

В терминологическом справочнике приведены термины и их определения, которые наиболее близки современным представлениям в нефтегазопромышленной геологии, независимо от времени их появления. При определении перечня терминов преследовалась цель возможно более наглядно проявить специфику задач нефтегазопромышленной геологии. Исходя из названной цели, из смежных направлений геологии в справочнике даны лишь те термины, которые для нефтегазопромышленной геологии имеют особое значение, требуют некоторых уточнений и дополнений в своих определениях или выбора из многих определений, имеющих в литературе, тех формулировок, которые получили в ней наибольшее признание. Составителями настоящего справочника не использовались термины или определения терминов, предложенные отдельными авторами, но не получившие достаточно широкого признания. Не включены в него и термины, ранее относительно широко использовавшиеся, но в настоящее время потерявшие свое значение.

Справочник содержит 14 разделов, которые составляют четыре группы. В первую группу (разделы 1—6) помещены термины, связанные с детальным исследованием геолого-промысловых особенностей залежей в процессе разведки и разработки — с изучением строения и свойств продуктивных пластов, особенностей залегания в них нефти и газа, свойств жидкостей и газа в пластовых условиях, термодинамических условий залежей, их природных режимов и т. п.

Во второй группе (разделы 7—8) приведена терминология, связанная в основном с классификацией и подсчетом запасов нефти и газа по месторождениям. Исходя из того, что результаты подсчета запасов нефти и газа по месторождениям широко используются при количественной оценке нефтегазоносности новых территорий и геологических комплексов, в разделе 7 помещены также основные термины и понятия, связанные с классификацией и оценкой прогнозных ресурсов нефти и газа. В этом разделе введены термины, предлагаемые в качестве основных взамен некоторых терминов из «Методического руководства по количественной оценке перспектив нефтегазоносности». Предлагаемые изменения терминов связаны, главным образом, с тем, что в указанном Руководстве группа прогнозных запасов названа «количественной оценкой прогноза нефтегазоносности», что практически не является термином, а характеризует процесс оценки. Кроме того, в справочнике предлагается термин «ресурсы» подразделить на два — «перспективные ресурсы» и «прогнозные ресурсы».

В третьей группе (разделы 9—13) содержатся термины, употребляемые при геолого-промысловом обосновании систем и показателей разработки эксплуатационных объектов и многопластовых месторождений в целом, при исследованиях по контролю за процессом разработки, при обосновании и осуществлении геолого-технологических мероприятий по ре-

гулированию разработки в целях выполнения запроектированных показателей и возможно более полного использования недр. Раздел «Бурение скважин и геологический контроль за ними» помещен здесь, а не в первой группе (хотя изучение месторождения начинают с использования результатов бурения разведочных скважин), исходя из того, что разбуривание месторождения на стадии разработки по более плотной сетке расположения скважин приносит неизмеримо больший объем данных для детального геолого-промыслового изучения эксплуатационных объектов, чем на стадии разведки месторождения. Этот раздел включает основные понятия, связанные с технологией бурения скважин и геолого-промысловым контролем за ним. Термины, относящиеся к методам промыслово-геофизического изучения геологического разреза и параметров продуктивных пластов при бурении, помещены в раздел 2, где характеризуется комплекс методов изучения продуктивных пластов.

Четвертую группу представляет раздел 14 «Статистические методы и ЭВМ в нефтегазопромышленной геологии». Решением о выделении соответствующих терминов в самостоятельный раздел подчеркивается необходимость дальнейшего развития и внедрения математических методов, сохраняется необходимая взаимная увязка терминологии этого направления.

В пределах каждого из разделов термины расположены по алфавиту с учетом принятой последовательности расположения слов в них. Двухсловные и многословные термины и понятия приведены с сохранением той последовательности слов, в которой они обычно произносятся и записываются в любом тексте, независимо от того, какую часть речи представляет первое слово (например, «карта изобар», «пластовое давление», «начальное пластовое давление», «средний коэффициент открытой пористости», «газовый фактор» и др.). При формулировке определений терминов и понятий учтено, что некоторые из них в равной степени используются как в сокращенном, так и в более развернутом виде (например, «анализ разработки» и «анализ процесса разработки», «нормальный разрез» и «нормальный геологический разрез» и др.). В подобных случаях термин дается в полном виде, но отдельные слова, не употребляемые при его сокращении, взяты в скобки. Таким же образом и в определениях ряда терминов часть текста заключена в скобки. Это означает, что читателем сам термин и его толкование могут быть сокращены за счет слов, указанных в скобках, при этом будут исключены некоторые подробности (хотя и достаточно важные) без искажения термина или его толкования. Когда термин наиболее часто используется в сокращенном виде, он приводится сокращенным (например, «пористость», а не «пористость породы-коллектора»).

При размещении терминов по разделам в некоторых случаях возникли затруднения, вызванные тем, что некоторые термины практически с равным основанием могли быть отнесены и в тот раздел, где они сейчас находятся, и в другой. С целью устранения затруднений в поиске терминов справочник сопровождается предметным указателем терминов (словником), составленным без учета распределения терминов по разделам. В предметном указателе в двухсловных и многословных терминах на первое место вынесено ключевое слово. Приведенным выше примерам терми-

нов в словнике соответствуют: «карта изобар», «давление пластовое», «давление пластовое начальное», «коэффициент открытой пористости средний», «фактор газовый», «разрез геологический нормальный» и т. д. В предметном указателе термины расположены в алфавитном порядке, исходя из указанного, принятого для него расположения слов.

Для многих терминов в справочнике приведены синонимы. Выбор основного термина из числа двух или нескольких, идентичных по определению и широко используемых в литературе, выполнен составителями справочника с учетом их сравнительной популярности и четкости.

Содержание определения (толкование) терминов взято в основном из литературных источников — монографий, справочников, словарей, действующих методических указаний, статей и т. п. При этом использовано около 400 литературных источников. В списке литературы показаны лишь основные из них, каждый из которых послужил источником определения значительного числа терминов.

В соответствии с задачами справочника при выборе определений терминов, вошедших в промышленную геологию из общетеоретических и смежных наук, составители стремились отразить в первую очередь те формулировки, которые наиболее полно отражают существо термина применительно к рассматриваемой науке, т. е. определения, сформулированные специалистами в области промышленной геологии. В необходимых случаях наряду с ними даются определения в том виде, в каком они сформулированы в родственных науках.

При наличии в литературе нескольких отличающихся толкований термина в справочнике приведено несколько его определений, сделанных различными авторами; при этом на первое место вынесено то, которое, по мнению составителей, наиболее полно отражает существо термина. В некоторой степени выбор основных толкований терминов и понятий отражает понимание существа терминов его составителями. Определения, следующие за первым, обычно содержат дополнительные сведения, развивающие основную формулировку. При выборе первого (а часто и единственного) определения применялось несколько приемов. Наиболее простой из них — использование дословного определения, взятого из литературного источника, с указанием автора (или авторов) и года. При наличии у других авторов весьма близких определений, отличающихся от приведенного основного главным образом лишь построением фраз и практически полностью совпадающих с ним по существу, перечисляются и эти авторы, после слова «близк.».

В ряде случаев основная (т. е. первая или единственная) формулировка взята из литературного источника не дословно. При этом перед указанием авторов также поставлено слово «близк.». Необходимо подчеркнуть, что это слово не указывает на значительное изменение авторского текста — оно ставится в случаях, когда принятый в справочнике стиль формулировок потребовал редакторских изменений без каких-либо изменений содержания авторского текста.

Если определение термина, взятое из литературного источника, приведено в справочнике в сокращенном виде, то оно в зависимости от характера сокращения фиксируется или многоточием в тексте, или нали-

чием перед фамилиями авторов слова «сокр.». По терминам, которым в литературе дано несколько определений, родственных по существу, но отличающихся по форме (при этом трудно отдать предпочтение одному из них), составителями справочника использовался прием обобщения формулировок. В таких случаях указанию авторов предшествует слово «обобщ.» (обобщенный).

Широко применяемые определения терминов даны в справочнике как общепринятые (оп.).

В отдельных случаях основное определение термина составлено из дословных формулировок, взятых из двух, а иногда и трех источников, которые использованы в качестве фрагментов этого определения. При этом фамилии авторов указаны по окончании принадлежащей им части текста определения.

Для ряда терминов, по которым в литературных источниках не удалось найти определений, удовлетворяющих составителей справочника, ими предложены свои основные определения. В подобных случаях фамилия автора под определением не указывается. Иногда такие основные формулировки сопровождаются другими, менее исчерпывающими толкованиями терминов, взятыми из литературных источников.

Определения некоторых терминов сопровождаются примечаниями редактора, содержащими необходимые дополнения, конкретизирующие или иллюстрирующие то или иное положение основного определения.

СОКРАЩЕНИЯ, ПРИНЯТЫЕ В ССЫЛКАХ

- ВНИИ, 1973 — Разработка нефтяных и нефтегазовых месторождений. Термины и определения. М., ОНТИ ВНИИнефть, 1973.
ГС, 1978 — Геологический словарь. Т. 1, 2. М., Недра, 1978.
КЗМ, 1970 — Классификация запасов месторождений нефти и горючих газов. М., Недра, 1970.
МРКОПН, 1978 — Методическое руководство по количественной оценке перспектив нефтегазоносности. М., ОЦНТИ ВИЭМС, 1978.
ПРГГМ, 1971 — Правила разработки газовых и газоконденсатных месторождений. М., Недра, 1971.
ПРНМЭС, 1964 — Правила разработки нефтяных месторождений и эксплуатации скважин. М., Изд. ЦНИИТЭнефтегаз, 1964.
РППГМ, 1978 — Руководство по применению промыслово-геофизических методов контроля за разработкой нефтяных месторождений. М., Недра, 1978.
СГ, 1962 — Справочник гидрогеолога. М., Госгеолтехиздат, 1962.
СГН, 1958 — Словарь по геологии нефти. М., Госоптехиздат, 1958.
СИБ, 1973 — Справочник инженера по бурению. Т. 1, 2. М., Недра, 1973.
СНГ, 1971 — Спутник нефтегазопромыслового геолога. М., Недра, 1971.
СРГ, 1979 — Справочное руководство гидрогеолога. Т. 1, 2. Л., Недра, 1979.
ТСГБ, 1978 — Терминологический справочник по геологоразведочному бурению СЭВ. Варшава, 1978.

1. ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

Абсолютная пористость. См. полная пористость.

Абсолютная проницаемость.—Проницаемость, характеризующая только физические свойства породы и определяемая при наличии в пористой среде одной какой-либо жидкости или газа, химически инертных по отношению к породе (ВНИИ, 1973; близк.: Ф. И. Котяхов, 1956; А. А. Ханин, 1969; Ш. К. Гиматудинов, 1971 и др.).

— Пропускная способность сухой породы в отношении любой однородной жидкости или газа..., которая не должна зависеть от природы жидкости или газа и зависит исключительно от строения самой породы (СГН, 1958; ГС, 1978).

Син.: физическая проницаемость.

Абсолютная пустотность. См. полная пустотность.

Адсорбционность нефтяной породы.—Способность нефтяной породы сорбировать вещества или компоненты веществ поверхностью раздела фаз (А. Г. Ковалев, 1979).

Адсорбция.—Изменение химического строения поверхностных слоев на разделах порода—нефть, вода—нефть за счет самопроизвольного обогащения их поверхностно-активными веществами нефти (нафтеновыми кислотами, стволами, асфальтенами и др.), что может приводить к гидрофобизации породы (обобщ.: БСЭ, 1956; Ш. К. Гиматудинов, 1971 и др.).

Анизотропия пласта.—Различные значения физических свойств горной породы по разным направлениям (ГС, 1978; близк.: СГН, 1958).

— Свойственное пластам-коллекторам в той или иной мере различие в значениях проницаемости пород по направлениям, параллельному напластованию и перпендикулярному к нему (обычно с превышением первого над вторым), обусловленное ориентацией частиц породы при их осаждении и различной степенью цементации в этих направлениях и оказывающее влияние на скорость перемещения ГНК и ГВК при разработке залежей, выбор интервалов перфорации, установление предельно допустимых дебитов скважин и др. (обобщ.: Ф. И. Котяхов, 1956; А. К. Курбанов, Б. П. Садчиков, 1962; Д. А. Эфрос, Р. Г. Аллахвердиева, 1968; М. И. Максимов, 1975).

— Изменение коэффициентов проницаемости в зависимости от направления течения жидкости или газа в породе-коллекторе (ВНИИ, 1973).
Син.: анизотропность пласта.

Анизотропность пласта. См. анизотропия пласта.

Вертикальная мощность.—Расстояние между кровлей и подошвой пласта (эксплуатационного объекта, горизонта, прослоя и др.—Прим. ред.), измеренное по вертикальной линии (ГС, 1978).

Вертикальная неоднородность.—Неоднородность, проявляющаяся в расчлененности продуктивного горизонта непроницаемыми породами на

пласты (прослои)-коллекторы, число которых в пределах залежи часто непостоянно (в силу несовместного залегания проницаемых и непроницаемых пластов и сокращения нефтегазонасыщенной мощности в периферийной зоне залежи), а также в изменчивости физических свойств коллекторов; количественно характеризуется коэффициентом расчлененности, средней мощностью одного пласта (прослоя)-коллектора, коэффициентом слияния и др.

— Неоднородность пластов, которая выражается в расчлененности продуктивного горизонта на серию песчаных и алевролитовых пластов, чередующихся с непроницаемыми глинистыми и аргиллитовыми пачками (Е. Я. Дмитриев, В. С. Мелик-Пашаев, 1963 и др.).

Вертикальные трещины.—Трещины, расположенные перпендикулярно к напластованию пород (оп.).

Видимая мощность.—Расстояние между кровлей и подошвой пласта (эксплуатационного объекта, горизонта, прослоя и др.—Прим. ред.), измеренное по линии, произвольно ориентированной к простиранию пласта и в пространстве (в промысловой геологии—по стволу скважины.—Прим. ред.) (ГС, 1978).

Прим. ред.: При решении задач промысловой геологии используется видимая мощность.

Вторичная пустотность.—Пустоты (поры растворения, каверны, трещины), образовавшиеся в породе в результате процессов эпигенеза.

— Пустотность, возникающая в результате последующих изменений в уже сформировавшейся горной породе, куда относятся: поры растворения...; трещины и поры, возникающие вследствие сокращения объема породы; трещины от кристаллизации; трещины от напряжений в земной коре; трещины и поры от поверхностного выветривания пород (СГН, 1958; близк.: ГС, 1978 и др.).

Син.: эпигенетическая пустотность.

Вторичные коллекторы.—Коллекторы, пустотное пространство которых в постдиагенетические стадии увеличилось по сравнению с первичным или возникло вновь (А. К. Карпов и др., 1977).

Выклинивание пласта.—Постепенное уменьшение мощности пласта по площади со сближением его кровли и подошвы вплоть до слияния на границе выклинивания (близк.: З. Г. Борисенко, 1980).

— Уменьшение мощности пласта по простиранию до полного исчезновения (близк.: СГН, 1958; В. И. Серпухов, 1976; ГС, 1978).

Прим. ред.: Различают по Н. Б. Вассоевичу (1950) В. п. первичное и вторичное; Г. Д. Ажгирей (1956) к первичному относит В. п. в результате прекращения осадконакопления и фаціальное, к вторичному—образующееся вследствие размыва слоев, внутрiformационных перерывов, тектонического срезания отложений.

Гидропроводность.—Комплексный параметр, характеризующий фильтрационные свойства и продуктивность пласта в скважине,—отношение произведения абсолютной проницаемости и эффективной мощности пласта к вязкости пластовой жидкости.

— Проводимость пласта, деленная на вязкость пластовой жидкости, фильтрующейся через породу (И. Г. Пермяков, Е. Н. Шевкунов, 1976).

Гидрофильная порода.— Горная порода, поверхность частиц которой смачивается водой избирательно лучше, чем нефтью (С. Т. Овнатанов, К. А. Карапетов, 1970).

Гидрофильность породы-коллектора.— Свойство поверхности частиц породы-коллектора избирательно смачиваться водой лучше, чем нефтью (С. Т. Овнатанов, К. А. Карапетов, 1970).

— Свойство поверхности твердого тела (породы) лучше смачиваться водой в присутствии углеводородной жидкости (ВНИИ, 1973).

Прим. ред.: 1. Если остаточная вода в пласте в виде тонкой пленки покрывает поверхность поровых каналов, то поверхность твердой фазы остается гидрофильной (по Ш. Х. Гиматудинову, 1971). 2. Для коллекторов нефти и газа гидрофильность более характерна, чем гидрофобность; нередко встречаются коллекторы с чередованием гидрофильных и гидрофобных участков.

Гидрофобная порода.— Горная порода, поверхность частиц которой смачивается нефтью избирательно лучше, чем водой (С. Т. Овнатанов, К. А. Карапетов, 1970).

Гидрофобность породы-коллектора.— Свойство поверхности частиц породы-коллектора избирательно смачиваться нефтью лучше, чем водой (С. Т. Овнатанов, К. А. Карапетов, 1970).

— Свойство твердого тела (породы) лучше смачиваться углеводородной жидкостью в присутствии воды (ВНИИ, 1973).

Прим. ред.: 1. Непосредственное соприкосновение нефти с твердой поверхностью и адсорбция поверхностно-активных веществ нефти делают поверхность нефтяного коллектора в значительной степени гидрофобной (по Ш. К. Гиматудинову, 1971). 2. Гидрофобность нефтесодержащих пород часто является следствием адсорбции на гидратированных частицах пород полярных компонентов, содержащихся в нефти (по Ф. И. Котяхову, 1956).

Глинистость коллектора.— Наличие глинистых минералов в пористых и проницаемых породах... (в виде отдельных частиц, рассеянных среди зерен основной породы, в виде цемента или в виде тонких слойков), оказывающее сильное влияние на такие физико-химические свойства коллекторов, как связанность зерен, адсорбция, поверхностное натяжение на границах фаз, капиллярность, смачиваемость (близк.: А. Леворсен, 1970).

— Наличие в горной породе глинистых минералов (ВНИИ, 1973).

Горизонт.— В промысловой геологии — один значительный по мощности пласт, в основном представленный коллектором, или группа пластов-коллекторов, обычно в той или иной степени гидродинамически связанных.

— Однородно-литологический пласт или небольшой мощности толща пластов, отличающихся однородным составом пород или содержащих в значительном количестве один и тот же род или даже вид фауны (СГН, 1958).

— Слой или пачка слоев (без географического названия), выделяемые внутри подбиты, свиты или яруса на основании каких-либо характерных маркирующих особенностей (литологических или палеонтологических), — обозначение свободного пользования (ГС, 1978).

— Любой определенный интервал стратиграфической колонки (схемы), объединяющий в пределах данной осадочной серии пласты приблизительно одного и того же возраста (Ф. Х. Лахи, 1966).

Горизонтальная неоднородность.— Неоднородность пласта (прослая) по его простиранию, проявляющаяся в значительных изменениях мощностей, в прерывистости коллекторов, связанной с фациальными замещениями и выклиниванием, а также в изменчивости физических свойств коллекторов; количественно характеризуется коэффициентом распространения коллекторов по площади, коэффициентом замещения пласта по площади, коэффициентом сложности и др.

— Неоднородность пластов, которая проявляется в разном изменении литологических свойств пород, выклинивании пластов, перемежаемости зон, сложенных песчаниками, алевролитами и аргиллитами по всей площади залежи (Е. Я. Дмитриев, В. С. Мелик-Пашаев, 1963). Син.: зональная неоднородность, неоднородность по площади.

Горизонтальные трещины.— Трещины, расположенные параллельно напластованию пород (оп.).

Граница выклинивания пласта-коллектора.— Линия пересечения кровли и подошвы пласта-коллектора, отраженная на горизонтальной плоскости.

— Линия на совмещенных структурных картах кровли и подошвы выклинивающегося пласта, соединяющая точки слияния одноименных пар изогипс, т. е. отражающая нулевую мощность пласта (близк.: З. Г. Борисенко, 1980).

Граница замещения породы-коллектора.— Линия, являющаяся проекцией на плоскость условной вертикальной поверхности, ограничивающей площадное распространение породы-коллектора.

Прим. ред.: При совмещении структурных карт кровли и подошвы пласта их одноименные изогипсы на Г. з. п. не соединяются и мощность коллектора на этой границе не равна нулю.

Гранулометрический состав пород-коллекторов.— Содержание в обломочных породах фракций различного диаметра (псефиты >1—2 мм, псаммиты от 1—2 до 0,1 мм, алевроиты от 0,1 до 0,01 мм, пелиты <0,01 мм), определяющее разновидность пород и оказывающее существенное влияние на их коллекторские свойства (обобщ.: Ф. И. Котяхов, 1956; СГН, 1958; ГС, 1978; О. А. Черников, 1981 и др.).

— Количественное содержание в породах частиц различной величины (Ф. И. Котяхов, 1956).

— Размеры составляющих породу компонентов и их количественные соотношения (О. А. Черников, 1981).

Гранулярные коллекторы. См. коллекторы нормального типа.

Густота трещин.— Отношение количества трещин, секущих нормаль их плоскостей, к элементу длины этой нормали (Е. С. Ромм, 1966).

— Величина, измеряемая количеством трещин, пересекающих единицу длины перпендикуляра, восстановленного к их плоскостям (Е. М. Смехов, М. Х. Булач, Т. В. Дорофеева и др., 1962; ГС, 1978).

Доля объема непрерывных частей пластов (полулинз, линз).— Для одного пласта — отношение объема непрерывных частей (полулинз, линз)

к общему объему продуктивных коллекторов пласта; для эксплуатационного объекта (горизонта) — отношение суммарного объема непрерывных частей (полулинз, линз) всех пластов к общему объему продуктивных коллекторов объекта (горизонта).

Емкость коллектора. См. пустотность.

Закон Дарси.— Линейный закон фильтрации, по которому скорость фильтрации жидкости при ламинарном режиме потока пропорциональна градиенту давления и обратно пропорциональна вязкости пластовой жидкости.

— Линейная зависимость между скоростью фильтрации и градиентом давления (ВНИИ, 1973).

Син.: линейный закон фильтрации.

Замещение пласта.— Относительно резкая смена пласта по простиранию непроницаемыми (случай замещения пласта-коллектора) породами в основном вследствие фациального замещения, при которой его кровля и подошва на границе замещения разобщены, т. е. имеется гипсометрическое превышение одной поверхности над другой (сокр.: З. Г. Борисенко, 1980).

Зона слияния.— Участок залежи, на котором смежные пласты (прослой) коллекторов горизонта (а иногда и соседние пласты разных горизонтов) сливаются вследствие отсутствия между ними на этом участке непроницаемого раздела (его замещения коллектором, выклинивания, размыва и др.), что обеспечивает гидродинамическое взаимодействие пластов (прослоев).

— Участок слияния прослоев коллектора в один монолитный пласт (М. А. Жданов, 1970).

Син.: литологическое окно.

Зональная неоднородность. См. горизонтальная неоднородность.

Истинная мощность.— Кратчайшее (по перпендикуляру) расстояние между кровлей и подошвой пласта (эксплуатационного объекта, горизонта, прослоя и т. д.— Прим. ред.) (ГС, 1978).

Каверновые коллекторы. См. коллекторы кавернозного типа.

Кавернозно-нормальные коллекторы.— Коллекторы, в основном карбонатные, пустотное пространство которых образовано порами и кавернами и в котором фильтрация происходит по всему пространству пор и каверн (близк.: М. И. Максимов, 1975).

Прим. ред.: В природе коллектор такого типа встречается редко, в основном с сочетанием нормальных пор и микрокаверн (пор растворения).

Кавернозность.— Наличие в горной породе пустот (каверн) различной формы (близк.: ГС, 1978).

Кавернозность открытая.— Наличие в горной породе каверн, сообщающихся между собой благодаря присутствию узких каналов (трещин и др.).

Кавернозные коллекторы. См. коллекторы кавернозного типа.

Каверны.— Разновидность пустот в горных породах, преимущественно карбонатных: ячейки, полости неправильной, иногда удлиненной формы, диаметром от долей миллиметра до 2—3 см и более, имеющие преимуще-

ственно вторичное происхождение, реже образовавшиеся в процессе отложения породы (коллекторы рифовых массивов); в геолого-промышленной практике подразделяются на микрокаверны (поры растворения) и макрокаверны.

— Пустоты в горной породе неправильной или округлой формы размером >1 мм, т. е. крупнее пор и мельче пещер, возникающие главным образом в результате растворения (карст), но могущие быть и другого происхождения... (ГС, 1978).

— Пустоты в твердом теле, характеризующиеся размерами, при которых могут возникать очень малые капиллярные давления (обычно к кавернам относят пустоты со средним радиусом >1 мм) (ВНИИ, 1973).

Капиллярное давление.— Разность фазовых давлений, обусловленная различием в смачиваемости пористой среды фильтрующимися жидкостями (А. С. Курбанов, 1964).

— Разность давлений, возникающая в капиллярном канале между обеими сторонами кривой контактной поверхности (мениска), разделяющей две жидкости или жидкость и газ (СГН, 1958).

— Разность давлений между двумя несмешивающимися жидкостями, разделенными поверхностью раздела, одна из которых обладает преимущественной смачиваемостью поверхности горной породы по сравнению с другой жидкостью (Ф. Ф. Крэйг, 1974).

Капиллярные поры.— Поры с размерами в пределах 0,508—0,0002 мм, в которых жидкость находится под действием молекулярных сил притяжения как между частицами жидкости, так и между последними и стенками пор, для перемещения жидкости по которым требуются усилия, значительно превышающие силу тяжести (М. И. Максимов, 1975; близк.: СГН, 1958 и др.).

— Поры ... диаметром от 0,5 до 0,0002 мм, ... в которых движение жидкостей не подчиняется законам гидростатики и происходит под действием особых сил, среди которых поверхностное натяжение жидкости играет главную роль (И. М. Губкин, 1937).

Карбонатность пород.— Наличие в обломочных породах-коллекторах больших или меньших количеств карбонатов натрия, калия, кальция, магния, железа и др. (обобщ.: Ф. И. Котяхов, 1956; А. А. Ханнин, 1969; ГС, 1978 и др.).

Прим. ред.: Наличие карбонатности предопределяет целесообразность применения кислотной обработки приквашинной зоны пласта с целью увеличения ее проницаемости.

Карбонатные коллекторы.— Коллекторы, представленные карбонатными породами (разновидностями известняков, доломитов и промежуточных образований) с большим разнообразием пустот и их сочетаний, обладающие способностью к значительному улучшению фильтрационных и емкостных свойств при искусственном воздействии соляной кислоты и другими реагентами.

Коллекторы нефти и газа. См. порода-коллектор.

Коллекторы кавернового типа. См. коллекторы кавернозного типа.

Коллекторы кавернозного типа.— Коллекторы, обычно карбонатные, пустотное пространство которых образуют каверны, соединенные узкими

каналами или изолированные друг от друга, с коэффициентом открытой пустотности, изменяющимся в широких пределах — от тысячных долей единицы до 0,2 и более.

— Коллекторы, пространство которых образуют каверны — вторичные образования, возникшие от растворения или перекристаллизации вещества горной породы (А. И. Кринари, 1959; близк.: А. А. Ханин, 1976 и др.).

Син.: коллекторы кавернового типа, кавернозные коллекторы, каверновые коллекторы.

