{пл}$ и $p_{н.к}/p_{пл}$**

Соотношение давлений	Фазовое состояние залежей
$p_{нас}/p_{пл}<1$	Однофазные недонасыщенные системы (нефтяные залежи с режимом водонапорным, упругим и упруговодонапорным)
$p_{нас}/p_{пл}=1$	Однофазные предельно насыщенные системы (нефтяные залежи с режимом растворенного газа)
$p_{нас}/p_{пл}>1$	Двухфазные системы (газонефтяные и нефтегазовые залежи)
$p_{н.к}/p_{пл}<1$	Однофазные газоконденсатные системы (газоконденсатные залежи)
$p_{н.к}/p_{пл}=1$	То же
$p_{н.к}/p_{пл}>1$	Двухфазная газоконденсатная система (газоконденсатнонефтяные залежи)

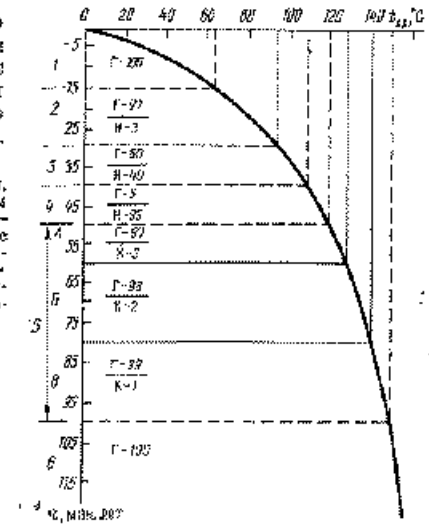


Рис. 70. График изменения фазового состояния углеводородной системы верхней термобарической мегазоны Туранской плиты в зависимости от геохронотермических условий (по А. А. Бакирову, В. И. Ермолкину, Е. И. Сороковой).

Зоны фазовых состояний УВ: *1* — газовая, *2* — газовая с незначительным количеством нефти, *3* — газонефтяная, *4* — нефтяная, *5* — газоконденсатная, *6* — газовая; геохимические группы газоконденсатов: *А* — слабо превращенные, *Б* — превращенные, *В* — сильно превращенные; Г, Н, К — ресурсы соответственно газа, нефти, конденсата, %; t — геологическое время

Участки с различным фазовым состоянием характеризуются различными отношениями указанных параметров при пластовой температуре $t_{пл}$ (табл. 19), за исключением залежей, у которых $t_{пл}$ выше крикондентерма данной смеси УВ.

По критическим значениям указанных в табл. 19 отношений давлений с помощью интерполяции на карте выделяются участки преимущественного распространения залежей каждого типа.

А. А. Бакиров, В. И. Ермолкин, Е. И. Сорокова на примере Туранской плиты и ряда регионов зарубежных стран установили, что образование и последующее перераспределение скоплений УВ в осадочном чехле происходит в двух термобарических мегазонах — верхней и нижней.

Для верхней мегазоны характерно соответствие пластовых давлений гидростатическому и линейное изменение пластовой температуры с глубиной.

Изменение фазового состояния УВ в этой зоне в зависимости от геологического времени показано на рис. 70.

Нижняя мегазона характеризуется аномально высокими пластовыми давлениями, повышенными температурами и нелинейным изменением этих параметров в зависимости от глубины. Скорость повышения давления с глубиной возрастает, а температур — снижается. Критерии фазовой зональности скоплений УВ для нижней зоны устанавливаются по зависимости $K_\alpha - t_{пл}$, где K_α — величина отношения пластового давления к гидростатическому для той же глубины. Здесь выделяются зоны распространения следующих видов залежей: газовых и газоконденсатных (первичных); нефтяных; газоконденсатных (вторичных), образующихся в результате растворения нефти в сжатом газе при относительно низких температурах (рис. 71).

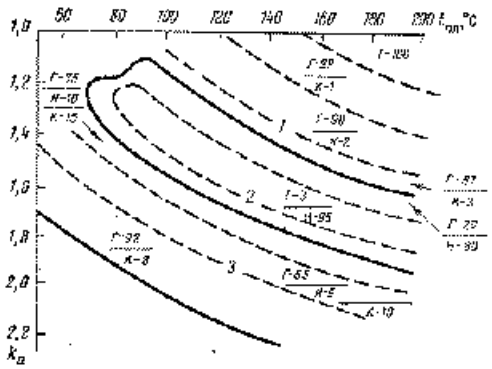


Рис. 71. Диаграмма фазовых состояний углеводородной системы в условиях АВПД в зависимости от $t°C$ и K_0 в некоторых нефтегазоносных регионах мира (по А. А. Бакирову, В. И. Ермолкину, Е. И. Сороковой).

