

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

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)

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-

ологии 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.

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. Чарночком в 1916—1917 г. 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 струк-

турах на основе соотношения высоты выявленной залежи с высотой структуры, установленного на месторождений-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. В. 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 ископаемых¹. 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 небалансовых (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 промышленное и промысловое 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 A — 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 С₁. 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 С₁. Подготовленность залежей для промышленного освоения определялась новой классификацией, исходя из соотношений запасов категорий В и С₁, утвержденных ГКЗ СССР. Месторождение сложного строения разрешалось вводить в разработку на основе запасов категории С₁. 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 категориальными запасами (А, В, С₁ и С₂), 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 образов. 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 кризиса 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.

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, Амурарьинской, 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 газов¹ 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 именуется «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 предположений 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 отдельно и месторождению в целом по наличию их в недрах без учета потерь при разработке месторождений.

Прогнозные ресурсы оцениваются отдельно 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 компонентах;

пород-коллекторов в пределах ловушек, пустотное пространство которых служитместищем 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}), наftenовой (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, металлоорганические комплексы. Кислород в нефтях обычно входит в состав нефтеных 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, нефтеные 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°C, и масляных фракций (дистиллятов), выкипающих при температуре выше 350°C.

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_4^{2-} , HCO_3^- , CO_3^{2-} , 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: $r \text{Na}^+$, $r \text{Cl}^-$, $r \text{SO}_4^{2-}$ и $r \text{Mg}^{2+}$. 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 обуславливается 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.

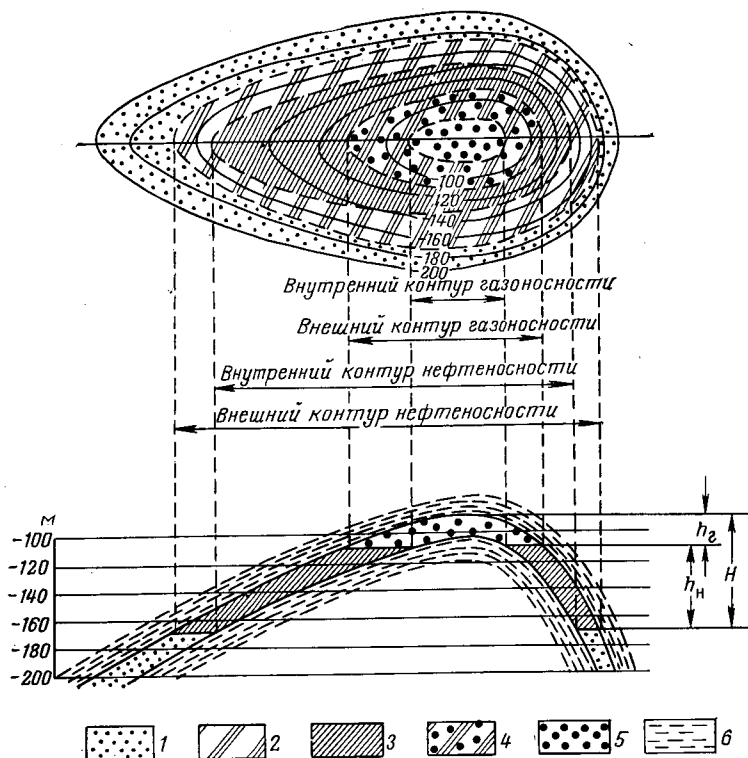


Рис. 1. Схема пластовой сводовой залежи (по И. Х. Абрикосову, И. С. Гутману).

Части пласта: 1 — водная, 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 насыщенные 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

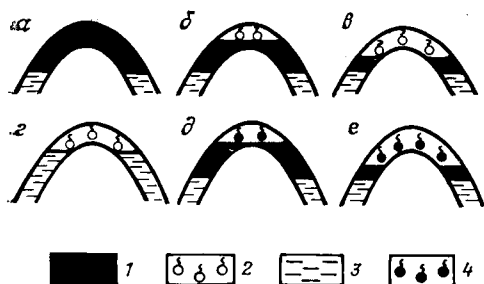


Рис. 2. Классификация залежей по фазовому состоянию углеводородов.

Залежи: а — нефтяные; б — газонефтяные; в — нефтегазовые; г — газовые; д — газоконденсатонефтяные; 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;

газоконденсатонефтяные 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, обуславливающих 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. м ³
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 обуславливают 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-

Т а б л и ц а 2. Классификация геоструктурных элементов, контролирующих нефтегазогеологическое районирование

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

Элементы нефтегазogeологического районирования	Геоструктурные элементы			
	платформенных территорий		краевых прогибов, внутригосинклинальных 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 горстоборозных поднятий	Борта линейных зон горстоборозных прогибов		
Зона структур, приуроченных к региональному разлому				
Группа рифогенных структур			Группа рифогенных структур или небольшой атолл	

Продолжение табл. 2

Геоструктурные элементы				
Элементы нефтегазгеологического районирования	Платформенных территорий		Краевых прогибов, внутригеосинклинальных впадин и эпиплатформенных областей	
	Положительные	Отрицательные	Положительные	Отрицательные
Локальные ловушки и локальные скопления (мелосторождения и залежи)	Вал, поднятие, осложненное солянокупольной тектоникой	Мульда, трог, осложненные солянокупольной тектоникой	Зона антиклиналей, осложненных солянокупольной тектоникой	
	Брахиклинали, купол, структурный нос	Синклиналь	Антиклиналь или брахиклинали	Синклиналь
	Одиночная рифогенная структура		Одиночная рифогенная структура	
	Солянокупольная структура		Антиклиналь, осложненная нарушением, диапиром или грязевым вулканизмом	
	Эрозионный палеостанец			
	Моноклинал, осложненная разрывным нарушением			

торожения, связанные с геоструктурными элементами соответствующего ранга, относятся к элементам нефтегазгеологического районирования наиболее низкого уровня.

Ассоциация смежных и сходных по геологическому строению месторождений нефти и газа, залежи которых приурочены к ловушкам, составляющим единую группу, осложняющую структуру более высокого порядка (уровня), называется зоной нефтегазонакопления (рис. 3). Для таких зон характерны преимущественная приуроченность залежей к одним и тем же пластам, прослеживаемость в них направлений миграционных потоков, закономерное изменение положений ВНК, ГВК и ГНК, степени заполнения ловушек, фазового состояния и свойств УВ, а также постоянство типов ловушек. Границы между смежными зонами нефтегазонакопления проводятся по осям впадин, разделяющих положительные структуры и зоны литологического замещения.

Зоны нефтегазонакопления наряду со структурным фактором могут контролироваться различного рода литолого-стратиграфическими факторами, в зависимости от которых выделяют классы, группы и подгруппы таких зон. В результате наложения этих факторов на структурный образуются структурно-фациальные зоны с присущим им особенностями строения залежей нефти и газа. Поэтому структурно-фациальные зоны характеризуются определенным режимом тектонического развития, который совместно с этими факторами обуславливает особенности их тектонического строения, формирования и условия залегания осадков.

Нефтегазоносный район представляет собой ассоциацию зон нефтегазонакопления (см. рис. 3), характеризующихся общностью геологического строения и развития, литолого-фациальных условий и условий регионального нефтегазонакопления. Для района характерны наличие в разрезе одних и тех же горизонтов, прослеживаемость в них направлений миграционных потоков и закономерное от зоны к зоне изменение фазового состояния и физико-химических свойств УВ. Границы между смежными нефтегазоносными районами проводятся по осям впадин, разделяющих соответствующие району геоструктурные элементы и зоны литологического замещения. Нефтегазоносный район представляет собой часть более крупной единицы — нефтегазоносной области.

Нефтегазоносная область — это ассоциация смежных нефтегазоносных районов в пределах крупного геоструктурного элемента (см. рис. 3) более высокого уровня по сравнению с уровнем элемента, соответствующего нефтегазоносному району. Все нефтегазоносные районы в пределах области должны характеризоваться общностью геологического строения и историей развития, включая палеогеографические условия нефтегазообразования и нефтегазонакопления. Это предопределяет наличие в осадочном чехле одних и тех же литолого-стратиграфических и нефтегазоносных комплексов. Нефтегазоносная область выделяется как часть нефтегазоносной провинции либо как самостоятельная территория.

Нефтегазоносная провинция представляет собой

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 диапозона 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, резервуар¹, нефтегазоносный комплекс и нефтегазоносная формация.

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

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

Нефтегазоносный комплекс — это литолого-стратиграфическое подразделение, перекрытое региональной покрывкой. 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 «Поло-

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

жением об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ» [22].

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 (залей) 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 (залей) 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 нефтегазоаккумуляции.

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.

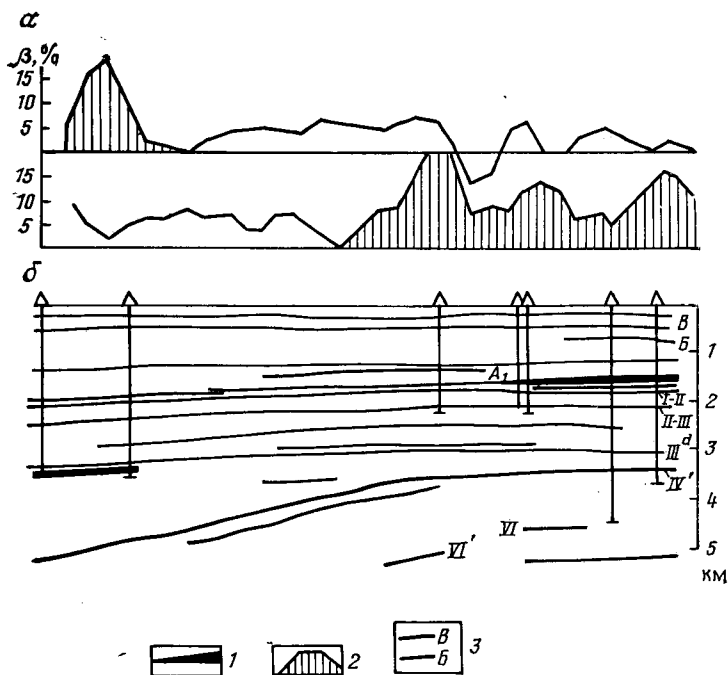


Рис. 4. Аномалия типа залежь (по М. Б. Рапопорту).

a — аномалия качественного параметра поглощения β на Возейской площади; *b* — 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-

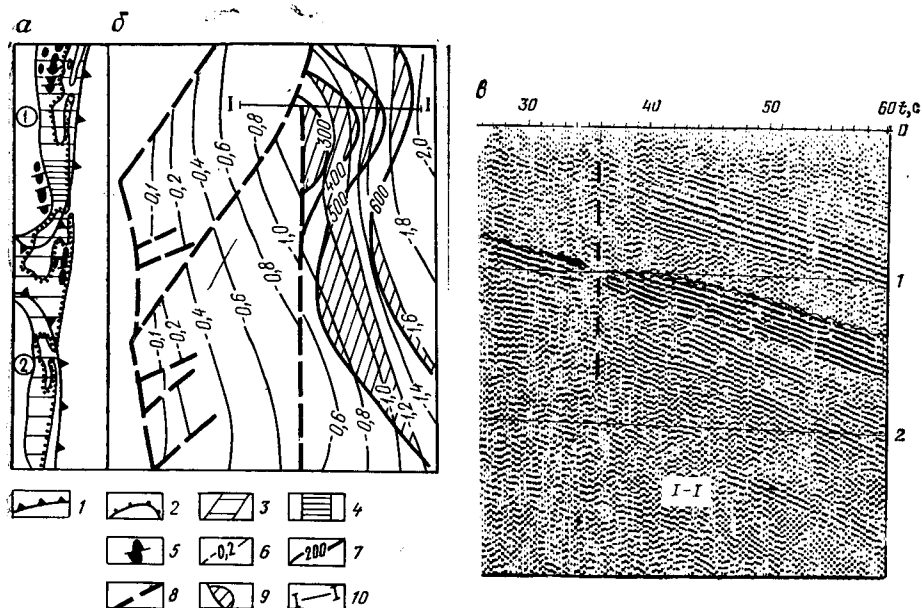


Рис. 5. Выделение неантиклинальных ловушек с помощью временного сейсмического разреза на месторождении Катангли (по В. Я. Кононову, А. И. Гаврилову, Ю. Г. Слудневу, Ю. А. Трону).

а — план; б — структурная карта; в — сейсмический разрез. Границы: 1 — положительных структур II порядка (цифры в кружках — структуры: 1 — Дагинская, 2 — Лунская), 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, временные (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 подстанции подготовки объектов для поискового бурения, проводимых с целью:

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

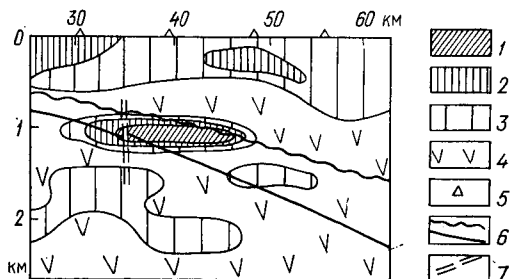
выбора мест заложения поисковых скважин на подготовленных объектах;

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-Катанглийской площади по данным обработки результатов электроразведки (по А. А. Матерковой).

Значения параметра $\delta\rho_{\text{г.н}}$, %:
 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 глубоких 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) сейсмо-разведка;

- 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 не крупных 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 поэтапную 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-

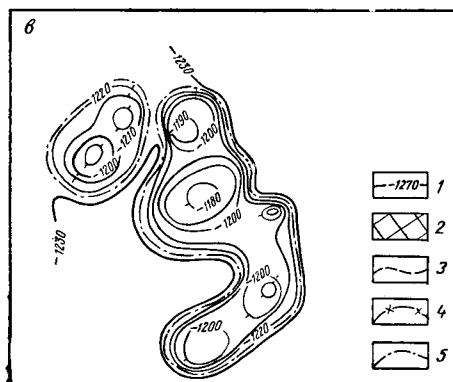
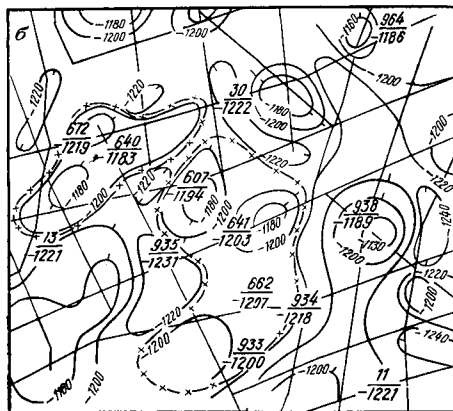
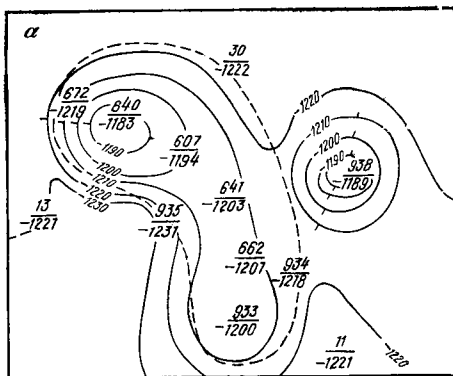


Рис. 7. Схема детализации строения залежей по материалам МОГТ на Бурейкинском месторождении нефти в Татарии (по Б. В. Семакину, Е. Б. Грунису, М. А. Завесину).

Структурные карты по кровле тульского горизонта на периоды: а — первоначального подсчета запасов, б — проведения сейсморазведки, в — после бурения добывающих скважин. 1 — изогипсы, м; 2 — сеймопрофили; 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

струкция 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. м ³	Площадь месторождения (залежи), км ²	Расстояния ($\frac{\text{среднее}}{\text{пределы}}$) между скважинами, км, на месторождениях		
		Толщина продуктивного пласта, м	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 геолого-разведочных 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 геофизи-

ческими 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 пластовое 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 нефтегазонасыщенной 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 (молярная 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 действующих 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 разбурива-

ния 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.

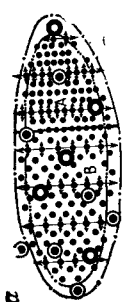
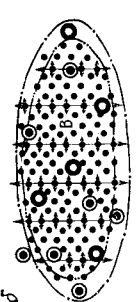
В Классификации запасов и ресурсов 1983 г. впервые законодательно введено понятие «ресурсы». Ресурсы по степени обоснованности разделены на категории, образующие с категориями запасов единый ряд А—Д. Четкое ограничение ресурсов от запасов является свидетельством более низкой степени изученности и обоснованности,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

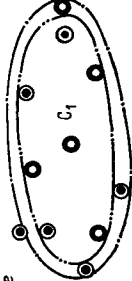
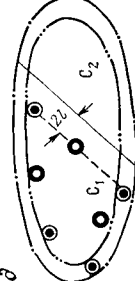
Запасы нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов, имеющих промышленное значение, по степени изученности подразделяются на разведанные — категории А, В, С₁ и предварительно оцененные — категория С₂. Ресурсы этих же полезных ископаемых и содержащихся в них компонентов по степени их изученности и обоснованности подразделяются на перспективные — категория С₃ и прогнозные — категории Д₁ и Д₂.

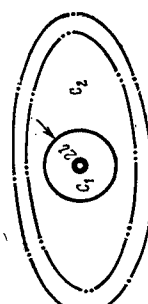
Запасы полезных компонентов, содержащихся в нефти и газе в промышленных количествах, а также их перспективные и прогнозные ресурсы соответственно подсчитываются или оцениваются по тем же категориям и в тех же границах, что и содержащие их полезные ископаемые.

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

44 Таблица 4. Выделение категорий запасов и ресурсов

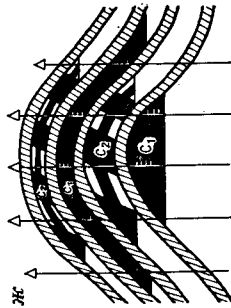
Классификация суммарных (геологических) ресурсов		Категории запасов и ресурсов		Объекты выделения категорий запасов и ресурсов		Данные, по которым установлена или котормы обусловлена нефтегазозность		Границы категорий запасов и ресурсов		Степень изученности параметров залежи и основных показателей, определяющих условия ее разработки		Примеры выделения границ категорий запасов и ресурсов	
Запасы	Р а з в е д а н н ы е	А		Залежь, разбуренная в соответствии с проектом разработки	Залежь в разработке	Залежь в разработке	Залежь в разработке	До границ залежи	Изучены полностью по данным разведочного и эксплуатационного бурения и разработки залежи (ее части)				
	З а п а с ы	В		Залежь, разбуренная в соответствии с технологической схемой разработки месторождения нефти или проектом опытно-промышленной разработки месторождения газа	Залежь в разработке	Залежь в разработке	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)				

То же по части залежи	Часть залежи в разработке	В контуре эксплуатационных скважин, пробуренных по технологической схеме разработки месторождений нефти или проектно - промышленной разработки месторождений газа		
Разведанная залежь	Нефтегазоносность залежи установленная на получении промышленных притоков нефти и газа (часть скважин опробована испытанием пластов) и положительными данными керна и ГИС в неопробованных скважинах	До контура залежи, проведенного по данным опробования и ГИС, обозначающим гипсометрическое положение ВНК, ГНК и ГВК	Изучены по данным разведочного и эксплуатационного бурения в степи, достаточной для составления технологической схемы разработки месторождения нефти или проектно - промышленной разработки месторождения газа. На нефтегазовых залежах установлена ценность промысловой нефтяной оторочки	
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 скважинами (I), предусмотренному технологической схемой		

Классификация суммарных (геологических) ресурсов	Р а з л о ж е н н ы е					
Категория запасов и ресурсов	С					
Объекты выделения, категории запасов и ресурсов	Участок около первой скважины с промысловым 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 принимают по аналогии с соседними месторождениями	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			
						

C₂

Неразведанная часть выявленной залежи	Аналогия с разведанной частью залежи	В пределах части залежи, примыкающей к запасам категории C ₁ , по контоуру, проведенному по аналогии с разведанной частью залежи	Принимаются по аналогии с разведанной частью залежи
Выявленные залежи в промежуточных и выпезагающих пройденных бурением неопробованных продуктивных пластах на разведанном или разрабатываемом месторождении	Данные бурения, керна и промыслово - геофизических исследований (с использованием аналогий 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, проницаемость, пластовые жидкости, температура, гидродинамическая вязкость, пьезопроводность и т. п. принимаются по аналогии с выявленными залежами в тех же пластах соседних месторождений

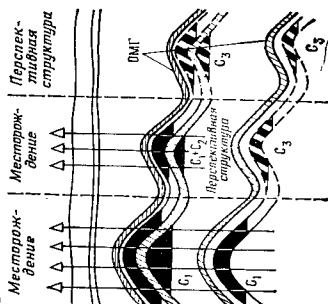


См. рис. д и е

Классификация суммарных (геометрических) ресурсов		Категория запасов и ресурсов	Объекты выделения 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 аналогий на разведанных куполах данного месторождения	В пределах контуров выявленных залежей	То же, в тех же пластах изученных куполов	
Перспективные		C_3	Предполагаемые залежи в нескрещенных пластах бурением пластов на разведанных или разрабатываемых месторождениях, продуктивных на других месторождениях района	Промышленная нефтегазоносность, наличие коллекторов, перекрытых плохо проницаемыми породами, предполагается по аналогии с изученными месторождениями на основе анализа условий их формирования	В пределах предполагаемой площади залежи	Принимаются по аналогии с выявленными залежами, расположенными в одной с перспективной площадью структурно - фациальной зоне	
Ресурсы			Предполагаемые залежи на подготов-				

3

3



Перспективные

Д

П р о г н о з н ы е

ленных для глубокого бурения площадей, расположенных в одной структурно - фациальной зоне с выявленными залежами в пределах нефтегазового района и оконтуренных проверенными методами геологических и геофизических исследований

пределах структурно-фациальной зоны, в которой выявляются перспективные площади

ональных закономерностей, установленных в структурно-фациальной зоне, и с учетом заполнения ловушки

Предполагаемые залежи в литолого-стратиграфических комплексах с промышленной нефтегазонасыщенностью, доказанной в пределах оцениваемых региональных структур (I порядка)

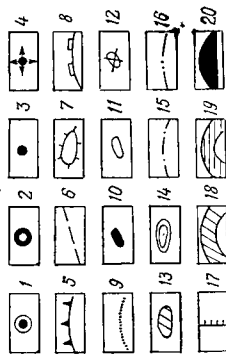
Количественная оценка основывается на результатах геофизических и геохимических исследований и анализируются с учетом залежами в тех же комплексах в пределах оцениваемой структуры I порядка

Охватывают: в пределах части структуры I порядка с еще неустановленной нефтегазонасыщенностью: 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

Р е с у р с ы		П р о т о з н ы е		К л а с с и ф и к а ц и я (геологических) ресурсов	
Категории запасов и ресурсов	Д _а	Предполагаемые залежи в литолого-стратиграфических комплексах, промышленная нефтегазовая зональность 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	Границы категорий запасов и ресурсов	Степень изученности параметров залежи и основных показателей, определяющих условия ее разработки
				Примеры выделения границ категорий запасов и ресурсов	

Предполагаемые
залежи в пределах
структур I порядка
с доказанной неф-
тегазоносностью

Охватывают терри-
тории с нефтегазо-
носными комплек-
сами, погруженны-
ми значительно ни-
же глубин, достиг-
нутых бурением,
или нефтегазопер-
спективными комп-
лексами, продук-
тивность которых
еще не доказана



Залежи: а — разбуренная по первому проекту документу, в — разбуренная частично по первому проекту документу, г — разбуренная полностью по первому проек-
тной документу, д — разбуренная частично по первому проекту документу, е — выявленная первой поисковой скважиной, ж — выявленная частично по первому проекту документу, з — выявленная частично по первому проекту документу, и — выявленная частично по первому проекту документу, к — выявленная частично по первому проекту документу, л — выявленная частично по первому проекту документу, м — выявленная частично по первому проекту документу, н — выявленная частично по первому проекту документу, о — выявленная частично по первому проекту документу, п — выявленная частично по первому проекту документу, р — выявленная частично по первому проекту документу, с — выявленная частично по первому проекту документу, т — выявленная частично по первому проекту документу, у — выявленная частично по первому проекту документу, ф — выявленная частично по первому проекту документу, х — выявленная частично по первому проекту документу, ц — выявленная частично по первому проекту документу, ч — выявленная частично по первому проекту документу, ш — выявленная частично по первому проекту документу, щ — выявленная частично по первому проекту документу, ы — выявленная частично по первому проекту документу, ь — выявленная частично по первому проекту документу, 1 — выявленная частично по первому проекту документу, 2 — выявленная частично по первому проекту документу, 3 — выявленная частично по первому проекту документу, 4 — выявленная частично по первому проекту документу, 5 — выявленная частично по первому проекту документу, 6 — выявленная частично по первому проекту документу, 7 — выявленная частично по первому проекту документу, 8 — выявленная частично по первому проекту документу, 9 — выявленная частично по первому проекту документу, 10 — выявленная частично по первому проекту документу, 11 — выявленная частично по первому проекту документу, 12 — выявленная частично по первому проекту документу, 13 — выявленная частично по первому проекту документу, 14 — выявленная частично по первому проекту документу, 15 — выявленная частично по первому проекту документу, 16 — выявленная частично по первому проекту документу, 17 — выявленная частично по первому проекту документу, 18 — выявленная частично по первому проекту документу, 19 — выявленная частично по первому проекту документу, 20 — выявленная частично по первому проекту документу.