Коллекторы нормального типа.— Коллекторы (песок, песчаник, алевролит, переложенная карбонатная порода), пустотное пространство которых образовано межгранулярными (межзерновыми, первичными) порами, обычно обладающие проницаемостью при пористости более 9—10 % и относительной изотропностью фильтрации по поровым каналам (обобщ.: Е. М. Смехов, М. Х. Булач, Т. В. Дорофеева и др., 1977; М. И. Максимов, 1975; О. А. Черников, 1981 и др.).

— Коллекторы, пустотное пространство которых составляют свободные от минерального вещества промежутки между частицами породы (обломками минералов, горных пород, раковин организмов и т. д.) (А. И. Кринари, 1959).

— Коллекторы, характеризующиеся межзерновой пористостью и межзерновой проницаемостью (А. А. Ханин, 1976).

Син.: коллекторы порового типа, поровые коллекторы, гранулярные коллекторы.

Коллекторы порового типа. См. коллекторы нормального типа.

Коллекторы смешанных типов.— Коллекторы, пустотные пространства которых образованы одновременно двумя или тремя видами пустот и среди которых в геолого-промысловой практике выделяют (по Е. М. Смехову и М. И. Максиму) типы: трещинно-нормальный, трещинно-кавернозный, трещинно-нормально-кавернозный, кавернозно-нормальный).

Син.: смешанные коллекторы.

Коллекторы трещинного типа.— Коллекторы карбонатные и терригенные, пустотное пространство которых образовано трещинами, характеризующиеся наиболее часто емкостно-фильтрационными показателями в пределах: раскрытость трещин от десятков микронов до миллиметров, густота трещин 10—100, коэффициент трещиноватости 0,0006—0,002, проницаемость 0,01—0,05 мкм² и более.

Прим. ред.: В чистом виде К. т. т. встречаются редко.

Син.: трещинные коллекторы.

Коэффициент анизотропии.— Величина, выражаемая квадратным корнем из частного от деления значения проницаемости пласта в горизонтальном направлении на проницаемость его по вертикали. (Д. А. Эфрос, Р. Г. Аллахвердиева, 1968; А. К. Курбанов, П. Б. Садчиков, 1962; М. И. Максимов, 1975 и др.).

Коэффициент водонасыщенности.— Отношение объема связанной (остаточной.— Прим. ред.) воды к объему порового пространства в нефтегазонасыщенной части пласта (М. А. Жданов, 1962, 1970; ГС, 1978).

— Отношение содержащейся в нефтегазонасыщенном пласте воды к суммарному объему пор или количество воды, содержащейся в единице объема пор (Ф. И. Котяхов, 1956).

— Отношение воды, содержащейся в породе в пластовых условиях, к общему объему сообщающихся пустот (ВНИИ, 1973).

Прим. ред.: К. в. возрастает с увеличением гидрофильности пород, с уменьшением их проницаемости и др., изменяясь от сотых долей до 0,40—0,45 и более.

Коэффициент глинистости.— Отношение суммарной массы глинистых минералов горной породы к ее общей массе (ВНИИ, 1973).

Коэффициент динамической пустотности.— Отношение объема пустот, в которых возможно движение нефти или газа к забою скважин конкретного месторождения при существующем способе разработки, к общему объему породы (А. И. Кринари, 1959).

— Отношение объема движущейся жидкости в породе к видимому объему породы (Ф. И. Котяхов, 1956).

— Отношение объема пор (пустот.— Прим. ред.), через которые происходит движение жидкости, к объему породы (А. Н. Снарский, 1961).

— Относительный объем пустот, через которые может происходить фильтрация нефти и газа в условиях, существующих в пласте (близк.: Ш. К. Гиматудинов, 1971).

Коэффициент замещения коллекторов.— Для отдельного пласта (прослой) — отношение площади зон отсутствия коллекторов к общей площади во внешнем контуре нефтеносности (газонасности); для объекта разработки (горизонта) — отношение суммы коэффициентов замещения по всем пластам (прослоям) к общему числу пластов.

— Разница между единицей и коэффициентом распространения пород-коллекторов по площади эксплуатационного объекта в целом (или отдельного пласта или многопластового горизонта) (Ю. П. Борисов, В. В. Воинов, З. К. Рябинина, 1970).

Коэффициент замещения коллекторов по объему.— Отношение объема непроницаемых пород в границах залежи (эксплуатационного объекта) к общему объему залежи (эксплуатационного объекта).

— Разница между единицей и коэффициентом распространения коллекторов по объему залежи (эксплуатационного объекта) (Ю. П. Борисов, В. В. Воинов, З. К. Рябинина, 1970).

Коэффициент извилистости поровых каналов.— Одна из характеристик структуры порового пространства — относительная средняя длина пути, пройденного частицей жидкости от одной стороны образца пористой среды к другой (безразмерная величина) (А. А. Ханин, 1969).

Коэффициент кавернозности.— Отношение суммарного объема каверны к соответствующему видимому объему горной породы (оп.).
Прим. ред.: Различают коэффициенты полной и открытой кавернозности.

Коэффициент карбонатности пород.— Отношение суммарной массы карбонатных минералов породы к ее общей массе (ВНИИ, 1973).

Коэффициент нефтенасыщенности (газонасыщенности).— Отношение объема нефти (газа), содержащейся в порах (пустотах.— Прим. ред.)

пласта, к общему объему всех пор (пустот.— Прим. ред.) нефтеносного (газоносного) пласта в пластовых условиях (СГН, 1958; М. А. Жданов, 1962; ГС, 1978; близк.: Ф. И. Котяхов, 1956; И. Х. Абрикосов, И. С. Гутман, 1970).

— Разница между единицей и коэффициентом остаточной водонасыщенности породы-коллектора (оп.).

— Отношение объема пор (пустот.— Прим. ред.), занятых нефтью (газом) в исследуемом образце породы, к суммарному объему открытых пор (пустот.— Прим. ред.) исследуемого образца породы (Ф. А. Гришин, 1975).

— Отношение объема нефти (газа), содержащейся в породе в пластовых условиях, к общему объему сообщающихся пустот (ВНИИ, 1973).

Коэффициент объемной упругости породы. См. коэффициент сжимаемости породы.

Коэффициент открытой пустотности.— Отношение объема пустот, слагающих открытую пустотность коллектора, к соответствующему видимому объему коллектора (близк.: Ф. И. Котяхов, 1956; М. А. Жданов, 1970; Ш. К. Гиматудинов, 1971; М. И. Максимов, 1975 и др.).

— Отношение объема взаимосвязанных пор (пустот.— Прим. ред.), в которые возможно проникновение нейтрального, наименее вязкого флюида (азота, керосина), к общему объему породы (А. И. Кринари, 1959).

— Сумма коэффициентов открытой пористости, открытой кавернозности и трещиноватости.

Коэффициент относительной проницаемости (рис. 1).— Отношение коэффициента эффективной или фазовой проницаемости к коэффициенту абсолютной проницаемости (обобщ.: Ф. И. Котяхов, 1956; А. И. Кринари, 1959; Ш. К. Гиматудинов, 1971; ВНИИ, 1973 и др.).

Прим. ред.: К. о. п. зависит от физических свойств породы, физико-химических свойств жидкостей и газа, а также от степени насыщенности пустотного пространства каждой из фаз.

Коэффициент песчанности.— Для скважины — отношение эффективной мощности продуктивного пласта (горизонта, эксплуатационного объекта) к его общей мощности в стратиграфических границах; для горизонта в целом — среднее арифметическое значение К. п. по всем имеющимся скважинам (близк.: В. А. Бадьянов, Ю. Е. Батурич, Е. П. Ефремов и др., 1977; Т. П. Миронов, В. С. Орлов, 1977; М. М. Иванова, И. П. Чоловский, И. С. Гутман и др., 1981 и др.).

— Отношение эффективной мощности продуктивного пласта или эксплуатационного объекта к его общей мощности (ВНИИ, 1973) (близк.:

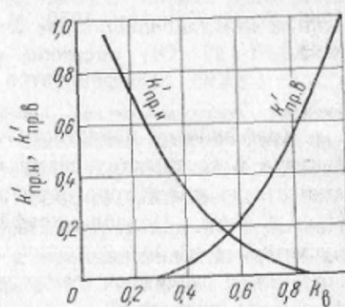


Рис. 1. Диаграмма коэффициентов относительной проницаемости для системы нефть—вода (по В. Н. Васильевскому, А. И. Петрову).

$k_{пр.н}^1$ — относительная проницаемость для нефти; $k_{пр.в}^1$ — относительная проницаемость для воды; k_v — водонасыщенность

В. В. Воинов, Э. Л. Лейбин, Е. И. Семин и др., 1961; Е. И. Семин, 1962; В. С. Мелик-Пашаев, 1973; ГС, 1978 и др.).

Син.: относительная эффективная мощность.

Коэффициент полной пустотности.— Отношение суммарного объема пустот всех видов, слагающих пустотность породы-коллектора, к соответствующему видимому объему горной породы (близк.: Ф. И. Котяхов, 1956; А. И. Кринари, 1959; М. А. Жданов, 1970; М. И. Максимов, 1975 и др.).

— Сумма коэффициентов пористости, кавернозности и трещиноватости.

Коэффициент пористости.— Отношение объема межзерновых пор коллектора к соответствующему видимому объему породы, характеризующее пустотность коллектора порового типа.

Прим. ред.: Подобно коэффициентам полной, открытой, эффективной пустотности и соответственно названным в настоящем справочнике видам пористости различают и определяют коэффициенты полной, открытой и эффективной пористости.

Коэффициент проводимости давления. См. коэффициент пьезопроводности.

Коэффициент проницаемости.— Числовое выражение абсолютной, эффективной (или фазовой) проницаемости, обычно определяемое при линейном законе фильтрации (ВНИИ, 1973).

— Коэффициент пропорциональности в линейном законе фильтрации Дарси, за единицу которого принимается проницаемость такой пористой среды, при фильтрации через образец которой площадью 1 м², длиной 1 м и перепаде давления 0,1 МПа расход жидкости вязкостью 1 мПа·с составляет 1 м³/с. Физический смысл размерности К. п. заключается в том, что проницаемость характеризует величину площади сечения каналов пористой среды, по которым в основном происходит фильтрация (близк.: Ш. К. Гиматудинов, 1971).

Коэффициент пьезопроводности.— Коэффициент, характеризующий темпы перераспределения пластового давления в условиях упругого режима, равный отношению коэффициента проницаемости пласта к произведению вязкости жидкости на коэффициент упругости (В. Н. Щелкачев, 1959).

— Коэффициент, характеризующий скорость распространения давления в упругой пористой среде (СГН, 1958).

Син.: коэффициент проводимости давления.

Коэффициент распространения коллекторов по объему залежи (эксплуатационного объекта).— Отношение эффективного объема залежи (эксплуатационного объекта) к общему объему залежи (эксплуатационного объекта).

— Отношение объема продуктивной части пласта к объему всего пласта, что близко к коэффициенту песчанности и может быть вычислено только после построения соответствующих карт (Ю. П. Борисов, В. В. Воинов, З. К. Рябинина, 1970).

Коэффициент распространения коллекторов по площади залежи (эксплуатационного объекта).— Для отдельного пласта (прослоя) — отноше-

ние площади нефтеносности (газоносности) коллекторов к общей площади пласта в пределах залежи (близк.: Е. И. Семин, 1962; М. И. Максимов, 1975; А. С. Жданов, В. В. Стасенков, 1976; В. С. Мелик-Пашаев, 1980 и др.); для объекта разработки (горизонта) — отношение суммы К. р. к. п. по всем пластам (прослоям) к числу пластов (прослоев).

— Отношение суммы площадей распространения коллекторов всех продуктивных прослоев в пределах выбранной постоянной площади к произведению числа прослоев на выбранную площадь (Ю. П. Борисов, В. В. Воинов, З. К. Рябинина, 1970).

Коэффициент распространения непрерывных частей пластов (также полулинз, линз) по площади залежи.— Для отдельного пласта — отношение суммы площадей непрерывных частей (также полулинз, линз) к общей площади пласта в пределах залежи; для объекта разработки (горизонта) — отношение суммы коэффициентов распространения непрерывных частей (полулинз, линз) по всем пластам к произведению площади на число пластов (Ю. П. Борисов, В. В. Воинов, З. К. Рябинина, 1970).

Коэффициент расчлененности.— Отношение числа пластов (прослоев)-коллекторов продуктивного горизонта (продуктивного пласта, эксплуатационного объекта), суммированных по всем скважинам, к общему числу скважин (близк.: В. В. Воинов, Э. Л. Лейбин, Е. И. Семин и др., 1961; Е. И. Семин, 1962; И. П. Чоловский, 1971; В. С. Мелик-Пашаев, 1973; В. А. Бадьянов и др., 1975).

— Один из показателей вертикальной неоднородности — среднее число пластов (прослоев)-коллекторов в границах залежи.

Коэффициент сжимаемости пористой среды.— Коэффициент, численно характеризующий относительное (по отношению ко всему выделенному элементу объема пласта) уменьшение объема порового пространства при снижении пластового давления на 0,1 МПа (В. Н. Щелкачев, 1948).

Коэффициент сжимаемости породы.— Изменение единицы объема породы при изменении давления на 0,1 МПа (составляющее $0,3 \div 2 \cdot 10^{-6}$ 1/МПа.— Прим. ред.) (В. Н. Щелкачев, 1946; Ф. И. Котяхов, 1956; М. А. Жданов, 1970; М. И. Максимов, 1975 и др.).

Син.: коэффициент объемной упругости породы.

Коэффициент слияния.— Коэффициент, характеризующий степень слияния пластов (прослоев)-коллекторов между собой и, следовательно, степень их гидродинамической связи и оценивающий в зависимости от поставленной задачи слияние конкретного пласта с соседним пластом (ниже или вышележащим) или всех пластов горизонта (эксплуатационного объекта) между собой.

— Для отдельного пласта — отношение суммарной площади зон слияния пласта с выше- или нижележащим пластом к площади распространения коллекторов рассматриваемого пласта (Т. П. Миронов, В. С. Орлов, 1977; близк.: В. В. Воинов, Э. Л. Лейбин, Е. И. Семин, 1961; М. И. Максимов, 1975; В. С. Мелик-Пашаев, 1979; М. М. Иванова, И. П. Чоловский, И. С. Гутман и др., 1981 и др.).

— Для многопластового объекта разработки — отношение суммы всех коэффициентов слияния по пластам или прослоям коллекторов (опреде-

ляемых сверху вниз) к числу пластов или прослоев без одного (Ю. П. Борисов, В. В. Воинов, З. К. Рябинина, 1970).

Коэффициент сложности.— Отношение протяженности границ между породой-коллектором и породой-неколлектором, расположенных внутри нефтеносной (газоносной.— Прим. ред.) площади, к периметру этой площади (ВНИИ, 1973; близк.: В. С. Мелик-Пашаев, 1973).

Коэффициент сортировки зерен породы.— Мера отсортированности обломочной породы, показатель отклонений размеров частиц от их средней величины; за коэффициент сортировки при детальном гранулометрическом анализе принимается известное в математической статистике стандартное отклонение (ГС, 1978).

Коэффициент трещиноватости.— Отношение объема трещин к объему породы, заключающей в себе эти трещины, или отношение суммарной площади трещин в шлифе породы к площади шлифа (ГС, 1978).

Коэффициент эффективной пустотности.— Произведение коэффициента открытой пустотности на коэффициент нефтенасыщенности или газонасыщенности коллектора (близк.: М. А. Жданов, 1970; И. Г. Пермяков; Е. Н. Шевкунов, 1976 и др.).

— Отношение суммарного объема пустот в горной породе, заполненных углеводородами, к ее общему объему (А. И. Кричар, 1959).

Краевой угол смачивания.— Показатель, характеризующий соотношение поверхностных натяжений сред и избирательную смачиваемость породы жидкостями при совместном контактировании воды, нефти и породы — угол между поверхностью породы и касательной к капле воды, проведенной из крайней точки ее соприкосновения с породой, который отсчитывается от касательной в сторону воды — жидкости, имеющей большую плотность (обобщ.: М. М. Кусаков, 1953; Ф. И. Котяхов, 1956; Ш. К. Гиматудинов, 1971; Ф. Ф. Крейг, 1974; М. И. Максимов, 1975; Ю. К. Бурлин, 1976 и др.).

— Двугранный угол между касательными плоскостями к поверхности твердого тела и к поверхности раздела ... жидкости и газа или двух несмешивающихся жидкостей в точках их общей (трехфазной) линии контакта (периметра смачивания) (БСЭ, т. 23, 1953).

Син.: угол смачивания.

Линейный закон фильтрации. См. закон Дарси.

Линза (рис. 2). — Ограниченный участок породы-коллектора прерывистого пласта (прослоя), окруженный непроницаемыми породами и не подверженный искусственному воздействию.

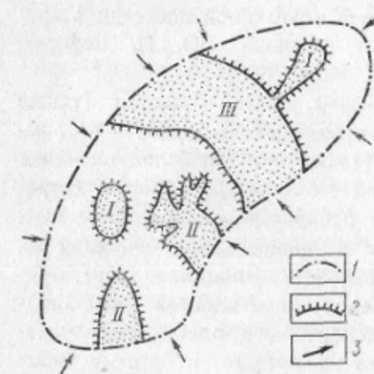


Рис. 2. Виды распространения коллектора (по М. И. Максимова и др.).

I — линза; II — полулинза; III — непрерывная часть пласта.
1 — внешний контур нефтеносности; 2 — граница распространения коллектора; 3 — направление потока жидкости

— Участок распространения пласта-коллектора, окруженный в пределах залежи нефти и газа со всех сторон непроницаемыми породами (Ю. П. Борисов, В. В. Воинов, З. К. Рябинина, 1970).

— Геологическое тело чечевицеобразной формы, выклинивающееся по всем направлениям (СГН, 1958).

Прим. ред.: Определения термина многими авторами других направлений геологии отличаются от формулировок, принятых в промысловой геологии, поэтому здесь они не приводятся.

Литологическое окно. См. зона слияния.

Макрокавернозные коллекторы.— Коллекторы, обычно карбонатные, открытая пустотность которых образована макрокавернами, неравномерно распределенными в породе и соединенными между собой микротрещинами или мелкими пустотами, определяющими их фильтрационные свойства, с коэффициентом пустотности, равным обычно тысячным или сотым долям единицы.

Макрокаверны.— Каверны в горных породах, обычно карбонатных, размерами от 1—2 мм до 2—3 см и более, различной формы, со стенками, выложенными кристалликами кальцита (близк.: М. И. Максимов, 1975).

Макронеоднородность.— Пространственное распределение коллекторов и неколлекторов внутри пласта (горизонта, эксплуатационного объекта) (близк.: Е. И. Семин, 1962; М. И. Максимов, 1975 и др.).

— Изменчивость формы (морфология) среды, насыщенной углеводородами (М. М. Иванова, И. П. Чоловский, И. С. Гутман и др., 1981).

— Изменчивость свойств пласта, обуславливающих морфологию, форму тела коллектора, следовательно, мощности, расчлененности, прерывистости и т. п. (В. В. Стасенков, И. М. Климушин, В. А. Бреев, 1972).

Прим. ред.: Разделение неоднородности на макронеоднородность и микронеоднородность носит несколько условный характер.

Син.: объемная неоднородность.

Макрооднородный пласт.— Пласт, являющийся коллектором практически по всей своей мощности, относительно постоянный по площади.

— Пласт, в котором, несмотря на наличие глинистых пропластков, поверхность водонефтяного контакта может перемещаться в вертикальном направлении..., также пласт, в котором уменьшение проницаемости происходит в пределах, не препятствующих продвижению через них воды при применении... нагнетания воды (В. С. Мелик-Пашаев, 1979).

Син.: монолитный пласт.

Макротрещины.— Трещины пород-коллекторов, видимые невооруженным глазом, с раскрытостью более 0,1 мм, часто протягивающиеся на сотни метров (обобщ.: Е. М. Смехов, 1958; М. А. Жданов, 1970; В. Н. Майдебор, 1971; М. И. Максимов, 1975 и др.).

— Трещины с раскрытостью более 0,1 мм (Е. М. Смехов, 1958; А. А. Ханин, 1969).

— Трещины с раскрытиями, составляющими в большинстве случаев единицы миллиметров (В. Н. Майдебор, 1971).

Матрица.— Пористая среда в блоках породы, заключенных между трещинами трещинно-нормального коллектора.

Межгранулярная пористость. См. пористость.

Межгранулярные поры. См. межзерновые поры.

Межзерновая пористость. См. пористость.

Межзерновые поры.— Наиболее распространенный, особенно в терригенных коллекторах, вид пустот—мелкие пустоты (субкапиллярные, капиллярные, сверхкапиллярные) сингенетического происхождения, заключенные между зернами и частицами породы.

— Пустоты, заключенные в промежутках между частицами отложившейся породы (А. А. Ханин, 1969).

— Пустоты в горной породе, возникшие одновременно с образованием самой породы (СГН, 1958; близк.: А. Н. Снарский, 1961; М. И. Максимов, 1975).

— Первичные пустоты, образующиеся в процессе осадконакопления и формирования породы...,—пустоты между зернами и частицами породы, промежутки между плоскостями наслоения... (М. А. Жданов, 1962, 1970 и др.).

Син.: поры, первичные поры, межгранулярные поры.

Микрокавернозные коллекторы.— Коллекторы, обычно карбонатные, открытая пустотность которых образована в основном многочисленными микрокавернами (порами растворения), соединенными между собой тонкими поровыми каналами или микротрещинами (с диаметром в 5—10 раз меньшими диаметра каверны), определяющими их фильтрационные свойства, с коэффициентом пустотности от сотых долей единицы до 0,2 и более (близк.: М. И. Максимов, 1970; В. Д. Викторин, Н. А. Лыков, 1980).

Прим. ред.: 1. М.к. отличаются от обычных поровых коллекторов структурой пустотного пространства (значительной разницей в размерах пор и соединяющих их каналов), отсутствием корреляционной связи между открытой пустотностью (пористостью) и поровой проницаемостью, более низкими кондиционными значениями физических свойств благодаря меньшей удельной поверхности при низкой и средней проницаемости и др. (по В. Д. Викторину, Н. А. Лыкову, 1980). 2. В геолого-промысловой практике М. к. нередко называют коллекторами порового типа.

Микрокаверны.— Мелкие пустоты (размером от 0,05 до 1—2 мм), довольно широко распространенные в карбонатных породах, вторичного образования, связанного с растворением (выщелачиванием) органических остатков, их обломков, отдельных зерен цементирующего или цементируемого вещества или агрегата зерен (близк.: И. М. Губкин, 1937; М. И. Максимов, 1970; В. Д. Викторин, Н. А. Лыков, 1980 и др.).

Прим. ред.: Многие авторы под порами растворения понимают каверны любого размера.

Син.: поры растворения.

Микронеоднородность.— Изменчивость коллекторских свойств среды, насыщенной углеводородами,—проницаемости, пористости (пустотности.— Прим. ред.), нефтенасыщенности, а также определяющих их свойств: глинистости, карбонатности, степени цементации, гранулометрического и минерального составов, структуры порового (пустотного.— Прим. ред.) пространства и др. (М. М. Иванова, И. П. Чоловский, И. С. Гутман и др., 1981; близк.: Е. И. Семин, 1962).

— Изменение параметров пласта в объемах, соизмеримых с размерами зерна (М. М. Саттаров, И. А. Кузилов, 1967).

Син.: объемная неоднородность.

Микрооднородный пласт. — Пласт, по которому статистическое распределение значений параметра пористости не противоречит нормальному распределению, а проницаемость — логнормальному распределению (близк.: И. С. Гутман, 1978).

Микротрещины. — Трещины пород-коллекторов, различимые лишь в шлифах под микроскопом, с раскрытостью 0,005—0,15 мм, обычно имеющие небольшую протяженность, слабоизвилистую или сильноизвилистую форму (М. А. Жданов, 1970; М. И. Максимов, 1975).

— Трещины с раскрытостью от 0,01 до 0,1 мм (Е. М. Смехов, 1958; А. А. Ханин, 1969).

— Трещины с раскрытиями, составляющими в большинстве случаев десятки микрон (В. Н. Майдебор, 1971).

Прим. ред.: В продуктивных коллекторах основная роль принадлежит микротрещинам с раскрытостью 0,05—0,15 мм (волосяным).

Монолитный пласт. См. макрооднородный пласт.

Мощность. — Расстояние между кровлей и подошвой пласта (горизонта, эксплуатационного объекта и т. п.) (оп.).

Прим. ред.: 1. Определение является общим и допускает несколько способов замера мощности.

Син.: толщина.

Набухание глинистых компонентов. — Явление увеличения объема глинистых компонентов (особенно монтмориллонитовых. — Прим. ред.) при соприкосновении с закачиваемыми в пласт (пресными. — Прим. ред.) водами, приводящее к закупорке пор коллектора и как следствие к уменьшению проницаемости пород (близк.: М. А. Цветкова, 1954; М. И. Максимов, 1975 и др.).

Син.: разбухание глинистых компонентов.

Наклонные трещины. — Трещины, расположенные под некоторым углом к напластованию пород (оп.).

Направленная проницаемость. — Величина, характеризующая проницаемость анизотропной среды по любому заданному направлению (ГС, 1978).

Нелинейный закон фильтрации. — Нелинейная зависимость между скоростью фильтрации и градиентом давления (ВНИИ, 1973).

Неоднородность по мощности. — Одно из проявлений зональной неоднородности — значительная изменчивость мощности продуктивного пласта по площади залежи (оп.).

Син.: толщинная неоднородность.

Неоднородность по площади. См. горизонтальная неоднородность.

Неоднородность продуктивных пластов. — Изменчивость формы залегающих и физических свойств коллекторов в пределах рассматриваемого продуктивного пласта (горизонта, эксплуатационного объекта), оказывающая существенное влияние на распределение запасов нефти и газа, на характер перемещения жидкостей и газа при разработке, на обоснование технологических решений по разработке залежей.

свойств пород эксплуатацион-

нава одноименных пластов по
по разрезу нефтяного (газо-
ных пластов с непроницаемыми,
коллекторов, обусловленная их

вещественным составом, структурой и текстурой порового (пустотного. — Прим. ред.) пространства (В. С. Мелик-Пашаев, 1979).

— Изменчивость параметров пласта, соизмеримых с размерами фильтрационного поля (с расстояниями между скважинами) (М. М. Саттаров, И. А. Кузилов, 1967).

Непрерывная часть пласта (см. рис. 2). — Участок площади сплошного распространения зонального интервала (пласта-коллектора. — Прим. ред.), на котором может осуществляться воздействие на пласт не менее чем с двух противоположных направлений (ВНИИ, 1973).

— Площадь сплошного распространения пласта или часть его площади, имеющая не менее чем два противоположных выхода к контуру поддержания давления (Ю. П. Борисов, В. В. Воинов, З. К. Рябичина, 1970).

Нефте(газо)насыщенная мощность. См. эффективная нефте(газо)насыщенная мощность.

Нормальная пористость. См. пористость.

Общая каверность. — Наличие в горной породе каверн как изолированных друг от друга, так и соединенных узкими каналами (оп.).

Общая мощность. — Полная мощность пласта (горизонта, эксплуатационного объекта и т. п.) в его стратиграфических границах.

— Суммарная мощность пласта, включающая все (от кровли до подошвы) прослойки проницаемых и непроницаемых пород (Ф. А. Гришин, 1975; близк.: М. А. Жданов, 1970 и др.).

— Разность между глубинами залегания подошвы и кровли пласта (И. Х. Абрикосов, И. С. Гутман, 1970).