Зоны фазовых состояний УВ: *1* — газоконденсатная (первичная) в газовой; *2* — нефтяная; *3* — газоконденсатная (вторичная); Г, Н, К — ресурсы соответственно газа, нефти и конденсата, %

Граница между термобарическими зонами соответствует глубине, ниже которой нарушается пропорциональное изменение пластовых давлений и температуры с глубиной.

В пределах выделенных зон различных фазовых состояний оценка прогнозных ресурсов осуществляется в соответствии с изменением пропорций между объемами, занятыми нефтью и газом в залежах, по площади оценочных участков. При оценке ресурсов свободного газа нужно придерживаться следующего правила: если на эталонном участке плотность запасов газа определялась как отношение запасов категорий $A+B+C_1+C_2$ и перспективных ресурсов C_3 к площади эталонного участка, то разница пластовых давлений на оценочном и эталонном участках учитывается отношением $p_{0\,оц}a_{0\,оц}f_{оц}/p_{0\,эт}a_{0\,эт}f_{эт}$.

Ресурсы (геологические) растворенного в нефти газа $Q_{г.р.прогн}$ оцениваются по данным о прогнозных ресурсах нефти $Q_{н.прогн}$ и предполагаемом значении начального газосодержания залежей на оценочном объекте r_0: $Q_{г.р.прогн}=Q_{н.прогн}r_0$. Величина r_0, средняя для эталонного участка, определяется взвешиванием по запасам или объему выявленных залежей.

Извлекаемые ресурсы растворенного газа рассчитываются на основе извлекаемых ресурсов нефти, умноженных на r_0.

Извлекаемые ресурсы нефти по горизонту или комплексу на оценочном участке определяются с помощью средневзвешенного по запасам залежей значения $k_{извл.н}$, установленного на эталонном участке по группам наиболее типичных в этом горизонте (комплексе) залежей с учетом фактора технологического прогресса. Последний должен учитывать темп прироста $k_{извл.н}$ в результате совершенствования во времени систем разработки и внедрения новых методов.

Прогнозные ресурсы конденсата оцениваются путем умножения величины прогнозных ресурсов газа предполагаемых газоконденсатных залежей и потенциального содержания конденсата в пластовом газе.

Среднее потенциальное содержание $C_{5+выс.}$ определяется как

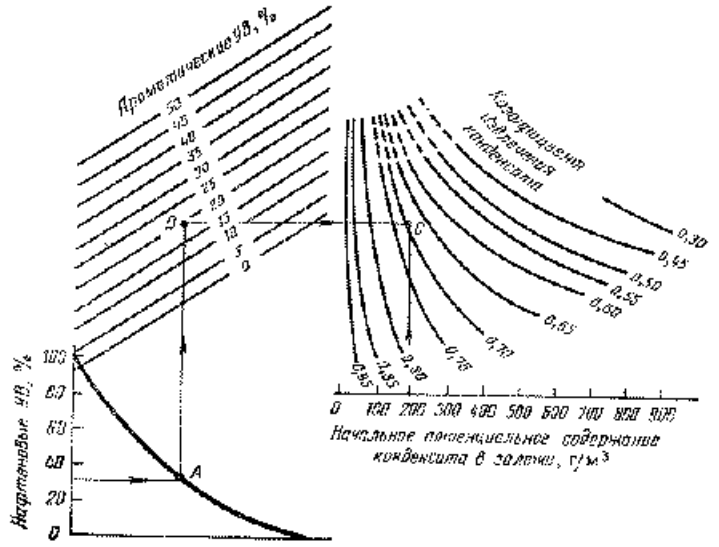


Рис. 72. Номограмма для определения коэффициента извлечения конденсата (по А. Н. Гриценко, Т. Д. Островской, В. В. Кошкину).

средневзвешенное по запасам газоконденсатных залежей, выявленных на эталонном участке.

Коэффициент извлечения конденсата при прогнозных оценках принимается равным 0,65, поскольку сумма ретроградных потерь составляет примерно 25 %, а потери конденсата в недобытом газе составляют 10%.

Извлекаемые прогнозные ресурсы конденсата могут быть определены по номограмме (рис. 72), если есть данные о групповом составе свободного газа и начальном потенциальном содержании конденсата в пластовом газе. Следует иметь в виду, что оцененные прогнозные ресурсы конденсата исключаются затем из прогнозных ресурсов свободного газа. Коэффициент извлечения свободного газа принимается в соответствии с Методическими указаниями [17] равным 0,85.

Прогнозные ресурсы полезных компонентов пластового газа определяются по формулам, аналогичным формулам, по которым подсчитывались их запасы, т. е. с учетом потенциального содержания каждого компонента в пластовом газе и его ресурсов в пределах оценочного участка.