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 D_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 D_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:

балансовые — запасы месторождений (залежей), вовлечение которых в разработку в настоящее время экономически целесообразно;

забалансовые — 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 повариантных 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 (A , B 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

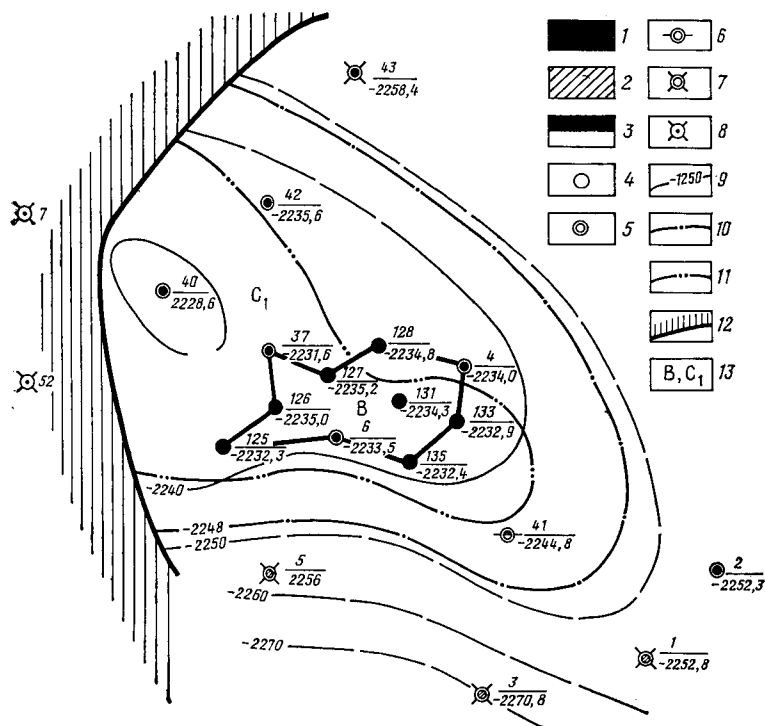


Рис. 8. Пример подсчетного плана залежи.

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 отдельно 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 промыш-

ленного 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 С₁ и С₂, 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 Д₂.

На стадии оценки зон нефтегазонакопления объектами изучения являются нефтегазоперспективные зоны и зоны нефтегазонакопления, по которым преобладающая часть оцениваемых ресурсов относится к категории D_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 нефтегазонаосностью. Ресурсы категории D_1 выделяются на выявленных ловушках в пределах нефтегазоперспективных зон нефтегазонаосных районов. Ресурсы категории D_2 оцениваются в ловушках, выявленных в пределах нефтегазоперспективных районов, т. е. районов с еще не установленной нефтегазонаосностью. Ресурсы этой категории выделяются также в ловушках, расположенных в пределах нефтегазонаосных 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 нефтегазонаосного района, в которой имеются выявленные разведанные и разрабатываемые залежи. Ресурсы подготовленных ловушек вне такой зоны в соответствии с Методическими указаниями [17] относят к категории D_1 , если ловушки расположены в пределах нефтегазоперспективных зон нефтегазонаосного района, и к категории D_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 обуславливается 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 D_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 D_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-

ресурсы категории D_2 и по более крупным элементам: нефтегазоносным области и провинции и их осадочному выполнению.

Оценочными объектами категории D_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 D_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 D_1 на подстадиях выявления и подготовки объектов к поисковому бурению являются выявленные и подготовленные ловушки в пределах тектонических сооружений, относимых к категории D_1 . В разрезе оценочным объектом на таких ловушках служит нефтегазоперспективный горизонт.

§ 3. ВЫДЕЛЕНИЕ ПОДСЧЕТНЫХ ОБЪЕКТОВ ПЕРСПЕКТИВНЫХ РЕСУРСОВ

При подсчете перспективных ресурсов категории S_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 C_2 , существенно выше достоверности ресурсов категории C_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 C_2 и C_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 (газовая) 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 категоричность 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 разворачиваться 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 нефтегазос-

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

Этапы	Стадии геологоразведочных работ и разработки	Исследуемый объект	Категории ресурсов или запасов	Подсчетные или оценочные объекты	
				По площади	В разрезе
1	2	3	4	5	6
Регистрация	Прогнозирование нефтегазоносности	Нефтегазоперспективная и нефтегазоносная провинция или область Нефтегазоперспективный район	D ₂ D ₂	Нефтегазоперспективная и нефтегазоносная провинция или область Структура I порядка (свод, выаина и др.)	Осадочный чехол Нефтегазоперспективный комплекс
	Оценка зон нефтегазо-накопления	Нефтегазоперспективная зона и зона нефтегазо-накопления	D ₁	Вал, зона поднятий изометрической формы и др.	Горизонт
	Выявление и подготовка объектов для поискового бурения	Нефтегазоперспективный район Нефтегазоперспективная зона нефтегазоносного района	D ₂ D ₁	Выявленная ловушка Выявленная ловушка	Нефтегазоперспективный комплекс Горизонт
Поисковый	Подготовка объектов для бурения	Выявленная ловушка в нефтегазоперспективном районе	D ₂	Предполагаемая залежь в подготовленной ловушке	Нефтегазоперспективный комплекс
		Выявленная ловушка в нефтегазоперспективной зоне нефтегазоносного района	D ₁	Предполагаемая залежь в подготовленной ловушке	Горизонт
		Выявленная ловушка в структурно-фациальной зоне, в пределах которой установлены залежи	C ₃	Предполагаемая залежь в подготовленной ловушке	Пласт однонаправленной залежи или горизонт многопластовой залежи

Этапы	Стадии геологоразведочных работ и разработки		Изучаемый объект	Категории ресурсов или запасов	Подсчетные или оценочные объекты	
	1	2	3	4	По площади	В разрезе
Разведочный	Поиск месторождений (залей)		Подготовленная ловушка	C_2 и частично C_1	Выявленная (открытая) залежь	Пласт однопластовый залежи или горизонт многопластовый залежи
	Оценка месторождений (залей)		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 (залей) 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
	Стадия I		Разрабатываемая залежь, разбуриваемая в соответствии с технологической схемой разработки месторождений нефти или проектом опытно-промышленной разработки месторождений газа	B	Зоны разной продуктивности и разных типов коллекторов в пределах чисто нефтяной (газовой) и водонефтяной (газоводяной) зон	Монолитный пласт или пропласток
Разработка залежей	Стадия II и III		Разрабатываемая залежь, разбуриваемая в соответствии с проектом разработки	A	То же, но по данным более плотной сетки скважин	То же

ности 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 (категории D_1+D_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 D_1+D_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 С₁. Другую часть категории С₁ 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 D_1 . Категория умозрительных ресурсов на предполагаемых залежах в пределах перспективного района, продуктивность которого еще не доказана, практически полностью соответствует категории D_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. Составление 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 $A+B$ 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 вышележащих 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	С ₁	С ₂	С 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 (А+В+С₁), а вероятные или недоказанные — сумме запасов категории С₂ и ресурсов категории С₃. 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 прогнозам.

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 $C_3 + D_1 + D_2$, 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, обуславливающие 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 КАТЕГОРИИ¹

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,

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

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-

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 (газоводной) 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 органичивается 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 стадии разведочных работ или разработки обеспечивает уточнение статической модели залежи и повышение достоверности подсчета запасов полезных ископаемых в результате их более глубокой дифференциации.

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_n или газонасыщенности k_g . При этом выражение $F h_{н.эф}$ определяет объем коллекторов залежи (ее части), $F h_{н.эф} k_{п.о}$ — объем пустотного пространства пород-коллекторов, $F h k_{п.о} k_n$ или $F h k_{п.о} k_g$ — объемы пустотного пространства пород-коллекторов, насыщенных соответственно нефтью или свободным газом. Объемы пустотного пространства, насыщенные нефтью или свободным газом, можно получить путем умножения $F h_{н.эф}$ на среднее значение коэффициента эффективной пористости. Для нефти коэффициент эффективной пористости $k_{п.эф}$ равен произведению $k_{о.п} k_n$, а для газа — $k_{п.эф} = k_{п.о} k_g$, 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

$$V_{н.ст} = F h_{н.эф} k_{п.о} k_n \theta$$

или

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

Умножив $V_{н.ст}$ на среднее значение плотности нефти при стандартных условиях, получим начальные запасы нефти¹, содержащиеся в этой залежи или ее части:

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

$$Q_{H0} = F h_{H.эф} k_{H.0} k_H \theta \rho \quad (1)$$

или

$$Q_{H0} = F h_{H.эф} k_{H.эф} \theta \rho. \quad (2)$$

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

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

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:

$$p_{скв.0} = p_{скв.м} e^{1293 \times 10^{-9} H_{к.п} \rho_g} \quad (4)$$

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

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

$$p_{ост} = 0,1 e^{1293 \times 10^{-9} H_{ц.т} \rho_g}. \quad (5)$$

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.

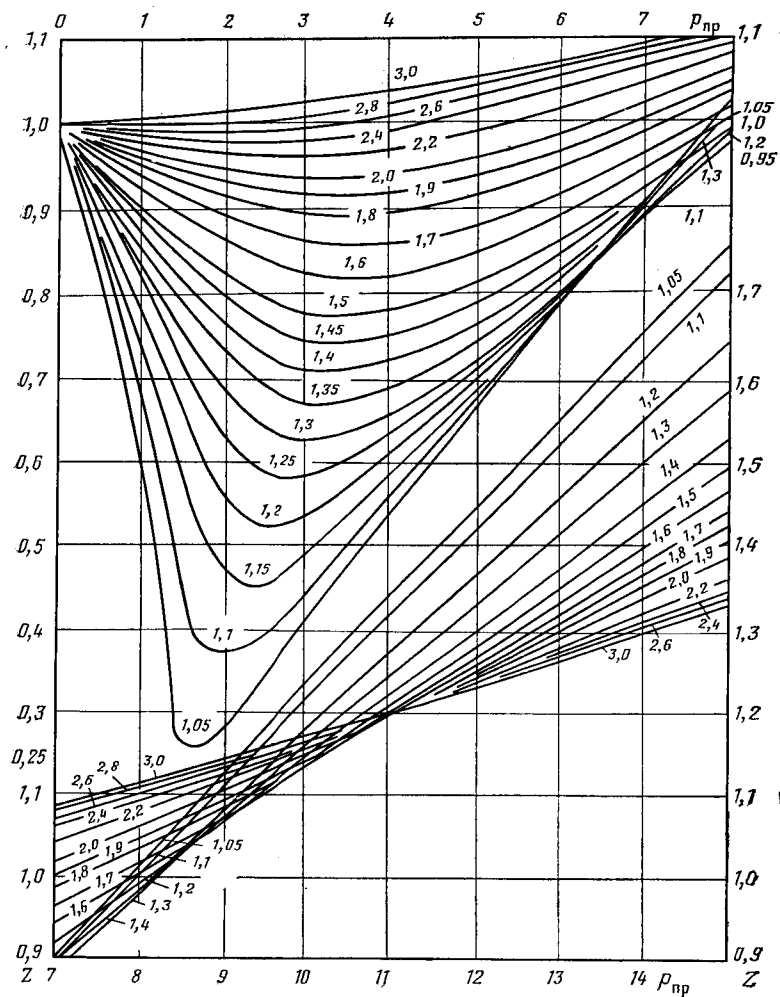


Рис. 9. Зависимость коэффициента сверхсжимаемости газа Z от приведенного псевдокритического давления $p_{пр}$ при разных приведенных псевдокритических температурах $T_{пр}$. Шифр кривых — значения $T_{пр}$

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:

$$Q_{г0} = F h_{г.эф} k_{п0} k_r K_p K_t. \quad (6)$$

$$Q_{г0} = F h_{г.эф} k_{п0\Phi} K_p K_t. \quad (7)$$

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

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

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 обуславливается 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 нефти (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 наблюдаемые значения x_i делят на число наблюдений n :

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

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:

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

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

1) статистическое распределение наблюдаемых 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,

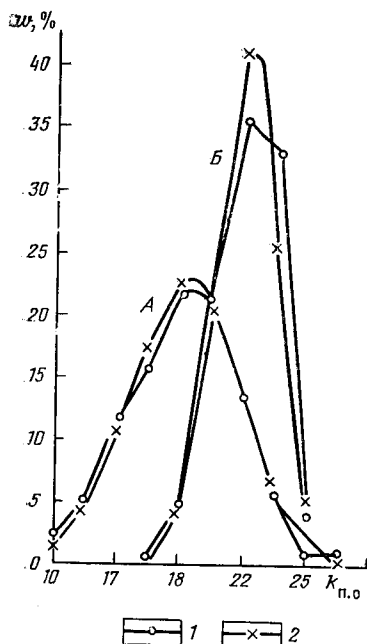


Рис. 10. Фактические и теоретические кривые распределения значений открытой пористости $k_{п.о}$ месторождений А и Б (по Л. Ф. Дементьеву).

1 — фактические кривые; 2 — теоретические кривые; w — частота встречаемости

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

Рассмотрим эти случаи.

Многочисленными исследованиями установлено, что представительные (после отбраковки некондиционных) наблюдаемые 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

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

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 неравно-

мерным 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 определенных 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

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

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

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

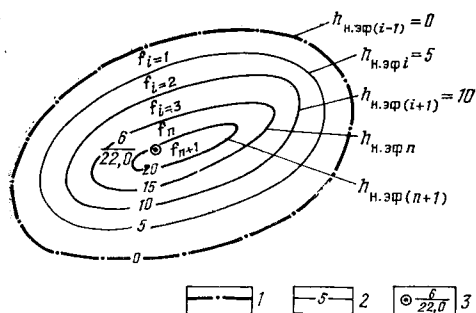


Рис. 11. Пример использования эффективной нефтенасыщенной толщины $h_{н.эф}$ массивной залежи для определения объемов коллекторов и средневзвешенного по площади значения эффективной нефтенасыщенной толщины $h_{н.эф. ср. взв}$

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 пронизаемом интервале продуктивного пласта; $h_{н.эф i}$ — 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 пронизаемом интервале продуктивного пласта предварительно определяется среднее арифметическое значение из наблюдаемых 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:

$$h_{н.эф. ср. взв} = \frac{\frac{h_{н.эф(n+1)} + h_{н.эф. скв}}{2} \bar{f}_{(n+1)} + \sum_{i=1}^n \frac{h_{н.эф(i-1)} + h_{н.эф i}}{2} \bar{f}_i}{\bar{f}_{n+1} + \sum_{i=1}^n \bar{f}_i}, \quad (12)$$

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, ограни-

чивающих элементарные площадки f_i ; f_{n+1} — площадь, ограниченная прикупольной изопакитой.

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

$$V_k = \iint_F (h_{н.эф})(x, y) dx dy. \quad (13)$$

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 $h_{н.эф}k_{п.о}k_n$ (каждую из этих карт получают перемножением карт параметров-сомножителей). Другой картой соответственно может быть карта изопакит или карта в изолиниях $h_{н.эф}k_{п.о}$. В случае газовых залежей вместо k_n берется k_r .

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

$$V_n = \iint_F (h_{н.эф}k_{п.о})(x, y) dx dy. \quad (14)$$

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

$$k_{п.о \text{ ср.взв.}} = \left[\iint_F (h_{н.эф}k_{п.о})(x, y) dx dy \right] / \left[\iint_F h(x, y) dx dy \right]. \quad (15)$$

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

$$k_{н.ср.взв} = \left[\iint_F (h_{н.эф}k_{п.о}k_n)(x, y) dx dy \right] / \left[\iint_F (h_{н.эф}k_{п.о})(x, y) dx dy \right]. \quad (16)$$

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-

α

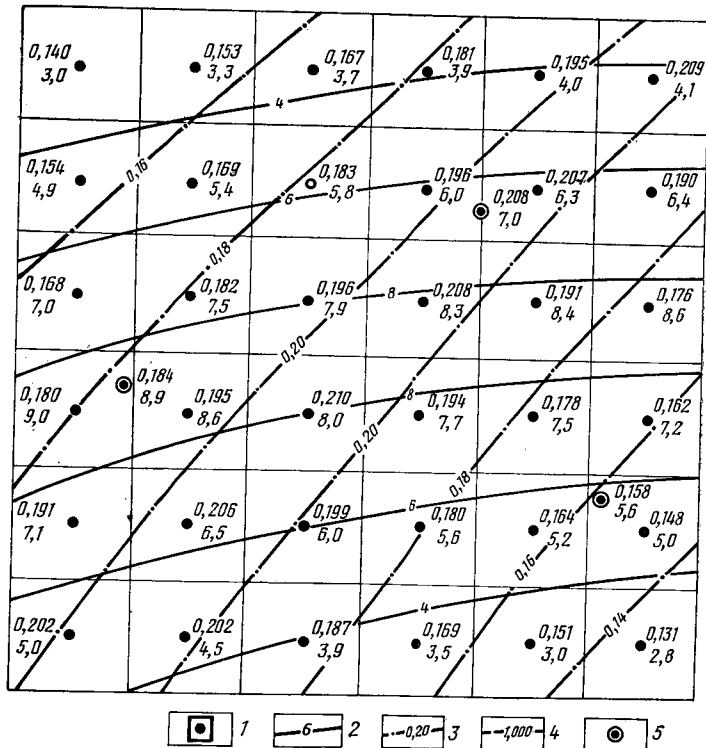


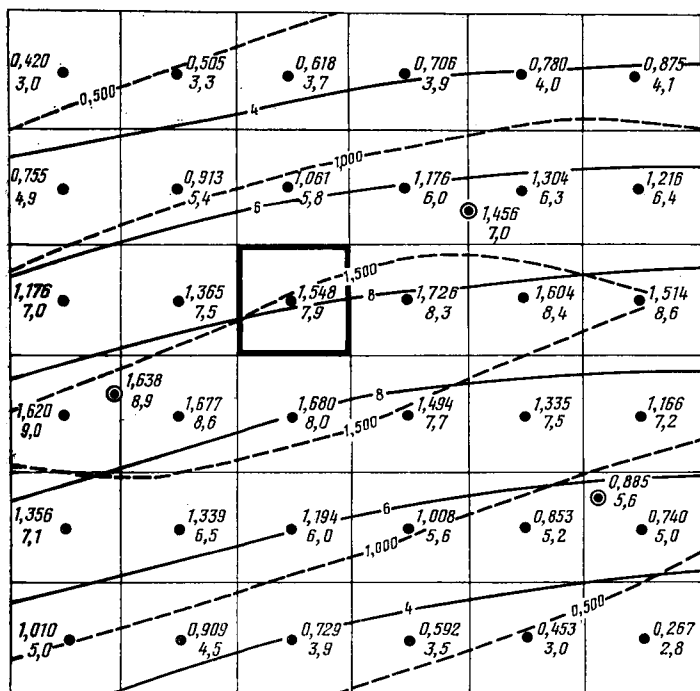
Рис. 12. Применение метода палетки П. К. Соболевского для определения средности (фрагмент участка залежи).

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

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

$$p_{ср.взв} = \left[\iint_F (h_{н.эф} k_{п.о} k_n p)(x, y) dx dy \right] / \left[\iint_F (h_{н.эф} k_{п.о} k_n)(x, y) dx dy \right]. \quad (17)$$

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-

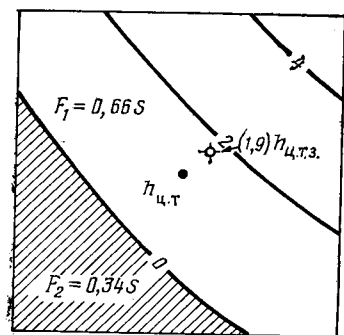
пористости $k_{п.о}$; b — эффективной нефте(газо)насыщенной толщины $h_{н.эф}$ и произведе-
 4 — $h_{н.эф}k_{п.о}$; δ — скважины; цифры в квадратах палетки у скважин: верхняя — значения

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:

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

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



$$V = 0,66 \times 1,9 \times 1 = 1,25 \text{ м}^3 \\ \text{при } S = 1 \text{ см}^2$$

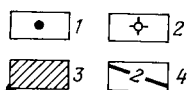


Рис. 13. Пример определения параметров внутри квадрата прямоугольной сетки с частичным заполнением.

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

квадрата; $h_{н.эф\ i}$ — 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:

$$k_{н.ср.взв} =$$

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

$$k_{п.эф.ср.взв} = \left[\sum_{i=1}^n (h_{н.эф} k_{п.эф})_i \right] / \left(\sum_{i=1}^n h_{н.эф} i \right). \quad (20)$$

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

$$p_{ср.взв} = \left[\sum_{i=1}^n h_{н.эф} p_i \right] / \sum_{i=1}^n h_{н.эф} i; \quad (21)$$

по объему пустотного пространства:

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

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

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

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

а

	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	XIII	XIV
1		0,25 0,075 3,282	0,25 0,02 3,282											
2		0,6 0,09 7,83	3 0,7 38,88	5,6 12,35	8,8 113,87	4,6 0,55 59,8	2,37 0,3 30,90	1,9 0,32 24,775	2,9 0,52 37,7	3,7 0,7 48,026	3,4 0,65 44,166	7,8 0,4 23,472	0,4 0,025 5,252	
3	0,2 0,01 2,602	3,2 0,75 41,152	9,6 1 122,4	16,58 1 210,40	18,18 1 231,43	15,8 1 202,8	11,0 1 141,02	9,07 1 116,18	10,6 1 135,46	12,4 1 158,22	11,8 1 150,80	7,55 1 102,39	2,95 0,85 38,261	0,3 0,012 3,93
4	1,7 0,35 21,811	7,9 1 100,09	17,7 1 221,69	26,16 1 325,69	30,78 1 384,44	29,2 1 356,16	23,7 1 297,67	20,3 1 254,76	20,8 1 260,62	22,6 1 282,95	21,9 1 276,37	19,5 1 248,23	8,6 1 110,76	1,6 0,33 20,848
5	3,8 0,75 48,26	13,4 1 167,36	24,6 1 303,31	34,05 1 417,45	36,2 1 445,26	35,6 1 440,01	33,8 1 416,75	31,9 1 392,05	33,1 1 404,79	33,3 1 412,92	30,3 1 379,35	20,4 1 258,46	12,9 1 166,63	3,4 0,55 44,23
6	4,55 0,95 57,46	12,2 1 151,28	27,7 1 339,32	33,35 1 407,53	35,72 1 436,85	34,1 1 420,45	32,2 1 396,7	32,63 1 402,24	34,27 1 423,23	33,07 1 412,71	28,2 1 355,03	19,8 1 252,25	9,37 1 120,77	1,87 0,33 24,403
7	3,5 0,77 44,31	11,5 1 145,70	19,5 1 240,43	24,4 1 301,09	27,02 1 336,23	21,8 1 272,71	20,25 1 253,53	20,4 1 256,63	20,6 1 260,38	19,4 1 246,38	15,3 1 198,68	8,77 0,96 112,95	2,5 0,47 32,47	
8	1,25 0,3 15,93	5,92 1 74,71	11,5 1 143,98	13,6 1 170,68	12,98 1 184,32	10,7 1 136,42	8,34 1 106,75	6,82 0,96 87,56	6,35 0,83 81,78	5,62 0,75 72,61	3,5 0,5 45,25	4,27 0,18 16,53		
9		1,42 0,36 18,133	37,5 0,8 47,662	4,67 0,9 59,49	4,16 0,8 53,41	3 0,6 38,97	1,54 0,3 20	0,35 0,025 4,56						

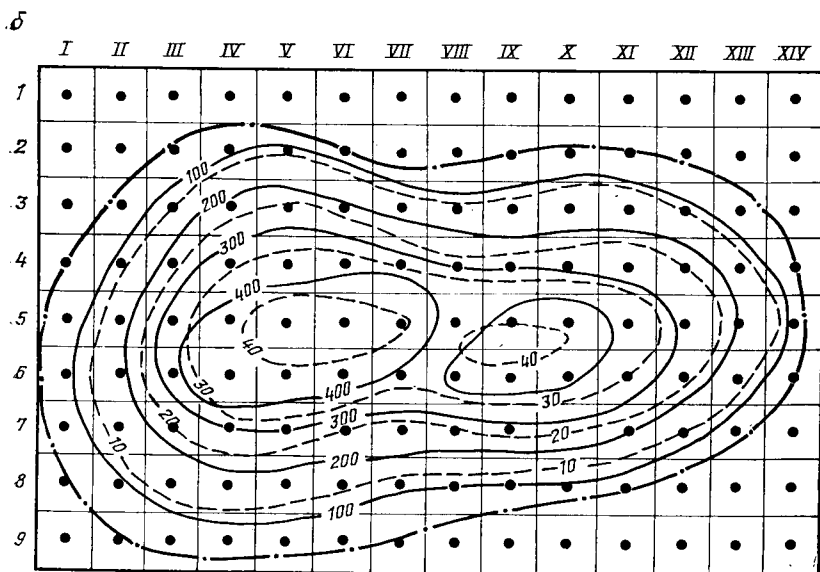


Рис. 14. Применение способа палетки для расчета среднего давления, взвешенного по объему коллекторов.