— Суммарная мощность всех пород, слагающих продуктивный пласт или эксплуатационный объект от его кровли до подошвы (в стратиграфических границах. — Прим. ред.) (ВНИИ, 1973).

— Мощность продуктивного горизонта между его кровлей и подошвой вне зависимости от того, какими литологическими разностями представлены граничные слои (В. С. Мелик-Пашаев, 1979).

Общая площадь залежи. — Площадь, ограниченная внешним контуром нефтеносности (газоносности) и другими боковыми границами (линиями замещения и выклинивания, плоскостями тектонического нарушения, если последние имеются, и др.).

Общая пористость. См. полная пористость.

Общая пустотность. См. полная пустотность.

Общий объем залежи (эксплуатационного объекта). — Объем залежи (эксплуатационного объекта) во внешних границах (в пределах стратиграфических кровли и подошвы, ВНК или ГВК, поверхности экранирования).

Объемная емкость залежи. — Объем открытых пустот пород-коллекто-

ров, определяемый как произведение объема коллекторов в пределах залежи на средний коэффициент открытой пустотности.

Объемная неоднородность. См. микронеоднородность.

Объемная плотность трещин. — Отношение половины площади поверхности всех трещин в некотором элементарном объеме к величине этого объема (Е. М. Смехов, 1962; Е. С. Ромм, 1966; ГС, 1978).

— Сумма пустот всех выделенных в данном месте систем трещин в единице объема (Ю. К. Бурлин, 1976).

Открытая пористость. — Часть порового пространства, представленная связанными между собой порами, по которым могут передвигаться флюиды (М. Эллисон, 1957).

— Пористость, содержащая лишь объем свободных, связанных (неизолированных) между собой пор, по которым может передвигаться жидкость (М. А. Жданов, 1970 и др.).

— Наличие сообщающихся пор, через которые возможно движение жидкостей... в природных условиях (Ф. И. Котяхов, 1956).

Открытая пустотность. — Часть полной пустотности породы-коллектора, включающая открытые пустоты, которые сообщаются между собой (близк.: М. А. Жданов, 1975; И. Г. Пермяков, Е. Н. Шевкунов, 1976; М. И. Максимов, 1975 и др.).

— Наличие в горной породе сообщающихся между собой пустот различных размеров и очертаний (ВНИИ, 1973).

Относительная эффективная мощность. См. коэффициент песчаности.

Пачка. — Литологическое подразделение, имеющее характерные признаки, — термин широкого пользования.

— Одна из закономерно чередующихся в разрезе совокупностей пластов, обусловленная ритмичностью осадконакопления и соответствующая ритму. Установление характера ритмичности осадконакопления и выделение пачек лежат в основе корреляции разрезов скважин, в том числе с помощью ЭВМ (близк.: Э. М. Халимов, Т. М. Столбова, Р. Т. Валиуллина и др., 1975).

— 1. П. с цифровым или буквенным индексом — относительно небольшая по мощности часть свиты или подсвиты, характеризующаяся определенными фациально-литологическими и палеонтологическими особенностями. 2. П. без числового или буквенного обозначения — небольшая по мощности совокупность пластов, характеризующаяся некоторой общностью признаков, — обозначение свободного пользования (ГС, 1978).

Прим. ред.: В нефтяной геологии индексация пачек цифрами или буквами неудобна, так как буквами и цифрами индексируются более мелкие стратиграфические подразделения — пласты. Пачкам в ряде случаев присваиваются географические названия.

Первичная пустотность. — Пористость (пустотность. — Прим. ред.), возникшая одновременно с образованием горной породы, куда относятся: пустоты между зернами и частицами, слагающими породу; промежутки между плоскостями наслоения, пузыри и поры в некоторых изверженных породах (СГН, 1958; близк.: ГС, 1978 и др.).

Син.: сингенетическая пустотность.

Первичные коллекторы. — Коллекторы, поровое (пустотное. — Прим. ред.) пространство которых в постдиагенетические стадии сохранялось либо уменьшалось под влиянием факторов катагенеза (А. К. Карпов и др., 1977).

Первичные поры. См. межзерновые поры.

Петрофизика. — Отрасль знаний, которая систематизирует результаты изучения природы физических свойств горных пород, характеризует и классифицирует типы пород и фаций по комплексу физических свойств и по их способности изменять этот комплекс в коре выветривания в зависимости от ряда факторов, исследует связи между физическими, физическими и петрографическими свойствами пород, критически описывает и классифицирует принципы и способы измерения физических свойств пород и обеспечивает возможность научно обоснованной интерпретации результатов геофизических исследований разрезов скважин (близк.: В. Н. Кабанова, 1962).

Пласт. — Литологически однородные более или менее маломощные отложения, отличающиеся какими-либо признаками, ограниченные более или менее ясно от ниже- и вышележащих отложений и занимающие определенное стратиграфическое положение... (ГС, 1978).

— Геологическое тело, имеющее: 1) плоскую форму, при которой его мощность во много раз меньше размеров площади его распространения; 2) две поверхности напластования (или подошву и кровлю), отделяющие его от подстилающих и покрывающих пластов; 3) однородный состав (не всегда) (ГС, 1978).

— Элемент слонстой толщи, образовавшийся в результате резкой региональной смены условий седиментации (ВНИИ, 1973).

— Форма залегающая однородной осадочной горной породы, ограниченной более или менее параллельными поверхностями (СГН, 1958).

Площадь нефтеносности (газоносности). — Площадь распространения продуктивных коллекторов в пределах общей площади залежи.

Поверхностное натяжение. — Свободная энергия поверхности, равной 1 см², т. е. работа, затрачиваемая на перемещение в поверхностный слой молекул из жидкости для увеличения его площади на 1 см², — физическая характеристика границы раздела двух соприкасающихся фаз, оказывающая большое влияние на процессы взаимного вытеснения нефти, воды, газа, протекающие в продуктивных пластах (Ф. И. Котяхов, 1956; Ш. К. Гиматудинов, 1971).

— Сила, с которой жидкость сопротивляется изменению своей поверхности... (И. М. Губкин, 1937).

— Работа, которую надо произвести, чтобы увеличить свободную поверхность жидкости на 1 см², не меняя ее температуру (БСЭ, 1955; Э. А. Бакиров и др., 1980 и др.).

— Стремление жидкости уменьшить свою поверхность (СГН, 1958).

— Свойство жидкости противодействовать нормальным силам, приложенным к ее поверхности и стремящимся изменить ее форму (М. А. Жданов, Е. В. Гординский, М. Г. Ованесов, 1975).

Прим. ред.: В нормальных условиях П.н. нефти на границе с воздухом достигает 20—30 мН/м, а на границе с водой — 25—35 мН/м. В пластовых

условиях П.н. жидкостей в общем виде снижается с увеличением температуры и повышается с увеличением давления, в то же время на зависимость между ними влияет ряд других факторов (химический состав нефти и растворенного газа, количество растворенного газа, минерализация воды и др.); в результате П.н. жидкостей в пластовых условиях может отличаться от поверхностных как в ту, так и в другую сторону (по Ф. И. Котяхову, 1956; Ш. К. Гиматудинову, 1971 и др.).

Поверхностные явления в продуктивном пласте. — Совокупность явлений, протекающих на границах раздела между нефтью, газом, водой, породой (поверхностное натяжение, смачивание, прилипание, адсорбция, капиллярный подъем смачивающей фазы и др.), характер и степень действия которых зависят от строения пустотного пространства, физико-химической характеристики фаз, термобарических условий и др. и проявляются в содержании в продуктивном пласте остаточной воды, наличии переходных зон между водой и нефтью, нефтью и газом, а также в сложности процесса взаимного вытеснения нефти, газа, воды в пласте при разработке залежи (обобщ.: БСЭ, 1955; Ф. И. Котяхов, 1956; Ш. К. Гиматудинов, 1971; М. И. Максимов, 1975 и др.).

Поверхностный слой пластовых жидкостей. — Слой веществ, образующий поверхность раздела соприкасающихся фаз, обладающий особыми свойствами, часто резко отличными от свойств тех же веществ в объеме фаз в связи с избытком свободной энергии молекул, явлениями адсорбции и др. (наличие которых во многом определяет закономерности вытеснения углеводородов из сложной пустотной среды. — Прим. ред.) (БСЭ, т. 33, 1955).

Полная пористость. — Пористость породы-коллектора, слагаемая всеми межзерновыми порами — открытыми и изолированными.
Син.: абсолютная пористость, общая пористость.

Полная пустотность. — Пустотность породы-коллектора, включающая в себя абсолютно все виды пустот (открытые и закрытые), независимо от их формы, величины, взаимного расположения и условий образования (близк.: Ф. И. Котяхов, 1956; СГН, 1958).
Син.: абсолютная пустотность, общая пустотность, физическая пустотность.

Полулинза (см. рис. 2). — Участок распространения породы-коллектора прерывистого пласта (прослоя), на котором осуществляется воздействие только с одной стороны.

— Участок пласта, открытый для поддержания давления только с одной стороны (Ю. П. Борисов, В. В. Войнов, З. К. Рябинина, 1970).

Пористая среда. — Множество тесно соприкасающихся твердых частиц горной породы, между которыми имеется свободное пространство (ВНИИ, 1973).

Пористость. — Пустотность породы-коллектора, представленная межзерновыми порами.

Син.: поровая пустотность, межзерновая пористость, межгранулярная пористость, нормальная пористость.

Поровая пустотность. См. пористость.

Поровые коллекторы. См. коллекторы нормального типа.

Порода-коллектор. — Горная порода, обладающая способностью вмещать жидкости и газы и пропускать их через себя при наличии перепада давления (близк.: А. Н. Снарский, 1961; А. А. Ханин, 1964; СГН, 1971 и др.).

— Горная порода, способная аккумулировать и отдавать флюиды при определенных условиях (ВНИИ, 1973).

Син.: коллектор нефти и газа.

Поры: См. межзерновые поры.

Поры растворения. См. микрокаверны.

Прерывистость пласта. — Одно из проявлений горизонтальной неоднородности — повсеместное распространение коллекторов продуктивного пласта на площади с залеганием их в виде линз, полулинз, участков непрерывного распространения.

— Изменение литолого-физических свойств пласта, связанное с выклиниванием или замещением его непроницаемыми породами по площади с учетом направления фильтрации пластовых флюидов (Ю. П. Борисов, В. В. Войнов, З. К. Рябинина, 1970).

Проводимость пласта. — Произведение эффективной мощности пласта на эффективную проницаемость породы для соответствующей жидкости (И. Г. Пермяков, Е. Н. Шевкунов, 1976).

Продуктивный горизонт (пласт, прослой). — Горизонт (пласт, прослой), полностью или в значительной мере представленный породой-коллектором (песчаником, известняком и т. п.) с промышленным нефтегазонасыщением.

Проницаемость породы. — Способность породы пропускать через себя жидкости и газы (при наличии перепада давления) (обобщ.: Э. Блюмер, 1929; И. М. Губкин, 1937; Ф. И. Котяхов, 1956; А. Н. Снарский, 1961; А. А. Ханин, 1976; ГС, 1978 и др.).

Пропласток. См. прослой.

Прослоек. См. прослой.

Прослой. — Тонкий слой горной породы, имеющий подчиненное значение, заключенный между основными обычно более мощными слоями иного цвета или иного состава (ГС, 1978).

— Слой или пласт небольшой мощности, залегающий внутри или на границе однородного пласта или слоя и играющий резко подчиненную роль в сложении слоистого комплекса (Г. Д. Ажгирей, 1956).

Прим. ред.: Определения термина П. многих авторов других направлений геологии отличаются от формулировок, принятых в промысловой геологии, поэтому здесь они не приводятся.

Син.: пропласток, прослоек.

Протяженность трещины. — Среднее расстояние вдоль плоскостей, образующих стенки трещины, параллельно напластованию породы (ВНИИ, 1973).

Пустотность. — Наличие в горной породе пустот, состоящих из пор, каверн, трещин и др. (близк.: СГН, 1958 и др.).

— Наличие в горной породе пустот различных размеров и очертаний (ВНИИ, 1973).

Прим. ред.: Подавляющим большинством авторов вместо термина П. применяется термин «пористость горной породы», что недостаточно точно отражает суть явлений и вносит нечеткость в терминологию.

Син.: емкость коллектора.

Пустоты. — Межзерновые поры, поры растворения, каверны, полости, трещины и т. п. разных размеров, формы, взаимного расположения и происхождения, образующие пустотность (пустотное пространство) коллектора.

Пьезопроводность. — Свойство пласта замедлять перераспределение давления в зависимости от степени упругости пластовой системы.

— Способность среды (породы. — Прим. ред.) передавать давление (ГС, 1978).

Работающая мощность. — Часть эффективной мощности пласта (горизонта, эксплуатационного объекта), в пределах которой происходит движение жидкостей (газа) при разработке залежи.

— Часть эффективной мощности пласта, по которой происходит движение жидкости к перфорированному интервалу скважины (ВНИИ, 1973).

Разбухание глинистых компонентов. См. набухание глинистых компонентов.

Раскрытость трещин. — Кратчайшее расстояние между стенками трещины (Е. С. Ромм, 1966; М. А. Жданов, 1970; К. Б. Аширов, 1971 и др.).

Расчленение разреза скважины. — Анализ результатов геологических и промыслово-геофизических исследований, выполняемых при бурении скважины, для разделения разреза скважины на интервалы с разными литологическими характеристиками пород и выделения пластов-коллекторов.

Ряд пород по способности к трещиноватости. — Установленный определенный литологический ряд осадочных пород по убыванию их способности к трещинообразованию, не меняющийся от возраста пород и являющийся общим для платформенных и складчатых областей (Е. М. Смехов, М. Х. Булач, Т. В. Дорофеева и др., 1977).

Сверхкапиллярные поры. — Поры размером не более 508 мк, движение жидкости и газа в которых происходит свободно (под действием гравитационных сил или напора вытесняющего агента).

— Поры... более 0,5 мм в диаметре, в которых вода и другие жидкости, например нефть, движутся, подчиняясь силе тяжести по закону гидростатики (И. М. Губкин, 1937).

Сжимаемость породы. — Способность горных пород изменяться в объеме в результате изменения давления (Ф. И. Котяхов, 1956; близк.: ГС, 1978).

Сингенетическая пустотность. См. первичная пустотность.

Слоек. — Элемент слойчатой текстуры горной породы толщиной от долей миллиметра до единиц сантиметра внутри слоя, не обладающий внутренней более мелкой слоистостью.

— Элементарная единица слоистой текстуры горной породы (Л. Н. Ботвинкина, 1962).

Слоисто-неоднородный пласт. — Пласт, состоящий из тонких прослоев или слоев, отличающихся различной проницаемостью.

Слоистость осадочных пород. — Основной текстурный признак осадочных образований — собственно слоистость осадочных толщ, выражающаяся в чередовании слоев горной породы, и слойчатость породы внутри одного слоя, проявляющаяся чаще всего в наличии тонких слойков, не подверженных внутренней слоистости (близк.: ГС, 1978).

Слой. — Элемент текстуры осадочной толщи, состоящий из более или менее однородной породы, отличающийся петрографическими, гранулометрическими и другими литологическими особенностями от смежных слоев и обладающий внутренней текстурой породы, слагающей слой, — слойчатостью.

— Низшая (элементарная) таксономическая единица слоистой текстуры осадочной толщи (собственно слоистости) в отличие от слойков, являющихся элементом внутренней текстуры слоя — его слойчатости (ГС, 1978).

Смачиваемость. — Явление, обусловленное взаимодействием молекул на границе соприкосновения трех фаз (твердого тела и двух несмешивающихся жидкостей или жидкости и газа), частичное или полное растекание жидкой капли по поверхности смачиваемого тела (обобщ.: БСЭ, 1956 и др.).

— Стремление одной из жидкостей распространяться по твердой поверхности (по породе-коллектору) или прилипать к ней в присутствии другой несмачиваемой жидкости (Ф. Ф. Крейг, 1974).

Смешанные коллекторы. См. коллекторы смешанных типов.

Средний коэффициент нефтенасыщенности (газонасыщенности). — Среднее арифметическое или среднее взвешенное значение параметра (по керну или по промыслово-геофизическим данным), рассчитываемое обычно отдельно по нефтяной (газовой) и водонефтяной (газоводяной) зонам пласта (подсчетного объекта) (близк.: М. А. Жданов, 1970; Ф. А. Гришин, 1975; И. С. Гутман, 1976 и др.).

Средний коэффициент пористости. — Показатель, используемый при подсчете запасов объемным методом (по залежам с гранулярными коллекторами. — Прим. ред.), — средняя для залежи нефти (газа) величина коэффициента открытой пористости, определяемая (раздельно по данным керна или промыслово-геофизических исследований скважин. — Прим. ред.) путем осреднения данных по отдельным скважинам и взвешивания пористости по площади (М. А. Жданов, 1970).

Способ определения границ распространения коллекторов при их выклинивании. — Прием проведения нулевой изопахиты коллекторов при их выклинивании, предусматривающий: а) при хорошей изученности залежи — экстраполяцию закономерности изменения мощности коллектора на геологическом профиле, построенном не менее чем по трем скважинам, на участок в направлении скважины, в которой обнаружено его отсутствие; б) при слабой изученности залежей — проведение нулевой изопахиты по середине расстояния между двумя скважинами, в одной из которых установлено наличие коллектора, а в другой — его отсутствие (И. С. Гутман, 1981).

Способ определения границ распространения коллекторов при их литолого-фацциальном замещении. — Способ проведения условной нулевой

изопахиты коллекторов при их литолого-фациальном замещении, предусматривающий: а) при хорошей изученности залежи — установление кондиционного предела коллектора по одному из параметров, определение на карте равных значений соответствующего параметра положения изолинии, соответствующей величине кондиционного предела, и перенос этой изолинии на карту эффективной мощности пласта в качестве нулевой изопахиты; б) при слабой изученности залежи — проведение нулевой изопахиты посередине расстояния между двумя скважинами, в одной из которых установлено наличие коллектора, а в другой — его отсутствие (И. С. Гутман, 1981).

Средняя нефте(газо)насыщенная мощность. — Показатель, используемый при подсчете запасов объемным методом — средняя для залежи нефти (газа) величина эффективной нефте(газо)насыщенной мощности пласта, определяемая по данным о видимой мощности в скважинах как средняя арифметическая (при небольшом числе пробуренных скважин) или как средняя взвешенная по площади с помощью карты изопахит (при значительном числе скважин) величина (М. А. Жданов, 1970).

Структура осадочных горных пород. — Размеры и форма слагающих породу минеральных зерен или условных неделимых (биоморфных или детритовых остатков скелетов организмов, оолитов и т. п.) (близк.: СГН, 1952).

Структура пустотного пространства. — Совокупность размеров, конфигурации, взаиморасположения и взаимосвязи пустот породы-коллектора, оказывающая существенное влияние на фильтрационную способность породы и на распределение в ней неоднородных флюидов; характеризуется удельной поверхностью, извилистостью поровых каналов и др. (близк.: О. А. Черников, 1981).

— Особенности строения пустот в породе-коллекторе, обусловленные их количеством, формой, размерами и сообщаемостью (ВНИИ, 1973).

— Особенности строения пустот и характер их распределения по объему коллектора (В. С. Мелик-Пашаев, 1973).

— Форма отдельных пор (пустот. — Прим. ред.), их количественное соотношение, т. е. степень однородности и сообщаемости (А. А. Ханин, 1969).

Субкапиллярные поры. — Поровые каналы размерами менее 0,0002 мм, в которых жидкости настолько сильно удерживаются силой притяжения стенками каналов..., что практически в природных условиях перемещаться в них не могут (Ш. К. Гиматудинов, 1971; близк.: СГН, 1958; ГС, 1978 и др.).

— Поры... диаметром меньше 0,0002 мм, в которых жидкости циркулировать не могут, так как силы сцепления и прилипания... становятся столь значимыми, что сила гидростатического давления победить их не в состоянии (И. М. Губкин, 1937).

Текстура горных пород. — Совокупность признаков строения горных пород, обусловленных ориентировкой и относительным расположением и распределением составных частей породы (ГС, 1978).

— Расположение и распределение составных частей (минеральных зерен, а также условных неделимых), слагающих породу (СГН, 1958).

Терригенные коллекторы. — Коллекторы, представленные терригенными породами — песками, песчаниками, алевролитами различного минерального состава с разной степенью глинистости, с разным составом и характером цементирующих веществ, обычно нормального или трещинно-нормального типов.

Толщина. См. мощность.

Толщинная неоднородность. — См. неоднородность по мощности.

Трещинная проницаемость. — Проницаемость, обусловленная наличием в горной породе трещин (оп.).

Трещинная пустотность. См. трещиноватость (естественная).

Трещинно-кавернозные коллекторы. — Коллекторы, в которых наряду с кавернозностью и микротрещиноватостью, свойственными коллекторам кавернозного типа, существенную роль играют макротрещины в доломитах кавернозных, плотных, мелко- и тонкозернистых, а также в известняках и мергелях, в разной степени доломитизированных, плотных (близк.: М. И. Максимов, 1975).

Трещинно-нормально-кавернозные коллекторы. — Коллекторы, в основном карбонатные, пустотное пространство которых представлено порами, кавернами, трещинами и в которых трещины, обладая небольшой емкостью, играют, видимо, основную роль в сложной системе фильтрации (близк.: М. И. Максимов, 1975).

Трещинно-нормальные коллекторы. — Коллекторы, в которых наряду с нормальной пористостью существенную роль играет трещиноватость (плотные песчаники, алевролиты, переотложенные карбонатные породы) (близк.: М. И. Максимов, 1975).

— Коллекторы, в которых нефть заключена в основном в межзерновых порах матрицы, а проводником нефти к скважинам является система вторичных пустот (В. Н. Майдебор, 1971).

Син.: трещинно-поровые коллекторы.

Трещинно-поровые коллекторы. См. трещинно-нормальные коллекторы.

Трещинные коллекторы. См. коллекторы трещинного типа.

Трещиноватость (естественная). — Свойственная практически всем горным породам рассеченность их мелкими трещинами (с возрастанием их густоты в порядке: песчаники — алевролиты — аргиллиты — мергели — сланцы — соли — известняки — доломиты), которая может улучшать пути дренажа пород с плохими коллекторскими свойствами и придавать коллекторские свойства плотным породам (близк.: М. И. Максимов, 1975).

— Совокупность трещин в горной породе (Е. М. Смехов, 1962).

— Общая рассеченность горных пород трещинами (К. Б. Аширов, 1976).

— Повсеместная рассеченность горных пород трещинами, развитая во всех литологических разностях осадочных пород (ГС, 1978).

Син.: трещинная пустотность.

Трещины. — Один из видов пустот коллекторов — разрывы в горной породе (без перемещения блоков породы), характеризующиеся раскрытостью от десятков микрон до миллиметров, преимущественно тектоническим происхождением, субвертикальной ориентировкой относительно напластования пород, объединением в системы более или менее правиль-

ными геометрическими сетками (обобщ.: М. А. Жданов, 1970; В. Н. Майдебор, 1971; М. И. Максимов, 1975; ГС, 1978 и др.).

— Один из элементов системы вторичных пустот коллектора (В. Н. Майдебор, 1971).

Прим. ред.: Промысловую геологию интересуют главным образом открытые трещины, не заполненные вторичными минеральными или битуминозными образованиями.

Угол смачивания. См. краевой угол смачивания.

Удельная поверхность пустот. — Одна из характеристик структуры пустотного пространства — суммарная поверхность стенок пор, каверн и трещин породы, содержащихся в единице объема образца (ВНИИ, 1973).

— Суммарная поверхность частиц, составляющих единицу объема породы-коллектора (Ф. И. Котяхов, 1956; А. Н. Снарский, 1961).

Упаковка зерен. — Различный характер взаимного расположения зерен различной формы, числа и типов межзерновых контактов в зернистых породах, оказывающий значительное влияние на коллекторские свойства пород (обобщ.: ГС, 1978; О. А. Черников, 1981 и др.).

Фазовая проницаемость. — Проницаемость породы для одной из фаз, движущейся в порах двухфазной или многофазной системы (близк.: Ф. И. Котяхов, 1956; А. И. Крибари, 1959; А. Н. Снарский, 1961; А. А. Ханин, 1969; ВНИИ, 1973).

Прим. ред.: Ф. п. зависит от физических свойств породы, физико-химических свойств жидкостей и газа, а также от степени насыщенности пустотного пространства каждой из фаз.

Физическая проницаемость. См. абсолютная проницаемость.

Физическая пустотность. См. полная пустотность.

Физические свойства пород-коллекторов. — Основные физические характеристики пород-коллекторов, учитываемые промысловой геологией, — плотность, пустотность, проницаемость, характер структуры пустотного пространства, нефтегазодонасыщенность, поверхностные свойства, теплоемкость, сжимаемость и др. (оп.).

Фильтрационное сопротивление пласта. — Величина, обратная гидропроводности, — отношение вязкости пластовой жидкости к произведению проницаемости на эффективную мощность пласта.

Фильтрация. — Движение жидкостей и газов в пористой и трещиноватой среде (В. Н. Щелкачев, Б. Б. Лапук, 1949).

Цемент осадочных пород. — Вещества, скрепляющие частицы осадков и превращающие их в плотную горную породу; выделяют цемент по вещественному составу — глинистый, карбонатный, сульфатный, кремнистый, хлоритовый и др.; по структуре вещества — аморфный тонкоагрегатный, пелитоморфный, зернистый; по соотношению с цементируемым материалом — базальный, контактовый, поровый, пленочный; по времени образования — первичный, вторичный; по характеру распределения — равномерный, неравномерный и по другим признакам (обобщ.: ГС, 1978; СГН, 1958; О. А. Черников, 1981 и др.).

Элементы ориентировки трещины в пространстве. — Азимут падения, угол падения и азимут простираения плоскостей трещины (Е. С. Ромм, 1966).

Эпигенетическая пустотность. См. вторичная пустотность.

Эффективная водонасыщенная мощность. — Суммарная мощность всех прослоев пород-коллекторов, насыщенных водой (в пласте, горизонте, эксплуатационном объекте).

Эффективная мощность. — Суммарная мощность всех прослоев пород-коллекторов в пределах пласта (горизонта, эксплуатационного объекта) (близк.: М. А. Жданов, 1970; И. Х. Абрикосов, И. С. Гутман, 1970; Ф. А. Гришин, 1975; З. Г. Борисенко, 1980 и др.).

— Суммарная мощность **проницаемых прослоев** пород, по которым возможно движение жидкости (нефти или воды и газа) (С. С. Итенберг, 1967, 1972).

Эффективная нефте(газо)насыщенная мощность. — Суммарная мощность прослоев пород-коллекторов в пласте (горизонте, эксплуатационном объекте), насыщенных нефтью (газом).

— Суммарная мощность коллекторов в пределах залежи или, что одно и то же, мощность коллекторов между нефтегазодонным контактом и кровлей продуктивного пласта (эксплуатационного объекта) (близк.: Ф. А. Гришин, 1975; З. Г. Борисенко, 1980).

— Суммарная мощность пористых прослоев, насыщенных нефтью (газом) (М. А. Жданов, 1970).

Син.: **нефте(газо)насыщенная мощность.**

Эффективная пористость. — Наличие в породе взаимосвязанных пор, заполненных жидкими или газообразными углеводородами (ВНИИ, 1973).

— Пористость, характеризующая объем нефтенасыщенной или газонасыщенной части открытого порового пространства породы..., за вычетом части объема порового пространства, занимаемого остаточной водой, обычно содержащейся в продуктивном пласте (А. А. Ханин, 1964).