По результатам количественной оценки прогнозных ресурсов нефти и газа составляются:

карта геологических начальных ресурсов нефти и газа, на которой отражаются изменения плотности ресурсов на 1 км² площади оценочного объекта, области, провинции в целом по осадочному чехлу и каждому стратиграфическому комплексу, показывает-

ся доля каждой группы запасов и ресурсов ($A+B+C_1$; C_2; C_3; $Д_1+Д_2$) по каждому комплексу и доля ресурсов каждого комплекса в начальных геологических ресурсах региона;

карта текущих суммарных ресурсов, отличающаяся от карт начальных ресурсов величиной добытых УВ;

карта перспектив нефтегазоносности, на которой показывается изменение по площади удельных плотностей на 1 км² перспективных (C_3) и прогнозных ресурсов нефти и газа.

Принципы составления всех этих карт на основе нефтегазогеологического районирования одинаковы. Наряду с ними составляются также карты-схемы качественной характеристики УВ.

Список литературы

1. *Абрикосов И. Х., Гутман И. С.* Общая нефтяная и нефтепромысловая геология. М., Недра, 1982.
2. *Багаров Т. Ю.* Статистические методы оценки запасов нефти. Баку, «ЭЛМ», 1978.
3. *Борисенко З. Г.* Методика геометризации резервуаров и залежей нефти и газа. М., Недра, 1980.
4. *Бурлин Ю. К.* Природные резервуары нефти и газа. М., изд-во МГУ, 1976.
5. *Вендельштейн Б. Ю., Резванов Р. А.* Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов. М., Недра, 1978.
6. *Гришин Ф. А.* Промышленная оценка месторождений нефти и газа. М., Недра, 1985.
7. *Дахнов В. Н.* Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. М., Недра, 1982.
8. *Жданов М. А.* Нефтегазопромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа. М., Недра, 1981.
9. *Инструкция* о содержании, оформлении и порядке представления в ГКЗ СССР материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов. М., изд. ГКЗ СССР, 1984.
10. *Инструкция* по исследованию газоконденсатных залежей с целью определения балансовых и извлекаемых запасов конденсата и других компонентов газа. М., Недра, 1973.
11. *Инструкция* по применению Классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов. М., Изд. ГКЗ СССР, 1984.
12. *Классификация* запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов. М., 1983.
13. *Коротаев Ю. П., Закиров С. Н.* Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений. М., Недра, 1981.
14. *Латышова М. Г.* Практическое руководство по интерпретации диаграмм геофизических методов исследования скважин. М., Недра, 1981.
15. *Майдебор В. Н.* Особенности разработки нефтяных месторождений с трещиноватыми коллекторами. М., Недра, 1980.
16. *Методы* оценки прогнозных запасов нефти и газа/Д. Хаун, В. Мак-Келви, Х. Томсон и др. Пер. с англ. М., Недра, 1978.
17. *Методические* указания по количественной оценке прогнозных ресурсов нефти, газа и конденсата. М., ВНИГНИ, 1983.
18. *Методы* оценки перспектив нефтегазоносности/М. Д. Белонин, Н. И. Буялов, Е. В. Захаров и др. М., Недра, 1979.
19. *Миронов Т. П., Орлов В. С.* Нефтеотдача неоднородных пластов при заводнении. М., Недра, 1977.
20. *Нефтегазоносные* провинции СССР. Справочник/И. М. Алиев, Г. А. Аржевский, Ю. Н. Григоренко и др. Изд. 2-е, перераб. и доп. М., Недра, 1983.
21. *Оценка* промышленных запасов нефти, газа и газоконденсата/Л. Ф. Дементьев, Ю. В. Шурубор, В. И. Азаматов и др. М., Недра, 1981.
22. *Положение* об этапах и стадиях геологоразведочных работ по нефть и газ. М., ВНИГНИ, 1983.
23. *Справочник* по нефтепромысловой геологии/Н. Е. Быков, А. Я. Фурсов, М. И. Максимов и др. М., Недра, 1981.
24. *Шпильман В. И.* Количественный прогноз нефтегазоносности. М., Недра, 1982.