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

§ 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 неэффективные 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 производятся 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 $p_{\text{скв}} = f(H)$ характеризуется постоянством градиента давления. Между тем кривая пласто-

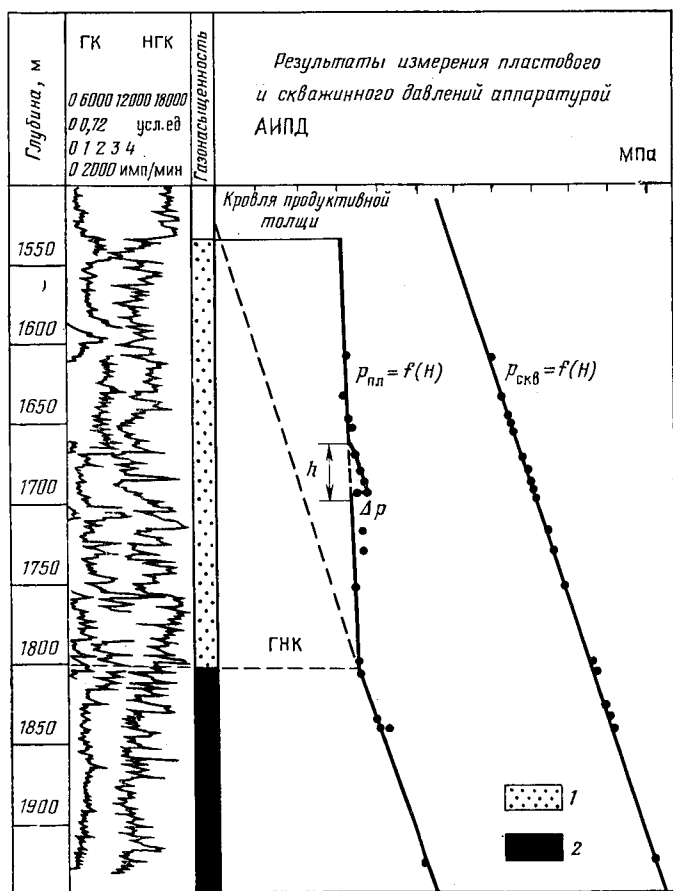


Рис. 15. Пример определения положения ГНК по данным гидродинамических исследований с помощью приборов на кабеле в необсаженной скважине (Оренбургское месторождение, скв. 373) (по А. И. Фионову, А. В. Бубееву, П. А. Бродскому).

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 разрабатываемых 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.

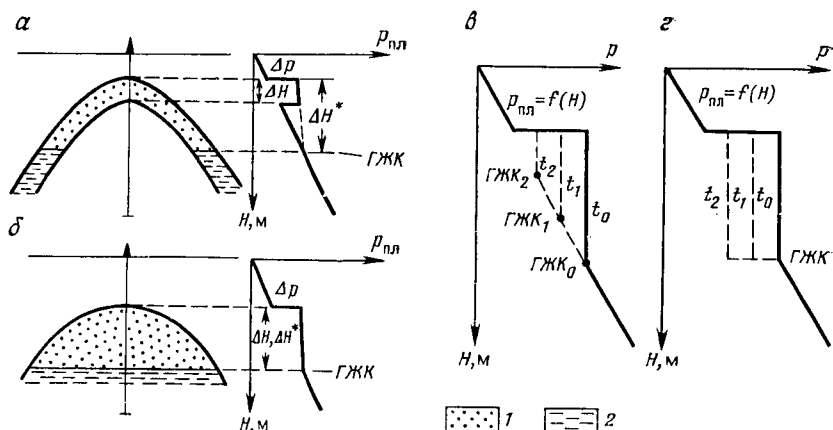


Рис. 16. Характер изменения давления по разрезам скважин, пробуренных в газовых залежах различных типов и на разных стадиях разработки (по А. И. Фионову, А. В. Бубееву, П. А. Бродскому).

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_n 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.

$$V_{C_1} = F_{C_1} h_{н.эф}. \quad (24)$$

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

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

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

Суммарный объем коллекторов с запасами категории C_2

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

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.

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

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

Пересчетный коэффициент θ и плотность нефти ρ_n 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:

$$Q_{н0} = \sum_{C_1, C_2} F h_{н.эф} k_{п.о} k_{скв} k_n k_{скв} \theta \rho_{ср}; \quad (27)$$

для газа:

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

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. Бубееву, А. И. Фионову, П. А. Бродскому).

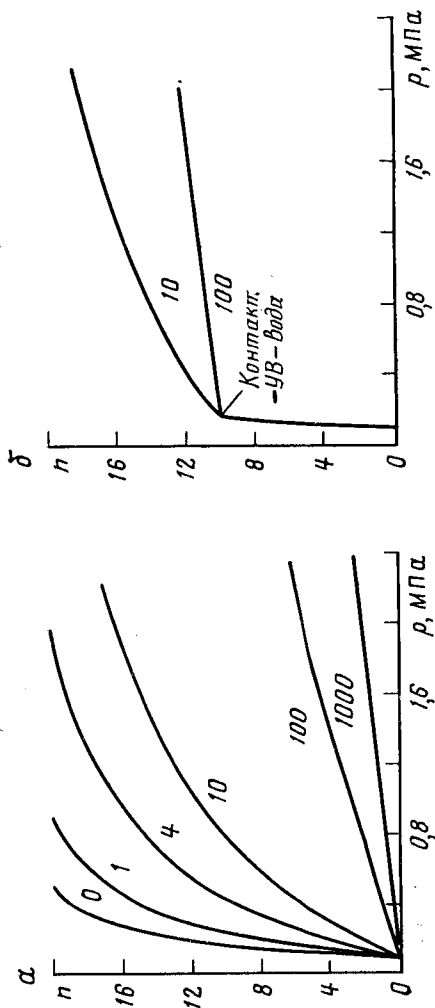
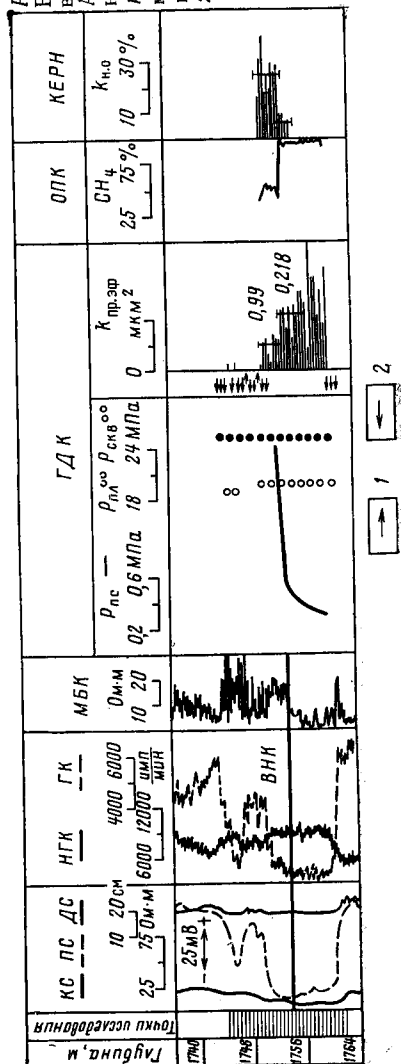


Рис. 18. Пример определения ВНК по изменению давления в пробосборнике (по А. В. Бубееву, А. И. Фионову, П. А. Бродскому).



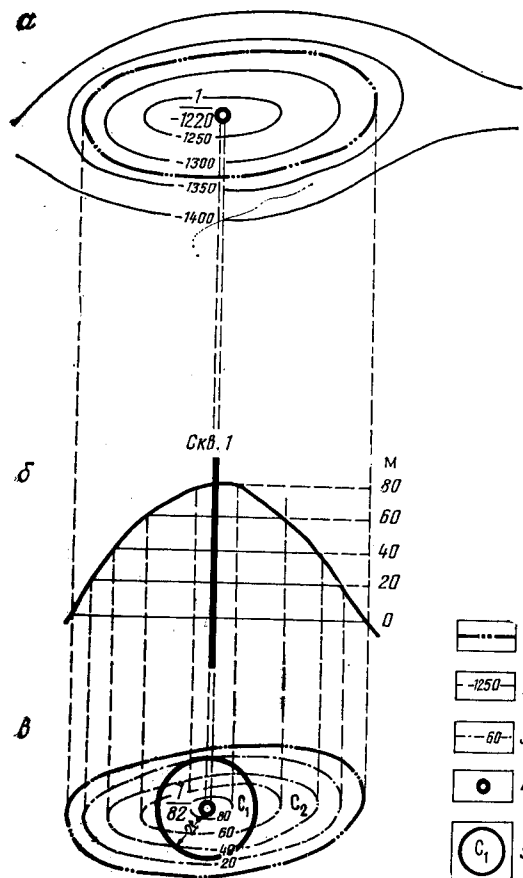


Рис. 19. Пример построения карты эффективных нефте(газо)насыщенных толщин $h_{н.(г.)эф}$ массивной залежи по данным одной скважины.

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); 1 — 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 изопакит 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

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

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:

$$Q_{н.0} = \sum_{C_1, C_2} k_{п.0 \text{ с}\kappa\beta} k_{н.с\kappa\beta} \theta_{с\kappa\beta} \rho_{с\kappa\beta} \iint_F h_{н.э\Phi}(x, y) dx dy; \quad (30)$$

$$Q_{г0} = \sum_{C_1, C_2} k_{п.0 \text{ с}\kappa\beta} k_{г \text{ с}\kappa\beta} k_p \text{ с}\kappa\beta k_{г \text{ с}\kappa\beta} \iint_F h_{г.э\Phi}(x, y) dx dy. \quad (31)$$

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-

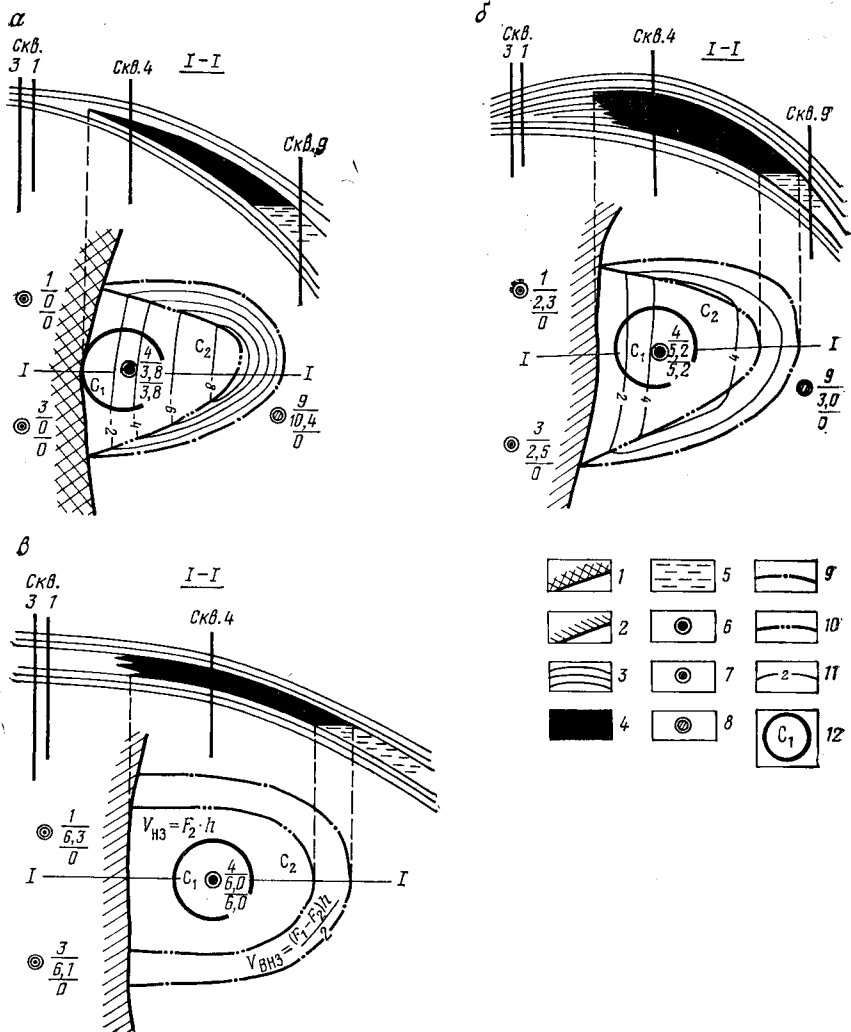


Рис. 20. Схемы определения объемов коллекторов литологически ограниченных залежей.

Пласты: а — выклинивающийся по восстанию; б — с уменьшающейся общей толщиной и литолого-фациальным замещением; в — с выдержанной общей толщиной и литолого-фациальным 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 $h_{н.эф.}$; 12 — границы площади с запасами категории С₁; цифры у скважин: верхняя — номер скважины, средняя — общая толщина пласта, нижняя — эффективная нефтенасыщенная толщина; объемы нефтенасыщенных коллекторов в зонах: $V_{нз}$ — нефтяной, $V_{внз}$ — водонефтяной

высокопродуктивные породы замещаются низкопродуктивными, а те, в свою очередь, непроницаемыми. Естественно, эти переходы возможны в пластах и пропластках как с неизменяющейся (рис. 21, *а*), так и с изменяющейся (рис. 21, *б*) 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 изопакит 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 изопакит между продуктивной скважиной и нулевой изопакитой ведется линейно. Запасы нефти и свободного газа в обоих случаях подсчитываются соответственно по формулам (30) и (31).

Расчет объемов коллекторов для каждой категории запасов при неизменяющейся толщине пласта ведется без составления карты изопакит (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 релье-

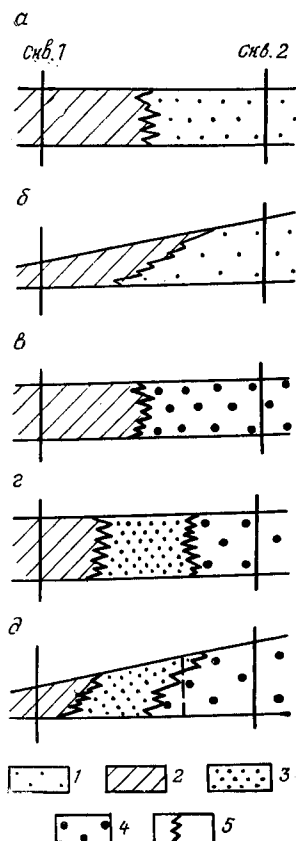
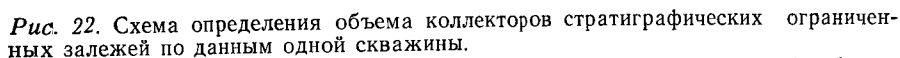


Рис. 21. Возможные схемы литолого-фациального замещения коллекторов плохо проницаемыми породами.

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



α — профиль залежи, примыкающей к выступу древнего эрозийного рельефа; β — залежь в плане; θ — профиль залежи, продуктивной 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_{B3} — постепенного выклинивания коллекторов, V_{H3} — нефтяной, V_{H33} — водонейфтяной; 10 — 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.

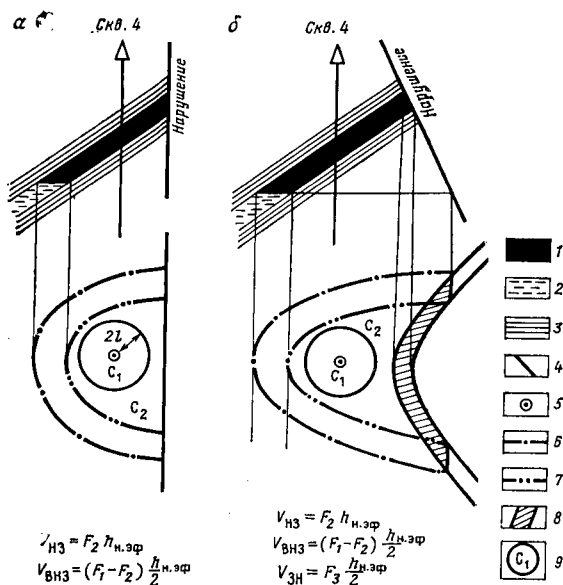


Рис. 23. Схема определения объема коллекторов тектонически экранированной залежи при вертикальной плоскости нарушения (а) и наклонной (б).

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 категории C_1 : V_{H3} — 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 газодояной 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 разведываемых 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. Исключения 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 отдельно.

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 $\rho_{п.кр}$ или $k_{н.кр}$ ($k_{г.кр}$) 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-

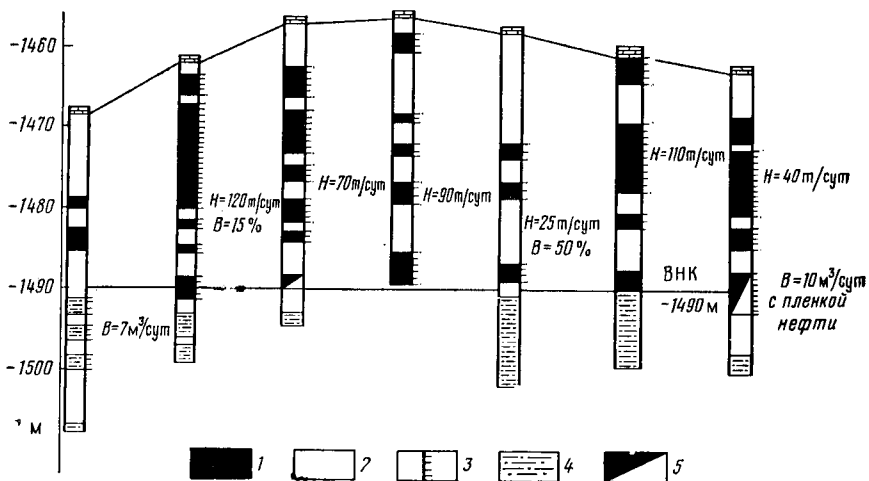


Рис. 24. Схема обоснования абсолютной отметки ВНК залежи.

Интервалы: 1 — нефтенасыщенный, 2 — непроницаемый, 3 — перфорированный, 4 — водонасыщенный, 5 — с неясной характеристикой; H — дебит нефти; B — обводненность нефти в % или дебит воды в $\text{м}^3/\text{сут}$

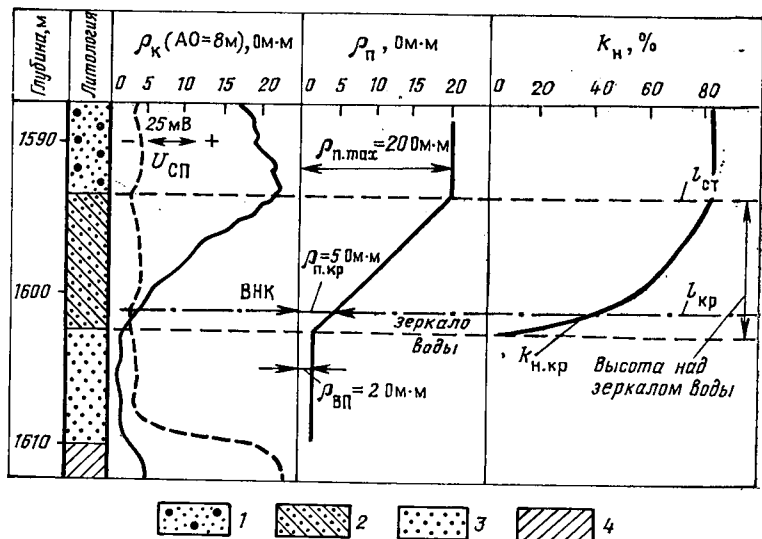


Рис. 25. Пример выделения переходной зоны в пласте-коллекторе межзернового типа (по Б. Ю. Вендельштейну).

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

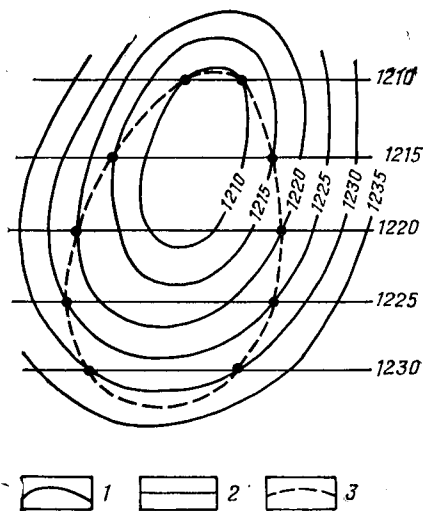


Рис. 26. Принцип построения линии пересечения двух поверхностей топографического порядка для проведения контуров нефтегазонасности наклонных залежей или контуров части пласта, срезанной стратиграфическим несогласием.

Изогипсы поверхности, м: 1 — пласта, 2 — наклонного ВНК или стратиграфического несогласия; 3 — контур нефтеносности или граница срезанной части пласта

В случае наклонного контакта предварительно составляется карта его поверхности. Затем она совмещается с картами поверхности кровли и подошвы коллекторов пластовых залежей или с картой поверхности кровли коллекторов массивной залежи (рис. 26).

Через точки с одинаковыми отметками на каждой паре обеих совмещенных карт проводятся внешние и внутренний контуры нефте(газо)носности. После этого для пластовых залежей внутренний контур переносится на карту поверхности кровли коллекторов продуктивного пласта.

Площадь залежей контролируется внешним контуром нефте(газо)носности, границами выклинивания пластов, литолого-фациального замещения коллекторов или тектоническими нарушениями. Основой для построения структурной карты по кровле пласта (горизонта) служит сейсмическая карта по ОМГ, скорректированная с отметками кровли продуктивных отложений, установленными в пробуренных скважинах. Границы выклинивания пластов и литолого-фациального замещения коллекторов проводятся на середине расстояния между скважинами, вскрывшими и не вскрывшими коллектор.

Одна из основных особенностей подсчета запасов, начиная с

ная плоскость, причем таким образом, чтобы она была средней по отношению к установленным контактам в отдельных скважинах. Эффективная нефте(газо)-насыщенная толщина в каждой скважине учитывается во всех продуктивных интервалах независимо от принятого среднего уровня положения ВНК. Поверхность контакта газ — вода значительно ближе к плоскости, хотя возможны случаи отклонения от нее.

Установленные таким образом отметки контактов переносятся на карты поверхности кровли и подошвы коллекторов пластовых залежей.

При горизонтальном ВНК (или ГВК) внешний и внутренний контуры нефте(газо)носности проводятся по изогипсам каждой карты, имеющим отметку контактов. В массивной залежи проводится только внешний контур на карте поверхности кровли пласта.

данной стадии, — выделение и расчет почти всех параметров продуктивных пластов (кроме площади) на основе кондиционных пределов, определенных с учетом опробования.

Определение кондиционных пределов параметров продуктивных пластов с учетом опробования

Вследствие ряда причин, связанных с качеством промывочной жидкости, чистотой эксперимента, вязкостью нефти и др., выделения коллекторов по прямым качественным признакам не всегда оказывается надежным. Пласты, определенные по геофизическим данным как коллекторы, нередко при опробовании не дают притоков. Поэтому необходимо обосновывать принадлежность пород к коллекторам, исходя из кондиционных пределов параметров, т. е. из количественных критериев, определяющих границу коллектор — неколлектор.

Для определения кондиционных пределов параметров продуктивных пластов необходимо знать характер взаимодействия пород-коллекторов с содержащимися в них флюидами. Получение в процессе опробования скважины притока нефти при создании минимально возможной депрессии следует считать основным признаком, характеризующим породу как коллектор. В породах с хорошими коллекторскими свойствами при прочих равных условиях дебиты несравненно выше, чем в породах с худшими коллекторскими свойствами. Ухудшение коллекторских свойств может быть обусловлено литолого-фациальной изменчивостью пород-коллекторов: увеличением их глинистости, изменением структуры порового пространства и т. п.

При установлении кондиционных пределов в продуктивных пластах порового типа в процессе опробования определяющими должны быть параметры, характеризующие явно или косвенно фильтрационные свойства опробованного интервала. Основным показателем этих свойств является величина проницаемости. Однако до сих пор при определении проницаемости предпочтение отдается керну, данных которого в каждом опробованном интервале явно недостаточно для того, чтобы в полной мере охарактеризовать зону этого интервала. В настоящее время широко используются геофизические методы, позволяющие определить физические свойства коллектора, влияющие на его фильтрационную характеристику. К таким методам в первую очередь относятся методы СП и ГМ, на диаграммах которых отражается содержание глинистого материала в терригенном разрезе. Чем выше глинистость, тем хуже фильтрационные свойства коллектора. На диаграммах СП коллекторы, представленные песчаниками и алевролитами, характеризуются отрицательной аномалией $\Delta U_{\text{сп}}$ с максимальной амплитудой отклонения от линии глин и плотных глинистых алевролитов; на величину $\Delta U_{\text{сп}}$, кроме прочих условий, существенно влияют количество глинистого материала и его распределение.

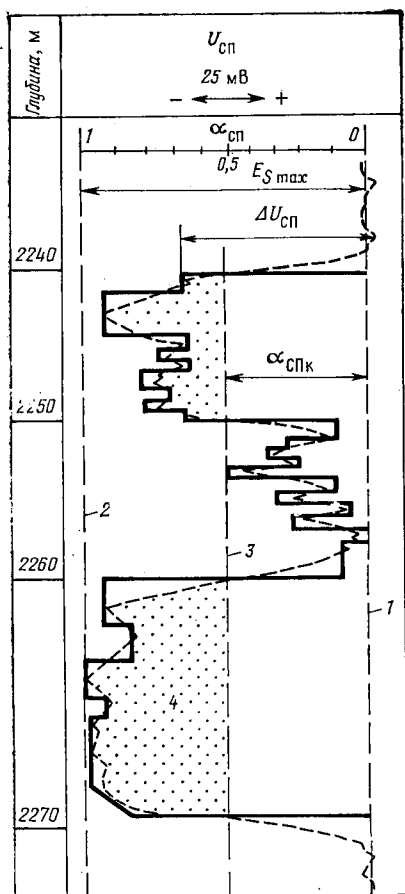


Рис. 27. Пример выделения коллекторов по кондиционному значению $\alpha_{\text{СП}}$ (по Б. Ю. Вендельштейну).