Эффективная проницаемость. — Проницаемость для одной какой-либо фазы при наличии в пористой (пустотной. — Прим. ред.) среде других неподвижных фаз (ВНИИ, 1973; близк.: ГС, 1978).

— Проницаемость при однофазном потоке пластовой нефти или газа конкретного месторождения, горизонта (или модели этих флюидов, близкой им по физико-химическим свойствам), определенная в условиях, аналогичных пластовым (давление, температура, содержание реликтовой воды в порах) (А. И. Крибари, 1959).

Прим. ред.: Э. п. зависит как от свойств породы, так и от физико-химических свойств жидкости.

Эффективная пустотность. — Часть открытой пустотности продуктивного коллектора, включающая в себя пустоты, заполненные жидкими или газообразными углеводородами.

— Наличие в горной породе взаимосвязанных пустот, заполненных углеводородами (ВНИИ, 1973).

Эффективный объем залежи. — Объем содержащихся в пределах залежи пород-коллекторов с промышленным нефтегазонасыщением — произведение общей площади залежи на среднюю эффективную нефтенасыщенную (газонасыщенную) мощность (толщину).

Эффективный объем многопластовой залежи. — Понятие, имеющее несколько определений: 1) сумма эффективных объемов всех пластов-кол-

лекторов; 2) произведение площади залежи на среднюю эффективную мощность, полученную по карте суммарных значений мощностей в скважинах с применением линейной интерполяции; 3) то же произведение, что и в п. 2, но карта эффективных мощностей получена графическим сложением карт эффективных мощностей отдельных пластов (пропластков)-коллекторов (М. Н. Сосон, З. Г. Борисенко, 1972; З. Г. Борисенко, 1980).

Прим. ред.: Предпочтение следует отдать третьему варианту определения понятия.

2. ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЕ ИЗУЧЕНИЕ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

Абсолютная высота (рис. 3). — Расстояние по вертикали в метрах любой точки поверхности или недр Земли до среднего уровня океана (в СССР — до нуля Кронштадтского футштока, практически совпадающего со средним многолетним уровнем Балтийского моря в Финском заливе) — положительное для точек, лежащих выше этого уровня, отрицательное — для точек, лежащих ниже этого уровня (обобщ.: СГН, 1958; ГС, 1978; СГ ИГ, 1971 и др.).

Син.: абсолютная отметка.

Абсолютная отметка. См. абсолютная высота.

Акустическая цементметрия. См. акустический контроль цементирования.

Акустический контроль цементирования. — Геофизический метод оценки герметичности затрубного пространства, при котором время пробега амплитуды волн по породе и по колонне, регистрируемое аппаратурой акустического контроля цементирования, позволяет определить прочность контактов на границах цемент — колонна и цемент — порода (Г. З. Гиниятов, Ю. В. Кустов, 1980).

Син.: акустическая цементметрия.

Акустический каротаж. — Каротаж, регистрирующий в виде непрерывных кривых скорость распространения продольных упругих волн (или интервальное время — величину, обратно пропорциональную скорости), относительные значения их амплитуд, коэффициент их затухания, которые зависят от литологии породы, ее пористости и насыщенности (а также давления и температуры), что позволяет дифференцировать разрез по литологии, выделить коллекторы, нефтегазонасыщенные интервалы разреза, количественно оценить пористость (близк.: ГС, 1978; С. С. Итенберг, 1972).

— Каротаж, основанный на определении упругих свойств горных пород по данным наблюдений за распространением в них упругих волн... различных частот, позволяющий решать следующие задачи: литологическое расчленение и корреляцию разрезов скважин, стратиграфическую привязку отложений, выделение пластов-коллекторов, определение характера насыщения пластов, оценку коэффициента пористости пород, определение положения водонефтяного и газожидкостных контактов (сокр.: Д. И. Дьяконов, Е. И. Леонтьев, Г. С. Кузнецов, 1977).

Альтитуда (см. рис. 3). — Абсолютная высота в метрах какой-либо точки земной поверхности, устья скважины, поверхности роторного стола, пола буровой вышки, устья шахты (сокр.: СГН, 1958).

Блок-диаграмма (рис. 4, 5). — Пространственное изображение залежи на плоскости, построенное на основе принципа аксонометрического проектирования, сочетающее структурную карту (или карту горизонтального среза) с двумя геологическими профильными разрезами по пересекающимся плоскостям на границах участка (сокр.: И. О. Брод, Е. Ф. Фролов, 1957).

Прим. ред.: В зависимости от направления проектирования по отношению к плоскости проекции различают проекции аксонометрические, прямоугольные и косоугольные, а в зависимости от соотношения между собой коэффициентов искажения по осям — изометрические, диметрические и три-

метрические (И. О. Брод, Е. Ф. Фролов, 1957).

— Графическое изображение геологического строения недр отдельных глыб или секторов земной коры в изометрии (М. Ф. Мирчинк, В. В. Библин, 1938; М. Ф. Мирчинк, 1946; СГН, 1958).

— Перспективный схематический рисунок, изображающий вырезку некоторого участка земной коры, на передней и боковых плоскостях которого изображается геологическое строение в разрезе, а на верхней стороне — рельеф поверхности данной местности (ГС, 1978).

— Схематическое изображение участка эксплуатационного объекта (горизонта) в виде его «вырезки», построенное путем последовательного объединения на схеме расположения скважин разнонаправленных профильных разрезов, позволяющих видеть строение объекта как бы в объемном изображении (М. М. Иванова, В. А. Тимофеев, 1981).

Боковое каротажное зондирование (БКЗ). — Каротаж сопротивления, предусматривающий использование набора однотипных зондов разной длины (в т. ч. стандартного зонда КС. — Прим. ред.), в результате интерпретации данных которого получают значение удельного электрического сопротивления пласта, близкое к истинному, а также параметры зоны проникновения промывочной жидкости (сопротивление и диаметр зоны), по величинам которых с использованием петрофизических связей выявляют в разрезе полезные ископаемые, оценивают пористость, проницаемость коллекторов, нефтегазосодержание и др. (Д. И. Дьяконов, Е. И. Леонтьев, Г. С. Кузнецов, 1977; близк.: В. Н. Дахнов, 1959; С. С. Итенберг, 1961; ГС, 1978).

— Каротаж сопротивления с использованием нескольких однотипных зондов разной длины (ГОСТ 22609—77).

Боковой каротаж (БК). — Модификация каротажа сопротивления, отличающаяся особой конструкцией каротажного зонда... с дополнитель-

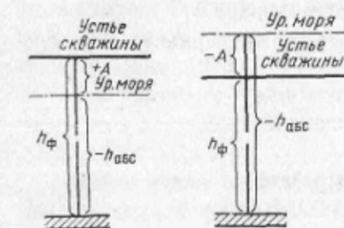


Рис. 3. Альтитуда и абсолютная высота при положении устья скважины выше и ниже уровня моря.
 $h_{\text{ф}}$ — глубина скважины до кровли пласта; A — альтитуда; $h_{\text{абс}}$ — абсолютная высота

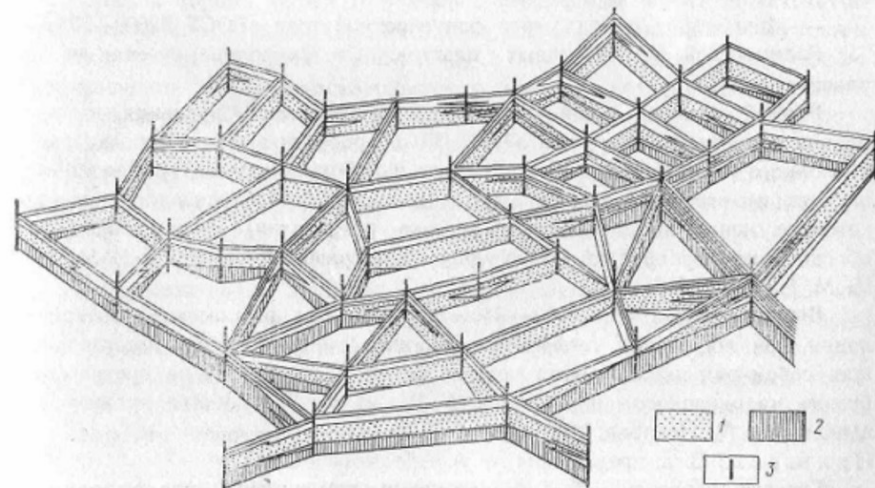
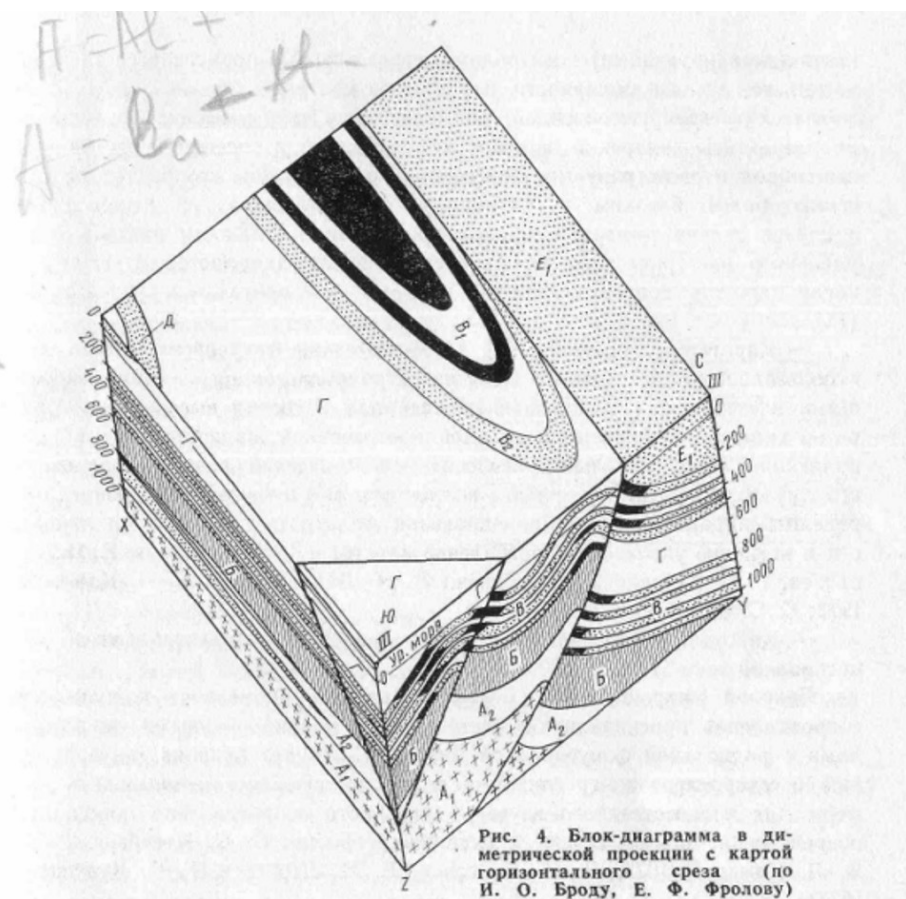


Рис. 5. Блок-диаграмма южной части Бавлинского нефтяного месторождения, пласт Д₁ (по С. А. Султанову).

1 — нефтеносный песчаник; 2 — заводненный песчаник; 3 — скважина

ными (экранирующими) электродами, через которые пропускается электрический ток той же полярности, что и через центральный электрод, с автоматически регулируемой силой тока, благодаря чему уменьшается влияние на результаты измерений промывочной жидкости и соседних пластов горных пород и регистрируемое кажущееся сопротивление становится по значению более близким к истинному сопротивлению...; используется в случае сильно минерализованной промывочной жидкости или высокого удельного электрического сопротивления изучаемых пластов, т. е. тогда, когда каротаж сопротивления не даёт удовлетворительных результатов (ГС, 1978).

— Каротаж сопротивления с автоматической фокусировкой тока при использовании трех-, семи- и девятиэлектродного зондов... с экранирующими электродами..., предназначенный для изучения высокоомных разрезов скважин, заполненных соленой промывочной жидкостью..., и позволяющий более детально расчленить геологический разрез, определить его литологию, выделить пласты-коллекторы и уточнить их строение, определить параметры зоны проникновения фильтрата промывочной жидкости и истинное удельное сопротивление пластов (Д. И. Дьяконов, Е. И. Леонтьев, Г. С. Кузнецов, 1977; близк.: В. Н. Дахнов, 1959; В. Л. Комаров, 1973; С. С. Итенберг, 1978).

— Каротаж сопротивления зондами с экранными электродами и фокусировкой тока (ГОСТ 22609—77).

Боковой микрокаротаж (БМК). — Детальное измерение кажущегося сопротивления прискважинной части разреза экранированными микрозондами с радиальной фокусировкой тока, что снижает влияние (по сравнению с микрокаротажем) глинистой корки и позволяет использовать замеры для количественного изучения удельного сопротивления пород, непосредственно примыкающих к скважине (обобщ.: С. С. Итенберг, 1972; В. Л. Комаров, 1973; Д. И. Дьяконов, Е. И. Леонтьев, Г. С. Кузнецов, 1977).

— Микрокаротаж зондами с фокусировкой тока (ГОСТ 22609—77).

Взаимосвязь продуктивных пластов. См. гидродинамическая связь пластов.

Второй этап детальной корреляции. — Детальная корреляция, выполняемая в вертикальном масштабе 1 : 200 в пределах выделенного эксплуатационного объекта по данным бурения и работы основного фонда добывающих и нагнетательных скважин для составления уточненного проектного документа на разработку (проекта разработки) и геологического обоснования мероприятий по регулированию разработки (Э. М. Халимов, М. М. Иванова, 1979).

Высотная арфа (рис. 6). — Используемая для равномерной интерполяции при построении геолого-промысловых карт палетка, представляющая собой ряд параллельных прямых линий, вычерченных на прозрачной бумаге на одинаковом расстоянии (1—2 мм) и для удобства пронумерованных (М. М. Иванова, 1981).

Прим. ред.: В. а. предложена М. А. Абрамовичем.

Газовый каротаж. — Вид исследования, применяемый для выделения нефтегазонасыщенных пластов в разрезе разведочной скважины и преду-

смагивающий: непрерывное извлечение газа из промывочной жидкости, выходящей из скважины; определение общего содержания углеводородных газов и их покомпонентного анализа; привязку газопоказаний к разрезу скважины по данным о скорости проходки и расходе промывочной жидкости; геолого-промысловую интерпретацию полученной диаграммы (сокр.: И. Г. Пермяков, Е. Н. Шевкунов, 1976).

— Каротаж, основанный на изучении физическими методами содержания и состава углеводородных газов и битумов в промывочной жидкости, а также параметров, характеризующих режим бурения (ГОСТ 22609—77).

Гамма-гамма-каротаж (ГГК).— Радиоактивный каротаж (у автора — метод рассеянного гамма-излучения.—Прим. ред.), при котором в скважине изучается гамма-излучение радиоактивного источника, рассеянное окружающими породами, по данным которого выполняют расчленение разреза скважины по плотности горных пород, выделение газоносных пород, высокопористых и кавернозных карбонатных отложений и др. (В. Н. Дахнов, 1959, 1962; близк.: ГС, 1978; Д. И. Дьяконов, Е. И. Леонтьев, Г. С. Кузнецов, 1977; С. С. Итенберг, 1978 и др.).

— Радиоактивный каротаж, основанный на измерении характеристик рассеянного гамма-излучения, возникающего при облучении горных пород внешним источником гамма-излучения (ГОСТ 22609—77).

Гамма-каротаж (ГК).— Радиоактивный каротаж, основанный на дифференциации горных пород и полезных ископаемых по их естественной гамма-активности и заключающийся в изучении естественного гамма-поля по стволу скважины путем регистрации... интенсивности гамма-излучения, возникающего при самопроизвольном распаде радиоактивных элементов в горных породах... который позволяет в комплексе с материалами других видов каротажа проводить литологическое расчленение разрезов скважин, корреляцию... выделение пород-коллекторов, оценку глинистости пород, косвенное определение при благоприятных условиях пористости, остаточной водонасыщенности и проницаемости пород-коллекторов и т. д. (Д. И. Дьяконов, Е. И. Леонтьев, Г. С. Кузнецов, 1977).

— Радиоактивный каротаж (у автора — метод. — Прим. ред.), который основан на возможности расчленения горных пород по данным изучения интенсивности естественного гамма-излучения, величина которого зависит от содержания радиоактивных элементов в горных породах... и который применим для расчленения разрезов скважин, выделения пород, обогащенных глинистым материалом, и др. (В. Н. Дахнов, 1959, 1962, 1972).

— Радиоактивный каротаж, основанный на измерении естественной гамма-активности горных пород (ГОСТ 22609—77).

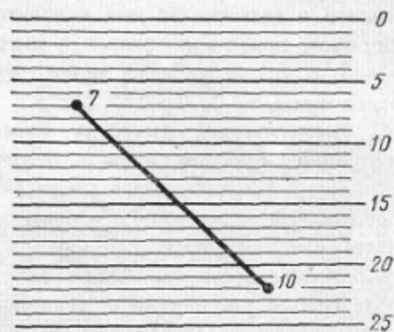


Рис. 6. Высотная арфа

Геологическая (графическая) модель залежи (объекта разработки).—Комплект геологических схем, профилей, карт в изолиниях (и в других видах), блок-диаграмм и др., отражающих на основе имеющихся исходных данных максимально близкую к истинной характеристику залежи (начальную или в процессе разработки), ее форму (форма природного резервуара и ловушки, условия залегания коллекторов, положение водонепродородов, пород-коллекторов и вмещающих их пород, термобарических условий, а также свойства залежи как совокупности этих слагаемых) (сокр.: И. О. Брод, Е. Ф. Фролов, 1957).

Геологический контроль бурения скважин.—Комплекс наблюдений в процессе бурения скважин, включающий: получение информации для составления геологического разреза (контроль за отбором керна, шлама, грунтов, их визуальное изучение и обобщение определений, выполненных в лаборатории, увязка с данными каротажа); выявление признаков нефтегазонасыщенности; контроль за качеством промывочной жидкости для обеспечения рациональной технологии бурения, предотвращения осложнений, качественного вскрытия продуктивных пластов; анализ данных инклинометрии с целью вскрытия продуктивных пластов в заданных координатах; отбор и изучение проб нефти, газа, воды; контроль за процессом спуска эксплуатационных колонн, качеством их цементирования; проверка скважины на герметичность; планирование и контроль работ по перфорации и освоению скважины; контроль за соблюдением правил охраны недр и окружающей среды (обобщ.: М. Я. Искендеров, 1966; М. А. Жданов, 1970).

Геологический профиль (рис. 7).—Графическое изображение строения недр в каком-либо выбранном вертикальном сечении, показывающее весь вскрытый скважинами разрез пород, либо строение лишь части разреза, включающего продуктивные пласты (М. А. Жданов, Е. В. Гординский, М. Г. Ованесов, 1975; близк.: И. О. Брод, Н. А. Еременко, 1957; В. А. Долицкий, 1966; И. Х. Абрикосов, И. С. Гутман, 1970 и др.).

Прим. ред.: Обычно для изучаемого объекта строят несколько Г.-п., сечущих его в разных направлениях (те же авторы).

— В промысловой геологии — графическое изображение на вертикальной плоскости строения месторождения (продуктивной части разреза, эксплуатационного объекта, залежи), составленное по разрезам скважин и показывающее тектоническое строение, соотношение горных пород различного возраста, условия их залегания, мощность продуктивных пластов и характер их неоднородности, положение начальных контактов между газом, нефтью, водой, а также возможные данные разработки — положение забоев скважин, интервалов перфорации, выработанных участков пластов и др. (М. М. Иванова, В. А. Тимофеев, 1981).

— Графическое изображение на вертикальной плоскости условий залегания горных пород, соотношения горных пород различного возраста и состава, формы геологических тел и изменения их мощности, характера складчатых и разрывных нарушений, различных фаций и их взаимных переходов (ГС, 1978).

Син.: геологический профильный разрез.

Геологический профильный разрез. См. геологический профиль

Геологический разрез месторождения. — Составляемый для месторождения в определенном масштабе глубин усредненный разрез отложений, представленный в виде нескольких колонок, показывающих: чередование пород разного литологического состава (в условных обозначениях),

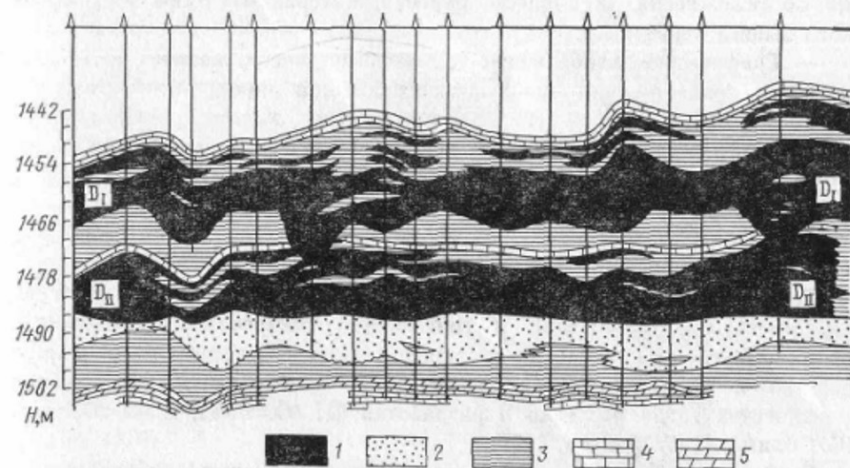


Рис. 7. Геологический профиль (пласты D_1 и D_{11}) Туймазинской площади (по данным БашНИПИнефть). Песчаник: 1 — нефтеносный; 2 — водоносный; 3 — плотный алевролит и аргиллит; 4 — известняк; 5 — мергель

характер границ между ними, местоположение нефтегазонасыщенных интервалов; геологический возраст пород от крупных стратиграфических подразделений до пластов; данные о глубине залегания и мощности пород; характерные кривые каротажа; описание литологии пород, ископаемых остатков, характера нефтегазоводонасыщенности; некоторые другие данные (сокр.: М. И. Максимов, 1975; близк.: ГС, 1978; В. Н. Павлинов, 1979).

Прим. ред.: Для месторождения с учетом его особенностей может быть составлен или нормальный, или типовой, или сводный геологический разрез.

— Средний геологический разрез недр, с достаточной полнотой для практического использования и применения характеризующий последовательность геологических напластований, их относительную мощность и литологический состав (М. Ф. Мирчинк, В. В. Билибин, Я. В. Гаврилов, 1938; М. Ф. Мирчинк, 1946).

— Усредненный геолого-геофизический разрез некоторой толщи пород, характеризующий последовательность геологических напластований, их среднюю мощность, литологический состав, нефтегазонасыщен-

ность, возраст и относительные значения геофизических параметров (конфигурацию кривых) (С. С. Итенберг, 1972).

Син.: геолого-геофизический разрез месторождения.

Геологический разрез скважины. — Графическое изображение разреза, вскрытого скважиной, на котором в масштабе показаны глубина, стратиграфическая колонка, литологический состав пород, интервалы нефтегазонасыщенности, наиболее информативные кривые каротажа, сведения об осложнениях в процессе бурения, интервалы отбора и фактического выноса керна и др.

— Графическое изображение и геологическое описание последовательности напластований пройденных скважиной пород (М. А. Жданов, 1970; ГС, 1978).

— Графическое изображение показателей, фиксируемых при бурении и определяющих характер проходимых пород (М. Я. Искендеров, 1956, 1966).

Геолого-геофизический разрез месторождения. См. геологический разрез месторождения.

Геометризация залежей (месторождений). — Выполнение наблюдений, измерений, вычислений и графических построений, в результате которых получают графическую модель залежи, отражающую форму, свойства и процессы, в ней протекающие, необходимые для решения практических задач разведки и разработки (И. О. Брод, Е. Ф. Фролов, 1957; близк.: П. А. Рыжов, 1952).

Геофизический репер. — Наиболее характерный, легко обнаруживаемый участок на каротажной диаграмме, мало изменяющийся от скважины к скважине, обычно соответствующий какому-либо опорному горизонту. . ., используемый для сопоставления разрезов скважин по каротажным кривым (СГН, 1958).

Прим. ред.: 1. В зависимости от значимости и надежности реперы ранжируются (реперы I, II, III категорий). 2. На практике термин репер часто отождествляется с терминами «опорный горизонт», «маркирующий пласт».

Геохимические методы изучения разрезов скважин. — Методы газового каротажа и люминесцентно-битуминологического анализа промышленной жидкости и шлама, выполняемые непрерывно в процессе бурения разведочных скважин, для выделения в разрезе и оценки пластов, содержащих нефть и газ (И. Г. Пермяков, Е. Н. Шевкунов, 1976).

Гидродинамическая связь пластов. — Взаимодействие пластов-коллекторов, выражающееся в явлениях перетока жидкостей и газа между ними и в соответствующем изменении давления в процессе разработки месторождения в связи с наличием зон слияния пластов (М. М. Иванова, В. А. Тимофеев, 1981).

Син.: взаимосвязь продуктивных пластов.

Горизонтальное смещение скважины. — Горизонтальное смещение точки пересечения оси наклонной скважины с поверхностью пласта от проекции ее устья, азимут и величину которого определяют путем соединения соответствующей точки инклинограммы (плана скважины. — Прим. ред.) с проекцией устья, с последующим переносом полученной

линии на план-карту в масштабе и обозначением истинного положения скважины на рассматриваемом пласте (сокр.: Н. Ф. Фролов, Е. Ф. Фролов, 1957).

Детальная корреляция (рис. 8).— Сопоставление разрезов скважин в пределах продуктивной части разреза месторождения (на базе комплекса промыслово-геофизических, литолого-петрографических, биостратиграфических данных, результатов опробования и эксплуатации скважин), которое предопределяет достоверность и точность всех представлений о внутреннем строении залежей нефти и газа и предусматривает установление взаимоотношения пластов (прослоев)-коллекторов и плотных разделов; различают первый и второй этапы детальной корреляции (М. М. Иванова, Э. М. Халимов, 1979).

— Сопоставление в скважинах адекватных пластов, пропластков, зональных интервалов продуктивных горизонтов (эксплуатационных объектов) для изучения их фациальной изменчивости, границ выклинивания, распространения по площади (В. А. Долицкий, 1966; М. А. Жданов, 1970; близк.: А. А. Бакиров, Э. А. Бакиров, В. С. Мелик-Пашаев и др., 1976; И. П. Чоловский, 1977; В. В. Стасенков, И. М. Климушин, В. А. Бреев, 1972).

Син.: зональная корреляция, послойная корреляция (термины малоупотребимые.— Прим. ред.).