Оглавление

Предисловие 3
Введение 5

Раздел первый. ЗАПАСЫ И РЕСУРСЫ НЕФТИ, ГАЗА И КОНДЕНСАТА 12

Глава I. Основные положения «Классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов» и инструктивных документов, разработанных на ее основе 12
§ 1. Сущность Классификации запасов и ресурсов 12
§ 2. Комплексный подход к изучению нефтяных и газовых месторождений 13
§ 3. Залежи нефти и газа и их основные классификационные признаки и параметры 15
§ 4. Месторождения нефти и газа и их основные классификационные признаки 21
§ 5. Нефтегазоносные объекты, содержащие ресурсы нефти и газа, и основные принципы их классификации и нефтегазогеологического районирования 22
§ 6. Комплексное изучение нефтегазоносных объектов на различных этапах и стадиях геологоразведочных работ и разработки 28
§ 7. Категории запасов, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и газа и их назначение 42
§ 8. Группы запасов нефти и газа и основные принципы их подсчета и учета 53
§ 9. Подготовленность разведанных месторождений (залежей) нефти и газа для промышленного освоения 56
Глава II. Выделение объектов подсчета запасов и перспективных ресурсов и объектов оценки прогнозных ресурсов нефти и газа на основе Классификации запасов и ресурсов 58
§ 1. Взаимосвязь категорий запасов и ресурсов с этапами и стадиями геологоразведочных работ и разработки залежей 58
§ 2. Выделение оценочных объектов прогнозных ресурсов 60
§ 3. Выделение подсчетных объектов перспективных ресурсов 62
§ 4. Подсчетные объекты запасов нефти и газа 63
Глава III. Суммарные ресурсы нефти, газа и конденсата 64
Глава IV. Сопоставление «Классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов» с зарубежными классификациями 67

Раздел второй. МЕТОДЫ ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ НЕФТИ, ГАЗА, КОНДЕНСАТА И СОДЕРЖАЩИХСЯ В НИХ КОМПОНЕНТОВ 72

Глава V. Статическая и динамическая модели залежей нефти и газа как основа подсчета запасов и перевода их в более высокие категории . . . 72
Глава VI. Объемный метод подсчета начальных балансовых запасов нефти и свободного газа 77
§ 1. Сущность объемного метода 77
§ 2. Способы определения средних значений параметров объемного метода 80
§ 3. Основные этапы подсчета запасов нефти и свободного газа объемным методом 90
§ 4. Подсчет запасов нефти и свободного газа на разных стадиях изученности залежей в коллекторах порового типа 90
§ 5. Особенности подсчета запасов нефти и свободного газа в сложнопостроенных коллекторах 122
§ 6. Особенности подсчета запасов нефти и свободного газа в газонефтяных и нефтегазовых залежах 128
Глава VII. Методические аспекты подсчета запасов нефти и газа на ЭВМ 129
Глава VIII. Методы подсчета начальных балансовых запасов нефти и свободного газа, основанные на принципе материального баланса . . 136
§ 1. Сущность и условия применения методов, основанных на принципе материального баланса, при подсчете запасов нефти 136
§ 2. Подсчет запасов свободного газа методом падения давления . . . 147
Глава IX. Методы определения начальных извлекаемых запасов нефти на различных стадиях изученности залежей 151
§ 1. Методы определения проектных коэффициентов извлечения нефти при водонапорном режиме 152
§ 2. Определение конечных коэффициентов извлечения нефти при режиме растворенного газа 160
§ 3 Методы уточнения начальных и остаточных извлекаемых запасов нефти по данным разработки на поздней стадии 160
§ 4. Понятие о коэффициенте извлечения газа 172
Глава X. Методы подсчета начальных балансовых и извлекаемых запасов растворенного в нефти газа, конденсата, этана, пропана, бутанов и полезных компонентов 177
§ 1. Подсчет запасов газа, растворенного в нефти 177
§ 2. Методы подсчета запасов конденсата 178
§ 3. Подсчет балансовых запасов этана, пропана, бутанов, сероводорода и других полезных компонентов 184
Глава XI. Перевод запасов нефти и газа в более высокие категории и пересчет (повторный подсчет) запасов 186
§ 1. Перевод запасов в более высокие категории 186
§ 2. Особенности пересчета запасов нефти, газа и конденсата залежей, находящихся в разработке 187

Раздел третий. МЕТОДЫ ПОДСЧЕТА ПЕРСПЕКТИВНЫХ И ОЦЕНКИ ПРОГНОЗНЫХ РЕСУРСОВ НЕФТИ, ГОРЮЧИХ ГАЗОВ И КОНДЕНСАТА 189

Глава XII. Подсчет перспективных ресурсов 189
§ 1. Непосредственное определение возможной площади нефтегазоносности 190
§ 2. Определение возможной площади нефтегазоносности с помощью коэффициента заполнения ловушек 191
§ 3. Принципы определения остальных параметров подсчета 192
Глава XIII. Оценка прогнозных ресурсов 194
§ 1. Основные принципы качественной оценки перспектив нефтегазоносности 195
§ 2. Количественная оценка прогнозных ресурсов 198
§ 3. Раздельное прогнозирование нефтеносности и газоносности . . 216
Список литературы 221