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

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

Поскольку назначение кондиционных пределов параметров заключается в установлении границы коллектор — неколлектор, в статистический анализ целесообразно вовлекать данные по опро-

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

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

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

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

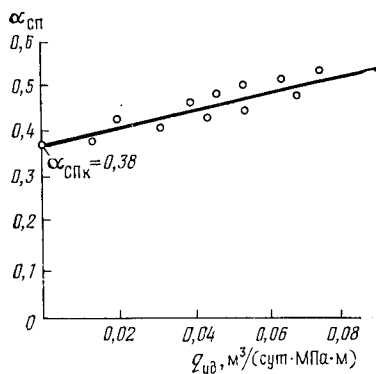


Рис. 28. Пример определения кондиционного значения $\alpha_{\text{СПк}}$ на основе корреляционной связи $\alpha_{\text{СП}} = f(q_{\text{уд}})$

бованию низкопродуктивных интервалов разреза. Значение $\alpha_{спк}$ 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 $\alpha_{спк}$.

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

Величина $\alpha_{спк}$ 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 $\alpha_{спк}$. Для газовых залежей она значительно меньше и изменяется от 0,2 до 0,35.

Возможность применения $\alpha_{спк}$ для терригенного разреза ограничена рядом факторов. Его нельзя использовать для характеристики разреза в скважинах, которые бурятся на соленом глинистом растворе и нефилтрующемся 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 :

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

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 $\alpha_{спк}$ 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:

$$\Psi = \{ [(1 - c) \Delta U_{сп}] / [\Delta U_{сп \max} - (1 - c) \Delta U_{сп}] \rho_n \}^2, \quad (34)$$

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

Однако это выражение справедливо лишь для водонасыщенных пластов большой толщины h , в которых поправка в $\Delta U_{\text{сп}}$ за счет $\rho_{\text{п}}$ 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:

$$\Psi = \{[(1 - c)\Delta U_{\text{сп}}/v_{\text{сп}}]/[\Delta U_{\text{сп max}} - (1 - c)\Delta U_{\text{сп}}/v_{\text{сп}}] \rho_{\text{в.п}}\}^2, \quad (35)$$

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

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

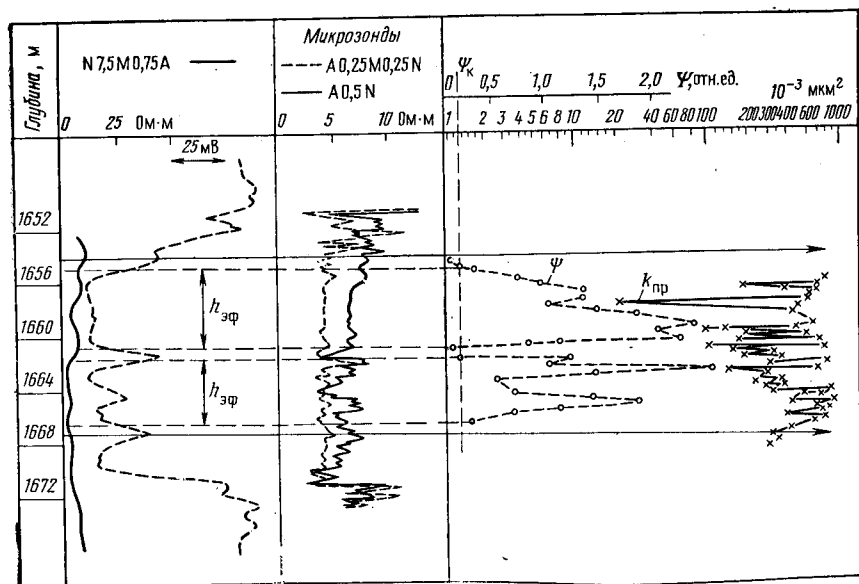


Рис. 29. Результаты сопоставления проницаемости $k_{\text{пр}}$ по керну с относительной проницаемостью ψ по скв. 2017 Туймазинского месторождения (горизонт Д-II) (по В. Н. Дахнову, Г. М. Золоевой, Е. А. Нейману, Н. В. Фармановой). $\psi_{\text{к}}$ — кондиционное значение

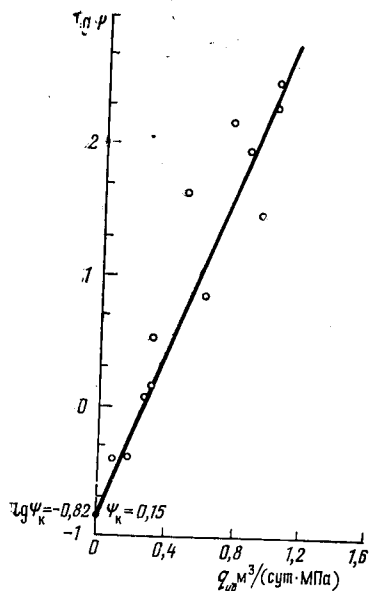


Рис. 30. Пример обоснования кондиционного предела относительной проницаемости Ψ_k по зависимости $\lg \Psi = f(q_{уд})$ (по В. Н. Дахнову, Г. М. Золоевой, Е. А. Нейману, Н. В. Фармановой)

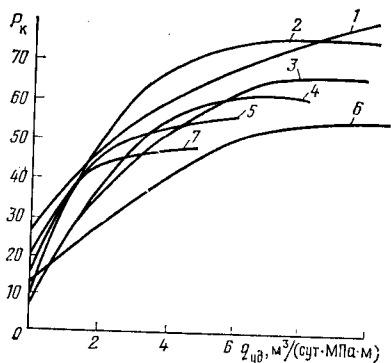


Рис. 31. Статистические связи между параметром P_k и $q_{уд}$ для ряда месторождений (по Л. Ф. Дементьеву).

Месторождения: 1 — Самотлорское; 2 — Узеньское; 3 — Трехозерное; 4 — Таныпское; 5 — Усть-Балыкское; 6 — Мортимья-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 $\rho_{мвк}$ и $\rho_{млз}$.

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 $P_k = k_{п.о} \lg k_{пр}$. Его кондиционное значение подобно рассмотренным выше параметрам устанавливается на основе статистической связи между удельной продуктивностью $q_{уд}$ и P_k 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

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

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:

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

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

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

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

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

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:

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

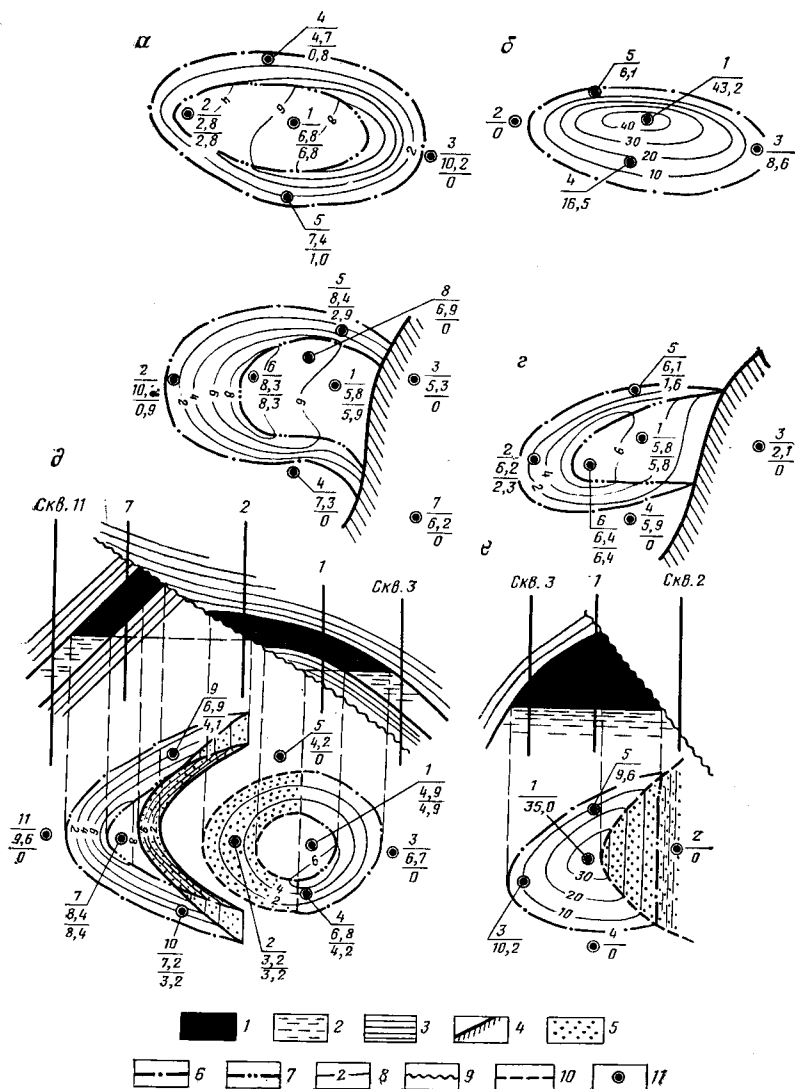


Рис. 32. Схемы построения карт в изолиниях эффективных нефте(газо)насыщенных толщин пласта.

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 толщ, м; 9 — стратиграфическое несогласие; 10 — граница выклинивания 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 χ^2_n сравнивается с критическим, выбираемым из таблиц при $l-1$ степени свободы. Фактические данные по залежам со значениями $t_i < t_{кр}$ при $\chi^2_n < \chi^2_{кр}$ 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 изопакит.

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, изопакиты проводят путем интерполяции между значениями изопакит 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 изопакиты 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 изопакит на границе замещения эффективная толщина принимается равной 0, а от нее изопакиты к ближайшим продуктивным скважинам проводятся линейно (рис. 32, г).

В пределах размытой части стратиграфически ограниченной пластовой залежи изопакиты проводятся по тому же принципу, что и в водонефтяных (газоводяных) зонах (рис. 32, д). Принцип проведения изопакит 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 наблюдаемых 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

$$Q_{н0} = \sum_{C_1, C_2} \sum_{\substack{HЗ \\ ВНЗ}} k_{п.0} k_n \theta_p \iint_F h_{н.эф}(x, y) dx dy; \quad (42)$$

для газовых залежей

$$Q_{г0} = \sum_{C_1, C_2} \sum_{\substack{ГЗ \\ ГВЗ}} k_{п.0} k_n k_p k_t \iint_F h_{н.эф}(x, y) dx dy. \quad (43)$$

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 складывается из интервалов, у которых значение $\alpha_{сп} (\Delta I_v, \Psi)$ выше кондиционного. Остальные непроницаемые интервалы отбраковываются и в расчете не участвуют. По данным скважин составляются карты изопакит 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 $k_{п.о}$. Если по залежи имеется достаточное число определений проницаемости, то составляется график статистической связи между $\alpha_{сп} (\Delta I_v)$ и $\lg k_{пр}$ (рис. 33). На основе этого графика устанавливается кондиционное значение $\lg k_{пр}$, соответствующее кондиционному значению $\alpha_{спк} (\Delta I_{вк})$. Затем по каждому пласту нефтяной залежи и по газовой залежи в целом отбраковываются все значения $k_{п.о}$ 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 $k_{п.о}$ из проницаемых интервалов пласта. Последующий анализ ведется по изложенной выше схеме.

При однородных пластах-коллекторах с примерно одинаковыми значениями $k_{п.о}$ по скважинам, о чем свидетельствует соответ-

ствие статистического распределения значений этого параметра закону нормального распределения, среднее значение $k_{п.о}$ по пластам нефтяной залежи и по газовой залежи в целом рассчитывается как среднее арифметическое или средневзвешенное значение из имеющихся определений.

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

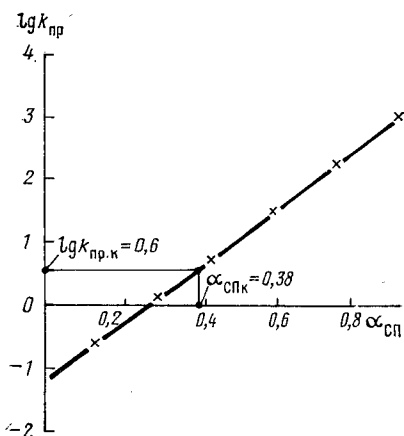


Рис. 33. Пример определения кондиционного предела $\lg k_{пр.к}$ по зависимости $\lg k_{пр} = f \alpha_{сп}$

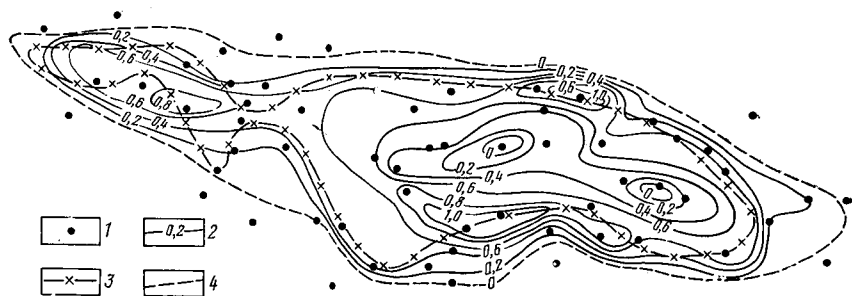


Рис. 34. Карта равных удельных объемов нефтяной части залежи (по В. Н. Дахнову).

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 $k_{п.о}$ умножаются на значения с карт в изолиниях $h_{н.эф}$ ($h_{г.эф}$) и k_n (k_r). 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 $k_{п.о}$ определяется по геофизическим данным, следует учитывать его значения лишь по интервалам, в которых значения $\alpha_{сп}$, ΔI_γ или Ψ выше кондиционных. Средние значения $k_{п.о}$ по скважинам рассчитываются взвешиванием по толщине проницаемых прослоев. При однородном коллекторе среднее значение практически не изменяющегося $k_{п.о}$ по нефтяному пласту или газовой залежи рассчитывается как среднее арифметическое по скважинам. При закономерном изменении $k_{п.о}$ по площади и наличии взаимосвязи между $k_{п.о}$, k_n (k_r) и $h_{н.эф}$ расчеты ведутся по той же схеме, что и при определении $k_{п.о}$ по керну.

Аналогичная методика используется и для обоснования средних значений коэффициента нефте(газо)насыщенности. При взаимной коррелируемости $k_{п.о}$ и k_n по каждому пластовому пересечению целесообразно при расчетах по геофизическим данным в каждом интервале определять значение коэффициента эффективной пористости $k_{п.эф}$. Соответственно расчет нефте(газо)насыщенных объемов коллекторов в таких случаях ведется на основе этого параметра. Среднее значение $k_{п.эф}$ 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 ($h_{н.эф}$ $k_{п.эф}$).

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

честве данных и отсутствии закономерного изменения 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

$$Q_{H0} = \sum_{i=1}^n \sum_{C_1, C_2} \sum_{\substack{H3 \\ \text{ВНЗ}}} k_{п.о} k_H \theta_H \iint_F h_{н.э\Phi}(x, y) dx dy; \quad (44)$$

где i — число пластов;

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

$$Q_{H0} = \sum_{i=1}^n \sum_{C_1, C_2} \sum_{\substack{H3 \\ \text{ВНЗ}}} k_{п.о} k_H \iint_F h_{н.э\Phi}(x, y) \theta(x, y) \rho_H(x, y) dx dy; \quad (45)$$

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

$$Q_{H0} = \sum_{i=1}^n \sum_{C_1, C_2} \sum_{\substack{H3 \\ \text{ВНЗ}}} \theta_H \iint_F h_{н.э\Phi}(x, y) k_{п.о}(x, y) k_H(x, y) dx dy; \quad (46)$$

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

$$Q_{H0} = \sum_{i=1}^n \sum_{C_1, C_2} \sum_{\substack{H3 \\ \text{ВНЗ}}} \iint_F h_{н.э\Phi}(x, y) k_{п.о}(x, y) k_H(x, y) \theta(x, y) \rho_H(x, y) dx dy; \quad (47)$$

5) для неоднородного коллектора при наличии взаимосвязи

между $h_{н.эф}$ $k_{п.о}$ и $k_{н}$ и отсутствии закономерностей изменения параметров нефти по площади залежи

$$Q_{н0} = \sum_{i=1}^n \sum_{C_1, C_2} \sum_{\substack{HЗ \\ ВНЗ}} \theta \rho_n \iint_F (h_{н.эф} k_{п.о} k_{н}) (x, y) dx dy; \quad (48)$$

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

$$Q_{н0} = \sum_{i=1}^n \sum_{C_1, C_2} \sum_{\substack{HЗ \\ ВНЗ}} \iint_F (h_{н.эф} k_{п.о} k_{н}) (x, y) \theta (x, y) \rho_n (x, y) dx dy; \quad (49)$$

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

$$Q_{н0} = \sum_{i=1}^n \sum_{C_1, C_2} \sum_{\substack{HЗ \\ ВНЗ}} \theta \rho_n \iint h_{н.эф} (x, y) k_{п.эф} (x, y) dx dy; \quad (50)$$

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

$$Q_{н0} = \sum_{i=1}^n \sum_{C_1, C_2} \sum_{\substack{HЗ \\ ВНЗ}} \iint (h_{н.эф} k_{п.эф}) (x, y) \theta (x, y) \rho_n (x, y) dx dy. \quad (51)$$

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 $k_{п.о}(x, y)$ — как средневзвешенные по площади; средние значения комплексных параметров под знаком интеграла в виде $(h_{н.эф} k_{п.о} k_{н})(x, y)$ — 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

$$Q_{г0} = \sum_{C_1, C_2} \sum_{\substack{ГЗ \\ ГВЗ}} k_{п.о} k_{г} K_p K_t \iint_F h_{г.эф} (x, y) dx dy; \quad (52)$$

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

$$Q_{г0} = \sum_{C_1, C_2} \sum_{\substack{ГЗ \\ ГВЗ}} K_p K_t \iint_F h_{г.эф} (x, y) k_{п.о} (x, y) k_{г} (x, y) dx dy; \quad (53)$$

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

$$Q_{г0} = \sum_{C_1, C_2} \sum_{\substack{ГЗ \\ ГВЗ}} K_p K_t \iint_F (h_{г.эф} k_{п.о} k_{г}) (x, y) dx dy; \quad (54)$$

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

$$Q_{г0} = \sum_{C_1, C_2} \sum_{\Gamma_3} K_p K_t \iint_F h_{г.эф}(x, y) k_{п.эф}(x, y) dx dy; \quad (55)$$

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

$$Q_{г0} = \sum_{C_1, C_2} \sum_{\Gamma_3} K_p K_t \iint_F (h_{г.эф} k_{п.эф})(x, y) dx dy; \quad (56)$$

В массивных залежах дифференциация на зоны не ведется.

Особенности подсчета запасов нефти и свободного газа на разрабатываемых залежах

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

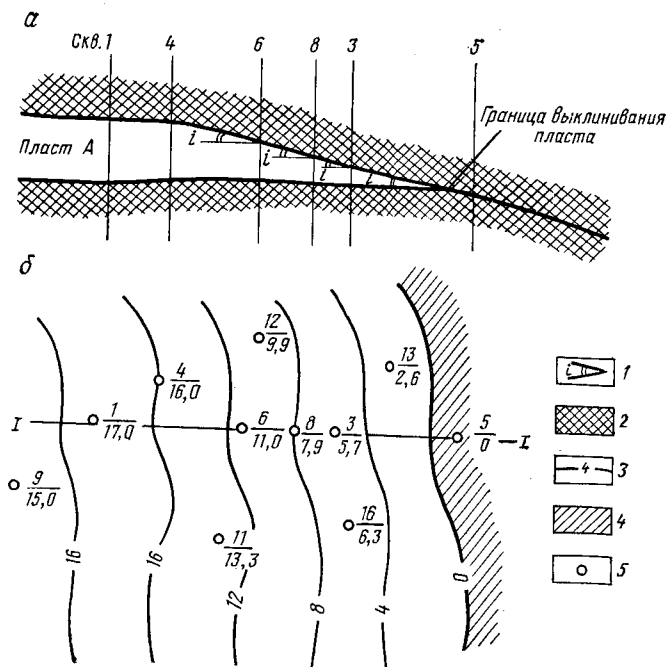


Рис. 35. Пример определения границ выклинивания пласта А по градиенту изменения $h_{эф}$.

а — профильный разрез I—I; б — карта в изолиниях $h_{эф}$. 1 — угол постоянного уменьшения толщины; 2 — непроницаемые породы; 3 — изолинии толщины, 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 удастся, то линия нулевой толщины проводится на середине расстояния между скважинами, вскрывшими и не вскрывшими пласт.

При литолого-фациальном замещении коллекторов продуктивного пласта непроницаемыми разностями границу коллектор — неколлектор можно установить в профиле не 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 — $\alpha_{сп}$, Δl_v и др. Затем на такой карте, например $\alpha_{сп}$ (рис. 36), путем интерполяции проводится изолиния $\alpha_{спк}$. Зона с большими, чем $\alpha_{спк}$, значениями $\alpha_{сп}$ 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 изолинии 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 изопаките. Проведение других изолиний эффективных толщин осуществляется на основе линейной интерполяции от нулевой изопакиты 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-

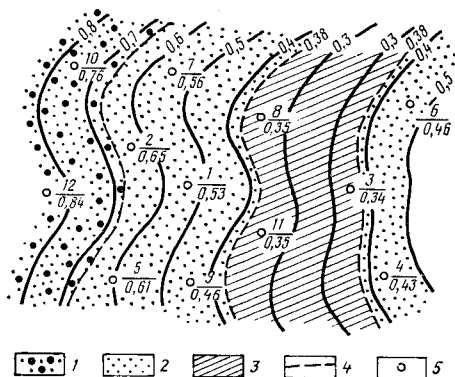
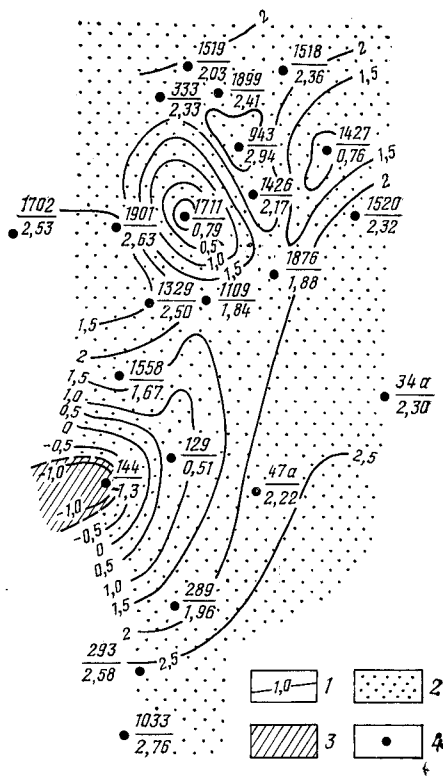


Рис. 36. Пример определения границ распространения коллекторов и коллекторов разной продуктивности по карте распределения значений $\alpha_{СП}$.

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 — изолинии $\lg \psi$; 2 — коллектор; 3 — неколлектор; 4 — скважины; цифры у скважин: в числителе — номер скважины, в знаменателе — значения $\lg \psi$; $\lg \psi_K = -0,82$.



щения пласта до установленной выше границы коллектор—неколлектор. Между остальными скважинами изопакиты 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 $P_K = f(q_{уд})$, 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

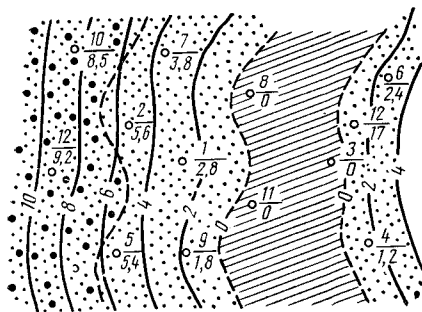


Рис. 38. Пример построения карты эффективной толщины пласта, подверженного литолого-фациальному замещению при уменьшении общей толщины в сторону замещения.
Условные обозначения см. на рис. 37.

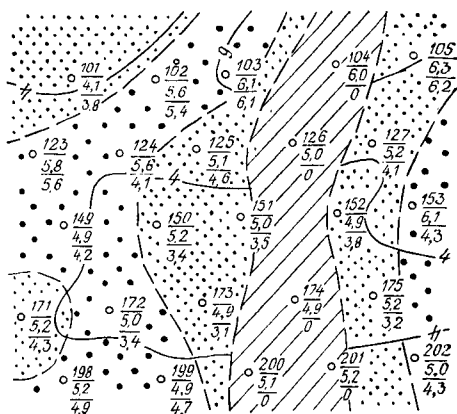


Рис. 39. Пример построения карты эффективной толщины пласта с относительно выдержанной общей толщиной, коллекторы которого подвержены литолого-фациальному замещению.
Условные обозначения см. на рис. 37.