Деформация керна.— Подлежащее учету при подсчете запасов нефти и газа, а также при разработке месторождений изменение коллекторских свойств поднятого на поверхность керна по сравнению с пластовыми условиями (в результате снятия напряжения, испытывае-

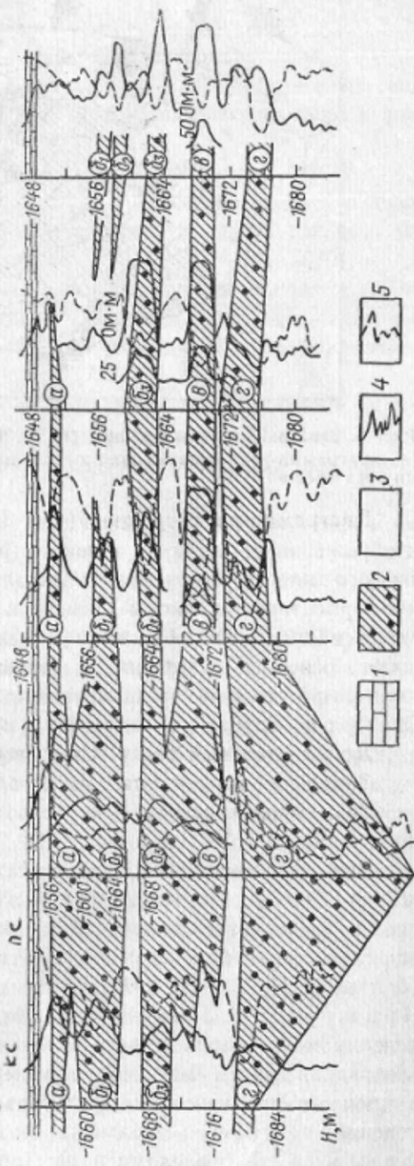


Рис. 8. Схема детальной корреляции.
1 — репер — верхний известняк; 2 — пласт-коллектор; 3 — ГЗН; 4 — КС; 5 — ПС

мого скелетом породы под действием веса вышележащих отложений, а также уменьшения давления и температуры), величина поправок на которое зависит от пластовых термобарических условий, типа пород, иногда от абсолютных значений коллекторских свойств и др. (сокр.: В. М. Добрынин, 1970; В. М. Добрынин, Б. Н. Куликов, 1977).

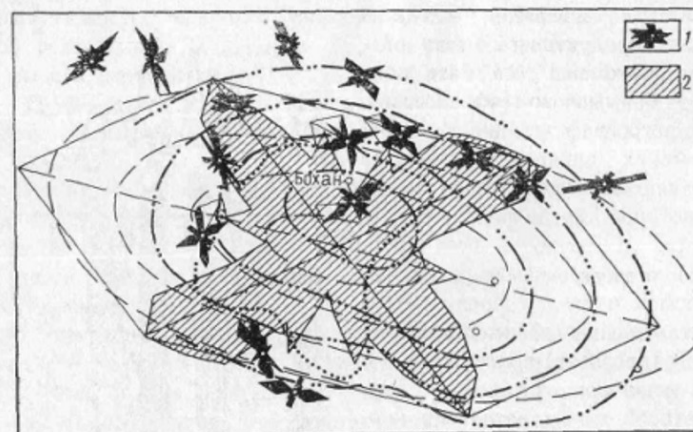


Рис. 9. Диаграммы-розы трещин (по В. Н. Колачевой).

1 — диаграмма-роза трещин для отдельных участков залежи; 2 — сводная диаграмма-роза трещин

Диаграмма-роза трещин (рис. 9).— Один из способов графического изображения (обычно на основе структурной карты по поверхности изучаемого пласта) результатов статистико-графической обработки, изучения ориентировки систем трещин в виде диаграмм для отдельных участков и сводных для залежи в целом, радиальные лучи которых отражают основные направления трещин и относительное распределение количества трещин по направлениям (близк.: М. И. Максимов, 1975). Син.: роза-диаграмма трещин.

Дополнительный репер. См. репер третьей категории.

Зональная корреляция. См. детальная корреляция.

Зона проникновения. См. зона проникновения фильтрата промывочной жидкости.

Зона проникновения фильтрата промывочной жидкости.— Прискважинная зона пласта-коллектора, в которую вследствие его проницаемости проник фильтрат промывочной жидкости, что обуславливает отличие физических свойств этой зоны от свойств коллектора за ее пределами (близк.: В. Н. Дахнов, 1975).

Прим. ред.: 1. Наличие З.п.ф.ж. может быть использовано для выделения коллекторов в разрезе скважины по данным геофизических исследований путем изучения изменения физических свойств коллектора в процессе проникновения фильтрата, изменения диаметра зоны проникновения во времени, различия физических свойств коллектора в З.п.ф.ж. и за его пределами и др. (сокр.: В. Н. Дахнов, 1975). 2. З.п.ф.ж.

является препятствием для установления истинных параметров породы (коэффициентов ее пористости, проницаемости, глинистости, нефтегазонасыщенности и др.), в связи с чем созданы специальные аппаратные устройства, позволяющие увеличить глубинность каротажа в радиальном направлении, разработаны способы интерпретации каротажных кривых и т. п. (Д. И. Дьяконов, Е. И. Леонтьев, Г. С. Кузнецов, 1977).

— Часть пласта, в которую проник фильтрат промывочной жидкости (ГОСТ 22609—77).

Син.: — зона проникновения.

Зональная карта. См. карта распространения коллекторов.

Изогипсы.— Линии, соединяющие на карте точки определенной подземной поверхности, расположенные на одинаковом вертикальном расстоянии от уровня моря.

— Горизонтالي подземного рельефа (М. А. Жданов, 1970).

— Изолинии абсолютных отметок пласта, зафиксированных в скважинах, система которых изображает структурную карту рельефа поверхности пласта (сокр.: И. Х. Абрикосов, И. С. Гутман, 1970).

— Линии, соединяющие на карте равные значения абсолютных отметок залегания пласта, отсчитываемых от уровня моря, и показывающие простирание пласта (сокр.: М. А. Жданов, Е. В. Гординский, М. Г. Ованесов, 1975).

Изопахиты.— Линии на картах или планах, соединяющие точки с одинаковыми мощностями одновозрастных отложений (ГС, 1978).

Изохоры.— Изолинии вертикальных расстояний между двумя поверхностями подземного рельефа.

— Линии, соединяющие точки с равными вертикальными расстояниями между ранее установленным опорным горизонтом и тем горизонтом, по которому требуется построить структурную карту (СГН, 1958; ГС, 1978).

Импульсный нейтрон-нейтронный каротаж (ИННК).— Нейтрон-нейтронный каротаж, при котором плотность тепловых нейтронов регистрируется в условиях импульсного нейтронного поля через некоторое время после окончания генерируемого нейтронного импульса и который применяют для литологического расчленения разрезов скважин, выделения полезных ископаемых, определения характера насыщения и пористости пород, водонефтяного, газонефтяного и газоводяного контактов (сокр.: Д. И. Дьяконов, Е. И. Леонтьев, Г. С. Кузнецов, 1977).

— Нейтрон-нейтронный каротаж, основанный на измерении в нестационарных нейтронных полях (ГОСТ 22609—77).

Индукционный каротаж (ИК).— Разновидность электромагнитного каротажа — измерение удельного сопротивления (удельной электропроводности) пересеченных скважиной горных пород, основанное на регистрации вторичного магнитного поля вихревых токов, индуцированных в породе, что дает хорошие результаты при расчленении и определении удельного сопротивления низкоомной части разреза в скважинах, заполненных раствором на нефтяной основе или пресной воде, когда каротаж сопротивления не дает положительных результатов (В. Л. Комаров, 1973).

— Электромагнитный каротаж (по автору — метод исследования. — Прим. ред.) разреза скважин, который основан на изучении горных пород по их электропроводности... и который успешно может применяться в сухих и заполненных нефтью скважинах... для выделения в их разрезах высокопроводящих пород... для исследования разрезов

сухих скважин и скважин, заполненных нефтью и раствором, приготовленным на нефтяной основе (В. Н. Дахнов, 1959).

— Электромагнитный каротаж, основанный на измерении кажущейся удельной электропроводности горных пород (ГОСТ 22609—77).

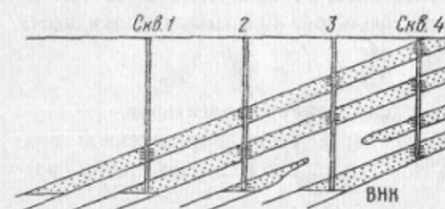


Рис. 10. Интервалы перфорации пластов при их совместной разработке

Интервалы перфорации (рис. 10). — Интервалы вскрытия эксплуатационного объекта в обсаженной до забоя скважине, размеры и местоположение которых строго обосновываются исходя из назначения скважины, режима залежи, местоположения скважины в пределах залежи, мощности, расчлененности и характера нефтегазоводонасыщения объекта, ожидаемых закономерностей

в изменении фазовых состояний и перемещении жидкостей и газов в процессе разработки залежей (М. М. Иванова, В. А. Тимофеев, 1981).

Кавернометрия скважин.— Изучение разреза скважины по измерению фактического ее диаметра, основанное на том, что в породах различной литологии номинальный (соответствующий диаметру долота) диаметр скважины отмечается в плотных непроницаемых породах; увеличение диаметра характерно для глинистых пород и песков, уменьшение — для пород-коллекторов в связи с фильтрацией в них промывочной жидкости и образованием глинистой корки (Д. И. Дьяконов, Е. И. Леонтьев, Г. С. Кузнецов, 1977).

— Изучение горных пород в скважинах каверномером (прибора, определяющего диаметр скважины), которое основано на специфическом свойстве многих горных пород обрушиваться в процессе бурения (глины, глинистые сланцы, пески-пльвуны) и увеличивать тем самым диаметр скважины или образовывать сальники (проницаемые песчаники, известняки и доломиты), уменьшающие ее диаметр (В. Н. Дахнов, 1959).

— Измерение среднего диаметра скважины (ГОСТ 22609-77).

Каротаж.— Геофизические исследования в скважине, позволяющие регистрировать в виде кривых функции глубины то или иное свойство горных пород с целью расчленения и корреляции геологических разрезов, выявления и изучения коллекторов, их нефтегазоводонасыщенности и др.

— Комплекс геофизических методов бескерновой геологической документации разрезов скважин (В. Н. Дахнов, 1959; близк.: СГН, 1958).

— Измерение вдоль ствола скважины при помощи специальной установки (зонда) или другим способом какой-либо физической или хи-

мической величины, характеризующей свойства горных пород (В. Л. Комаров, 1973).

— Проведение измерений, характеризующих изменение физических свойств горных пород, а также естественных или искусственных полей по стволу скважины (С. С. Итенберг, 1972).

— Геофизические исследования в скважинах с целью изучения вскрытого скважиной геологического разреза и выявления полезных ископаемых (ГОСТ 22609—77).

Каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС).— Один из основных методов электрического каротажа, основанный на изучении естественного стационарного электрического поля в скважинах (образование которого связано с физико-химическими процессами, протекающими на поверхностях раздела скважина—породы и между пластами различной литологии) ..., позволяющий решать обширный круг задач, связанных с изучением литологии пород, установлением границ пластов, проведением корреляции разрезов, выделением в разрезах пород-коллекторов, определением минерализации пластовых вод и фильтрации промысловой жидкости..., определением коэффициента глинистости, пористости, проницаемости и нефтегазонасыщения пород (Д. И. Дьяконов, Е. И. Леонтьев, Г. С. Кузнецов, 1977).

— Электрический каротаж (у автора — метод.—Прим. ред.), который... основан на изучении пород по данным измерения потенциалов электрических полей, возникающих в породах, находящихся в естественном состоянии и при пересечении их скважиной, ... и который применяется для детального расчленения разрезов скважин, выделения реперов для корреляции..., определения минерализации пластовых вод, также для выделения в благоприятных условиях проницаемых и нефтеносных пород, оценки их пористости и проницаемости (В. Н. Дахнов, 1959).

— Электрический каротаж, основанный на измерении потенциалов самопроизвольной поляризации (ГОСТ 22609—77).

Син.: каротаж ПС.

Каротаж ПС. См. каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации.

Каротаж сопротивления (КС).—Способ бескерновой геологической документации разрезов скважин (электрический каротаж.—Прим. ред.), в котором изучение и расчленение пород производится по кажущемуся удельному электрическому сопротивлению исследуемых горных пород и последующему определению их истинного удельного электрического сопротивления (В. Н. Дахнов, 1959).

— Электрический каротаж, основанный на изучении распределения искусственного стационарного и квазистационарного электрического поля в горных породах..., позволяющий по величине удельного электрического сопротивления устанавливать литологию пород, их структуру, содержание в разрезах полезных ископаемых (Д. И. Дьяконов, Е. И. Леонтьев, Г. С. Кузнецов, 1977).

— Электрический каротаж, основанный на измерении кажущегося удельного электрического сопротивления пород (ГОСТ 22609—77).

Каротажная кривая.—График изменения каротажных значений по скважине. Примечание. В зависимости от применяемых геофизических методов могут быть кривые сопротивления, самопроизвольной поляризации и др. (ГОСТ 22609—77).

Карта горизонтального среза (рис. 11).—Карта, отображающая сечение пластов, участвующих в строении данного месторождения, горизонтальной плоскостью, проведенной на определенной заданной глубине от уровня моря (ГС, 1978; близк.: М. Ф. Мирчинк, 1946; И. О. Брод, Е. Ф. Фролов, 1957).

Прим. ред.: К.г.с., построенные через определенные интервалы глубины, позволяют получить наглядное представление о соотношении структурных планов различных горизонтов месторождения.

Син.: пластовая карта.

Карта изопахит. См. карта мощности.

Карта изотерм продуктивного горизонта.—Карта, характеризующая в изолиниях распределение температуры по площади продуктивного горизонта на определенную дату и отражающая в сравнении с картами, составленными на другие даты, влияние процесса разработки на температурный режим залежи (близк.: Г. В. Кострюков, 1966; А. В. Лутков, 1979).

Карта изохор.—Карта, которая отображает изменение мощности стратиграфического интервала между двумя горизонтами: верхним — опорным и нижним — картируемым (ГС, 1978).

Рис. 11. Карта горизонтального среза. Сечение пластов (римские цифры) на абсолютной отметке —500 м (по М. Ф. Мирчинку, М. И. Максимуму)

—Строящаяся при использовании метода схождения карта равной мощности отложений между кровлей верхнего маркирующего пласта и кровлей изучаемого глубокозалегающего пласта (близк.: М. А. Жданов, 1970 и др.).

Карта литологической изменчивости. См. карта распространения коллекторов.

Карта мощности.—Карта, показывающая закономерность изменения мощности определенного геологического подразделения (прослоя, пласта, горизонта, эксплуатационного объекта.—Прим. ред.) с помощью

изопахит (В. А. Долицкий, 1966; близк.: И. О. Брод, Н. А. Еременко, 1957; М. А. Жданов, 1970 и др.).

— Карта, демонстрирующая распространение геологического подразделения в трех измерениях и в зависимости от целей исследования составляемая в виде карты общей, эффективной, нефте(газо) — насыщенной мощности (близк.: В. А. Долицкий, 1966).

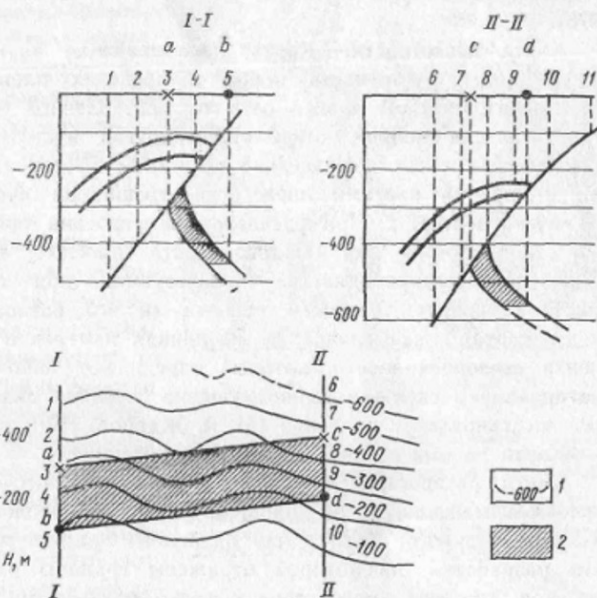


Рис. 12. Карта поверхности нарушения (по М. А. Жданову, 1981).
1 — изогипсы поверхности нарушения; 2 — контакт залежи с поверхностью нарушения

Син.: карта изопахит, карта равных мощностей.

∫ **Карта поверхности коллектора.** — Карта на которой изогипсами отражено строение рельефа поверхности проницаемой части продуктивного горизонта, используемая при подсчете запасов нефти и газа объемным методом для правильного определения положения контура нефтеносности и площади залежи, а также при решении некоторых вопросов разработки (близк.: З. Г. Борисенко, 1980).

Карта поверхности нарушения (рис. 12). — Карта изогипс поверхности нарушения, которую строят способом треугольников или способом профилей, если эта поверхность имеет сложную конфигурацию и с ней связаны тектонически экранированные залежи (М. А. Жданов, 1970).

Карта поверхности размыва пласта. — Карта рельефа поверхности несогласия, которая может быть получена путем построения совмещенных структурных карт кровли и подошвы пласта, нанесения на них линий, отражающих границы среза, и попарного соединения точек пересечения этих линий с однотипными изогипсами или путем построения региональной карты поверхности несогласия и выделения на ней участка в границах среза пласта или иными способами (сокр.: З. Г. Борисенко, 1980).

Карта проводимости. — Используемая для прогнозирования дебитов скважин карта, показывающая в изолиниях изменение по площади залежи проводимости эксплуатационного объекта, исходными данными для построения которой могут быть значения проводимости, полученные по скважинам или путем совмещения карт эффективной мощности и проницаемости с последующим перемножением значений этих параметров в точках пересечения изолиний (сокр.: И. Г. Пермяков, Е. Н. Шевкунов, 1976).

Карта пустотности. — Карта, показывающая в изолиниях изменения коэффициента пустотности пород в пределах площади залежи (оп.). Прим. ред.: 1. В зависимости от поставленной задачи. К. п. могут строиться для полной, открытой и другой пустотности, суммарно по всем видам пустот и отдельно по видам пустот (в последнем случае они именуется картами пористости, трещинной пустотности, кавернозной пустотности). 2. При расчлененном строении продуктивного разреза К.п. строят обычно для каждого пласта (прослоя) в отдельности.

Карта пьезопроводности. — Используемая при анализе разработки пласта в условиях упругого режима (и его разновидностей. — Прим. ред.) карта, показывающая в изолиниях изменение по пласту коэффициента пьезопроводности, который определяют либо по наблюдению за реагированием скважин на возмущение соседних скважин, либо по кривым восстановления давления (М. А. Жданов, 1970).

Карта равных мощностей. См. карта мощностей.

Карта распространения коллекторов (рис. 13). — Карта, характеризующая изменчивость по площади залежи литологического строения эксплуатационного объекта или одного из пластов многопластового объекта разработки, на которой отражены границы распространения коллекторов, границы коллекторов с резко различными эксплуатационными характеристиками, места слияния с соседними по разрезу пластами и др. Используется для изучения неоднородности строения объекта и гидродинамической связи пластов, для обоснования размещения добывающих и нагнетательных скважин, мероприятий по регулированию разработки и т. п. (обобщ.: М. М. Иванова, И. П. Чоловский, 1959; М. А. Жданов, 1971; В. В. Стасенков, И. М. Климушин, В. А. Бреев, 1972; М. И. Максимов, 1975; И. Г. Пермяков, Е. Н. Шевкунов, 1976; ГС, 1978 и др.).

Син.: карта литологической изменчивости, зональная карта (для одного из пластов многопластового объекта).

Карта распространения экранирующего слоя. — Карта, иллюстрирующая распространение в основании нефтяной залежи слоя вторичных минералов, твердых битумов и др., изолирующего залежь от водоносной зоны пласта (близк.: В. Н. Быков, Л. Ю. Данилова, 1971).

Карта расчлененности. — Карта, показывающая изменение по площади характера расчлененности неоднородного продуктивного горизонта (пласта) или многопластового объекта, на которой разграничиваются и дифференцируются условными обозначениями (обычно в виде окраски различными цветами) участки с разными количеством и сочетанием неф-

тегазонасыщенных пластов (прослоев) (М. М. Иванова, В. А. Тимофеев, 1981; близк.: М. И. Максимов, 1975).

Карта схождения.—Карта, совмещающая структурную карту поверхности маркирующего пласта и карту изохор, по точкам пересечения изолиний которых определяют абсолютные отметки кровли изучаемого глубокозалегающего пласта (М. А. Жданов, 1970).

Карта типов разреза.—Карта, отражающая местоположение в пределах площади нефтегазонасыщенности участков с различным характером разреза эксплуатационного объекта (с различными эффективной мощностью, расчлененностью пластов и др.).

Карта трещиноватости.—Карта, иллюстрирующая местоположение проекций выявленных в результате трассировки трещин, которая отражает ориентацию и интенсивность трещиноватости в различных зонах залежи и является основой для решения ряда вопросов разработки залежи в карбонатном коллекторе трещинного типа (расстановка скважин, особенно нагнетательных, прогнозирование дебитов и обводненности скважин, определение мероприятий по регулированию разработки и т. п.) (близк.: В. Д. Викторин, Н. А. Лыков, 1980).

Карта удельных запасов.—Карта, отражающая в изолиниях распределение по площади запасов нефти (газа) в единицах объема или массы на единицу поверхности, которую строят используя карты распределения параметров, входящих в формулу подсчета запасов (нефтегазонасыщенности, пористости, нефтегазонасыщенности), с применением принципа умножения топографических поверхностей для получения значений произведения этих параметров в различных точках залежи (сокр.: И. О. Брод, Е. Ф. Фролов, 1957).

Карта эффективной мощности расчлененного пласта (горизонта).—Карта суммарной мощности проницаемых прослоев, полученная в результате суммирования карт мощности коллектора каждого из прослоев (И. Х. Абрикосов, И. С. Гутман, 1970).

Прим. ред.: К.э.м.р.п., построенная путем интерполяции суммарной эффективности мощности по скважинам, ведет к завышению эффективного объема залежи (по И. Х. Абрикосову, И. С. Гутману, 1970).

Коррелируемый непроницаемый прослой.—Непроницаемый прослой в разрезе продуктивного пласта (горизонта), который имеет столь значительное распространение по площади, что может затруднять подъем

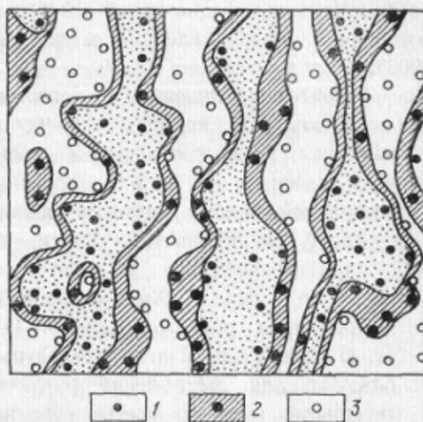


Рис. 13. Карта распространения коллекторов пласта б₂ на участке Ромашкинского месторождения (по И. П. Чоловскому).

Коллекторы: 1 — высокопродуктивные (песчанки), 2 — малопродуктивные (алеолиты); 3 — неколекторы (глины)

контакта и перераспределение давления в пределах залежи (М. И. Иванова, 1981).

Корреляционная схема.—Чертеж, наглядно иллюстрирующий соотношение в разрезе скважин литологии, стратиграфии, изменения мощностей, условий залегания пластов и участков тектонических и трансгрессивных несогласий (С. С. Итенберг, 1967, 1972).

— Чертеж, предназначенный для отображения стратиграфических соотношений подразделений в разрезах скважин (В. А. Долицкий, 1966).

— Чертеж, являющийся итоговым документом корреляции разрезов скважин, на котором зафиксированы: горизонтальная линия сопоставления; расположенные на одинаковых расстояниях друг от друга разрезы скважин в виде каротажных диаграмм, колонок или линий с нумерацией пластов, прямые линии, соединяющие границы одноименных слоев, и волнистые линии, выделяющие поверхности несогласий; стратиграфическая и литологическая колонки, характеризующие разрез, и др. (сокр.: И. Х. Абрикосов, И. С. Гутман, 1970).

Корреляция разрезов скважин.—Сопоставление разрезов скважин с целью выделения в них адекватных отложений, результаты которого используют для составления различных геологических карт, профилей и материалов, отображающих строение района, месторождения, залежи.

Прим. ред.: В зависимости от решаемых задач выполняют корреляцию: региональную, общую, детальную.

— Сопоставление геологических разрезов скважин между собой в целях определения последовательности залегания пород в разрезе, выявления одноименных пластов и прослеживания изменений в различных направлениях их мощности, литологической характеристики и т. д. (М. А. Жданов, Е. В. Гординский, М. Г. Ованесов, 1975; близк.: С. С. Итенберг, 1972 и др.).

Линейная экстраполяция при геологических построениях.—Определение местоположения значений параметров, кратных заданному интервалу в прилегающей неизученной области, на продолжении отрезка между скважинами, в которых величина этого параметра установлена достоверно (И. С. Гутман, 1981).

Линия корреляции.—Одна из границ опорного пласта, условно принятая за горизонтальную плоскость и изображенная на чертеже (на корреляционной схеме.—Прим. ред.) в виде горизонтальной линии, к которой при корреляции привязываются разрезы скважин (С. С. Итенберг, 1972).

— Используемая в качестве линии сопоставления одна из наиболее надежных границ (кровля или подошва репера.—Прим. ред.), отражающая характер напластования всей или большей части мощности рассматриваемой части продуктивного разреза (М. М. Иванова, Э. М. Халимов, 1979).

— Положение кровли или подошвы пласта, которые можно принять за горизонтальную поверхность, при постоянной мощности самого пласта и слоев, перекрывающих его (В. А. Долицкий, 1966).

Син.: линия сопоставления, линия привязки.

Линия нулевой мощности.—Нулевая изопахита пласта, определяющая границу его распространения по площади.

Линия привязки. См. линия корреляции.

Линия профиля.—Линия, обозначенная на структурной карте, которая показывает направление геологического профиля, выбранная таким образом, чтобы последний базировался на возможно большем числе скважин и максимально иллюстрировал особенности геологического строения изучаемых залежей или месторождения в целом (оп.). Прим. ред.: Для достаточно полной характеристики геологического объекта выбирается несколько линий профилей, протягивающихся через весь объект, наряду с этим могут быть определены локальные линии профилей, решающих специальные геолого-промысловые задачи.

Линия разрыва.—Линия пересечения разрыва (поверхности нарушения) с поверхностью какого-либо пласта (при изображении разрыва на структурной карте) (Ю. А. Косыгин, 1952, 1958; М. А. Жданов, 1970 и др.).

Линия сопоставления. См. линия корреляции.

Локальная корреляция. См. общая корреляция.

Люминесцентно-битуминологический метод при бурении.—Один из методов изучения количественного и качественного нефтесодержания пластов, применяемый при бурении разведочных скважин, который сочетает облучение проб промывочной жидкости, шлама, грунтов ультрафиолетовыми лучами (вызывающее люминесценцию нефти, цвет и интенсивность которой зависят от состава нефти) и измерение оптической плотности хлороформного и петролейно-эфирного экстрактов нефти, выделенных из образцов пород (сокр.: И. Г. Пермяков, Е. Н. Шевкунов, 1976).

Маркирующий горизонт. См. опорный горизонт.

Метод анализа мощностей.—Определение характера тектонического разрыва в пределах месторождения путем проведения анализа мощностей геологических разрезов скважин, основанный на том, что разрезы всех скважин в зоне нарушения увеличены (в зоне взброса) или уменьшены (в зоне сброса) по сравнению с аналогичным разрезом отложенный за пределами этой зоны (З. Г. Борисенко, 1980).

Метод изолиний.—Широко применяемый в промысловой геологии метод построения карт в изолиниях, позволяющих иллюстрировать распределение любого параметра залежи (мощности, пористости и т. п.) по ее площади в виде поверхности топографического порядка (И. О. Брод, Е. Ф. Фролов, 1957).

—Выполнение в изолиниях карт, изображающих реальные геологические поверхности (граничные поверхности пластов, положение водо-нефтяного и газожидкостного контактов и др.) и «фиктивные поверхности», характеризующие изменения по площади свойств коллекторов и их нефтегазонасыщенности, выполняемые для отражения характера изучаемых показателей в пределах залежей с учетом геологических условий осадконакопления и формирования залежей, а также с учетом возможных погрешностей в определении параметров при выборе сечений изолиний (близк.: И. П. Чоловский, 1977).

Метод схождения (рис. 14).—Метод построения структурной карты поверхности глубокозалегающего пласта, вскрытого недостаточным числом скважин, путем использования данных о форме поверхности хорошо изученного верхнего маркирующего пласта, предусматривающий: построение структурной карты маркирующего пласта; построение на

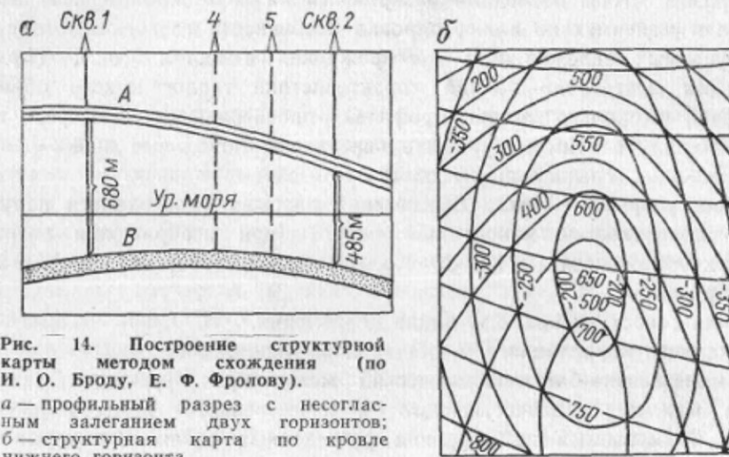


Рис. 14. Построение структурной карты методом схождения (по И. О. Броду, Е. Ф. Фролову).
а — профильный разрез с несогласным залеганием двух горизонтов;
б — структурная карта по кровле нижнего горизонта

том же планшете по данным глубоких и мелких скважин карты изохор; определение абсолютных отметок поверхности глубокозалегающего пласта в точках пересечения изолиний двух карт; построение структурной карты изучаемого пласта (сокр.: М. Я. Искендеров, 1956; М. А. Жданов, 1958, 1970).

Механический каротаж.—Определение времени чистого бурения 1 м горной породы и скорости проходки через определенный интервал углубления скважины (1,0; 0,5; 0,4; 0,2 м) с целью расчленения и сопоставления разрезов по степени крепости пород, отражающей литологию пластов (близк.: СГН, 1958; В. Н. Дахнов, 1959; Д. И. Дьяконов, Е. И. Леонтьев, Г. С. Кузнецов, 1977 и др.).

—Каротаж, основанный на измерении скорости бурения скважины (ГОСТ 22609—77).

Микрокаротаж (МК).—Электрический каротаж, предусматривающий детальное исследование кажущегося сопротивления прискважинной части разреза зондами очень малой длины... при исключении влияния скважины на результаты измерений... данные которого служат для детального расчленения разреза скважины, четкой отбивки границ пластов и определения их мощности, уточнения литологии разреза, выделения маломощных прослоев, выделения пластов-коллекторов и оценки эффективной мощности продуктивных горизонтов, определения пористости и трещиноватости пород, выделения продуктивных пластов и оценки их нефтегазонасыщенности... (Д. И. Дьяконов, Е. И. Леонтьев, Г. С. Кузнецов, 1977).

—Измерение кажущегося удельного сопротивления разреза скважины трехэлектродными нефокусированными стандартными потенциал-

и градиент-зондами малого размера, электроды которых прижаты к стенке скважины, что способствует снижению влияния скважины и позволяет выделить в разрезе при интерпретации гранулярные коллекторы, очень тонкие прослои, оценить удельное сопротивление зоны проникновения, влияние глинистой корки и промывочной жидкости при ко-

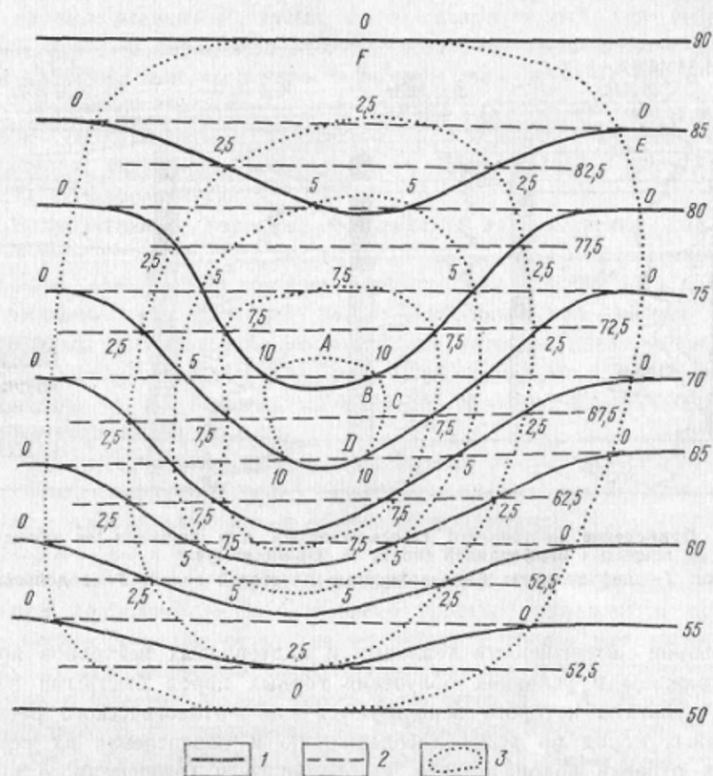


Рис. 15. Наклонная структурная карта (по И. О. Броду, Е. Ф. Фролову).
Изогипсы: 1 — современного рельефа кровли маркирующего пласта; 2 — поверхности регионального склона; 3 — структурной формы до перемещения ее в пространстве

личественной интерпретации данных электрокаротажа (близк.: В. Н. Дахнов, 1972; В. Л. Комаров, 1973; М. Г. Латышева, Б. Ю. Вендельштейн, В. П. Тузов, 1975).

— Каротаж сопротивления малыми градиент-зондами и потенциал-зондами на прижимном изоляционном башмаке (ГОСТ 22609—77).

Наклонная структурная карта (рис. 15).—Изображение структурной формы по поверхности маркирующего пласта в изогипсах, ориентированное относительно плоскости регионального наклона пластов, т. е. в таком положении, какое форма занимала относительно уровня океана до перемещения пластов в пространстве вследствие позднейших тектонических движений (И. О. Брод, Е. Ф. Фролов, 1957).

— Структурная карта, при построении которой за базисную поверхность принимают не уровень моря, а какую-либо наклонную поверхность (М. А. Жданов, 1970).

Нейтрон-нейтронный каротаж (ННК).—Радиоактивный каротаж (по авторам — метод плотности нейтронов.—Прим. ред.), основанный на

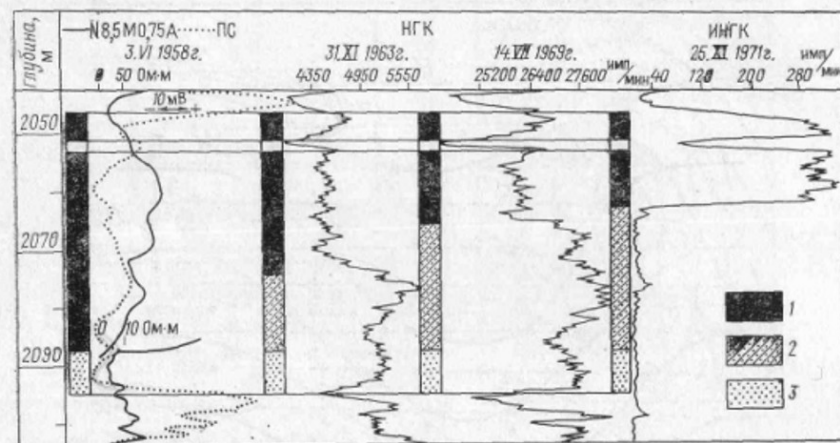


Рис. 16. Применение нейтронного гамма-каротажа для контроля за обводнением пластов, не вскрытых перфорацией (по Б. М. Орлинскому).
Песчаники: 1 — нефтеносные; 2 — заводненные пластовой водой; 3 — водоносные

исследовании интенсивности тепловых и надтепловых нейтронов по разрезу скважины в условиях облучения горных пород быстрыми нейтронами, результаты которого используются для литологического расчленения горных пород по водородосодержанию и определения их пористости, для отбивки водонефтяного, газовойдяного и газонефтяного контактов и др. (сокр.: Д. И. Дьяконов, Е. И. Леонтьев, Г. С. Кузнецов, 1977).

— Радиоактивный каротаж, основанный на измерении характеристик нейтронного излучения в горных породах при облучении их внешним источником нейтронов. Примечание: В зависимости от энергии регистрируемых нейтронов различают ННК с измерением характеристик тепловых, надтепловых или быстрых нейтронов (ГОСТ 22609—77).

Нейтронный гамма-каротаж (НГК) (рис. 16).—Радиоактивный каротаж, основанный на измерении интенсивности вторичного гамма-излучения, возникающего в процессе радиационного захвата нейтронов, испускаемых источником, ядрами элементов пород (в основном зависящей от плотности, водородосодержания и количества хлора в пластовых водах), результаты которого используют для уточнения литологии разреза, количественного определения водородосодержания и пористости (в комплексе с разновидностями нейтрон-нейтронного каротажа (обобщ.: В. Н. Дахнов, 1959, 1962, 1972; М. Г. Латышева, Б. Ю. Вендельштейн, В. П. Тузов, 1975; С. А. Султанов, 1974)).

— Радиоактивный каротаж, основанный на измерении характеристик гамма-излучения, сопровождающего поглощение нейтронов в горных породах при их облучении внешним источником нейтронов (ГОСТ 22609—77).

Нейтронный каротаж (НК).— Радиоактивный каротаж, основанный на регистрации определенного эффекта взаимодействия потока нейтронов с ядрами элементов горных пород, используемый для выделения пористых пород и определения их пористости и в комплексе с другими видами каротажа для выделения в разрезе глин, плотных пород и участков повышенной пористости, определения газонасыщенных пластов, положения газожидкостных и водонефтяного контактов в необсаженных и обсаженных скважинах (обобщ.: В. Н. Дахнов, 1959, 1962, 1972; ГС, 1978; С. С. Итенберг, 1972).

— Радиоактивный каротаж, основанный на измерении характеристик нейтронного излучения, сопровождающего распад естественных радиоактивных элементов в горных породах (ГОСТ 22609—77).

Нормальный геологический разрез.— Геологический разрез месторождения или значительной его части, на котором показана истинная мощность пород (близк.: И. О. Брод, Н. А. Еременко, 1957; В. А. Долицкий, 1966; М. А. Жданов, 1970; М. А. Жданов, Е. В. Гординский, М. Г. Ованесов, 1957 и др.).

Прим. ред.: 1. Необходимость составления Н.г.р. может возникать при изучении месторождений с большими углами наклона пластов. 2. На Н.г.р. каротажные кривые обычно не приводятся.

Син.: нормальный разрез.

Нормальный разрез. См. нормальный геологический разрез.

Общая корреляция.— Сопоставление разрезов скважин в пределах месторождения в целом от устьев до забоев с целью выделения одноименных стратиграфических свит, литологических пачек, продуктивных горизонтов и пластов, маркирующих горизонтов (М. А. Жданов, 1970; М. А. Жданов, Е. В. Гординский, М. Г. Ованесов, 1975; близк.: И. П. Чоловский, 1977; А. А. Бакиров, Э. А. Бакиров, В. С. Мелик-Пашаев и др., 1976; В. В. Стасенков и др., 1972).

Син.: локальная корреляция.

Опорная скважина.— В промысловой геологии — скважина, рассматриваемая часть разреза которой отражает строение определенной структурно-фациальной зоны как в пределах залежи нефти или газа, так и в ближайших к ней водоносных частях пластов (М. М. Иванова, Э. М. Халимов, 1979).

Опорный горизонт.— Пласт (или комплекс пропластков), обладающий какими-либо характерными постоянными признаками и имеющий более или менее широкое распространение, а потому могущий служить опорой при структурных построениях (СГН, 1958; близк.: И. О. Брод, Н. А. Еременко, 1957).

— Слой или пласт среди толщ горных пород, выделяющийся по литологическим особенностям, цвету, составу, присутствию каких-либо включений, прослоев и др. или по комплексу органических остатков и сохраняющий свои особенности на значительной площади, что дает

возможность пользоваться им для прослеживания и сопоставления разрезов... (ГС, 1978).

— Наиболее характерный пласт, к которому предъявляются следующие требования: надежная выдержанность по площади, четкая геофизическая характеристика, приуроченность к стратиграфической границе или палеонтологически охарактеризованному комплексу (С. С. Итенберг, 1967, 1972).

Син.: маркирующий горизонт.

Опорный разрез продуктивных пластов.— Разрез продуктивных пластов в какой-либо скважине месторождения, который является наиболее полным, четко расчлененным и представительным для всей площади или значительной ее части и потому может использоваться в качестве эталонного при детальной корреляции (М. М. Иванова, В. А. Тимофеев, 1981).

Опорный стратиграфический разрез.— Детальный разрез отложений, развитых в пределах определенного участка земной коры или его части, отличающийся возможно большей полнотой (без значительных стратиграфических перерывов или перерывов в обнажениях), достаточным содержанием ископаемых органических остатков, отчетливостью отношений и границ с подстилающими и перекрывающими образованиями и определенностью стратиграфического положения в общем разрезе региона, служащий для сравнения с ним разрезов, развитых в пределах разных частей региона, и для межрегиональных корреляций (ГС, 1978).

Параклаз. См. сместитель разрыва.

Первый этап детальной корреляции.— Детальная корреляция, выполняемая в вертикальном масштабе 1:500 с последующим переходом на масштаб 1:200 по всей продуктивной части разреза, по материалам разведочных работ, для первоначального подсчета запасов нефти и газа и составления первого проектного документа на разработку (технологической схемы), в том числе для обоснования выделения эксплуатационных объектов (Э. М. Халимов, М. М. Иванова, 1979).

Перенос скважины на линию профиля.— Прием, применяемый с целью расширения информации для построения геологического профиля — перемещения на структурной карте скважины вдоль изогипс, между которыми она расположена, на линию профиля или по перпендикуляру к линии профиля, с вводом соответствующей поправки на разницу в глубинах залегания пласта при истинном и «перемещенном» положении скважины на структуре, с учетом угла падения пласта (М. М. Иванова, В. А. Тимофеев, 1981).

План скважины (рис. 17).— Проекция оси скважины на горизонтальную плоскость, полученная путем последовательного построения горизонтальных проекций отдельных участков скважины, начиная с наименьшей глубины, на которой линия, соединяющая начальную точку первого интервала (устье скважины) с конечной точкой последнего интервала (забой скважины), отражает общее смещение оси скважины от вертикали на изучаемом участке (сокр.: Д. И. Дьяконов, Е. И. Леонтьев, Г. С. Кузнецов, 1977).

Пластовая карта. См. карта горизонтального среза.

Поперечный геологический профиль.— Профильный разрез вкрест простирания пластов месторождения (М. А. Жданов, 1970 и др.).

Поправка на искривление скважины.— Разница между глубиной залегания поверхности маркирующего (или другого) пласта, замеренной в наклонной скважине, и ее вертикальной проекцией (И. Х. Абрикосов, И. С. Гутман, 1970).

— Поправка, определяемая с помощью инклинограммы (плана скважины. — Прим. ред.) и вычитаемая из значений видимой глубины поверхности маркирующего или другого пласта в искривленной скважине для определения его вертикальной глубины при подготовке данных для структурных построений (сокр.: Н. Ф. Фролов, Е. Ф. Фролов, 1957).

Послойная корреляция. См. детальная корреляция.

Привязка керна. — Определение (с помощью данных каротажа и других исследований) частей интервала, пройденного при бурении скважины колонковым долотом за определенное долбление, к которым должен быть отнесен керн в случае его неполного выноса из этого интервала (сокр.: И. Х. Абрикосов, И. С. Гутман, 1970).

Привязка точки (скважины) на местности.— Топографическая работа по определению местоположения устья скважины на местности в соответствии с проектным документом на разведку или разработку (близк.: ГС, 1978).

Принцип стратиграфии.— Используемый при корреляции принцип последовательности напластования, выражающий идею о том, что при ненарушенном залегании каждый пласт, перекрывающий другой пласт, является более молодым, чем тот, который его подстилает (М. И. Максимов, 1975).

Продольный геологический профиль— Профильный разрез по простиранию пластов месторождения (М. А. Жданов, 1970 и др.).

Проектный геологический разрез скважины.— Графическое изображение и геологическое описание последовательности напластования, возраста, глубин и мощности отложений, которые предполагается вскрыть запроектированной скважиной, с указанием интервалов возможных осложнений при бурении, нефтегазоводопроявлений и др.

Промытая (прискважинная) зона.— Часть зоны проникновения фильтра промывочной жидкости, расположенная непосредственно у стенки

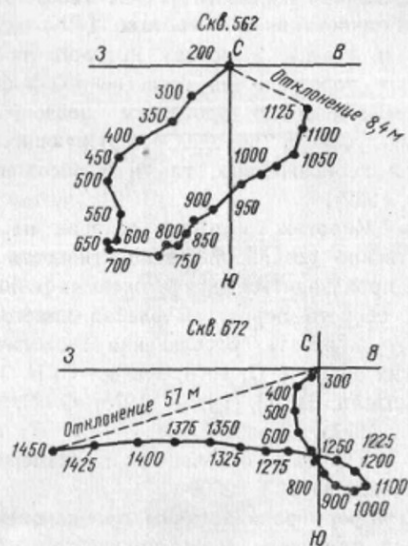


Рис. 17. Планы скважин (по И. О. Броду, Е. Ф. Фролову)

скважины, толщиной 5—10 см, через которую проходит наибольшее количество фильтрата, в результате чего нефтенасыщенность снижается до остаточной (до 15—30 % и более), газонасыщенность примерно до 30 % (сокр.: С. С. Итенберг, 1978).

— Ближайшая к скважине часть зоны проникновения фильтра промывочной жидкости (ГОСТ 22609—77).

Радиоактивный каротаж (РК).— Каротаж (у автора — методы. — Прим. ред.), в основу которого положена возможность определения горных пород по их естественной или искусственно вызванной радиоактивности и по процессам поглощения и рассеяния нейтронов и гамма-лучей в породах, окружающих скважину (может применяться как в необсаженных, так и в обсаженных скважинах) (В. Н. Дахинов, 1959, 1962).

— Каротаж, который основан на измерении естественной или искусственно созданной радиоактивности горных пород... и который может производиться в обсаженных скважинах... для оценки коллекторских свойств пород, выделения пластов нефти и определения водонефтяного контакта, расчленения геологического разреза и решения ряда других задач (ГС, 1978; близк.: СГН, 1958; М. Г. Латышева, Б. Ю. Вендельштейн, В. П. Тузов, 1975; С. С. Итенберг, 1978; Д. И. Дьяконов и др., 1977).

— Каротаж, основанный на измерении характеристик ионизирующих излучений (ГОСТ 22609—77).

Расформирование зоны проникновения.— Удаление фильтра промывочной жидкости и мелкодисперсных частиц в процессе опробования и эксплуатации нефтяных и газовых скважин из зоны проникновения, что способствует повышению фазовой проницаемости для нефти и газа, восстановлению в определенной степени естественной проницаемости коллектора, а следовательно, повышению продуктивности добывающих скважин.

— Осолонение в прискважинной зоне пресного фильтра промывочной жидкости вследствие диффузии, под влиянием процесса фильтрации жидкости по пласту, за счет гравитационного перераспределения фильтра и пластовой воды в интервале водонасыщенности коллектора, что повышает надежность определения положения водонефтяного контакта методами радиоактивного каротажа (сокр.: Б. М. Орлинский, 1977).

Расчленение разреза скважины (рис. 18).— Определение по геологическим данным в разрезе скважины литологических и стратиграфических границ горизонтов, пластов, прослоев (оп.).

— Установление по комплексу геолого-геофизических данных последовательности залегания пластов, отличающихся по своим физическим свойствам, и определение их литологии и стратиграфии (С. С. Итенберг, 1967, 1972; близк.: М. И. Максимов, 1975).

Рациональный комплекс промыслово-геофизических исследований скважины (рис. 19).— Комплекс геофизических исследований в скважинах, позволяющий при минимальном числе замеров наиболее полно изучить геологический разрез и решить геолого-промысловые задачи, при

выборе которого учитывают круг поставленных вопросов, литологию разреза, физические свойства пород, условия бурения для данного района (диаметр скважины, сопротивление промывочной жидкости и др.) (близк.: В. Н. Дахнов, 1962; Д. И. Дьяконов, Е. И. Леонтьев, Г. С. Кузнецов, 1977; Б. Ю. Вендельштейн, Р. А. Резванова, 1978 и др.).

Региональная корреляция.— Сопоставление нормальных и типовых геолого-геофизических разрезов с разрезами разведочных, поисковых или опорных скважин менее изученных районов, в целях унификации стратиграфических границ, выявления в разрезе пластов, которые могут быть коллекторами для нефти и газа, определения последовательности напластования характерных литолого-стратиграфических комплексов, ... выявления перерывов и несогласий в залегающих слоев, палеогеографических построений и определений направления разведочных работ на нефть и газ (близк.: С. С. Итенберг, 1972).

— Сопоставление разрезов в пределах региона или бассейна седиментации (А. А. Бакиров, Э. А. Бакиров, В. С. Мелик-Пашаев и др., 1976).

Резистивиметрия скважины.— Измерение удельного сопротивления промывочной жидкости резистивиметром, результаты которого используют при сравнении каротажных кривых, полученных в разных скважинах или в одной и той же скважине в разное время, при вычислении истинных удельных сопротивлений пород на основе кажущихся сопротивлений, при определении места притока воды в скважину и др. (сокр.: С. С. Итенберг, 1961).

— Измерение удельного электрического сопротивления жидкости, заполняющей скважину (ГОСТ 22609—77).

Репер второй категории.— Используемый при детальной корреляции репер..., фиксируемый на каротажных диаграммах части пробуренных скважин (И. П. Чоловский, 1977).

Репер первой категории.— Используемый при детальной корреляции репер, широко распространенный и четко фиксируемый на каротажных диаграммах всех пробуренных скважин (И. П. Чоловский, 1977).

Репер третьей категории.— Используемые при детальной корреляции глинистые или карбонатные прослои, залегающие не повсеместно, однако в совокупности способствующие детальной корреляции (сокр.: И. П. Чоловский, 1977).

Син.: дополнительный репер.

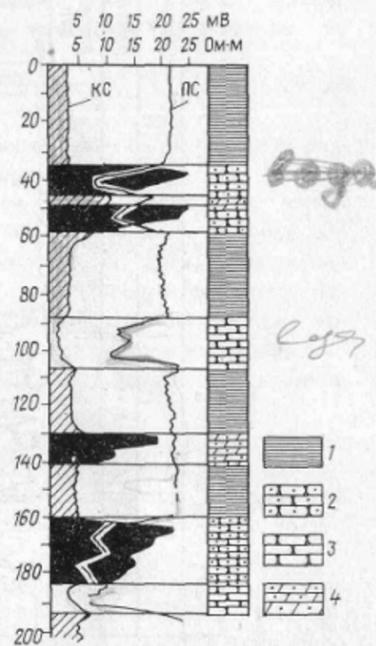


Рис. 18. Расчленение разреза скважины по данным каротажа (кривым КС и ПС).

1 — глина; 2 — нефтеносный песчаник; 3 — водоносный песчаник; 4 — нефтеносный известняк

Роза-диаграмма трещин. См. диаграмма-роза трещин.

Сводная карта кровли коллекторов. См. сводная карта поверхности коллекторов.

Сводная карта поверхности коллекторов.— Карта кровли резервуара для комплекса пропластков (прерывистого строения.— Прим. ред.).

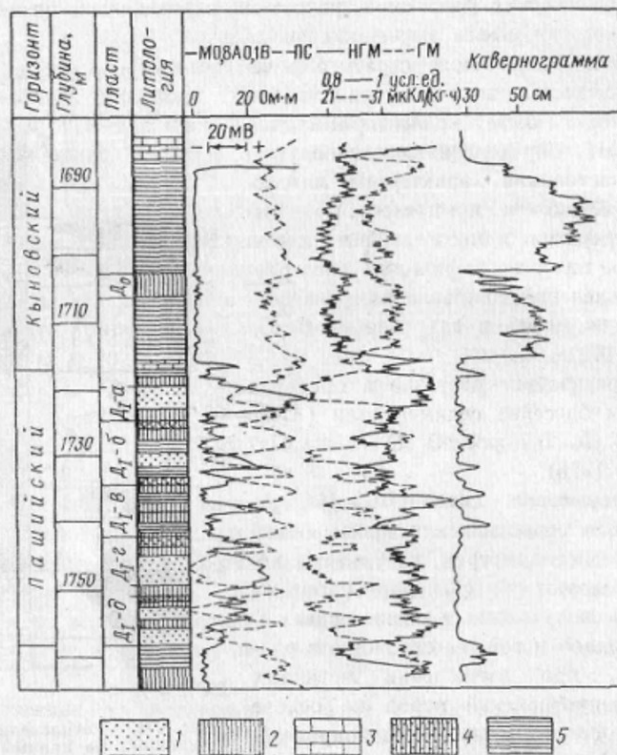


Рис. 19. Комплекс каротажа для продуктивной части девона Ромашкинского месторождения.

1 — песчаник; 2 — глинистый алевролит; 3 — известняк; 4 — алевролит; 5 — аргиллит

выделенных в объект подсчета запасов, которая представляет собой совокупность фрагментов карт по кровле различных пропластков, спроектированных на горизонтальную плоскость сверху (З. Г. Борисенко, 1980).

Син.: сводная карта кровли коллекторов.

Сводная карта подошвы коллекторов.— Карта подошвы резервуара для комплекса пропластков (прерывистого строения.— Прим. ред.), выделенных в объект подсчета запасов, которая представляет собой совокупность фрагментов структурных карт по подошве проницаемых пропластков, спроектированных на горизонтальную плоскость снизу (З. Г. Борисенко, 1980).

Сводно-статистический разрез.—Кривая распределения вероятностей появления коллектора по палеоглубине горизонта, построенная по данным некоторого числа скважин, расположенных на участке компактной формы (В. А. Бадьянов, 1967).

— Дифференциальная кривая распределения относительного содержания коллекторов по разрезу (В. А. Бадьянов, 1967; И. П. Чоловский, 1977).

Прим. ред.: В виде осредненного разреза может быть представлен практически любой признак, характеризующий пласт, залежь, флюид, что позволяет установить закономерности изменения параметров по мощности (З. Г. Борисенко, 1980).

Син.: средний статистический разрез, усредненный разрез.

Сводный геологический разрез месторождения.—Геологический разрез месторождения, при составлении которого учитывают не только средние арифметические значения мощности, но и крайние их значения... при этом мощность горизонтов и отдельных слоев, которая изменяется по первичным причинам (действовавшим во время накопления осадков), изображается средней величиной, а мощность горизонтов, частично размытых,—минимальными и максимальными значениями, что наглядно характеризует величину размыва за время каждого перерыва в осадконакоплении (сокр.: В. А. Долцкий, 1966; близк.: И. О. Брод, Н. А. Еременко, 1957).