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 НКП. Исследования, проводимые на разрабатывающихся залежах, должны обеспечивать также возможность определения коэффици-

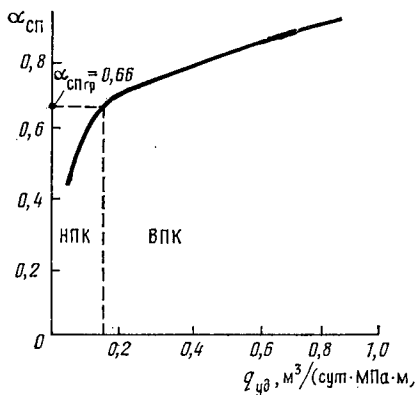


Рис. 40. Статистическая связь между удельной продуктивностью скважин $q_{уд}$ и величиной $\alpha_{СП}$ для проницаемых интервалов продуктивного пласта

ентов открытой пористости и нефти(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:

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

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 до-

ломитизации 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_T понимается доля объема сообщающихся трещин в объеме образца породы. Ее величина изменяется от 0,1—0,2 до 1—2 %. По керну k_T определяется в шлифах как отношение произведения раскрытости трещин (b) и суммарной их длины (l) к площади шлифа (S), т. е.

$$k_T = bl/S. \quad (57)$$

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:

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

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 удастся, то вычисление k_T в каждом шлифе производится по формуле (58) с введением коэффициента a , 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 фильтра 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

$$Q_{\text{н0}} = k_{\text{пуст.эф}} \theta \rho_{\text{н}} \iint_F h_{\text{н.эф}}(x, y) dx dy; \quad (59)$$

запасы газа

$$Q_{\text{г0}} = k_{\text{пуст.эф}} K_p K_t \iint_F h_{\text{г.эф}}(x, y) dx dy. \quad (60)$$

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

$$Q_{\text{н0}} = \sum_{C_1, C_2} F h_{\text{н.эф}} k_{\text{пуст.эф}} \theta \rho_{\text{н}}; \quad (61)$$

$$Q_{\text{г0}} = \sum_{C_1, C_2} F h_{\text{г.эф}} k_{\text{пуст.эф}} K_p K_t. \quad (62)$$

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

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

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 неопределимую помощь оказывают промысловые исследования.

Так, весьма ценные сведения о параметрах изучаемых коллекторов, по данным Э. В. Соколовского, Ю. И. Трещникова, получены промысловыми исследованиями в скважинах, вскрывших кол-

латоры трещинно-порового типа на залежах ЧИ АССР в аптских терригенных отложениях и на залежах Восточного Страврополя 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 Страврополя). Матрица карбонатных пород оказалась в основном водонасыщенной. Начальная нефтенасыщенность $k_{н.нач}$ 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	25	19	32,0	13,8	6,0	3,5
	18,0	32	32	0	0	8,9	0
8—9	9,9	40	21	47,5	20,4	5,5	4,7
	20,5	32	32	0	0	10,1	0
9—10	10,4	55	24	56,4	24,2	8,8	9,1
	23,2	55	45	81,2	7,8	23,2	29,2
10—11	14,3	60	26	56,7	24,4	14,5	15,2
	4,3	60	40	18,3	7,9	5,2	6,6
11—12	13,5	65	28	56,9	24,5	22,4	23,4
	15,6	65	53	18,5	7,9	22,0	27,3
12—13	7,5	69	30	56,5	24,3	10,4	10,9
	14,1	69	57	17,4	7,5	23,4	28,0
13—14	12,8	72	32	55,6	23,9	20,2	20,6
	3,9	72	60	16,7	7,2	7,3	8,4
14—15	6,6	73	33	55,4	23,8	11,3	11,7
	0	0	0	0	0	0	0
15—16	0,5	74	34	54,7	23,5	0,9	0,9
	0	0	0	0	0	0	0

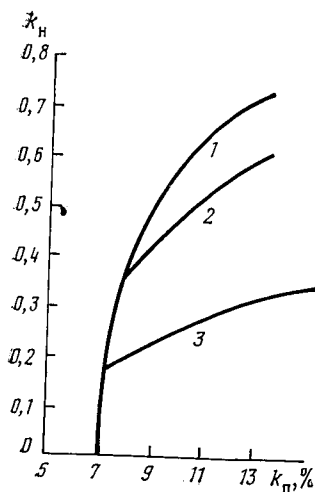


Рис. 41. Связь между коэффициентами нефтенасыщенности k_n и пористости k_p матрицы горных пород (по Э. В. Соколовскому, Ю. И. Тречникову).

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 % $k_{n.нач}$ 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 обуславливает 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 счетных 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 изопе-

ХИТ:

$$Q_{H0} = \sum_{C_1, C_2} F k_{п.эф.скв} \theta_{pH}; \quad (64)$$

$$Q_{r0} = \sum_{C_1, C_2} F k_{п.эф.скв} K_p K_t. \quad (65)$$

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

$$Q_{H0} = \sum_{C_1, C_2} k_{п.эф.скв} \theta_{pH} \iint_F h_{н.эф}(x, y) dx dy; \quad (66)$$

$$Q_{r0} = \sum_{C_1, C_2} k_{п.эф.скв} K_p K_t \iint_F h_{г.эф}(x, y) dx dy. \quad (67)$$

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:

$$Q_{H0} = \sum_{\substack{\text{кат.} \\ \text{зап.}}} \theta_{pH} \iint_F (h_{н.эф} k_{п.эф})(x, y) dx dy; \quad (68)$$

$$Q_{r0} = \sum_{\substack{\text{кат.} \\ \text{зап.}}} K_p K_t \iint_F (h_{н.эф} k_{п.эф})(x, y) dx dy. \quad (69)$$

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 каверновой 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 нефилтрующихся 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, *aI*, *bI*, *aII*, *bII*). Если данных по скважинам для непосредственного построения карты изопакит мало, то на любой стадии изученности, кроме стадии поисков, может быть использо-

ван прием, позволяющий составлять такие карты по нефтяной части подсчетного объекта во взаимосвязи с газовой частью.

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

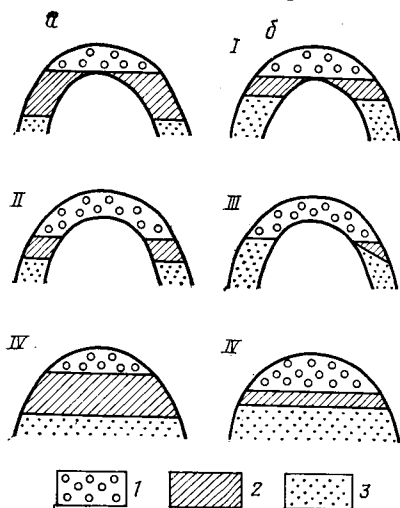


Рис. 42. Принципиальные схемы размещения нефтегазовых и газонефтяных залежей (по З. Г. Борисенко).

Залежи: *a* — с газовыми шапками; *b* — с нефтяными оторочками. 1 — газ; 2 — нефть; 3 — вода

применительно к стадиям изученности аналогичны построению этих карт для пластовой (см. рис. 42, *aII*, *бIII*) или массивной (*aIV*, *бIV*) залежей. Карту изопакит нефтенасыщенных толщин получают путем геометрического вычитания карты в изолиниях газонасыщенных толщин из карты изолиний нефтегазонасыщенных толщин. При построении карты в изолиниях нефтегазонасыщенных толщин необходимо обращать внимание на то, что на внешнем контуре газоносности и на внутреннем контуре нефтеносности изопакиты должны иметь излом.

В массивных газонефтяных залежах форма газовой части всегда имеет форму массивной залежи, чем и определяется способ построения карт изопакит на разных стадиях изученности.

На открытой залежи пластового типа 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

$$\bar{h}_{н.эф} = (V_{н.г} - V_{г})/F_{н}, \quad (70)$$

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 изопакит.

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 ЭВМ¹

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 $h_{н.эф}$, $k_{п.о}$, $k_{н}$, $\theta_{рн}$), 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 схождения. 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.

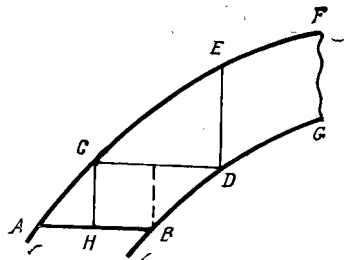
К сложным полям относятся поля общей толщины залежи, нефти(газо)насыщенной толщины, удельных запасов. Эти поля восстанавливаются с помощью математических действий над составляющими их простыми полями. Так, поле общей толщины залежи рассчитывается как разность между нижней и верхней границами залежи. 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_n , вычисленные по каждой скважине, в том числе и в переходной зоне. При восстановлении поля k_n 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_n различны.

В нефтяной части залежи, правее линии ED , восстановление поля k_n ведется с учетом априорной информации. В качестве последней используется модель изменения k_n в переходной зоне с увеличением расстояния l от зеркала воды, предложенная В. Н. Дахновым:

$$\tilde{k}_n(l) = k_{н.ст} [1 - \exp(-\alpha l / (1 - l))], \quad (71)$$

где l — высота от зеркала воды, нормированная на толщину переходной зоны, м; $k_{н.ст}$ — среднее по скважинам значение k_n в стабилизированной зоне; α — оцениваемый параметр функции.

Величина коэффициента нефтенасыщенности в любой точке переходной зоны $k_{н.п}$ определяется выражением

$$k_{н.п} = \frac{1}{b-a} \left\{ k_{н.ст} (1-a) \left[1 - \exp\left(\frac{\alpha-a}{1-a}\right) \right] - k_{н.ст} (1-b) \left[1 - \exp\left(\frac{\alpha-b}{1-b}\right) \right] + \alpha k_{н.ст} \exp(\alpha) \left[E_i\left(-\frac{\alpha}{1-b}\right) - E_i\left(-\frac{\alpha}{1-a}\right) \right] \right\}, \quad (72)$$

полученным интегрированием формулы (71).

В первую очередь интерполяцией восстанавливается поле $\bar{k}_n(x, y)$ по данным всего множества скважин. Для нефтяной зоны залежи, правее линии ED , это окончательный результат.

В пределах $ACDB$ с помощью формулы (72) восстанавливается поле $\bar{k}_{н.п}(x, y)$, а затем находится поле коэффициента неф-

тенасыщенности $k_n^*(x, y)$ в зоне АСЕДВ.

$$\bar{k}_n^*(x, y) = \bar{k}_n(x, y) \frac{1}{2} \left(\cos \frac{2}{m} + 1 \right) + \bar{k}_{н.п}(x, y) \left[1 - \frac{1}{2} \left(\cos \frac{2}{m} + 1 \right) \right], \quad (73)$$

где $\bar{k}_n$ — значение k_n в скважинах, пересекающих переходную зону, m — априорно задаваемый параметр весовой функции.

Это окончательный результат для зоны, ограниченной фигурой НСЕДВ.

Последним восстанавливается поле $\bar{k}_n^{**}(x, y)$ для зоны АСН. Окончательный результат для нее находится по формуле

$$\bar{k}_n^{**}(x, y) = \bar{k}_n^*(x, y) \frac{1}{2} \left\{ \cos \left[\frac{r}{m} \left(\frac{1-h}{n-h} + 1 \right) \right] + 1 \right\} + \bar{k}_{н.п}(x, y) \left\langle 1 - \frac{1}{2} \left\{ \cos \left[\frac{r}{m} \left(\frac{1-h}{n-h} + 1 \right) \right] + 1 \right\} \right\rangle, \quad (74)$$

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; $r/m \left[(1-h)/(n-h) + 1 \right] = F \leq \pi$; $F > \pi \rightarrow F = \pi$.

В итоге в узлах, совпадающих с точками наблюдений, получают равенство восстановленной и заданной величины k_n , 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

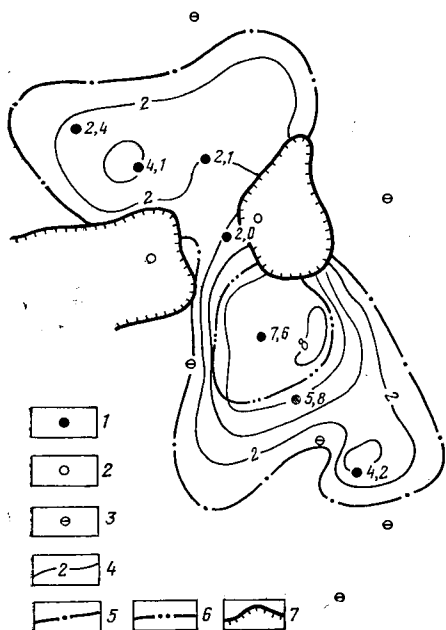


Рис. 44. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин, выполненная на ЭВМ (по В. А. Бадьянову, Т. А. Бохан, Г. Я. Демуре и др.).

Скважины: 1 — нефтяные, 2 — с отсутствием коллекторов, 3 — водяные; 4 — изолинии толщин, м; контуры нефтенасыщенности: 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.

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, содержащихся 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-каверновым 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 порой 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 разбуренно-

сти 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. Значительную 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. Колемана, 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_n нефти то объем нефти, оставшейся в залежи $(Q_{н0} - Q_n)b$, будет определяться разницей между текущим объемом пор $V_{п} = V_{п0} (1 - \beta_{п} \Delta p)$ и объе-

мом расширившейся связанной воды $V_v = V_{п0} k_v (1 + \beta_n \Delta p)$. Здесь b — текущий объемный коэффициент пластовой нефти при среднем текущем давлении Δp ; $V_{п0}$ — общий начальный объем пор залежи, м³; β_n — коэффициент сжимаемости пор породы, МПа⁻¹; k_v — коэффициент водонасыщенности; β_v — коэффициент сжимаемости связанной воды, МПа⁻¹.

Таким образом, уравнение материального баланса для упругого режима имеет вид

$$(Q_{н0} - Q_n) b = V_{п0} (1 - \beta_n \Delta p) - V_{п0} k_v (1 + \beta_v \Delta p). \quad (75)$$

В свою очередь

$$Q_{н0} b_0 = V_{п0} (1 - k_v), \quad (76)$$

где b_0 — начальный объемный коэффициент нефти.

Разделив (75) на (76) и выразив

$$b_0/b = 1 + \beta_n \Delta p,$$

где β_n — коэффициент сжимаемости нефти, МПа⁻¹, получим

$$(Q_{н0} - Q_n)/Q_{н0} = [(1 - \beta_n \Delta p) - k_v (1 + \beta_v \Delta p)] / [(1 - k_v) (1 + \beta_n \Delta p)].$$

Отсюда

$$Q_{н0} = [Q_n (1 - k_v) (1 + \beta_n \Delta p)] / [\beta_n + \beta_v - k_v (\beta_n - \beta_v)] \Delta p. \quad (77)$$

Этим выражением можно пользоваться для подсчета запасов в терригенном и карбонатном коллекторах. Его можно существенно упростить, если $\beta_v = 0$ и $k_v = 0$.

Тогда

$$Q_{н0} = [Q_n (1 + \beta_n \Delta p)] / [(\beta_n + \beta_v) \Delta p]. \quad (78)$$

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:

$$Q_{н0} = [Q_n (1 + \beta_n \Delta p)] / [(\beta_{в.п} + \beta_n) \Delta p], \quad (79)$$

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_H 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.

$$Q_{H0} - Q_H b = [V_{п0}(1 - \beta_H \Delta p) + w\lambda] - [V_{п0} k_B (1 + \beta_B \Delta p) + W\lambda]$$

или

$$(Q_{H0} - Q_H) b = V_{п0}(1 - \beta_H \Delta p) - V_{п0} k_B (1 + \beta_B \Delta p) - W\lambda + w\lambda. \quad (80)$$

Так как

$$V_{п0} = Q_0 b_0 / (1 - k_B), \quad (81)$$

то, подставив это выражение в формулу (80) и разделив обе ее части на b_0 , получим

$$(Q_{H0} - Q_H)(b/b_0) = [Q_{H0}(1 - \beta_H \Delta p)] / (1 - k_B) - [Q_{H0}(1 + \beta_B \Delta p) k_B] / (1 - k_B) - (W\lambda)/b_0 + (w\lambda)/b_0.$$

Отсюда

$$Q_{H0} = [Q_H b - (W - w)\lambda] / \{b - b_0 + [b_0(k_B \beta_B + \beta_H) \Delta p] / (1 - k_B)\}. \quad (82)$$

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, сложенного с объемами воды, внедрившейся из законтурной области W и закачанной в пласт W' , т. е.

$$Q_H b + w = \overbrace{(V_H \beta_H + V_B \beta_B + V_{п.пл}) \Delta p}^{Q_H b} + W + W', \quad (83)$$

где $\beta_{п.пл}$ — сжимаемость пор в пластовых условиях.

Так как $V_H = V_H / k_H$, а $V_B = [(1 - k_H) / k_H] V_H$, то первое слагаемое в правой части (83) может быть представлено в иной форме: $Q_H b = \{ \beta_H + [(1 - k_H) / k_H] \beta_B + \beta_{п.пл} / k_H \} V_H \Delta p$. Если принять выражение в скобках равным α_1 , то $Q_H = \alpha_1 V_H \Delta p$.

Количество внедрившейся в залежь воды из законтурной области при снижении давления в залежи на $\Delta p' < \Delta p$ может быть выражено в виде

$$W = (\beta_B + \beta_{п.пл}) F h_{н.э} k_{п0} \Delta p'. \quad (84)$$

Примем выражение в скобках равным α . Тогда

$$Q_{\text{н}}b + w = \alpha_1 V_{\text{н}} \Delta p + \alpha F h_{\text{н.эф}} k_{\text{п.о}} \Delta p' + W'. \quad (85)$$

Подставив вместо $V_{\text{н}}$ выражение $Q_{\text{н}0}b$, и умножив левую и правую части (85) на $\rho_{\text{н}}/(b_0 \Delta p)$, получим

$$(\rho_{\text{н}}/b_0) [(Q_{\text{н}}b + w)/\Delta p] = \alpha_1 Q_{\text{н}0} + (\rho_{\text{н}}/b_0) [(\alpha F h_{\text{н.эф}} k_{\text{п.о}} \Delta p' + W')/\Delta p]. \quad (86)$$

В условиях начала разработки, когда $\Delta p = 0$, $Q_{\text{н}} = 0$, $w = 0$, $W' = 0$ 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,

$$\lim_{\Delta p \rightarrow 0} (\rho_{\text{н}}/b_0) [(Q_{\text{н}}b + w)/\Delta p] = \alpha_1 Q_{\text{н}0}. \quad (87)$$

Формулу (87) можно использовать для определения начальных балансовых запасов нефти по кривой, характеризующей зависимость $(\rho_{\text{н}}/b_0) [(Q_{\text{н}}b + w)/\alpha_1 \Delta p]$ 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.

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.

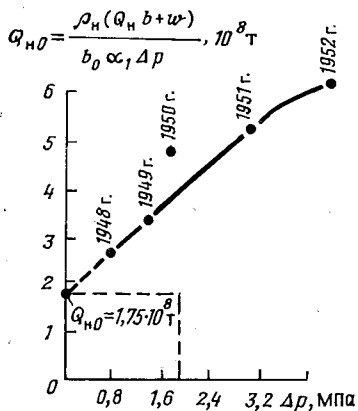


Рис. 45. Графическое выражение подсчета запасов нефти по методу В. М. Добрынина.

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

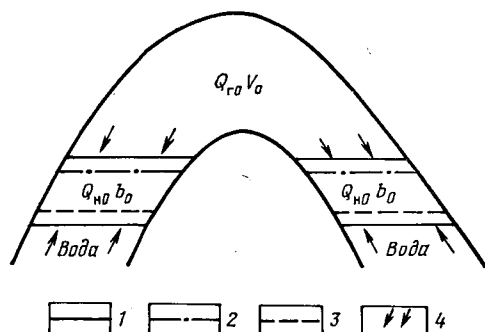


Таблица 9. Параметры залежи

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_n
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_p
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. Выполним затем соответствующие преобразования и подставив $b = b_1 - (r_0 - r)v$, получим

$$Q_{н0} = \{Q_n [b_1 + (r_p - r_0)v] - (W + W' - w)\lambda + qv\} / \{b_1 - b_0 + + [(b_0/v_0)(v - v_0) + [b_0/(1 - k_v)](\beta_{п} + k_v \beta_{н}) \Delta p]\}. \quad (89)$$

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	$Q_n b_0$	Расширение газовой шапки	$\frac{\delta Q_{n0} b_0 (v - v_0)}{v_0}$
Добыча избыточного количества газа (сверх начальной растворимости газа и нефти)	$Q_n (r_p - r_0) v$	Выделение газа из оставшейся в пласте нефти	$(Q_{n0} - Q_n) (r_0 - r) v$
Усадка оставшейся в залежи нефти	$(Q_{n0} - Q_n) (b_0 - b)$	Упругое расширение породы	$\frac{Q_{n0} b_0}{1 - k_B} \beta_n \Delta p$
Добыча воды	$w \lambda$	Упругое расширение связанной воды	$\frac{Q_{n0} b_0}{1 - k_B} k_B \beta_B \Delta p$
		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

$$[Q_{n0} = \{Q_n [b_1 + (r_p - r_0) v] - W \lambda - w \lambda\} / [b_1 - b_0 + (\delta b_0 / v_0) (v - v_0)]. \quad (90)$$

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:

$$Q_{n0} = Q_n [b_1 + (r_p - r_0) v] / (b_1 - b_0). \quad (91)$$

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 $p_{пр0} - p_{пр i}$.

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/λ , 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

$$Q_{нb_0} = \beta^* V_z \Delta p, \quad (92)$$

где β^* — коэффициент упругоемкости залежи, МПа^{-1} ; V_z — дренируемый объем залежи, м^3 ; Δp — депрессия, МПа .

Если дренируется весь объем залежи, то при постоянных V_z и β^* зависимость между Δp и $Q_{нb_0}$ будет аппроксимироваться прямой линией, проходящей через начало координат (рис. 48).

Когда воронка депрессии достигнет уровня ВНК, объем добытой нефти $Q_{нb_0}$ будет определяться не только действием упругих сил системы «залежь», но и напором пластовой воды. Это находит

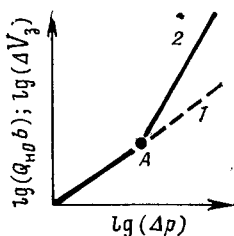


Рис. 47. Графический способ определения количества вошедшей в пласт воды и давления начала вторжения воды в залежь (по Ф. А. Гришину).

Зависимости: 1 — $\lg(\Delta V_3) = f(\lg \Delta p)$; 2 — $\lg(Q_n b) = f(\lg \Delta p)$.

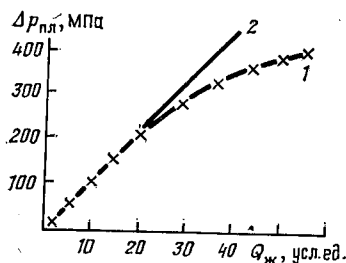


Рис. 48. Зависимость снижения пластового давления $\Delta p_{пл}$ от накопленного отбора жидкости $Q_{ж}$ из залежи (по А. В. Меркулову, Н. Н. Маркову).

1 — вторжение воды в залежь; 2 — проявление упругого режима

отражение в формуле материального баланса упруговодонапорного режима:

$$Q_n b_0 = \beta V_3 \Delta p + W_3 \lambda, \quad (93)$$

где $W_3 = (W - w) \lambda$ — объем воды, внедрившейся в залежь, за вычетом добытого объема воды, m^3 .

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 $Q_n b_0 = f(\Delta p)$ в точке А в сторону оси $Q_n b_0$ (рис. 47). Точка изгиба соответствует началу внедрения воды в залежь, а ее объем для любого фиксированного Δp определяется превышением добытого объема $Q_n b_0$ 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

$$V_3 = (Q_n b) / (\beta \Delta p), \quad (94)$$

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. Майдеборм. 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_z . При этом величина β^* рассчитывается по формуле

$$\beta^* = k_{п.вт} k_{н.вт.п} \beta_n + k_v (\beta_v - \beta_z) - (1 - k_{п.в} k_{н.вт.п}) \beta_z, \quad (95)$$

где $k_{п.вт}$ — коэффициент вторичной пористости; $k_{н.вт.п}$ — коэффициент нефтенасыщенности вторичных пор; β_z — коэффициент сжимаемости зерен породы.

Значения $k_{п.вт}$ и $k_{н.вт.п}$ принимаются по данным геофизических или промысловых методов либо по аналогии с изученными залежами.

Следует подчеркнуть, что величины в формуле (94) и β_n 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

$$Q_{н0} = V_z k_{п.вт} k_{н.вт.п} \theta_0 \rho_n, \quad (96)$$

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 разобранным 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 t и депрессии Δp между начальным давлением в законтурной об-

ласти p_0 и текущим давлением p_i на эту дату, величину W_i можно выразить следующим образом:

$$W_i = c\tau_i \Delta p_i, \quad (97)$$

где c — постоянная величина; τ_i — время разработки от начала до достижения p_i , месяц, квартал, год; Δp_i — давление законтурной воды в интервале времени τ_i , равное $(p_0 - p_i)/2$, МПа.

Тогда формулы (89) и (90) можно представить в ином виде¹. Так, применительно к формуле (90) получим:

$$Q_{н0} = \frac{Q_n [b_1 + (r_p - r_0) v] + \omega \lambda}{b_1 - b_0 + \frac{\delta b_0}{v_0} (v - v_0)} - \frac{c \Delta p \tau}{b_1 - b_0 + \frac{\delta b_0}{v_0} (v - v_0)}. \quad (98)$$

Если подсчитать запасы $Q_{н0}$ 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:

$$Q_{(н0)_1} < Q_{(н0)_2} < Q_{(н0)_3}.$$

Введя условные величины $Q_{(н0)_i}$ и N_i в правую часть формулы (98) для сокращения последующих расчетов

$$\left\{ \frac{Q_n [b_1 - (r_p - r_0) v] + \omega \lambda}{b_1 - b_0 + \frac{\delta b_0}{v_0} (v - v_0)} \right\}_i = Q_{(н0)_i}; \quad (99)$$

$$\left[\frac{\Delta p \tau}{b_1 - b_0 + \frac{\delta b_0}{v_0} (v - v_0)} \right]_i = N_i, \quad (100)$$

составим систему трех уравнений:

$$\left. \begin{aligned} Q_{н0} &= Q_{(н0)_1} - cN_1 \\ Q_{н0} &= Q_{(н0)_2} - cN_2 \\ Q_{н0} &= Q_{(н0)_3} - cN_3 \end{aligned} \right\}. \quad (101)$$

В этой системе уравнений неизвестны $Q_{н0}$ и c .