— Разрез, в отличие от типового и нормального представляемый не одной литологической колонкой, а несколькими в зависимости от числа разрезов с характерными изменениями литологии и мощности пластов и характеризуемый единым типовым каротажным разрезом (С. С. Итенберг, 1972).

— Геологический разрез, представленный комбинированной литологической колонкой, характеризующей свойственные месторождению наиболее полные типы разрезов скважин, и едиными каротажными кривыми (каротажа сопротивления и потенциалов самопроизвольной поляризации или гамма- и нейтронного гамма-каротажа), при необходимости составленными из их фрагментов, типичных для разных литолого-стратиграфических комплексов (М. М. Иванова, В. А. Тимофеев, 1980).

Син.: сводный геолого-геофизический разрез, сводный разрез месторождения.

Сводный геолого-геофизический разрез месторождения. См. сводный геологический разрез месторождения.

Сводный разрез месторождения. См. сводный геологический разрез месторождения.

Сечение изогипс.—Равные по высоте промежутки между изогипсами (М. А. Жданов, 1970).

— Интервал по высоте, через который проводят изогипсы, принимаемый в диапазоне 2—25 м и более и увеличиваемый обычно с возрастанием углов падения пород и уменьшением масштаба построений, зависящий также от целей исследования и размеров месторождения (сокр.: И. Х. Абрикосов, И. С. Гутман, 1970).

Сместитель разрыва.—Тектоническая трещина, вдоль которой происходило перемещение горных пород (сброс, взброс, сдвиг), представляющая собой поверхность разной формы (в частном случае плоскость), на которой наблюдаются зеркала скольжения с бороздками, штриховкой и ступеньками, позволяющими определить направление относительного смещения крыльев (ГС, 1978).

Син.: параклаз.

Способ профилей (рис. 20).—

Способ построения геолого-промысловых карт (структурных, мощности и др.), основанный на интерполяции значений параметра между скважинами в профилях, ориентированных в направлениях изменения параметра (близк.: И. О. Брод, Н. А. Еременко, 1957; М. А. Жданов, 1970; З. Г. Борисенко, 1980 и др.).

Способ треугольников

(рис. 21).—Способ построения различных геолого-промысловых карт, характеризующих распределение какого-либо параметра пласта или эксплуатационного объекта (мощности, пористости, давления и др.) по площади, при котором площадь залежи разбивается на треугольники со скважинами в их вершинах, и значения параметров интерполируются по

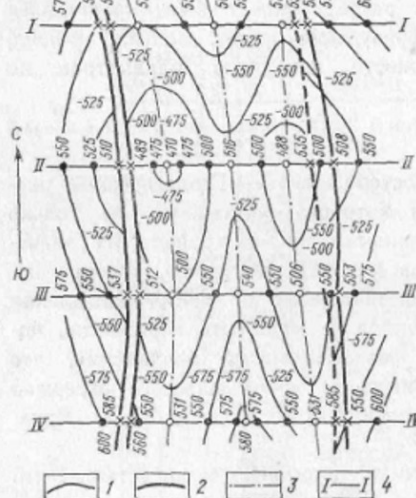


Рис. 20. Построение структурной карты по способу профилей (по М. А. Жданову) 1—изогипсы кровли пласта в м; 2—горизонтальные проекции следы пересечения кровли пласта с поверхностью нарушения; 3—оси структур; 4—линии профилей

сторонам смежных треугольников (М. М. Иванова, 1981).

Средний статистический разрез. См. сводно-статистический разрез.

Стандартный электрический каротаж.—Комплекс электрокаротажных исследований нефтяных (и газовых.—Прим. ред.) скважин, состоящий из каротажа сопротивления (потенциал-зонда.—Прим. ред.) и каротажа потенциалов самопроизвольной поляризации, регистрируемых на определенной (стандартной для района установке каротажа сопротивления в постоянном масштабе параметров и глубины... (ГС, 1978).

— Каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации и каротаж сопротивления потенциал-зондом и (или) градиент-зондом, длину которых устанавливают в соответствии с геолого-физическими условиями района (ГОСТ 22609—77).

Структурная карта.—Изображение в изогипсах рельефа определенной подземной поверхности (кровли, подошвы продуктивного пласта, маркирующего горизонта, дающее четкое представление о геологическом строении недр (их тектонике) (М. А. Жданов, 1970; близк.:

М. Ф. Мирчинк, В. В. Билибин, Я. В. Гаврилов, 1938; М. Ф. Мирчинк, 1946; СГН, 1958; М. Я. Искандеров, 1966; ГС, 1978 и др.).

— Условное изображение структурной формы по поверхности маркирующего пласта в изогипсах, ориентированное относительно уровня моря (И. О. Брод, Е. Ф. Фролов, 1957).

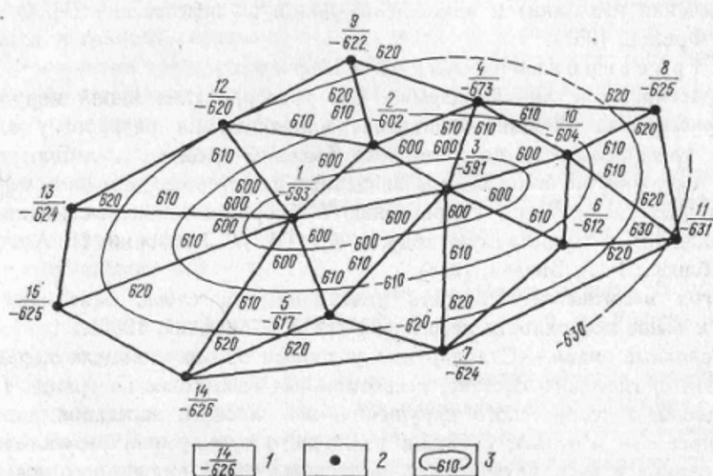


Рис. 21. Построение структурной карты по способу треугольников (по М. А. Жданову).

1 — в числителе — номер скважины, в знаменателе — абсолютная отметка кровли пласта в м; 2 — точки проведения изогипсы; 3 — изогипсы

Типовой геологический разрез.— Средний геологический разрез месторождения, присущий большинству скважин, на котором показывают его геологическую и геофизическую характеристику и на котором отражают среднюю вертикальную мощность пластов (близк.: И. О. Брод, Н. А. Еременко, 1957; М. А. Жданов, 1970; М. А. Жданов, Е. В. Гординский, М. Г. Ованесов, 1975).

— Разрез месторождения, на котором приводится средняя видимая мощность пластов, что позволяет показывать на нем каротажную характеристику пород и расширяет возможности его применения для составления проектных разрезов новых скважин, контроля за бурением, общей и региональной корреляции (сокр.: И. Х. Абрикосов, И. С. Гутман, 1970). Прим. ред.: При сложном строении месторождения могут составляться типовые разрезы для отдельных его участков.

Син.: типовой геолого-геофизический разрез, типовой разрез.

Типовой геолого-географический разрез. См. типовой геологический разрез.

Типовой разрез. См. типовой геологический разрез.

Трассирование линий нарушения.— Нахождение на структурной карте поднятия с тектоническим разрывным нарушением с помощью геологических профилей двух линий (при наклонной поверхности нарушения.—

Прим. ред.), являющихся горизонтальными проекциями следов пересечения (смыкания.— Прим. ред.) кровли (или подошвы) пласта с поверхностью нарушения (сокр.: М. Ф. Мирчинк, 1946; М. А. Жданов, 1970).

— Построение поверхности складки и поверхности разрыва (при равном сечении изолиний) и нахождение линий их пересечения (И. О. Брод, Е. Ф. Фролов, 1957).

Син.: трассирование линий разрыва.

Трассирование линий разрыва. См. трассирование линий нарушения.

Трассировка трещин.—Выявление влияющих на разработку залежи линий трещиноватости по аномально высоким дебитам и темпам обводнения скважин, по аномальным значениям пластового давления, по взаимовлиянию скважин, по направлению и скорости движения индикатора, добавленного в нагнетаемую воду, и др. (В. Д. Викторин, Н. А. Лыков, 1980; близк.: Г. А. Звягин, 1978).

Угол несогласия.— Разность углов падения слоев, залегающих ... ниже и выше поверхности несогласия (В. А. Долицкий, 1966).

Условные знаки.— Стандартные условные обозначения для пород разного литологического состава, всевозможных геологических границ (линий замещения, тектонического нарушения, несогласного залегания, контуров нефтеносности и т. д.), скважин различного назначения, результатов их опробования и эксплуатации и т. д., используемые при геолого-промышленных построениях (М. М. Иванова, 1981).

Син.: условные обозначения.

Условные обозначения. См. условные знаки.

Усредненный разрез. См. сводно-статистический разрез.

Электрический каротаж (ЭК).— Комплекс электрометрических исследований (каротаж.— Прим. ред.) для определения удельного электрического поля, самопроизвольно возникающего в скважине и около нее (С. С. Итенберг, 1972).

— Методы геофизических исследований скважин (каротаж.— Прим. ред.), в основе которых лежит дифференциация горных пород и полезных ископаемых по удельному электрическому сопротивлению, потенциалам поляризации и др. (ГС, 1978).

— Каротаж, основанный на измерении электрического поля, возникающего самопроизвольно или создаваемого искусственно (ГОСТ 22609—77).

Электрокаротаж. См. электрический каротаж.

Электромагнитный каротаж (ЭМК).— Каротаж, основанный на изучении в скважинах вторичного электромагнитного поля среды ..., которое формируется в горных породах за счет индуктивной связи первичного электромагнитного поля со средой, окружающей зонд, что позволяет изучать разрезы сухих скважин и скважин, пробуренных с промывочной жидкостью на нефтяной или другой основе, плохо проводящей электрический ток, а также скважин, заполненных нефтью (сокр.: Д. И. Дьяков, Е. И. Леонтьев, Г. С. Кузнецов, 1977).

— Каротаж, основанный на измерении элементов электромагнитного поля (ГОСТ 22609—77).

3. ЗАЛЕГАНИЕ НЕФТИ И ГАЗА

Амплитуда разрыва.— Величина перемещения одного блока по отношению к другому, характеризуемая несколькими показателями: истинная амплитуда — расстояние между двумя сопряженными до разрыва точками по сместителю; вертикальная амплитуда (высота, вертикальная составляющая истинного смещения) — расстояние по вертикали между смежными точками на боках разрывного нарушения; горизонтальная амплитуда (горизонтальная составляющая истинного смещения) — величина сдвигания по горизонтали (близк.: В. Н. Павлинов, 1979; В. И. Серпухов, 1976; З. Г. Борисенко, 1980 и др.).

Бесконтактная часть залежи.— Чисто нефтяной (газовый) участок залежи в пределах ее водонефтяной (газоводяной) зоны, обусловленный наличием линзовидного непроницаемого прослоя в пласте-коллекторе на уровне начального контакта.

Прим. ред.: Применение некоторыми авторами термина Б. ч. з. для обозначения чисто нефтяной (газовой) части залежи, по нашему мнению, не является удачным.

Взброс.— Геологическая структура, характеризующаяся взаимным перемещением двух участков пород по разделяющей их трещине, которая наклонена в сторону поднятого крыла, в результате чего скважины, пересекающие взброс, показывают увеличенный разрез с повторением части горизонтов (Ю. А. Косыгин, 1958).

— Разрывное нарушение, при котором между горизонтальными проекциями линий нарушения пласт повторяется, в связи с чем на структурной карте нижняя проекция линии нарушения и изолинии части пласта, перекрытой в плане, показывают пунктирными линиями (сокр.: М. А. Жданов, 1970).

— Разрыв с крутопадающим сместителем, по которому всячее крыло поднято относительно лежащего (ГС, 1978; близк.: Ф. Х. Лахи, 1966; В. А. Долицкий, 1966).

Внешний контур газоносности.— Проекция линии пересечения газонефтяного или газоводяного контакта с кровлей газосодержащего пласта (СГН, 1958; ГС, 1978 и др.).

Внешний контур нефтеносности.— Проекция линии пересечения водонефтяного контакта с кровлей нефтесодержащего пласта (СГН, 1958; ГС, 1978; близк.: М. А. Жданов, Е. В. Гординский, М. Г. Ованесов, 1975 и др.).

Внутренний контур газоносности.— Проекция линии пересечения газонефтяного или газоводяного контакта с подошвой газосодержащего пласта (СГН, 1958; ГС, 1978 и др.).

Внутренний контур нефтеносности.— Проекция линии пересечения водонефтяного контакта с подошвой нефтесодержащего пласта (ГС, 1978; СГН, 1958; близк.: Н. А. Еременко, 1968; М. А. Жданов, Е. В. Гординский, М. Г. Ованесов, 1975 и др.).

Син.: контур водоносности.

Водогазовая часть залежи. См. газоводяная часть залежи.

Водонефтяная (газоводяная) залежь.— Нефтяная (газовая) залежь, которая на всей площади контактирует с подстилающей ее водой.

Водонефтяной контакт (ВНК).— Граничная поверхность (горизонтальная или наклонная.— Прим. ред.) в переходной зоне нефтяной залежи, выше которой фазовая проницаемость для воды равна нулю, т. е. выше которой из пласта получают практически безводную нефть (близк.: М. А. Жданов, 1970; Б. М. Орлинский, 1977 и др.).

— Граничная поверхность (горизонтальная или наклонная.— Прим. ред.) в переходной зоне нефтяной залежи, ниже которой фазовая проницаемость для нефти равна нулю, т. е. выше которой из пласта получают промышленный приток нефти с водой (близк.: В. Л. Комаров, 1969; Б. Ю. Вендельштейн, Р. А. Резванов, 1978 и др.).

Прим. ред.: В настоящее время предпочтение отдают первому определению, в то же время второе рядом специалистов тоже считается правомерным и используется при подсчете запасов нефти.

Син.: поверхность водонефтяного контакта.

Водогазовая часть залежи. См. газоводяная часть залежи.

Водонефтяная зона залежи. См. водонефтяная часть залежи.

Водонефтяная часть залежи.— Часть нефтяной залежи между внешним и внутренним контурами нефтеносности, в пределах которой нефть подстилается подошвенной водой (обобщ.: Н. А. Еременко, 1968; М. А. Жданов, 1970; С. А. Султанов, 1974; М. А. Жданов, Е. В. Гординский, М. Г. Ованесов, 1976 и др.).

Прим. ред.: При отсутствии внутреннего контура нефтеносности залежь подстилается водой повсеместно и носит название водонефтяной. Син.: водонефтяная зона залежи.

Газовая залежь.— Залежь, в которой углеводороды находятся только в газовой фазе и при изотермическом давлении в пласте фазовое их состояние не меняется (А. К. Карпов, В. Н. Раабен, 1978).

— Однофазная залежь, состоящая в основном из метана с содержанием пентана и более тяжелых (C_5 +высш.) углеводородов не более 0,2 % объема залежи (В. Г. Васильев, Н. С. Ерофеев, Э. Л. Рожков и др., 1966). Прим. ред.: Последним определением отмечается, что к рассматриваемому термину относятся залежи с содержанием тяжелых углеводородов не более 0,2 % объема залежи; залежи с содержанием тяжелых углеводородов от 0,2 до 0,6 % их объема авторы определения выделяют как газоконденсатногазовые.

Газовая залежь с нефтяной оторочкой. См. нефтегазовая залежь.

Газовая шапка.— Газовая часть газонефтяной залежи (ГС, 1978; близк.: СГН, 1958).

Газоводяная зона залежи. См. газоводяная часть залежи.

Газоводяная часть залежи.— Часть газовой залежи между внешним и внутренним контурами газоносности, в пределах которой газ подстилается подошвенной водой.

Син.: водогазовая часть залежи, газоводяная зона залежи.

Газоводяной контакт (ГВК).— Поверхность, отделяющая газовую залежь от контактирующих с газом подземных вод (ГС, 1978).

Син.: поверхность газоводяного контакта.

Газовое месторождение.— Месторождение, состоящее из одной или нескольких газовых залежей (оп.).

Газогидратная залежь.— Залежь, в которой природный газ в земной коре при соответствующих давлении и температуре соединился с поровой водой и перешел в твердое гидратное состояние (Ф. А. Требин, Ю. Ф. Макагон, К. С. Басниев, 1976).

Газоконденсатная залежь.— Залежь, в которой углеводороды находятся в газообразном состоянии, но при изотермическом снижении давления из газа выделяется жидкая углеводородная фаза, представляющая собой тяжелую фракцию, которая пополняется углеводородами с меньшей молекулярной массой; при достижении давления максимальной конденсации... и при дальнейшем его снижении происходит обратный процесс, т. е. переход жидких углеводородов в газообразную фазу (А. К. Карпов, В. Н. Раабен, 1978).

— Залежь, в которой углеводороды в условиях существующих пластовых давления и температуры находятся в газообразном состоянии; при понижении давления и температуры имеет место явление так называемой «обратной конденсации», при которой углеводороды частично переходят в жидкую фазу... (СГН, 1958).

— Залежь, из которой добывают слабоокрашенные или бесцветные углеводородные жидкости плотностью 740—780 кг/м³ с газоконденсатным фактором 900—10 000 м³/м³ (для жирных газов — соответственно <740 кг/м³ и 10 000—18 000 м³/м³) (Ш. К. Гиматудинов, 1971).

— Залежь, из газа которой при снижении давления (ниже давления начала конденсации.—Прим. ред.) в пласте выделяется жидкая углеводородная фаза — конденсат (Ф. А. Гришин, 1975).

— Однофазная газовая залежь с содержанием C₅+выш. в пределах 0,6—4,0 % объема залежи, что примерно соответствует содержанию конденсата от 30 до 250 см³/м³ (В. Г. Васильев, Н. С. Ерофеев, Э. Л. Рожков и др., 1966).

Прим. ред.: Последнее определение отличается от остальных тем, что к рассматриваемому термину отнесены лишь залежи с содержанием конденсата до 250 см³/м³; залежи с более высоким содержанием конденсата авторы называют конденсатными.

Газоконденсатная (конденсатная) залежь с нефтяной оторочкой. См. нефтегазоконденсатная залежь.

Газоконденсатногазовая залежь.— Газовая залежь с содержанием C₅+выш. в пределах 0,2—0,6 % объема залежи, что примерно соответствует содержанию конденсата до 30 см³/м³ (В. Г. Васильев, Н. С. Ерофеев, Э. Л. Рожков и др., 1966).

Прим. ред.: Большинство других авторов включают эти залежи в число газовых.

Газоконденсатное месторождение.— Месторождение, которое содержит газоконденсатные залежи; наряду с ними в разрезе могут быть встречены конденсатные и газовые залежи (В. Г. Васильев, Н. С. Ерофеев, Э. Л. Рожков и др., 1966).

Газоконденсатнонефтяная залежь.— Газонефтяная залежь, газовая часть которой содержит в газообразном состоянии значительное количе-

ство углеводородов C₅+выш. (В. Г. Васильев, Н. С. Ерофеев, Э. Л. Рожков и др., 1966).

Син.: Нефтяная залежь с газоконденсатной шапкой.

Газонефтяная залежь.— Двухфазная залежь, содержащая нефть и газ, в которой запасы нефти преобладают над запасами газа (В. Г. Васильев, Н. С. Ерофеев, Э. Л. Рожков, 1966; близк.: Ф. А. Гришин, 1975 и др.).

— Залежь, в которой свободный газ занимает всю повышенную часть структуры и непосредственно контактирует с нефтью, причем объем нефтяной части залежи значительно меньше объема газовой шапки (СГН, 1958).

— Двухфазная залежь, состоящая из крупной нефтяной слабо газонасыщенной части и меньшей газовой (газовой шапки) (К. Бека, И. В. Высоцкий, 1976; И. В. Высоцкий, 1979).

Син.: нефтяная залежь с газовой шапкой.

Газонефтеводная часть залежи.— Нефтяная часть нефтегазовой (гаzoneфтяной) залежи в зоне совпадения в плане водонефтяного и нефтегазового контактов, в пределах которой нефть подстилается водой и перекрывается газом.

Син.: двухконтрактная зона залежи.

Газонефтяная часть залежи. См. подгазовая часть залежи.

Газонефтяное месторождение.— Месторождение, характеризующееся превышением суммарных геологических запасов нефти над запасами газа; наряду с газонефтяными залежами в разрезе месторождения могут быть встречены нефтяные, нефтегазовые, газовые, газоконденсатногазовые залежи (В. Г. Васильев, Н. С. Ерофеев, Э. Л. Рожков и др., 1966).

Газонефтяной контакт (ГНК).— Поверхность, разделяющая в газонефтяной (нефтегазовой) залежи нефть от газа (близк.: СГН, 1958; ГС, 1978).

Син.: поверхность газонефтяного контакта.

Двухконтрактная зона залежи. См. газонефтеводная часть залежи.

Дизъюнктивная дислокация. См. разрыв.

Дизъюнктивное нарушение. См. разрыв.

Законтурная зона. См. законтурная область.

Законтурная область.— Зона за пределами залежи, где продуктивный пласт полностью насыщен пластовой водой (М. А. Жданов, Е. В. Гордицкий, М. Г. Ованесов, 1975 и др.).

Син.: законтурная зона.

Залежь (углеводородов).— Естественное скопление нефти, газа, газоконденсата в ловушке, образованной породой-коллектором под покрывкой из непроницаемых пород (ГС, 1978).

— Единичное скопление нефти, газа, газоконденсата в какой-либо пористой горной породе (коллекторе) (СГН, 1958).

Залежь переходного состояния.— Залежь углеводородов, которая по своим физическим свойствам (вязкость, плотность) в пластовых условиях близка к критическому состоянию, занимая промежуточное положение между жидкостью и газом (В. Г. Васильев, Н. С. Ерофеев, Э. Л. Рожков и др., 1966).

Запечатанная залежь нефти.— Залежь нефти (преимущественно в карбонатных коллекторах.— Прим. ред.), изолированная от окружающей пластовой водонапорной системы экранирующим непроницаемым слоем, сформированным у водонефтяного контакта залежи в результате вторичных процессов цементации коллекторов, окисленным битумом, вторичным

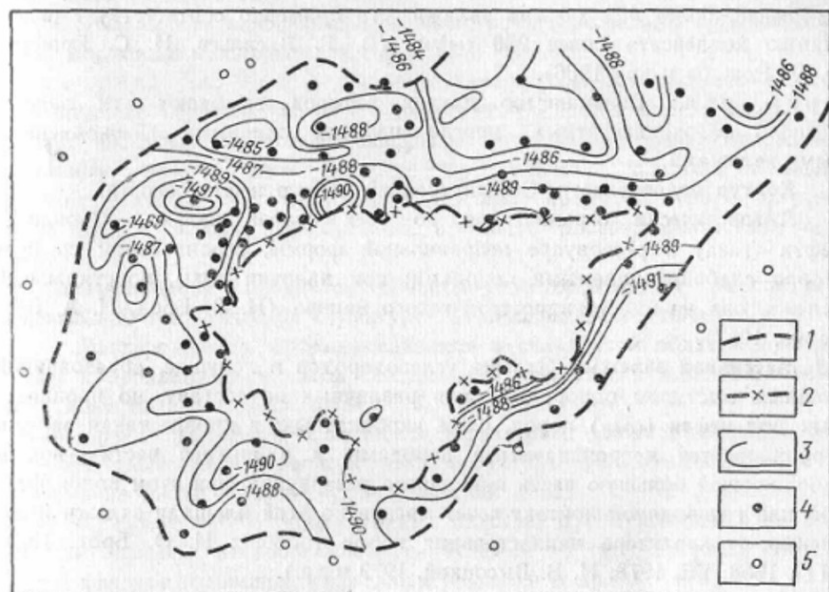


Рис. 22. Карта начальной поверхности водонефтяного контакта пласта Д₁ Бавлинского нефтяного месторождения (по С. А. Султанову).

Контурсы нефтеносности: 1 — внешний; 2 — внутренний; 3 — изолинии начальной поверхности водонефтяного контакта; скважины: 4 — добывающие. 5 — нагнетательные

кальцитом и иногда цементом иного состава — кремниевым, ангидритовым, целестиновым и др. (К. Б. Аширов, 1959).

Запечатанность залежи.— Наличие непроницаемого барьера, который отделяет нефтяную залежь от законтурной области и который образовался в результате специфической геохимической обстановки в зоне водонефтяного контакта (В. С. Мелик-Пашаев, 1979).

— Изолированность залежи нефти в карбонатных коллекторах от окружающей пластовой водонапорной системы — главным образом вторичным кальцитом и окисленным битумом (К. Б. Аширов, 1959).

Изолирующий слой. См. экранирующий слой.

Карта начальной поверхности водонефтяного (газонефтяного, газовой) контакта (рис. 22).— Карта, изображающая в изолиниях начальную поверхность контакта, построенная по данным керна, каротажа, опробования скважин.

— Карта, отражающая в изолиниях начальное положение контакта, строящаяся по данным его определения в скважинах, которые пробурены

до отбора из пласта значительного количества жидкости (газа) (близк.: А. А. Трофимук, В. Р. Лисунов, В. В. Стасенков, 1959; С. А. Султанов, 1974).

Прим. ред.: К. н. п. контакта составляется при его наклонном положении или при сложной форме поверхности.

Конденсатная залежь.— Однофазная газовая залежь с содержанием C_5 +выш. более 4 % объема залежи, что примерно соответствует содержанию конденсата более $250 \text{ см}^3/\text{м}^3$ (В. Г. Васильев, Н. С. Ерофеев, Э. Л. Рожков и др., 1966).

Прим. ред.: Большинство других авторов включают эти залежи в число газоконденсатных, иногда называя жирными газоконденсатными залежами.

Контур водоносности. См. внутренний контур нефтеносности.

Литологически ограниченная со всех сторон залежь.— Скопление нефти (газа) в резервуаре неправильной формы, ограниченном со всех сторон слабопроницаемыми породами; при наличии воды, подстилающей залежь, она не имеет гидростатического напора (И. О. Брод, Н. А. Еременко, 1957).

Массивная залежь.— Залежь углеводородов в л. дике, образованной мощным выступом однородных или различных по составу, но проницаемых для нефти (газа) пород, чаще карбонатных; в кровле такая залежь ограничивается непроницаемыми породами, а в нижней части — водой, заполняющей большую часть природного резервуара, при этом водонефтяной или газовой контакт счет массив по всей площади залежи независимо от характера напластования пород (общ.: И. О. Брод, 1943; СГН, 1958; ГС, 1978; И. В. Высоцкий, 1979 и др.).

Массивная залежь в биогермном выступе.— Залежь, связанная с вершиной рифового массива, перекрытого малопроницаемыми породами (И. О. Брод, Н. А. Еременко, 1957).

Син.: рифовая залежь.

Массивная залежь в структурном выступе.— Залежь в выступе пород тектонического происхождения, образованном или антиклинальным изгибом пластов, или крупными дизъюнктивными нарушениями (И. О. Брод, Н. А. Еременко, 1957).

Массивная залежь в эрозионном выступе.— Залежь, приуроченная к возвышающемуся выступу дислоцированных пород, образовавшемуся в результате эрозии — размыва и под толщей более молодых малопроницаемых отложений (И. О. Брод, Н. А. Еременко, 1957).

Месторождение (углеводородов).— Одна или несколько залежей, приуроченные территориально к одной площади, связанные или с благоприятной тектонической структурой, или с другого типа ловушками (близк.: СГН, 1958).