Для нахождения величины c составим систему двух новых уравнений. Первое равно сумме исходных уравнений

$$3Q_{н0} = \Sigma Q_{(н0)_i} - c \Sigma N_i, \quad (102)$$

¹ Вид приведенных формул несколько отличается от формул Р. И. Шиль-тунса.

второе получается в результате умножения каждого уравнения (101) на соответствующее N_i и почленного их сложения:

$$Q_{\text{н}0}N_1 = Q_{(\text{н}0)_1}N_1 - cN_1^2;$$

$$Q_{\text{н}0}N_2 = Q_{(\text{н}0)_2}N_2 - cN_2^2;$$

$$Q_{\text{н}0}N_3 = Q_{(\text{н}0)_3}N_3 - cN_3^2;$$

$$Q_{\text{н}0}\Sigma N_i = \Sigma Q_{(\text{н}0)_i}N_i - c\Sigma N_i^2. \quad (103)$$

$$Q_{\text{н}0}\Sigma N_i = \Sigma Q_{(\text{н}0)_i}N_i - c\Sigma N_i^2. \quad (104)$$

Решим систему полученных уравнений:

$$Q_{\text{н}0} = (\Sigma Q_{(\text{н}0)_i} - c\Sigma N_i)/3;$$

$$Q_{\text{н}0} = (\Sigma Q_{(\text{н}0)_i}N_i - c\Sigma N_i^2)/\Sigma N_i;$$

$$\Sigma Q_{(\text{н}0)_i}\Sigma N_i - c(\Sigma N_i)^2 = 3\Sigma Q_{(\text{н}0)_i}N_i - 3c\Sigma N_i^2;$$

$$c = (3\Sigma Q_{(\text{н}0)_i}N_i - \Sigma Q_{(\text{н}0)_i}\Sigma N_i)/[3\Sigma N_i^2 - (\Sigma N_i)^2]. \quad (105)$$

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:

$$(Q_{\text{п}(i+1)} - Q_{\text{г}i})/(p_i\alpha_i - p_{i+1}\alpha_{i+1}) = \text{const}, \quad (106)$$

где $Q_{r(i+1)}$ и Q_{ri} — 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

$$Q_{r0} = [(Q_{r(i+1)} - Q_{ri}) / (p_i \alpha_i - p_{i+1} \alpha_{i+1})] p_0 \alpha_0, \quad (107)$$

где p_0 — начальное пластовое давление в залежи, МПа; α_0 — соответствующая ему поправка на сжимаемость.

Если замеры отборов Q_{ri} и давления p ведутся с самого начала разработки, то формула (107) может быть записана в более простом виде:

$$Q_{r0} = Q_{ri} p_0 \alpha_0 / (p_0 \alpha_0 - p_i \alpha_i). \quad (108)$$

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

$$Q_{r0} = Q_{ri} v / (v - v_0), \quad (109)$$

где Q_{ri} — 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

$$\begin{aligned} Q_{r0} &= [Q_{ri} 0,000352 T_i / (p_i \alpha_i)] / [0,000352 T_i / (p_i \alpha_i) - 0,000352 T_0 / (p_0 \alpha_0)] = \\ &= [Q_{ri} T_i / (p_i \alpha_i)] / [T_i / (p_i \alpha_i) - T_0 / (p_0 \alpha_0)] = Q_{ri} T_i / \{ p_i \alpha_i [(T_i p_0 \alpha_0 - \\ &- T_0 p_i \alpha_i) / (p_i \alpha_i p_0 \alpha_0)] \} = Q_{ri} p_0 \alpha_0 / [(T_i p_0 \alpha_0 - T_0 p_i \alpha_i) / T_i] = \\ &= Q_{ri} p_0 \alpha_0 / [p_0 \alpha_0 - (T_0 / T_i) p_i \alpha_i]. \end{aligned} \quad (110)$$

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:

$$Q_{r0} = [(Q_{r(i+1)} - Q_{ri}) / (p_i \alpha_i - p_{i+1} \alpha_{i+1})] (p_0 \alpha_0 - p_{\text{ост}} \alpha_{\text{ост}}); \quad (111)$$

$$Q_{r0} = [Q_{ri} / (p_0 \alpha_0 - p_i \alpha_i)] (p_0 \alpha_0 - p_{\text{ост}} \alpha_{\text{ост}}), \quad (112)$$

где $p_{\text{ост}}$ — остаточное давление в залежи при давлении на устье 0,1 МПа; $\alpha_{\text{ост}}$ — соответствующая давлению $p_{\text{ост}}$ поправка на сжимаемость.

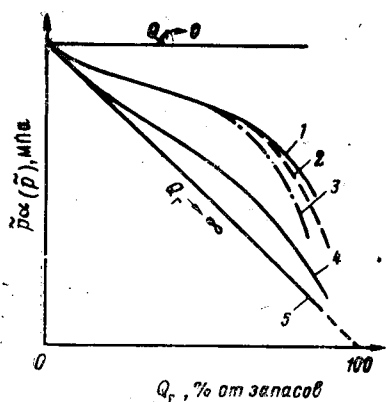


Рис. 49. Примеры зависимости $\bar{p}_\alpha(\bar{p}) = f(Q_g)$ для газовой залежи (по Ю. П. Коротаеву, С. Н. Закирову).

1—4 — упруговодонапорный режим при реальных темпах разработки; 5 — газовый режим и бесконечно высокие темпы разработки при упруговодонапорном режиме

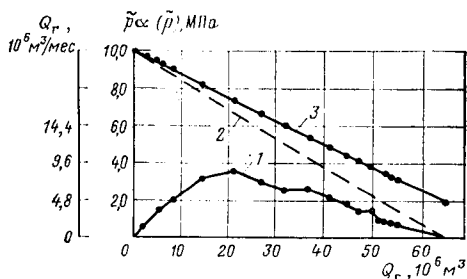


Рис. 50. Изменение темпов отбора газа Q_g из залежи в процессе разработки (1) и зависимость $\bar{p}_\alpha(\bar{p}) = f(Q_g)$ для газового (2) и упруговодонапорного (3) режимов (по Ю. П. Коротаеву, С. Н. Закирову).

Метод падения давления применим на залежах, работающих на газовом режиме. Поскольку он позволяет определять запасы дренируемого объема, то неизменным условием отнесения подсчитанных запасов к начальным 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 $p_\alpha(\bar{p})$ и Q_g . Если фактические точки образуют прямую, то в залежи проявляется газовый режим. Продолжив прямую до пересечения с осью Q_g , 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 $\bar{p}_a(\bar{p}) = f(Q_r)$ 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 исследованиях 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.

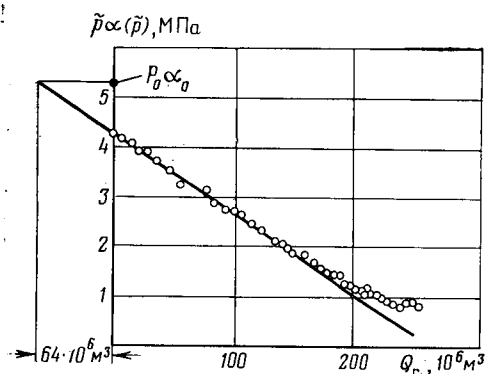


Рис. 51. Зависимость $\tilde{p}_\alpha(\tilde{p}) = f(Q_g)$ для Пилюгинского месторождения (по Ю. П. Коротаеву, С. Н. Закирову).

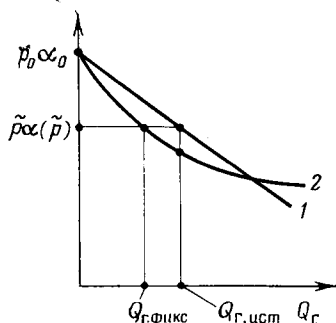


Рис. 52. Влияние контролируемых утечек газа на зависимость $\tilde{p}_\alpha(\tilde{p}) = f(Q_g)$. Разработки: 1 — без утечек газа, 2 — с утечками газа; добыча газа: $Q_{г.фикс}$ — фиксированная, $Q_{г.ист}$ — истинная

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_i нужно выбирать равными 0,5 и 1 год.

Расчет среднего давления осуществляется на основе карты в изолиниях $(h_{г.эф} k_{п.о} k_r) p_0$ и карты в изолиниях $h_{г.эф} k_{п.о} k_r$ 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 $Q_{н0}$ 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 μ_n к вязкости воды μ_v (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-эко-

номических 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 стадию 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_0 , эффективной нефтенасыщенной толщине пласта $h_{н.эф}$, коэффициенте песчаности $k_{песч}$, 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: $k_{извл.н} = -0,674 - 0,01 \mu_0 + 0,306 k_{песч} + 0,0019 h_{н.эф} + 1,998 k_{п.о} + 0,144 \lg k_{пр} + 0,71 b_0$.

Эта модель эффективна при диапазоне значений параметров: $\mu_0 = 0,6 - 25,8$; $k_{песч} = 0,12 - 0,83$; $h_{н.эф} = 3 - 39$ м; $k_{п.о} = 0,18 - 0,22$; $k_{пр} = (1,4 - 780) 10^{-3}$ мкм²; $b_0 = 1,02 - 1,22$. 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 песчаности $k_{песч}$, количества цементирующего вещества $k_{ц}$, вязкости пластовой нефти μ_n и коэффициента расчлененности k_p , которые могут быть установлены в первой скважине: $k_{извл.н} = 0,49 + 0,0051 k_{песч} - 0,0063 k_{ц} - 0,00017 (\mu_n - 10,6)^2 + 0,00059 \times (\mu_n - 10,6) (k_{ц} - 37,9) + 0,00044 (k_p - 5,8) (k_{песч} - 37,7)$.

Формула применима при значениях параметров $k_{песч} = 0,08 - 0,77$; $k_{ц} = 0,2 - 0,55$; $\mu_n = 1,4 - 30$ мПа·с; $k_p = 2 - 14$. 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. Кожякиным в 1978 г., а также В. К. Гомзиковым и Н. А. Молотовой в 1977 г.

В. С. Кожякиным по данным 42 залежей в терригенных коллекторах девонских и каменноугольных отложений Волго-Уральской провинции на залежах с искусственным водонапорным режимом получена зависимость: $k_{извл.н} = 0,507 - 0,167 \lg \mu_0 + 0,0275 \lg k_{пр} - 0,05 w_{кпр} + 0,0018 h_{н.эф} + 0,171 k_{песч} - 0,000855 S$, где $w_{кпр}$ — 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 парамет-

ров: $\mu_0 = 0,5-34,3$; $k_{пр} = (109-3200) 10^{-3}$ мкм²; $\omega_{k_{пр}} = 0,33-2,24$; $h_{н.эф} = 2,6-26,9$ 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_n : $k_{извл.н.} = 0,195-0,0078 \mu_0 + 0,082 \lg k_{пр} + 0,00146 t_{пл} + 0,0039 h_{н.эф} + 0,180 \times k_{песч} - 0,054 k_{ВНЗ} + 0,27 k_n - 0,00086 S$. Коэффициент множественной корреляции 0,886. Величина $k_{ВНЗ}$ определялась как отношение площадей ВНЗ и залежи.

Указанное уравнение справедливо при следующих значениях параметров: $\mu_0 = 0,5-34,3$; $k_{пр} = (13-258) 10^{-3}$ мкм²; $t_{пл} = 22-73$ °С; $h_{н.эф} = 3,4-25$ м; $k_{песч} = 0,5-0,95$; $k_{ВНЗ} = 0,06-1,0$; $k_n = 0,7-0,95$; $S = 10-100$ 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

$$k_{извл.н.} = k_{вт} k_z k_{охв}, \quad (113)$$

где $k_{вт}$ — коэффициент вытеснения нефти водой; k_z — 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.

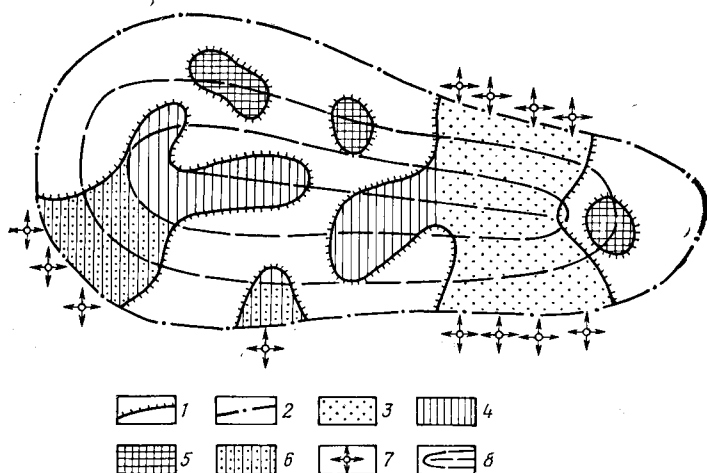


Рис. 53. Схема определения $k_{охв}$ по карте при разработке без разрезающих рядов.

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,

$$k_{охв} = \left(\sum_{j=1}^m v_{непр j} + \sum_{i=1}^n v_{пл.охв i} \right) / V_n, \quad (114)$$

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_n — 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 каждой 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

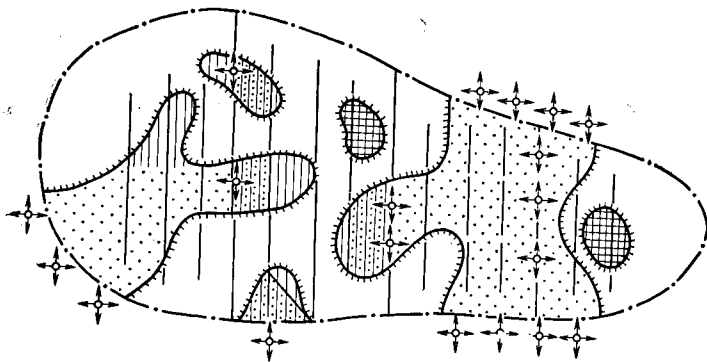


Рис. 54. Схема определения $k_{охв}$ по карте при разработке с разрезающими рядами.

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_n 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_3 , определим проектный коэффициент извлечения нефти по залежи в одном продуктивном пласте:

$$k_{извл.н} = \left\{ \left[k_{вт \text{ ВПК}} \left(\sum_{j=1}^{m'} v'_{непр j} + \sum_{l=1}^{n'} v'_{пл l} \right)_{\text{ВПК}} + k_{вт \text{ НПК}} \left(\sum_{j=1}^{m''} v''_{непр j} + \sum_{l=1}^{n''} v''_{пл l} \right)_{\text{НПК}} \right] / V_n \right\} k_3. \quad (115)$$

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_{ni} :

$$k_{извл.н.зал} = \left(\sum_{i=1}^k k_{извл.н i} V_{ni} \right) / \Sigma V_{ni}.$$

Методику расчета технико-экономических показателей и в том числе коэффициента извлечения нефти гидродинамическими методами Б. Т. Ваишев, Г. Ю. Шовкринский, О. Э. Цынова и др. строят на блочном, или модульном, принципе. Эти модули аппроксимируют модели процесса извлечения нефти, которыми учитываются неоднородность пласта по геолого-физическим данным, неоднородность и неоднородность 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 разрабатываемых 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 раство- римости газа	$k_{\text{извл. н}}$ 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	—	—	0,10

§ 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 — выветривание 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

$$q = \alpha_1 (t + \beta)^{-k_1} \quad (116)$$

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

$$q = a/(t + b) \quad (117)$$

и

$$q = b/t. \quad (118)$$

Американский исследователь Ч. С. Ларки показал наличие иного вида связи:

$$q = ab^t. \quad (119)$$

Однако практика показала, что для подсчета запасов пользоваться кривыми такого вида в натуральных числах не всегда удобно. Установлено, что если текущую добычу q_n , например за год, выразить в логарифмах, то между $\lg q_n$ и временем разработки t при определенных условиях возможна линейная связь:

$$\lg q_n = a - bt, \quad (120)$$

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 :

$$\Sigma S = (a_1 - a_n k) / (1 - k), \quad (121)$$

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

$$Q_{\text{н.извл.ост}} = (q_{\text{н0}} - q_{\text{н.пр.р}} k) / (1 - k) - \sum_{i=1}^n q_{\text{нi}}, \quad (122)$$

где $q_{\text{н0}}$ — начальный дебит нефти в натуральных числах при $t=0$; $q_{\text{н.пр.р}}$ — предельно рентабельная годовая добыча нефти по залежи на конечное время $t_{\text{к}}$; k — показатель прогрессии, соответствующий коэффициенту падения добычи; $\sum_{i=1}^n q_{\text{нi}}$ — накопленная добыча по залежи за исследованный промежуток времени от t_0 до t_n .

В свою очередь

$$k = 1/\text{антилогарифм } b. \quad (123)$$

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:

$$\hat{b} = \lg c = \left[n \left(\sum_{i=1}^n x_i y_i \right) - \left(\sum_{i=1}^n x_i \right) \left(\sum_{i=1}^n y_i \right) \right] / \left[n \left(\sum_{i=1}^n x_i^2 \right) - \left(\sum_{i=1}^n x_i \right)^2 \right] = (7 \cdot 37,4270 - 28 \cdot 9,5737) / (7 \cdot 140 - 28^2) = -0,0309;$$

$$\bar{y} = \sum_{i=1}^n y_i / n = 9,5737 / 7 = 1,368; \quad \bar{x} = \sum_{i=1}^n x_i / n = 28 / 7 = 4.$$

Отсюда уравнение прямой (рис. 55): $\lg q_{\text{н}} = 1,4912 - 0,0309 t$.

На основе этого уравнения вычислим извлекаемые запасы, приняв условно предельно рентабельную добычу равной 1 тыс. т.

При $t=0$ $\lg q_{\text{н0}} = 1,4912$, а $q_{\text{н0}} = 31$ тыс. т; $k = 1/\text{антилогарифм } 0,0309 = 1/1,0737 = 0,9313$.

Т а б л и ц а 12. Данные для расчета уравнения $\lg q_H = a - bt$

Годы	Время разработки t_i , годы	Фактическая годовая добыча нефти $q_{H i}$, тыс. т	$\lg q_{H i}$	t_i^2	$t_i \lg q_{H i}$	$\widehat{\lg q_{H i}}$	$d = \lg q_{H i} - \widehat{\lg q_{H i}}$	$d^2 = (\lg q_{H i} - \widehat{\lg q_{H i}})^2$
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	$0,2074 \cdot 10^{-5}$
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) $Q_{\text{н.извл.ост}} = (31 - 1 \cdot 0,9313) / (1 - 0,9313) - 165 = 437,7 - 165 = 272,7$ 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.

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.

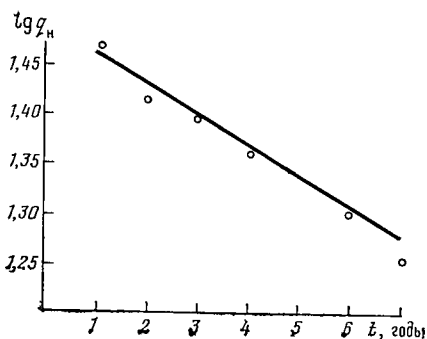


Рис. 55. Изменение добычи нефти q_H во времени по кривой постоянного коэффициента падения (по Т. Ю. Багарову).

Т а б л и ц а 13. Корреляционная таблица предыдущих и последующих дебитов скважин

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 χ	Сумма произведенных средних значений интервала в логарифмах на соответствующие частоты в каждом интервале	Средний последующий дебит $\lg Q$
Предыдущий дебит	Границы классов: в логарифмах	Границы классов: в логарифмах	Границы классов: в натуральных числах	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			
													Среднее значение интервала в логарифмах (средний предыдущий дебит)	Границы классов: в логарифмах	Границы классов: в натуральных числах
1,35	1,40 1,30	25,1 20,0	1,30 1,20	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	3,97 3,16	3	3,950	1,317
1,25	1,30 1,20	19,9 15,9	1,20 1,10	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	3,97 3,16	3,97 3,16	2	2,500	1,250
1,15	1,20 1,10	15,8 12,6	1,10 1,00	12,5 10,0	9,99 7,94	7,93 6,31	6,30 5,01	5,00 3,98	3,97 3,16	3,97 3,16	3,97 3,16	3,97 3,16	2	2,200	1,100
1,05	1,10 1,00	12,5 10,0	1,00 0,90	9,99 7,94	7,93 6,31	6,30 5,01	5,00 3,98	3,97 3,16	3,97 3,16	3,97 3,16	3,97 3,16	3,97 3,16	4	4,100	1,025
0,95	1,00 0,90	9,99 7,94	0,90 0,80	7,93 6,31	6,30 5,01	5,00 3,98	3,97 3,16	3,97 3,16	3,97 3,16	3,97 3,16	3,97 3,16	3,97 3,16	5	4,650	0,930
0,85	0,90 0,80	7,93 6,31	0,80 0,70	6,30 5,01	5,00 3,98	3,97 3,16	3,97 3,16	3,97 3,16	3,97 3,16	3,97 3,16	3,97 3,16	3,97 3,16	4	3,400	0,850
0,75	0,80 0,70	6,30 5,01	0,70 0,60	5,00 3,98	3,97 3,16	3,97 3,16	3,97 3,16	3,97 3,16	3,97 3,16	3,97 3,16	3,97 3,16	3,97 3,16	0	—	(0,733)*
0,65	0,70 0,60	5,00 3,98	0,60 0,50	3,97 3,16	3,97 3,16	3,97 3,16	3,97 3,16	3,97 3,16	3,97 3,16	3,97 3,16	3,97 3,16	3,97 3,16	3	1,850	0,616
0,55	0,60 0,50	3,97 3,16	0,50 0,40	3,16 2,50	2,50 2,00	2,00 1,50	1,50 1,00	1,00 0,50	0,50 0,00	0,00 —	0,00 —	0,00 —	2	1,100	0,550
Частота χ_y															—

* Отсутствующие дебиты выисывают как средние последующие дебиты из двух смежных дебитов и ставят в скобки, указывающие на то, что дебит получен расчетом, например: $(0,850+0,616)/2=0,733$.

После этого осуществляют разnosку 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

$$\Sigma S = (q_v - q_k k) / (1 - k) - q_v, \quad (124)$$

где S — добыча в пределах одной скважины, тыс. т; q_v и q_k — 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_3 . 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:

$$S_{I1} = (15 - 10,6 \cdot 0,937) / (1 - 0,937) - 15 = 65,4 \text{ т};$$

$$S_{I2} = (10,5 - 0,5 \cdot 0,966) / (1 - 0,966) - 10,5 = 284,2 \text{ т};$$

$$Q_{\text{извл.ост}} = (65,4 + 284,2) 30,4 \cdot 10 \cdot 0,8 = 83\,904 \text{ т} \approx 83,9 \text{ тыс. т};$$

Т а б л и ц а 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:

$$S_{II} = (7 - 0,5 \cdot 0,966) / (1 - 0,966) - 7 = 184,7 \text{ т};$$

$$Q_{II\text{извл.ост}} = 184,7 \cdot 30,4 \cdot 15 \cdot 0,8 = 66\,492 \text{ т} \approx 66,5 \text{ тыс. т};$$

запасы залежи:

$$Q_{I\text{извл.ост}} + Q_{II\text{извл.ост}} = 83,9 + 66,5 = 150,4 \text{ тыс. т.}$$

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_n исследованных залежей Волго-Уральской провинции изменяется в зависимости от времени t согласно формуле

$$Q_n = a'' - b''/t. \quad (125)$$

Эта зависимость может быть представлена в виде прямой

$$Q_n t = a'' t - b'', \quad (126)$$

где a'' — угловой коэффициент наклона прямой; b'' — свободный член уравнения; Q_n — извлекаемые запасы нефти.

Если время $t \rightarrow \infty$, 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: $Q_H = f(Q_{ж}, Q_B)$, где Q_H , $Q_{ж}$, Q_B — 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 типу. 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 ($q_{н.пр.рент}$), 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 А. А. Казакова	} 53—56 76	} 76—78 83

Способ С. Н. Назарова — Н. В. Сипачева

Авторами предложена зависимость в виде уравнений прямой

$$Q_{ж}/Q_H = a + bQ_B, \quad (127)$$

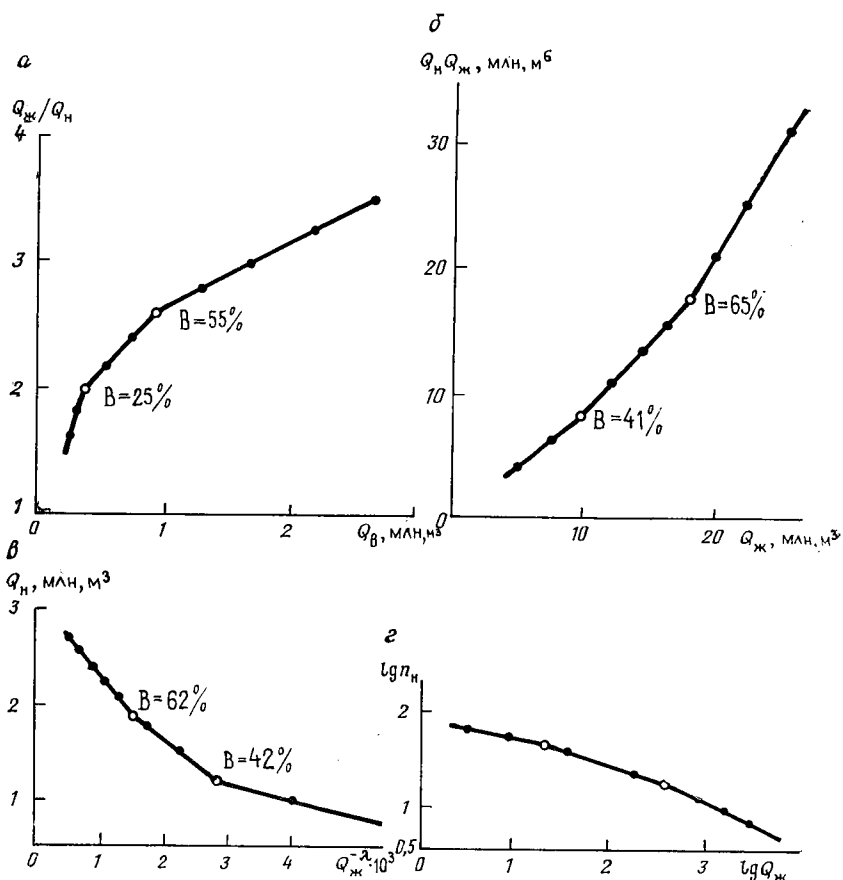


Рис. 56. Характеристики вытеснения (по И. Д. Амелину).

Графики в координатах: а — $(Q_{\text{ж}}/Q_{\text{н}}) - Q_{\text{в}}$; б — $Q_{\text{н}} Q_{\text{ж}} - Q_{\text{в}}$; в — $Q_{\text{н}} - Q_{\text{ж}}^{-\lambda}$; г — вспомогательная зависимость для определения коэффициента λ ; В — обводненность продукции

где $Q_{\text{н}}$, $Q_{\text{ж}}$, $Q_{\text{в}}$ — накопленная добыча нефти, жидкости и воды на время t ; а и б — 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)

$$Q_{\text{ж}} Q_{\text{н}} = b' Q_{\text{ж}} - a', \quad (128)$$

также позволяет определить извлекаемые запасы нефти только при бесконечной промывке. Если $Q_{\text{ж}} \rightarrow \infty$, то $Q_{\text{н.извл}} = b'_1$. Значения a' и b' определяются методом наименьших квадратов.

Способ А. А. Казакова

Он основан на зависимости накопленной добычи нефти от накопленной добычи жидкости в степени λ (рис. 56, в):

$$Q_{\text{н}} = a'' - b'' Q_{\text{ж}}^{-\lambda}. \quad (129)$$

Величина λ предварительно определяется с помощью билогарифмической зависимости (рис. 56, г)

$$\lg n_{\text{н}} = l - d \lg Q_{\text{ж}}, \quad (130)$$

где $n_{\text{н}}$ — средние по годам величины содержания нефти в добываемой жидкости; l и d — постоянные коэффициенты прямой (130) на расчетном участке; $n_{\text{н}} = 100 - n_{\text{в}}$, здесь $n_{\text{в}}$ — 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 ($q_{\text{н.пр.рент}}$). Тем самым уточняется утвержденный конечный коэффициент извлечения нефти в соответствии с экономическими показателями рентабельности разработки залежи. Величина $q_{\text{н.пр.рент}}$ определяется по средней величине предельно рентабельного дебита действующей скважины, устанавливаемой по верхнему уровню замыкающих затрат, соответствующих действующей конъюнктурной цене на нефть:

$$q_{\text{н.пр.рент}} = q_{\text{н.пр.рент.скв}} n \cdot 365, \quad (131)$$

где $q_{\text{н.пр.рент.скв}}$ — средний предельно рентабельный дебит действующей скважины объекта (залежи, блока); n — число действующих скважин.

Значение $q_{\text{н.пр.рент}}$ может быть определено исходя из предельной обводненности продукции.

Преобразовав уравнение (127) и введя в него величины годовой добычи нефти $q_{\text{н}}$ и жидкости $q_{\text{ж}}$, И. Д. Амелин получил следующее выражение величины начальных извлекаемых запасов при ограничении разработки достижением $q_{\text{н.пр.рент}}$:

$$Q_{\text{н.изв}} = \{q_{\text{ж}} - q_{\text{н.пр.рент}} [a + b (Q_{\text{ж}} + q_{\text{ж}} t_{\text{ост}})]\} \rho_{\text{н}} \theta / b (q_{\text{ж}} - 2q_{\text{н.пр.рент}}), \quad (132)$$

где $Q_{\text{ж}}$ — накопленная добыча жидкости на момент подсчета, м³; $t_{\text{ост}}$ — прогнозируемый период разработки до достижения предельно рентабельной добычи, годы; θ — пересчетный коэффици-

ент; ρ_n — 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

$$q_n = me^{-ct}, \quad (133)$$

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 $\lg q_n$ и t :

$$\lg q_n = \lg m + c \lg e t, \quad (134)$$

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

$$c = b / \lg e. \quad (135)$$

В рассмотренных формулах t может соответствовать любому периоду от начала исследования кривой до конца разработки залежи, в том числе

$$t = t_{\phi} + t_{ост}, \quad (136)$$

где t_{ϕ} — период, соответствующий исследованному участку прямой.

Тогда

$$e^{-c(t_{\phi} + t_{ост})} = q_{н.пр.рент} / m, \quad (137)$$

где правая часть формулы — величина постоянная.

Так как e^x табулирована во многих математических справочниках, то определение $t_{ост}$ не представляет трудностей:

$$t_{ост} = x / c - t_{\phi}, \quad (138)$$

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

$$Q_{н.извл} = [b' - (Q_{ж}/q_{ж} + t_{ост}) q_{н.пр.рент}] \rho_n \theta. \quad (139)$$

Соответственно преобразуется и уравнение (131) А. А. Казакова для получения формулы начальных извлекаемых запасов нефти до достижения предельно рентабельного дебита:

$$Q_{н.изв} = \{a'' - [q_{н.пр.рент}(Q_{ж} + q_{ж}t_{ост})]/\lambda q_{ж}\} \rho_n \theta. \quad (140)$$

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 $q_{н.пр.рент}$ и $q_{ж} = \text{const}$;
- 4) определение коэффициентов m и c и расчет $t_{ост}$;
- 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 $k_{извл.г.}$, 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. Фиша, 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 $k_{извл.г}$ 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_K :

$$k_{извл.г} = (p_0\alpha_0 - p_K\alpha_K)/p_0\alpha_0 - p_{ост}\alpha_{ост}. \quad (141)$$

А. Д. Бренц, И. С. Тышля 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, состояние 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 обуславливается 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-

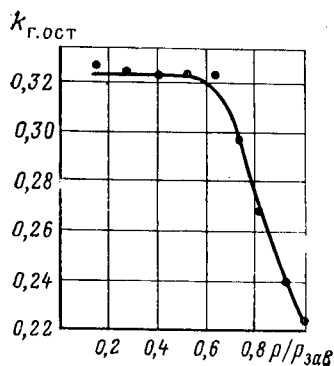


Рис. 57. Изменение коэффициента остаточной газонасыщенности $k_{г.ост}$ при снижении давления p в обводненной модели (по С. Н. Закирову, Ю. П. Коротаеву, Р. М. Кондрату).

Модель № 1; коэффициент начальной газонасыщенности 0,74; $p_{зав}$ — давление заводнения модели

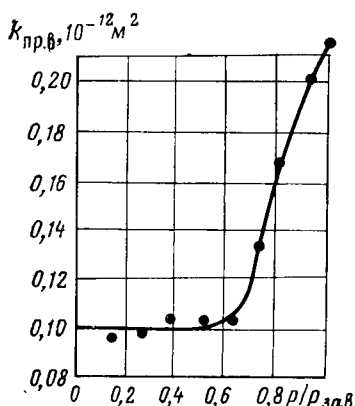
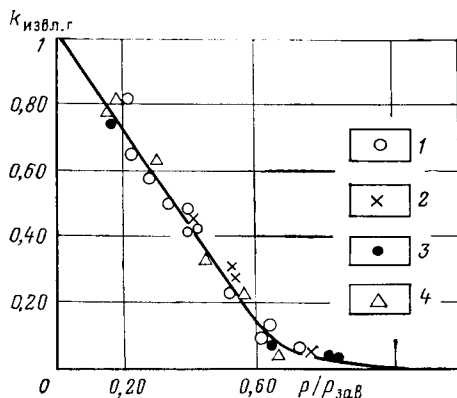


Рис. 58. Изменение коэффициента фазовой проницаемости для воды $k_{пр.в}$ при снижении давления p в обводненной модели пласта (по С. Н. Закирову, Ю. П. Коротаеву, Р. М. Кондрату).

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, обуславливающая 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 $k_{извл.г.}$. 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.

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 $Q_{г.р0}$, 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:

$$Q_{г.р0} = Q_{н0} r_0. \quad (142)$$

На величину извлекаемых запасов газа, растворенного в нефти, $Q_{г.р.извл}$ 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 $Q_{н.извл}$ нефти и начальным газосодержанием: $Q_{г.р.извл} = Q_{н.извл} r_0$.

Если залежь работает на режиме растворенного газа, газонапорном (газовой шапки) или смешанном (при $p_0 = p_{нас}$) 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 $Q_{г.р.неизвл}$: $Q_{г.р.извл} = Q_{г.р0} - Q_{г.р.неизвл} = Q_{н0} r_0 - Q_{г.р.неизвл}$.

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: $Q_{г.р.неизвл} = Q_{н.извл} b_0 (p_k \alpha_k / p_{ст}) K_t + Q_{н.неизвл} (b_0 - b) \times (p_k \alpha_k / p_{ст}) K_t + Q_{н.неизвл} r_k$, где $Q_{н.неизвл}$ — неизвлекаемые запасы нефти, тыс. т; r_k — остаточное газосодержание при конечном давлении p_k , принимаемом равным 1 МПа; α_k — соответствующая давлению p_k поправка на сжимаемость реальных газов; K_t — термический коэффициент. Отсюда $Q_{г.р.извл} = Q_{н0} r_0 - Q_{н.извл} b_0 (p_k \alpha_k / p_{ст}) \cdot K_t - Q_{н.неизвл} (b_0 - b) (p_k \alpha_k / p_{ст}) K_t - Q_{н.неизвл} r_k$.

На практике нередко пользуются упрощенной формулой М. А. Жданова: $Q_{г.р.извл} = Q_{н.извл} r_0 + Q_{н.неизвл} (r_0 - r_k) - Q_{н.извл} b_0 p_k \alpha_k / p_{ст}$, 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 средневзвешенное 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 (см^3), скопившегося в сепараторе, к объему газа (м^3), 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 дебутанизованный конденсат, лишенный всех газообразных компонентов. Суммарное содержание стабильного конденсата ($\text{C}_5 + \text{высш.}$) в составе пластового газа в грамм-молях определяется суммой содержаний дебутанизованного 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 ($\text{C}_5 + \text{высш.}$) в дебутанизованном конденсате в объеме контейнера b , см^3 .

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

$$A = (aq/V), \quad (143)$$

где q — конденсатогазовый фактор; V — объем контейнера, в который отобран сырой конденсат, см^3 .

Аналогично подсчитывается количество газа B в грамм-молях, выделяющееся при дебутанизации конденсата:

$$B = (\delta q)/V. \quad (144)$$

Содержание в сыром конденсате пентанов и вышекипящих ($\text{C}_5 + \text{высш.}$) в грамм-молях определяется по формуле

$$B = (qbp_{\text{к}} \times 24,04)/VM, \quad (145)$$

где ρ_k — 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.

Т а б л и ц а 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
CO_2	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 ϕ 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 $\rho_k = 0,6996$ и молекулярная масса $M = 98$. В соответствии с формулами (143), (144): $A = (9,7 \cdot 162)/85 = 18,48$ г-молей; $B = (1,5 \times 162)/85 = 2,86$ г-молей; $V = (162 \cdot 47 \times 0,6996 \cdot 24,04)/(85 \cdot 98) = 15,37$ 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 $B = 2,86$) 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 $Q_{г0}$ и начального потенциального содержания конденсата Π . Начальное потенциальное содержание стабильного конденсата складывается из содержаний C_5 +высш. в сыром конденсате (K) и отсепарированном газе (L) из расчета на 1 м^3 пластового газа, т. е.

$$\Pi = K + L. \quad (146)$$

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 дебутанизованном конденсате (K_3):

$$K = K_1 + K_2 + K_3. \quad (147)$$

Каждое из слагаемых этой формулы в г/м^3 рассчитывается с учетом его мольной доли l в % в пластовом газе, молекулярной массы M и количеств газа или дебутанизованного конденсата, выделившихся при дегазации и дебутанизации сырого конденсата (соответственно A , B , V):

$$K_1 = A(l_1/100)(M_1/24,04) = (aql_1M_1)/(100 \cdot 24,04) = 0,03(aql_1)/V; \quad (148)$$

$$K_2 = B(l_1/100)(M_2/24,04) = (\delta ql_2M_2)/(100 \cdot 24,04) = 0,03(\delta ql_2)/V \quad (149)$$

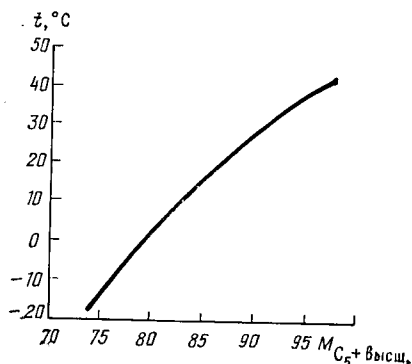


Рис. 60. Зависимость молекулярной массы $M_{C_5+высш.}$ от температуры сепарации t .

может быть определена по графику зависимости этого параметра от температуры сепарации (рис. 60)

Суммируя слагаемые начального потенциального содержания конденсата в пластовом газе, получим:

$$P = K + L = (q/V) (0,03al_1 + 0,03\delta l_2 + b\rho_4^{20}) + 10l_L (M_L/24,04). \quad (152)$$

Тогда балансовые запасы стабильного конденсата в тыс. т определяются путем умножения потенциального содержания $C_5+высш.$ в $г/м^3$ на балансовые запасы свободного (пластового газа) в млрд. $м^3$:

$$Q_{к0} = Q_{г0}P = Q_{г0} [(q/V) (0,03al_1 + 0,03\delta l_2 + b\rho_{к}) + 10l_L (M_L/24,04)]. \quad (153)$$

Если воспользоваться исходными данными, на основе которых составлена табл. 16, а также данными этой таблицы, то при $Q_{г0} = 100$ млрд. $м^3$ балансовые запасы конденсата будут равны:

$$Q_{к0} = 100P = 100 [(162/85) (0,03 \times 9,7 \times 1,94 + 0,03 \times 1,5 \times 11,45 + 47 \times 0,6996) + 10 \times 0,4 (75/24,04)] = 7750 \text{ тыс. т.}$$

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 плас-

(экспериментально установлено, что молекулярная масса газов дегазации и дебутанизации с приемлемой для расчетов точностью может быть принята равной 80);

$$K_3 = BM_3/24,04 = (qb)\rho_4^{20}/V. \quad (150)$$

Содержание стабильного конденсата в отсепарированном газе в $г/м^3$

$$L = 10l_L M_L/24,04, \quad (151)$$

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

товых 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:

$$k_{изв.л.к} = (P - q_{п.пл})/P. \quad (154)$$

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 $P > 30$ 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-

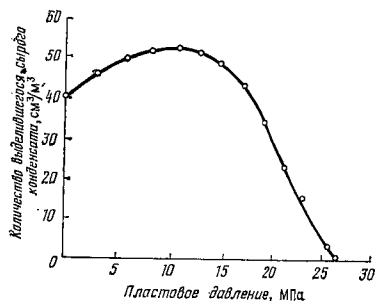


Рис. 61. Кривая дифференциальной конденсации пластового газа

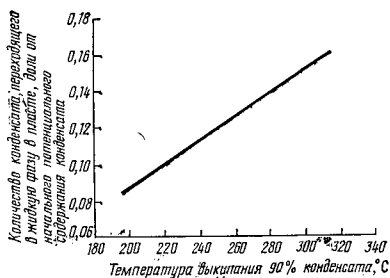


Рис. 62. Зависимость величины отношения пластовых потерь конденсата $q_{п.пл}$ к начальному потенциальному его содержанию в газе $П$ от фракционного состава

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 $C_5 + \text{высш.}$ 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 °C, 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:

$$Q_{к.извл} = Q_{к0} k_{извл.к} \quad (155)$$

§ 3. ПОДСЧЕТ БАЛАНСОВЫХ ЗАПАСОВ ЭТАНА, ПРОПАНА, БУТАНОВ, СЕРОВОДОРОДА И ДРУГИХ ПОЛЕЗНЫХ КОМПОНЕНТОВ

Балансовые запасы этана, пропана и бутанов подсчитываются и учитываются на газовых, нефтегазоконденсат-

ных и газонефтяных месторождений 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 уголекислоты) 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 уголекислого газа в тыс. т производится по их потенциальному содержанию в составе пластового газа. Потенциальное содержание этих компонентов $P_{\text{комп}}$ в г/м³ в составе пластового газа определяется путем умножения доли каждого компонента в пластовом газе $e_{\text{комп}}/100$ на его плотность $\rho_{\text{комп}}$ при 0,1 МПа и 20 °С (см. табл. 16); $P_{\text{комп}} = e_{\text{комп}} \rho_{\text{комп}} / 100$.

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: $Q_{\text{комп}} = Q_{\text{г0}} / P_{\text{комп}}$. Например, определим потенциальное содержание и запасы этана по данным табл. 16: $P_{\text{C}_2} = (4,96 \cdot 1251) / 100 = 60,05$ г/м³; $Q_{(\text{C}_2)_0} = 100 \cdot 60,05 = 6005$ тыс. т. при $Q_{\text{г0}} = 100$ 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 ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	CO ₂	H ₂ S	N ₂
Критическое давление $p_{\text{кр}}$, МПа	4,73	4,98	4,34	3,87	7,38	9,18	3,46
Критическая температура $T_{\text{кр}}$, К	191,1	305,4	370,0	425,2	304,2	373,6	126,2
Плотность при 0,1 МПа и 20 °С, г/м ³	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:

$$Q_{(CO_2; N_2)_0} = Q_{г0} I_{(CO_2; N_2)}/100.$$

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 (изопакит, 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 разрабатываемым 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 типа 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 $(\bar{n}_{н.(г.)эф}/F_{зал})F_{пер}$, 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.

Определение 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 $k_{ср.взв}$ рассчитывается как средневзвешенная с учетом всех структур данной структурно-фациальной зоны, пребывавших в глубоком разведочном бурении на дату подсчета независимо от его результатов:

$$k_{ср.взв} = \left(\sum_{i=1}^m F_{зал i} \right) / \left(\sum_{k=1}^n S_k \right), \quad (156)$$

где $F_{зал i}$ — площади залежей на разведанных месторождениях в исследуемом продуктивном пласте; S_k — 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 нефти(газо)насыщенной толщине:

$$\bar{F}_{\text{залт}} = \left(\sum_{\xi=1} \bar{F}_{\xi} \bar{h}_{\text{н. (г.)эф}\xi} \right) / \left(\sum_{\xi=1} \bar{h}_{\text{н. (г.)эф}\xi} \right),$$

где $\sum_{\xi=1} \bar{F}_{\xi} \bar{h}_{\text{н. (г.)эф}\xi}$ — суммарный объем коллекторов нефти(газо)-насыщенной части пропластков; $\sum_{\xi=1} \bar{h}_{\text{н. (г.)эф}\xi}$ — 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 $k_{\text{ср.взв.}}$:

$$F_{\text{пер}} = S_{\text{пер}} \left[\left(\sum_{i=1}^m F_{\text{залт}} \right) / \left(\sum_{k=1}^n S_k \right) \right]. \quad (157)$$

Эта формула позволяет определять продуктивную площадь возможных как нефтяных, так и газовых залежей.

Среднее значение эффективной нефти(газо)насыщенной толщины пласта для любого типа залежей рассчитывается по формуле

$$\bar{h}_{\text{н. (г.)эф. пер}} = \left[\left(\sum_{i=1}^m \bar{h}_{\text{н. (г.)эф}i} \right) / \left(\sum_{i=1}^m F_{\text{залт}} \right) \right] F_{\text{пер}},$$

где $\bar{h}_{\text{н. (г.)эф}i}$ — средние эффективные нефти(газо)насыщенные толщины продуктивного пласта разведанных залежей; $F_{\text{залт}}$ — нефти(газо)носные площади тех же залежей; $F_{\text{пер}}$ — предполагаемая нефтегазонасная 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_{gi} коллекторов, приходящиеся на 1 км² площади S_i структуры по ОМГ:

$$R_{ni} = V_{ni}/S_i; \quad R_{gi} = V_{gi}/S_i,$$

где V_{ni} , V_{gi} — 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 $R_{n.пері}$ и $R_{г.пері}$ в точках, соответствующих центрам перспективных структур. Тогда объемы нефтенасыщенных и газонасыщенных коллекторов на каждой перспективной структуре будут равны:

$$V_{n.пері} = R_{n.пері} S_{пері}; \quad V_{г.пері} = R_{г.пері} S_{пері},$$

где $S_{пері}$ — 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:

$$R_{н.пер.ср.взв} = \left(\sum_{i=1}^m V_{ni} \right) / \left(\sum_{j=1}^n S_j \right), \quad R_{г.пер.ср.взв} = \\ = \left(\sum_{i=1}^m V_{gi} \right) / \left(\sum_{j=1}^n S_j \right).$$

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:

$$k_{дост\ C_s} = \left[\sum_{i=1}^m (Q_{н.(г)} + Q_{A+B+C_1+C_2}) \right] / \left(\sum_{j=1}^n Q_{C_s} \right).$$

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 ОБ (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 покрывшей 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-

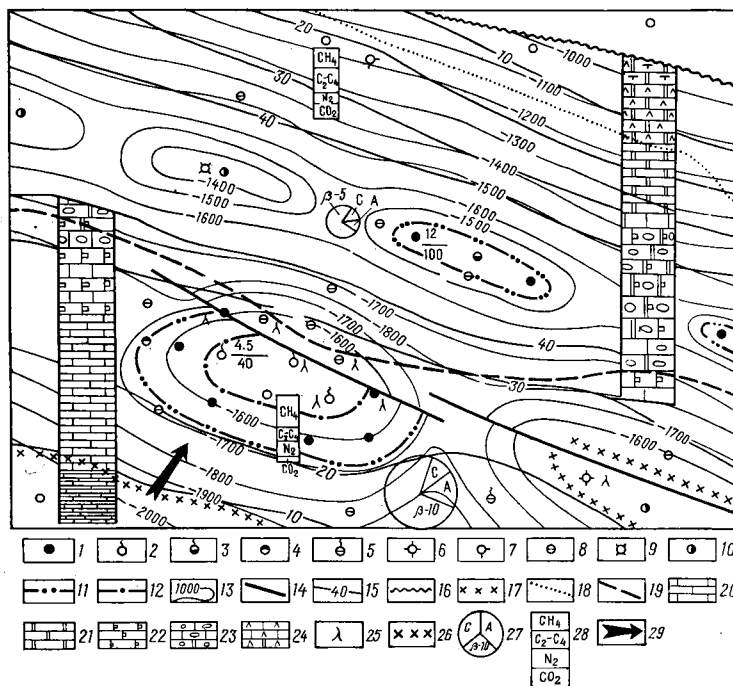


Рис. 63. Макет комплексной карты критериев перспектив нефтегазоносности (для карбонатного горизонта, перекрытого региональной соляной покрывкой). Составил Е. В. Захаров.

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; первоначальные контуры нефтегазоносности: 11 — ВНК; 12 — ГНК; 13 — изогипсы кровли карбонатного (или соответствующего отражающего горизонта), м; 14 — разрывные нарушения; 15 — изолинии 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 м²

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 пер-

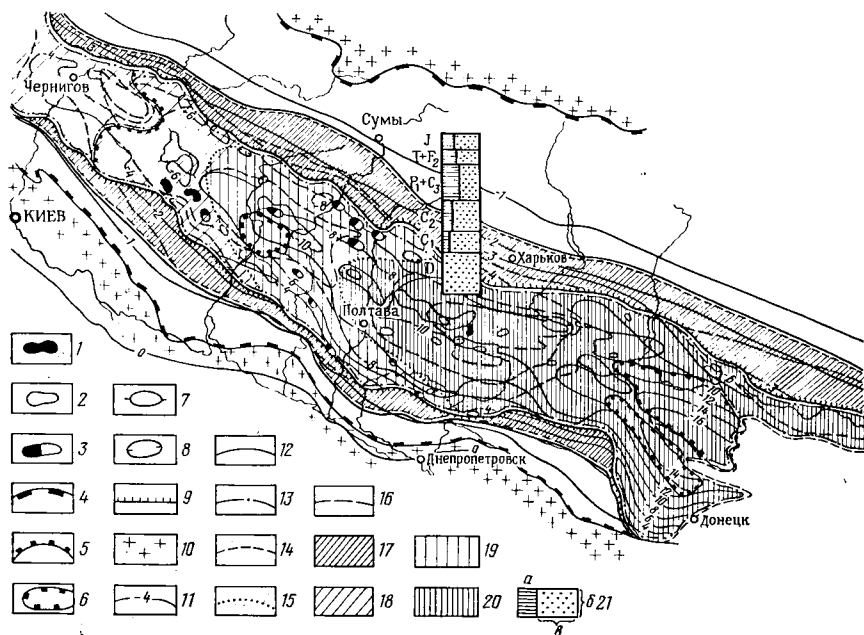


Рис. 64. Макет карты перспектив нефтегазоносности [18].

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 — изгибы 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 категориальных запасов в комплексе, б — средняя мощность комплекса в масштабе, в — доля прогнозных ресурсов данного комплекса от общих прогнозных ресурсов по области (району)

спективных на нефть и газ горизонтов, литолого-стратиграфических и нефтегазоносных комплексов; схема нефтегазогеологического расчленения разреза региона и т. п.

В зависимости от степени обоснованности в отношении нефтегазоносности и изученности объектов прогнозирования проводится дифференциация по категориям D_1 и D_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 D_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,

$$q_{(8-16 \text{ км}^2)} = \sum_{i=1}^m Q_{(A+B+C_1+C_2) i} / \left(\sum_{k=1}^n S_k \right).$$

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 $S_{\text{л}}$:

$$Q_{\text{н.прогн}} = \left(\sum_{i=1}^m Q_{(A+B+C_1+C_2) i} \right) / \left(\sum_{k=1}^n S_k \right) S_{\text{л}} k_{\text{ан}},$$

где $k_{\text{ан}}$ — коэффициент аналогии, учитывающий различия значений открытой пористости $k_{\text{п.о.}}$, эффективной нефтенасыщенной толщины $h_{\text{н.эф}}$ и других параметров в изученных и прогнозной зонах нефтегазонакопления, если такие данные имеются:

$$k_{\text{ан}} = (k_{\text{п.о.прогн}} h_{\text{н.эф.прогн}}) / (k_{\text{п.о.эт}} \bar{h}_{\text{н.эф.эт}}).$$

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 D_1 должны уточняться введением в формулу коэффициента достоверности: $k_{\text{дост}} D_1 = \Sigma Q_{(A+B+C_1+C_2)} / \Sigma D_1$, где числитель — сумма начальных балансовых запасов залежей нефти (газа), по которым ранее были оценены прогнозные ресурсы; ΣD_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 D_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 D_1 и D_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 D_2) и II порядка (валы и т. п.) (категория D_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 $A+B+C_1+C_2$ залежей, выявленных в исследуемом горизонте, а также перспективные ресурсы категории C_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

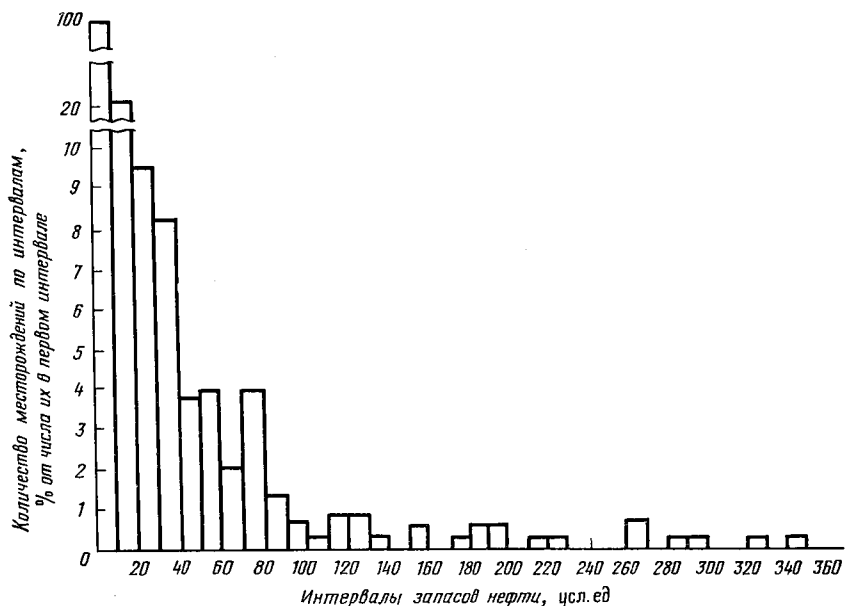


Рис. 65. Распределение нефтяных месторождений по равномерным интервалам запасов (по В. А. Долицкому, И. С. Гутману, И. В. Горбику).

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 ранжиро-

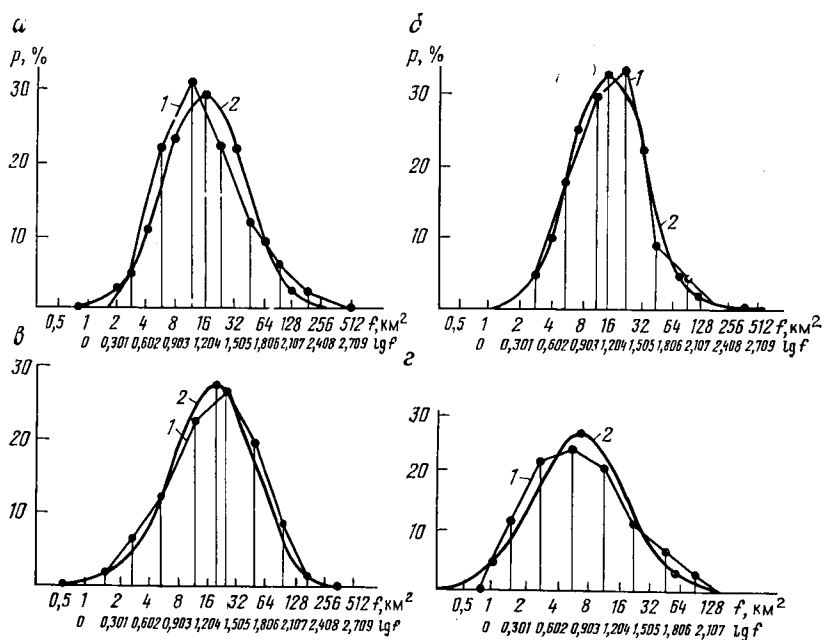


Рис. 66. Распределение поднятий по размерам их площадей.

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

ванный 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 .

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 нефтегазонакопления 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 $\rho_{\text{эт}} = \Sigma Q_{\text{эт}} / S_{\text{эт}}$, то прогнозные ресурсы на аналогичном ему оценочном участке будут $Q_{\text{оц}} = (\Sigma Q_{\text{эт}} / S_{\text{эт}}) S_{\text{оц}} = \rho_{\text{эт}} S_{\text{оц}}$, где $\Sigma Q_{\text{эт}}$ — сумма начальных балансовых запасов категорий А+В++С₁+С₂ залежей и перспективных ресурсов категории С₃ с учетом коэффициента достоверности, а также приращенных ресурсов ΔQ на эталонном участке за счет его будущей доразведки; $S_{\text{эт}}$, $S_{\text{оц}}$ — площади эталонного и оценочного участков.

Аналогично ведется расчет и при использовании плотности запасов по объему пород. В этом случае $S_{\text{эт}}$ и $S_{\text{оц}}$ заменяются на $V_{\text{эт}}$ и $V_{\text{оц}}$.

В зависимости от набора критериев нефтегазонакопления 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 ОР в кровле или подошве комплекса, а также в подстилающем и перекрывающем экранх, содержание $C_{\text{орг}}$ и $\beta_{\text{хл}}$ 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 го-

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: $k_{ан} = (x_{1оц}x_{2оц}...x_{nоц})/x_{1эт}x_{2эт}...x_{nэт})$, где $x_{1,2...n}$ — изменяющиеся параметры на эталонном и оценочном участках.

С учетом этого коэффициента формула оценки прогнозных ресурсов на оценочном участке будет иметь вид:

$$Q_{оц} = (\Sigma Q_{эт}/S_{эт}) S_{оц} k_{ан}.$$

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_{im} . Мера различия определяется между строками матрицы стандартизованных (при $t = (x - \bar{x})/S$) 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 учетным 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 оцениваемого 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	$\bar{\rho}_1; 0; \rho_1$
2-й класс	$\bar{\rho}_2; \rho_1; \rho_2$
3-й класс	$\bar{\rho}_3; \rho_2 \rho_3$
.	
n -й класс	$\bar{\rho}_n; \rho_{n-1}; \rho_n$

Если каждый класс охватывает земли площадью S_i , в том числе земли, перспективные на нефть занимают площади S_{ni} , а на:

газ — S_{gi} , то средняя оценка суммарных ресурсов района или области может быть получена путем суммирования произведений $\rho_i S_{gi}$:

$$Q_{\text{я.прогн}} = \sum_{i=1}^n \bar{\rho}_{ni} S_{ni}; \quad Q_{\text{г.прогн}} = \sum_{i=1}^n \bar{\rho}_{gi} S_{gi}; \quad Q_{(n+g) \text{ прогн}} = \sum \bar{\rho}_i S_i.$$

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.

$$\rho = a_1 x_1 + a_2 x_2 + \dots + a_n x_n = \sum_{i=1}^n a_i x_i,$$

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 D_2 .

При подобной геологической информации на оцениваемых участках применяется развернутая формула оценки плотности прогнозных ресурсов $\ln_{\text{рощ}} = 2L + 6h_{\text{пес}} - 0,46S - 0,13I - 0,003R + 0,49C_{\text{орг}} + 9,2$, 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; $C_{\text{орг}}$ — содержание органического углерода в глинах.

При меньшей изученности формула упрощается: $\ln_{\text{рощ}} = 4,9L - 0,6F + h - 0,1S + 2,6$, где F — расстояние от центра участка до наиболее глубокой части провинции.

Плотность прогнозных ресурсов слабо изученных районов оценивается еще проще: $\ln_{\text{рощ}} = 4L - 3F + 0,5H + 3,9$, 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 D_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 $\bar{f}_{\text{ср}}$ и средними квадратическими отклонениями σ , с одной стороны, и плотностью сети наблюдений S — с другой: $\lg \bar{f}_{\text{ср}} = a + bS$ 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 $N = F_{\text{оц}} n / \sum p_i \bar{f}_{\text{ср} i}$. Здесь $F_{\text{оц}}$ — площадь оцениваемого участка; n — плотность поднятий равная $\sum \bar{f}_{\text{эт} i} / F_{\text{эт}}$ ($\sum \bar{f}_{\text{эт} i}$ — сумма площадей выявленных поднятий по ОМГ; $F_{\text{эт}}$ — площадь эталонного участка); $\bar{f}_{\text{ср} i}$ — антилогарифм среднего размера поднятия в интервале геометрической прогрессии.

Прогнозные ресурсы оцениваемого участка определяются формулой $Q_{\text{оц}} = \sum_{i=1}^p (Np_i \bar{f}_{\text{ср} i}) \rho_{\text{эт} i}$, где $\rho_{\text{эт} i}$ — плотность запасов на

эталонном участке в поднятиях каждого i -го интервала. Она определяется отношением $\rho_{\Sigma i} = \Sigma Q_i / \Sigma f_k$, где ΣQ_i — сумма балансовых запасов в поднятиях i -го размера (например, от 16 до 32 км²) по данным эталонного участка; Σf_k — суммарная площадь поднятий в каждом интервале заданного размера.

В этом методе, как и во всех предыдущих, расчеты предварительно опробуются 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-

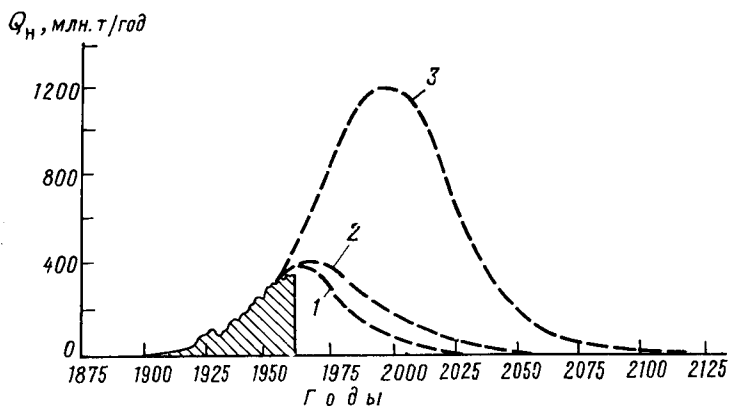


Рис. 67. Варианты оценки начальных потенциальных извлекаемых ресурсов нефти США по кривой добыча Q_n — время t (по М. К. Хабберту).
Кривые оценки ресурсов, млрд. т: 1 — 20; 2 — 27; 3 — 80; заштрихованный участок соответствует накопленной добыче

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,

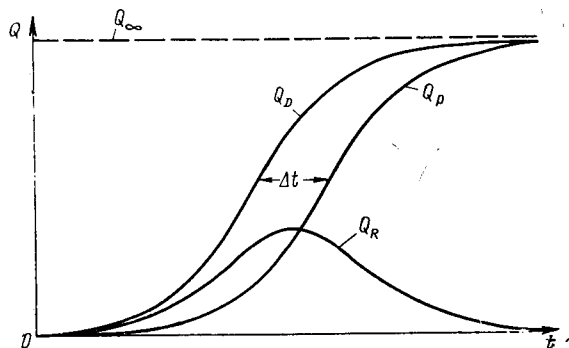


Рис. 68. Модель динамики накопленной добычи Q_P , начальных разведанных ресурсов Q_D и текущих доказанных запасов Q_R за весь цикл добычи нефти в каком-либо районе (по М. К. Хабберту).

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 заверщенного 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 $\rho = tGMAK$, где ρ — прогнозируемая на единицу площади или объема концентрация УВ в объекте прогноза; t — 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 объемно-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 ОБ; Q_2 — масса УВ, соответствующая негенерированному ОБ; 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 нефтегазоаккумуляции — Q_2, Q_3 и т. д.

В зависимости от степени изученности оценочного участка процесс оценки может быть произведен по более сложной (категория D_1) или упрощенной (категория D_2) схеме.

Метод «прямого» математического моделирования. При оценке ресурсов категории D_1 удельную (по площади или объему) массу ОБ, способного генерировать нефть и газ в глинистых породах, оценивают соотношением $m = \alpha C r (h_r + 20 + k_{\text{г.ц}} h_{\text{песч}})$, где α — коэффициент пропорциональности; C — концентрация рассеянного ОБ; r — доля сапропелевого материала в рассеянном ОБ; h_r и $h_{\text{песч}}$ — толщины глинистых и песчано-алевролитовых пород; $k_{\text{г.ц}}$ — доля глинистого цемента.

При оценке ресурсов областей и провинций (категория D_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 ОБ Ω : $G = \alpha (1 - e^{\beta \Omega})^\gamma$, где α, β, γ — постоянные коэффициенты.

Миграционный потенциал оценивается, исходя из элементного состава битумоидов: $M = (C_{\text{Б}2} - C_{\text{Б}3}) / (C_{\text{Б}1} - C_{\text{Б}3})$, где $C_{\text{Б}1}, C_{\text{Б}2}, C_{\text{Б}3}$ — соответственно содержание углерода в эмигрировавших, остаточных и сингенетических остаточных битумоидах.

Аккумуляционный потенциал состоит из структурной и литологической составляющих:

$$A_1 = \alpha n; A_2 = \alpha k_{\text{кол}}^2 (1 - k_{\text{кол}}) k_{\text{п.о.}}^\beta,$$

где n — плотность структур; $k_{\text{кол}}$ — доля коллекторов в разрезе; α, 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 мо-

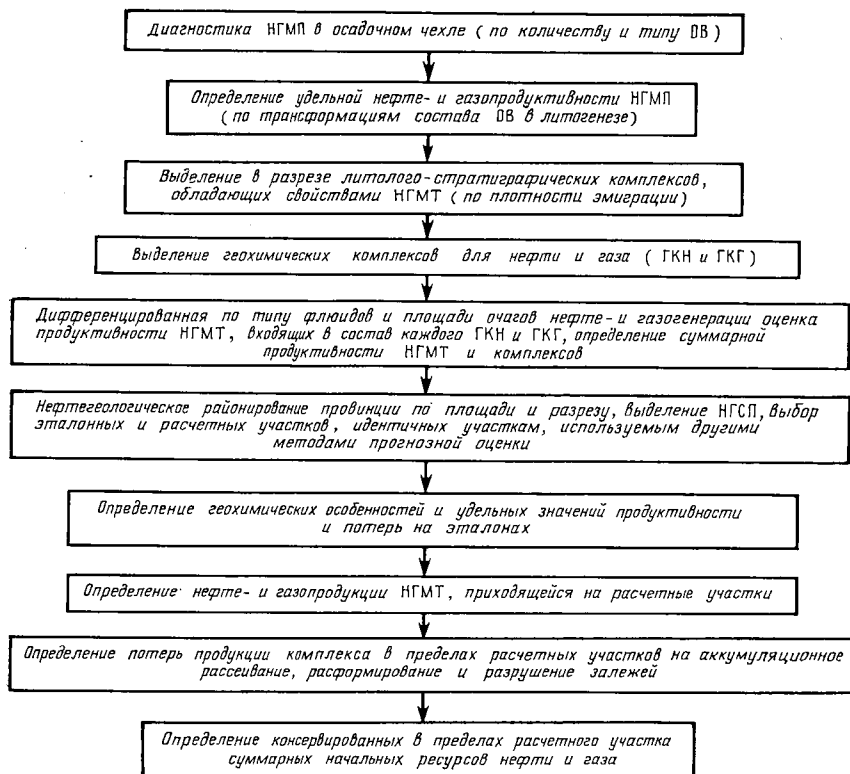


Рис. 69. Схема объемно-генетической оценки прогнозных ресурсов в оценочном объекте [17].

НГМП — нефтегазоматеринские породы; НГМТ — нефтегазоматеринские толщи; НГСПС — нефтегазосборная площадь; ГКН, ГКГ — геохимические комплексы соответственно для нефти и газа

делью нефтегазонакопления объемно-генетический метод позволяет учесть суммарные ресурсы в оценочном объекте по формуле $Q_k = Q_1 - (Q_2 + Q_3) - (Q_4 + Q_5) - Q_6$, где Q_k — масса УВ, консервированная в оцениваемом объекте прогноза; Q_1 — количество УВ, эмигрировавших из исходной массы ОБ; 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 воднорастворимые 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 аккумулярованных скоплений и рассеивания.

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 D_2 крупных слабо изученных объектов, какими являются нефтегазоносная область и провинция.

Методы оценки прогнозных ресурсов категории D_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 $Q_{\text{прогн}}$ 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: $\ln Q_{\text{прогн}} = 1,19 \ln V - 6,47$ для объектов с объемом осадочного чехла от 0,01 до 3 млн. км³ и $\ln Q_{\text{прогн}} = 63330 \times \times (e^{1,3 \cdot 10^{-4} V} - 1)$ 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 чех-

ла 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):

$$\Phi_n = \left(\sum_{i=1}^m V_n \right) / \left(\sum_{j=1}^n V_{рез} \right) \text{ и } \Phi_g = \left(\sum_{i=1}^m V_g \right) / \left(\sum_{j=1}^n V_{рез} \right),$$

$$\Phi_{n+g} = \left[\sum_{i=1}^m (V_n + V_g) \right] / \left(\sum_{j=1}^n V_{рез} \right),$$

где V_n , V_g , $V_{рез}$ — суммарные объемы, занятые соответственно нефтью или свободным газом, а также объем резервуаров системы.

Т а б л и ц а 18. Коэффициенты концентрации нефти и газа крупных систем

Системы	Φ_n	Φ_g	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
Нефтегазонаосные	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 $Q_{н.прогн} = V_{рез.прогн} \Phi_n \rho_n$, где $V_{рез.прогн}$ — объем резервуаров на прогнозной территории, м³; ρ_n — средняя плотность нефти, г/см³.

Начальные суммарные ресурсы свободного газа в млрд. м³ в преимущественно газонаосных объектах оцениваются по формуле $Q_{г.прогн} = V_{рез.прогн} \Phi_g (\bar{p}_0 \alpha_0 K_t) / p_{ст}$, где $\bar{p}_0$ — среднее значение начального пластового давления в залежах системы, МПа; α_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: $Q_{н.прогн} = V_{рез.прогн} \varphi_{нг} \rho_n [(1 - V_g) / (V_n + V_g)]$, где $\varphi_{нг}$ —коэффициент концентрации УВ в залежах нефти и свободного газа, и $Q_{г.прогн} = V_{рез.прогн} \varphi_{нг} \times [(1 - V_n) / (V_n + V_g)] (p_0 \alpha_0 K_t) / p_{ст}$.

§ 3. РАЗДЕЛЬНОЕ ПРОГНОЗИРОВАНИЕ НЕФТЕНОСНОСТИ И ГАЗОНОСНОСТИ

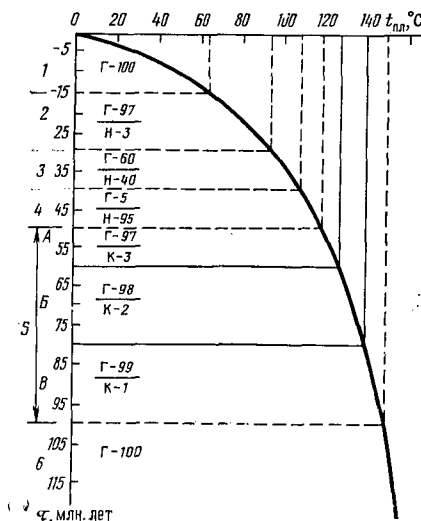
В процессе качественной оценки перспектив нефтегазонасности прогнозные территории по каждому горизонту или комплексу дифференцируются как земли, перспективные на нефть, на газ и на нефть плюс газ. При этом А. М. Бриндзинский предлагает использовать сведения о характере изменения фазовых соотношений в 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 $p_{н.к}/p_{пл}$.

Т а б л и ц а 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, %; τ — 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 критикондентерма 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).

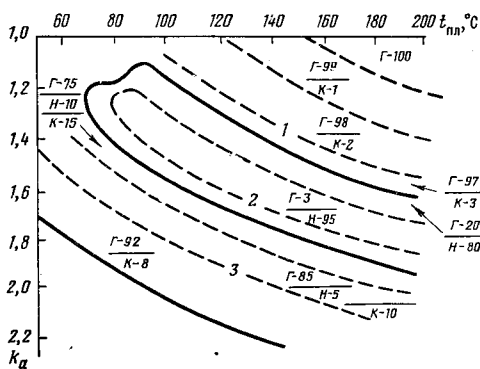


Рис. 71. Диаграмма фазовых состояний углеводородной системы в условиях АВПД в зависимости от $t^{\circ}\text{C}$ и K_a в некоторых нефтегазовых регионах мира (по А. А. Бакирову, В. И. Ермолину, Е. И. Сороковой).

Зоны фазовых состояний УВ: 1 — газоконденсатная (первичная) и газовая; 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 $\rho_{0\text{ оц}}\alpha_{0\text{ оц}}f_{\text{оц}}/\rho_{0\text{ эт}}\alpha_{0\text{ эт}}f_{\text{эт}}$.

Ресурсы (геологические) растворенного в нефти газа $Q_{\text{г.р.прогн}}$ оцениваются по данным о прогнозных ресурсах нефти $Q_{\text{н.прогн}}$ и предполагаемом значении начального газосодержания залежей на оценочном объекте r_0 : $Q_{\text{г.р.прогн}} = Q_{\text{н.прогн}} r_0$. 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 $k_{\text{извл.н}}$, установленного на эталонном участке по группам наиболее типичных в этом горизонте (комплексе) залежей с учетом фактора технологического прогресса. Последний должен учитывать темп прироста $k_{\text{извл.н}}$ 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 $C_{5+\text{высш.}}$ определяется как

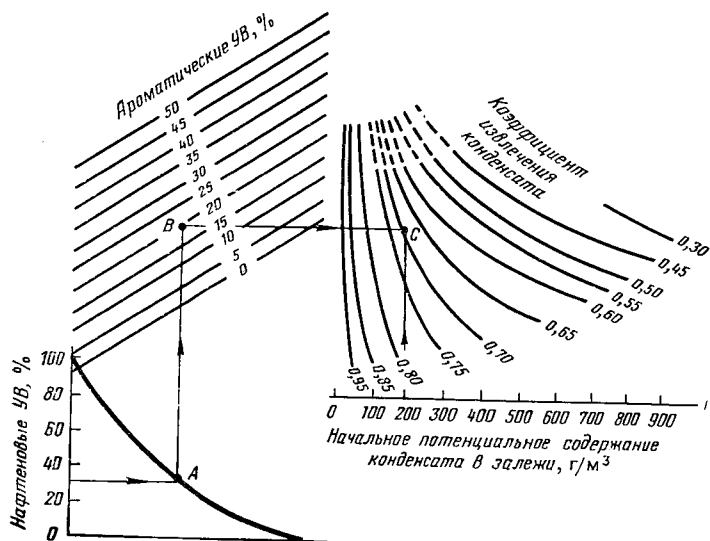


Рис. 72. Номограмма для определения коэффициента извлечения конденсата (по А. Н. Гриценко, Т. Д. Островской, В. В. Кошкину).

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 ; D_1+D_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 км^2 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. *Корогаев 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. Деметьев, Ю. В. Шурубов, В. И. Азаматов и др. М., Недра, 1981.
22. *Положение* об этапах и стадиях геологоразведочных работ на 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

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

Игорь Соломонович Гутман

МЕТОДЫ ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА

Редактор издательства Н. В. Чистякова
Технический редактор Л. Н. Шиманова
Корректор К. И. Савенкова

ИБ № 5764

Сдано в набор 13.02.85. Подписано в печать 29.08.85. Т-18635. Формат 60×90¹/₁₆. Бумага книжно-журнальная. Гарнитура «Литературная». Печать высокая. Усл. печ. л. 14,0. Усл. кр.-отт. 14,25. Уч.-изд. л. 15,0. Тираж 3500 экз. Заказ 123/156-7. Цена 70 коп.
Ордена «Знак Почета» издательство «Недра»,
103633, Москва, К-12, Третьяковский проезд, 1/19.

Московская типография № 6 Союзполиграфпрома при Государственном комитете СССР по делам издательств, полиграфии и книжной торговли.
109088, Москва, Ж-88, Южнопортовая ул., 24.