— Пространственно ограниченный участок, на котором в вертикальном разрезе геологических образований имеются одно или более промышленных скоплений нефти (газа) (И. М. Губкин, 1937).

— Совокупность залежей ..., контролируемых единым структурным элементом и заключенных в недрах одной и той же площади (т. е. перекрывающих одна другую в разрезе) (И. О. Брод, 1957).

Месторождение нефти и газа.— Месторождение, состоящее из нефтяных и газовых залежей (В. Г. Васильев, Н. С. Ерофеев, Э. Л. Рожков др., 1966).

Прим. ред.: При наличии газоконденсатных (конденсатных) залежей месторождение следует именовать месторождением нефти, газа и газоконденсата (конденсата).

Месторождение платформенного типа.— Месторождение, приуроченное к платформенной тектонической структуре.

Прим. ред.: Для М. п. т. наиболее характерны: относительно простое тектоническое строение, малые углы падения пластов (часто до 1—2°); залежи пластовые сводовые, пластовые литологически экранированные, массивные; неоднородное строение продуктивных пластов; большие размеры водонефтяных (газоводяных) зон; преимущественно упруговодонапорный режим, переходящий в режим растворенного газа (газовый).

Месторождение складчатой области.— Месторождение, приуроченное к локальной геологической структуре геосинклинального типа.

— Месторождение, сформировавшееся в складчатой области, приуроченное к брахиантиклинальной складке или связанное с моноклинальным залеганием пластов (И. О. Брод, Н. А. Еременко, 1957).

Прим. ред.: Для М. с. о. наиболее характерны: сложное тектоническое строение, рассеченность геологической структуры дизъюнктивными нарушениями на блоки, большие углы залегания пород (15—60° и более); наличие в разрезе многих продуктивных пластов; преимущественно пластовый тип залежей; многообразие вида залежей по типу ловушек, соотношению фаз углеводородов, природным режимам и др.

Многопластовое месторождение.— Месторождение, содержащее в разрезе две залежи и более (оп.).

Надвиг.— Взброс с пологим сместителем, обладающий перекрытием, превышающим амплитуду (Ю. А. Косыгин, 1958).

— Взброс, у которого сместитель падает под углом менее 45° (В. Н. Серпухов и др., 1976; близк.: В. Е. Хаин, 1954; А. С. Барков, 1954; О. К. Ланге, 1951).

Начальный контур нефтеносности (газоносности).— Положение контура нефтеносности (газоносности) — внешнего или внутреннего — до начала эксплуатации залежи нефти (газа) (оп.).

Неоднородность флюидов.— Изменчивость свойств нефти, воды и газа (плотности, вязкости, поверхностного натяжения и др.), а также нефтегазоводонасыщенности по разрезу и площади залежи, обусловленная особенностями строения пластов-коллекторов и условиями формирования залежей, которая должна учитываться при решении задач нефтепромышленной геологии (сокр.: В. И. Азаматов и др., 1976).

Несогласие. См. несогласное залегание.

Несогласное залегание.— Нарушенность геологической последовательности отложений, которая фиксируется наличием эрозионной поверхности, паузой в осадконакоплении или наличием разрыва (обобщ.: СГН, 1958; Ю. Т. Афанасьев, А. К. Башарин, Н. П. Башарина и др., 1974).

Син.: несогласие.

Нефтегазовая залежь.— Двухфазная залежь, состоящая из газовой части (газовая шапка), превышающей по объему подстилающую нефтяную часть системы (К. Бека, И. В. Высоцкий, 1976; И. В. Высоцкий, 1979). Прим. ред.: Некоторые авторы к числу Н. з. относят залежи, в которых запасы нефти преобладают над запасами газа.

Син.: газовая залежь с нефтяной оторочкой.

Нефтегазовое месторождение.— Месторождение, характеризующееся преобладанием суммарных запасов газа над геологическими запасами нефти; наряду с нефтегазовыми в разрезе месторождения могут быть встречены газонефтяные, нефтяные, газоконденсатногазовые залежи (В. Г. Васильев, Н. С. Ерофеев, Э. Л. Рожков и др., 1966).

Нефтегазоконденсатная залежь.— Нефтегазовая залежь, газовая часть которой содержит в газообразном состоянии значительное количество углеводородов C_2 +высш. (В. Г. Васильев, Н. С. Ерофеев, Э. Л. Рожков и др., 1966).

Син.: газоконденсатная (конденсатная) залежь с нефтяной оторочкой.

Нефтегазоконденсатное месторождение.— Месторождение, содержащее в своем составе либо одновременно самостоятельные газонефтяные (нефтегазовые) и газоконденсатные (конденсатные) залежи, либо хотя бы одну нефтегазоконденсатную (газоконденсатную) залежь; наряду с ними в разрезе месторождения могут быть встречены газоконденсатнонефтяные, газовые, нефтяные, газоконденсатногазовые залежи (В. Г. Васильев, Н. С. Ерофеев, Э. Л. Рожков и др., 1966).

Нефтяная залежь.— Залежь, содержащая только нефть (с некоторым количеством растворенного газа) (оп.).

— Однофазная залежь нефти с различным содержанием растворенного газа (обычно менее 200—250 м³/т) (В. Г. Васильев, Н. С. Ерофеев, Э. Л. Рожков и др., 1966).

Нефтяная залежь с газовой шапкой. См. газонефтяная залежь.

Нефтяная залежь с газоконденсатной шапкой. См. газоконденсатнонефтяная залежь.

Нефтяное месторождение.— Месторождение, состоящее из одной или нескольких нефтяных залежей (оп.).

Однопластовое месторождение.— Месторождение, состоящее из одной залежи.

Оконтуривание залежи.— Установление контуров (границ) нефтеносности и газоносности залежей нефти и газа (М. А. Жданов, 1970).

Переходная зона нефтегазовой (гаzoneфтяной) залежи.— Зона в нефтегазовом пласте между нефтью и газом, образовавшаяся за счет действия капиллярных сил, в которой газонасыщенность породы-коллектора снижается сверху вниз (близк.: М. И. Максимов, 1975).

Переходная зона нефтяной залежи (рис. 23).— Зона (в разрезе водонефтяной части залежи. — Прим. ред.) мощностью несколько метров, образовавшаяся за счет действия капиллярных и гравитационных сил в период формирования залежи, в которой нефтенасыщенность снижается сверху вниз от предельного значения до нуля (Б. М. Орлинский, 1977).

— Часть коллектора, в пределах которого наблюдается переход от чистой нефти к чистой воде (М. А. Жданов, 1970).

— Зона постепенного перехода от нефти к воде, толщиной от сантиметров до нескольких метров, возникающая в нефтяных залежах, подстилаемых водой, под действием различных факторов — капиллярных сил, различия плотностей нефти и воды и т. п. (С. А. Султанов, 1974).

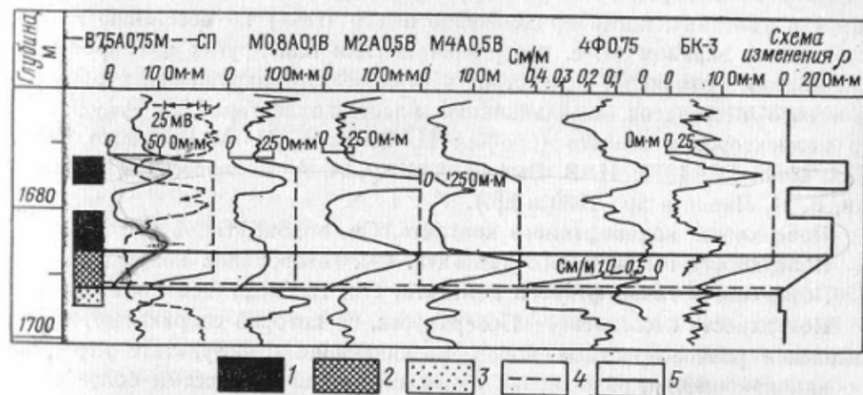


Рис. 23. Границы переходной зоны по данным электрокаротажа (по Б. М. Орлинскому).

Коллекторы: 1 — предельно нефтенасыщенные; 2 — переходной зоны; 3 — водонасыщенные; 4 — водонефтяной контакт; 5 — границы переходной зоны

— Зона в разрезе водонефтяной части залежи, границами которой являются: сверху — подошва зоны максимального нефтенасыщения коллектора, внизу — зеркало воды, т. е. кровля водоносной части коллектора (Б. Ю. Вендельштейн, Р. А. Резванов, 1978).

Пластовая залежь. — Залежь нефти в резервуаре пластового типа, т. е. ограниченном в кровле и подошве практически непроницаемыми породами, которая подпирается водой, заполняющей большую часть объема резервуара (И. О. Брод, Н. А. Еременко, 1957).

— Залежь, приуроченная к какому-нибудь пласту, ограниченному сверху и снизу непроницаемыми пластами (ГС, 1960, 1978).

Пластовая литологически экранированная залежь. — Залежь, обусловленная выклиниванием пласта-коллектора или ухудшением его коллекторских свойств вверх по восстанию (разновидность пластовых экранированных залежей. — Прим. ред.) (ГС, 1978; близк.: И. О. Брод, Н. А. Еременко, 1957; И. В. Высоцкий, 1979; А. А. Бакиров и др., 1968, 1976 и др.).

Пластовая сводовая залежь. — Залежь, приуроченная к резервуару, имеющему пластовый характер на всем протяжении продуктивной площади и изогнутому в форме свода (И. О. Брод, Н. А. Еременко, 1957).

Пластовая стратиграфическая экранированная залежь. — Залежь, ограниченная непроницаемыми породами по поверхности стратиграфического несогласия (разновидность пластовых экранированных залежей. — Прим. ред.) (ГС, 1960; близк.: ГС, 1978; И. О. Брод, Н. А. Еременко, 1957; И. В. Высоцкий, 1979 и др.).

Пластовая тектонически экранированная залежь. — Залежь в пласте, ограниченном сверху по его наклону разрывом, приводящим пласт в соприкосновение со слабопроницаемыми породами (разновидность пластовых экранированных залежей нефти. — Прим. ред.) (И. О. Брод, Н. А. Еременко, 1957; близк.: ГС, 1973; А. А. Бакиров и др., 1976; И. В. Высоцкий, 1979 и др.).

Пластовая экранированная залежь. — Пластовая залежь, образовавшаяся в условиях, когда продвижение нефти (газа) по восстанию пласта остановлено экраном (т. е. поверхностью глины или других малопроницаемых пород), возникшим вследствие тектонического нарушения, стратиграфического несогласия, выклинивания пласта-коллектора или ухудшения его коллекторских свойств (обобщ.: И. О. Брод, Н. А. Еременко, 1957; СГН, 1958; ГС, 1978; И. В. Высоцкий, 1979; А. А. Бакиров, В. И. Ермолкин, В. И. Ларин и др., 1980 и др.).

Поверхность водонефтяного контакта. См. водонефтяной контакт.

Поверхность газоводяного контакта. См. газоводяной контакт.

Поверхность газонефтяного контакта. См. газонефтяной контакт.

Поверхность несогласия. — Поверхность, по которой соприкасаются два комплекса разновозрастных пород, возникающая в результате перерыва в осадконакоплении, разрушения денудационными процессами более древних пород (поверхность размыва) или в результате разрывного нарушения (поверхность тектонического контакта) (близк.: ГС, 1978).

Поверхность размыва. — Неровная поверхность (разновидность поверхности несогласия. — Прим. ред.), разделяющая различные породы, возникающая при разрушении денудационными процессами или в случае водного размыва более древних пород до отложения более молодых (ГС, 1978).

Син.: эрозионная граница.

Подвижность двухфазной жидкости. — Подвижность пластовой жидкости (например, нефти и воды) при определенном соотношении фаз, характеризуемая тремя параметрами: фазовой подвижностью нефти — отношением фазовой проницаемости для нефти к вязкости пластовой нефти; фазовой проницаемостью воды — отношением фазовой проницаемости для воды к вязкости пластовой воды; подвижностью смеси — суммой названных двух отношений (близк.: В. Н. Васильевский, 1968).

Подвижность нефти. — Отношение эффективной проницаемости пласта в начальный (безводный) период эксплуатации к вязкости нефти в пластовых условиях (близк.: В. Н. Васильевский, 1968).

Подгазовая часть залежи. — Нефтяная часть газонефтяной (нефтегазовой) залежи, расположенная непосредственно под газонефтяным контактом, т. е. в пределах внешнего контура газоносности, где нефть в пласте перекрывается газом.

Син.: газонефтяная часть залежи.

Разрыв. — Общее название многих видов тектонических нарушений, сопровождаемых перемещением разорванных частей геологических тел друг относительно друга ..., среди которых в зависимости от перемещения крыльев и положения сместителя различают (морфологическая классификация): взброс, сброс, сдвиг и их разновидности (надвиг, подвиг,

шарьяж, раздвиг) или сочетания (сдвига-сброс, сбросо-сдвиг) (близк.: ГС, 1978).

Прим. ред.: 1. В ГС даны указания и на иные принципы классификации разрывов. 2. В промысловой геологии нефти и газа большое значение имеет соотношение амплитуды разрыва и мощности продуктивных пластов, сочетание которых обуславливает отсутствие или наличие контактов одноименных и разноименных пластов у плоскости разрыва, также характер разрыва (расстояние между его поверхностями, его проводящие или экранирующие свойства).

— Нарушение с разрывом сплошности залегания слоев земной коры (В. И. Серпухов, 1976; близк.: В. Е. Ханн, 1954; А. А. Богданов, 1954; Ю. А. Косыгин, 1952, 1958; В. Н. Павлинов, 1979).

Син.: разрывное нарушение, дизъюнктивная дислокация, дизъюнктивное нарушение.

Разрывное нарушение. См. разрыв.

Рифовая залежь. См. массивная залежь в биогермном выступе.

Сброс.— Геологическая структура, характеризующаяся взаимным перемещением двух участков пород по разделяющей их трещине, которая наклонена в стороны опущенного крыла, в результате чего скважины, пересекающие сброс, показывают сокращенный разрез с выпадением части горизонта (Ю. А. Косыгин, 1958).

— Разрывное нарушение, при котором между горизонтальными проекциями линий нарушения пласт отсутствует (имеется зона «зияния пластов». — Прим. ред.), при этом на структурной карте обе проекции линий нарушения являются видимыми и должны быть показаны сплошными линиями (сокр.: М. А. Жданов, 1970).

Прим. ред.: При сбросе с вертикальной поверхностью нарушения последняя отражается на структурной карте в виде единой линии (горизонтальное смещение отсутствует) (по З. Г. Борисенко, 1980).

— Разрыв с вертикальным или наклонным (чаще круто) сместителем, по которому крылья сброса (висячее или лежащее) опущены или подняты относительно друг друга (ГС, 1978).

Сдвиг.— Разрыв с вертикальным или наклонным сместителем, по простиранию которого крылья смещены относительно друг друга (ГС, 1978).

Сложная поверхность водонефтяного контакта.— Водонефтяной контакт, характеризующийся незакономерным расположением его поверхности в пределах залежи на разных абсолютных отметках, обусловленным неоднородностью продуктивных пластов и другими геологическими причинами.

Чисто газовая часть залежи.— Часть газовой (нефтегазовой) залежи, расположенная в пределах внутреннего контура газоносности, где вся эффективная мощность пласта насыщена газом (оп.).

Чисто нефтяная часть залежи.— Часть нефтяной залежи, расположенная в пределах внутреннего контура нефтеносности (ГС, 1978; СГН, 1958; Н. А. Еременко, 1968; М. А. Жданов, Е. В. Гординский, М. Г. Ованесов, 1975 и др.), а также часть газонефтяной залежи между внутренним контуром нефтеносности и внешним контуром газоносности, где вся эффективная мощность пласта насыщена нефтью.

Экранирующий слой.— Слой вторичных минералов, твердых битумов и др. в основании нефтяной залежи, полностью или частично изолирующий ее от водоносной зоны пласта (близк.: К. Б. Аширов, В. Н. Быков, Л. Ю. Данилова, 1971).

Син.: изолирующий слой.

Эрозионная граница. См. поверхность размыва.

4. СВОЙСТВА НЕФТИ И ГАЗА В ПЛАСТОВЫХ УСЛОВИЯХ

Адсорбция в пласте.— Поглощение поверхностью фазово-иностранного тела (адсорбента) каких-либо веществ (адсорбатов) из смежной газовой или жидкой среды, протекающее на границе раздела (ГС, 1978; близк.: И. В. Высоцкий, 1979).

— Поглощение вещества (газов, паров жидкостей или растворенных в них веществ, например, полимеров, поверхностно-активных веществ) поверхностным слоем породы (СГН, 1958).

Асфальто-смолистые вещества.— Высокомолекулярные органические соединения (смолы, асфальтены и др.), в состав которых входят углеводород, водород, сера, азот и которые обладают высокой поверхностной активностью и усложняют (соответственно их содержанию от 1 до 40 %) условия фильтрации нефти в пластах (обобщ.: СГН, 1958; Ш. К. Гиматудинов, 1971; ГС, 1978 и др.).

Беспарафиновая нефть.— Нефть с содержанием парафина не более 1 % (СГН, 1971; М. А. Жданов, 1970; М. А. Жданов, Е. В. Гординский, М. Г. Ованесов, 1975).

Влагосодержание газа.— Количество паровой воды, содержащейся в пласте в единице объема газа (Ш. К. Гиматудинов, 1971).

Высокосернистая нефть.— Нефть с содержанием серы более 2 % (ГОСТ 912—66).

Вытяжка нефти.— Извлечение нефти из нефтеносной породы с помощью бесцветных растворителей: бензина, бензола, хлороформа и др. (ГС, 1978).

Вязкость газа.— Сила внутреннего трения (вязкость), возникающая между двумя слоями газа, перемещающимися параллельно друг другу с различными по величине скоростями (оп.).

Прим. ред.: При одновременном повышении давления и температуры вязкость газа несколько повышается, однако при давлениях свыше 3 МПа увеличение температуры вызывает понижение вязкости газа, причем газы с более высокой молекулярной массой, как правило, имеют большую вязкость (по М. И. Максиму, 1975).

Вязкость пластовой нефти.— Сопротивление перемещению частиц пластовой нефти при наличии перепада давления, измеряемое обычно в виде динамической вязкости (в МПа·с),— свойство нефти, определяющее степень ее подвижности в пластовых условиях и значительно влияющее на продуктивность и эффективность разработки залежей.

Прим. ред.: В. п. н. разных залежей имеет широкие пределы — от 0,2 до 2000 мПа·с и более, наиболее обычны значения 0,8—50 мПа·с. В. п. н. уменьшается с ростом температуры, с повышением количества растворенных углеводородных газов, особенно высокомолекулярных; возрастает с увеличением давления, повышением молекулярной массы нефти, с увеличением количества растворенного азота. В. п. н. при наиболее обычных ее значениях возрастает против вязкости сепарированной в нормальных условиях нефти в 2—10 раз (обобщ.: А. П. Крылов, М. И. Максимов и др., 1946; Ф. И. Котяхов, 1956; СГН, 1958; М. А. Жданов, 1962, 1970; Ш. К. Гиматулинов, 1971; К. Бека, И. В. Высоцкий, 1976 и др.).

Вязкость сепарированной нефти.— Сопротивление перемещению частиц дегазированной в нормальных условиях нефти под влиянием приложенной силы, учитываемое в виде кинематической (см²/с) или динамической (мПа·с) вязкости, имеющее значения для разных залежей в пределах от десятых долей до сотен и тысяч мПа·с (обобщ.: СГН, 1958; М. Ф. Мирчинк, 1946; Ф. И. Котяхов, 1956; М. А. Жданов, 1962, 1970; Ш. К. Гиматулинов, 1971 и др.).

Газ газовых залежей.— Природный углеводородный газ (с относительной плотностью около 0,50—0,55.— Прим. ред.) — однофазная смесь наиболее легких, высококипящих и менее адсорбционно-активных компонентов, содержащая метан в количестве 80—99 % и его гомологи, обычно до пентана (при уменьшении содержания индивидуальных углеводородов с увеличением их молекулярной массы), а также азот, двуокись углерода, редкие газы, иногда сероводород и др. (А. К. Карпов, В. Н. Раабен, 1978).

Прим. ред.: Г. г. з. не изменяет фазового состояния при изотермическом снижении давления в пласте при разработке залежей (А. К. Карпов, В. Н. Раабен, 1978).

— Газ сухой, постоянного состава, в основном состоящий из метана (92—99 %), отличающийся незначительным содержанием тяжелых углеводородов и минимальной плотностью (А. А. Бакиров, Э. А. Бакиров, В. С. Мелик-Пашаев и др., 1968, 1976).

Газ газовых шапок.— Природный углеводородный газ нефтегазовых (газонефтяных) залежей, находящийся в пласте в газовой фазе над нефтью в равновесном состоянии с газом, растворенным в нефти и обычно отличающийся по составу от последнего пониженным содержанием тяжелых углеводородов (близк.: ГС, 1978).

Син.: свободный газ.

Газ газоконденсатных залежей.— Природная система взаиморастворенных газообразных и легкокипящих жидких нефтяных углеводородов, находящихся в термодинамических условиях земных недр в газообразном или парообразном фазовом состоянии (ГС, 1978).

— Природный углеводородный газ (с относительной плотностью около 0,60—0,7.— Прим. ред.), содержащий метана 80—94 %, С₂—С₄ заметно больше, чем в газовых залежах, повышенные концентрации С₅+высш. (при характерном убывании содержания индивидуальных углеводородов с увеличением числа атомов углерода в молекуле), а также

азот, двуокись углерода, редкие газы, иногда сероводород и др. (А. К. Карпов, В. Н. Раабен, 1978).

Прим. ред.: При эксплуатации газоконденсатной залежи с понижением давления до определенного значения (давление максимальной конденсации) обычно наблюдается переход тяжелых углеводородов в жидкое состояние, при последующем уменьшении давления часть их переходит обратно в газообразное состояние (по Ю. П. Коротаеву, 1975).

Син.: газоконденсат.

Газ нефтегазовых (газонефтяных) залежей.— Природный углеводородный газ, сопровождающий нефть в виде газовой шапки над залежью нефти и в растворенном состоянии в нефти (с составом предельных углеводородов, изменяющимся в весьма широких пределах.— Прим. ред.) (ГС, 1978).

Прим. ред.: Газ газовой шапки находится в залежи в равновесии с газами, растворенными в нефти: в зависимости от давления в залежи и от типа нефти меняются как соотношение между свободными и растворенными газами, так и состав тех и других (ГС, 1978).

— Газ газовой шапки, обычно содержащий меньше тяжелых углеводородов, чем газ, растворенный в нефти (СНГ, 1971).

Син.: нефтяной газ.

Газ, окклюдируемый в нефти.— Газ, выделившийся из нефти при снижении пластового давления ниже давления насыщения и находящийся в нефти в виде рассеянных пузырьков (оп.).

Газоконденсат. См. газ газоконденсатных залежей.

Газ, растворенный в нефти.— Газ, находящийся в нефти, нефтяных, газонефтяных и нефтегазовых залежей в растворенном состоянии и выделяющийся из нее при снижении давления ниже давления насыщения (оп.).

— Природный углеводородный газ, находящийся в нефти в виде раствора, имеющий относительную плотность 0,7—1,3 и более, состав, изменяющийся в широких пределах — от типичного метанового до практически не содержащего метан, но в основном характеризующийся повышенным содержанием С₂—С₄ и С₅+высш. при различном характере изменения концентрации индивидуальных углеводородов (уменьшающейся или увеличивающейся с возрастанием их молекулярной массы или не подчиняющейся определенной закономерности) (близк.: А. К. Карпов, В. Н. Раабен, 1978).

Газоконденсатный фактор.— Отношение количества добытого газа (в м³ в нормальных условиях) к количеству извлеченного из него стабильного конденсата (в м³ или т) (М. А. Жданов, 1970 и др.).

Газосодержание пластовой нефти.— Количество газа, растворенного в единице массы или объема пластовой нефти, сохраняющейся постоянным при пластовом давлении, равном давлению насыщения или превышающем его, и уменьшающееся в процессе разработки залежи при снижении пластового давления ниже давления насыщения (близк.: Ф. И. Котяхов, 1956; М. А. Жданов, 1970 и др.).

Син.: пластовый газовый фактор.

Групповой состав нефти. См. групповой состав углеводородов нефти.

Групповой состав углеводородов нефти.— Характеристики количественных соотношений между основными классами углеводородных структур (метановыми, нафтеновыми и ароматическими) нефти или нефтяных фракций (ГС, 1978).

— Характеристика распределения углеводородов нефти между алифатическими цепями, нафтеновыми и ароматическими циклами углеводородов (структурно-групповой состав нефти) (ГС, 1978).

— Количественная характеристика состава нефти или фракций по классам входящих в них углеводородов — метановых, нафтеновых и ароматических (СГН, 1958).

Прим. ред.: 1. Термин применяется для характеристики различных сложных систем, когда определяются не отдельные индивидуальные компоненты смеси, а характеристика группы компонентов (групповой анализ) (СГН, 1958). 2. Первые два определения отражают две различные схемы группового анализа углеводородной части нефтей (ГС, 1978).

Син.: групповой состав нефти, углеводородный состав нефти.

Давление насыщения нефти. См. давление насыщения нефти газом.

Давление насыщения нефти газом.— Давление, при котором газ начинает переходить из растворенного в нефти состояния в свободное (возрастающее с увеличением соотношения объемов растворенного газа и нефти, также с ростом температуры, молекулярной массы нефти и количества компонентов газа, плохо растворимых в нефти, особенно азота) (близк.: Ф. И. Котяхов, 1956; М. А. Жданов, 1962, 1970; Ш. К. Гиматудинов, 1971 и др.).

— Давление, при котором весь газ, присутствующий в пласте, оказывается растворенным в нефти (СГН, 1958; близк.: ГС, 1978).

Син.: давление насыщения нефти.

Давление начала конденсации.— Пластовое давление, при котором конденсат залежи начинает переходить из парообразного состояния в жидкое, что приводит к превращению однофазной системы в двухфазную (близк.: М. А. Жданов, 1970; В. А. Амнян, Л. А. Васильева, 1974 и др.).

Син.: давление точки росы.

Давление точки росы. См. давление начала конденсации.

Дегазирование нефти. См. разгазирование нефти.

Дегазированная нефть.— Нефть, из которой в пластовых условиях или на поверхности вследствие снижения пластового давления выделен газ.

Дистиллаты нефти. См. фракционный состав нефти.

Дифференциальное дегазирование нефти. См. дифференциальное разгазирование нефти.

Дифференциальное разгазирование нефти.— Процесс разгазирования нефти в пласте, при котором по мере снижения пластового давления образующийся свободный газ непрерывно уходит в скважины, опережая нефть, из которой он выделился, что приводит к постепенному утяжелению газовых компонентов, контактирующих в пласте с нефтью, и возрастанию парциального давления более тяжелых углеводородов.

— Имитирующий дифференциальное разгазирование процесс разгазирования нефти в лабораторных условиях, при котором количество выделившегося из нефти газа измеряется порциями по мере снижения давления в смеси и отвода выделившегося газа (Ш. К. Гиматудинов, 1971; близк.: А. С. Смирнов, 1946; Ф. И. Котяхов, 1956 и др.).

Син.: ступенчатое разгазирование нефти, многократное разгазирование нефти, многократное дегазирование нефти, дифференциальное дегазирование нефти, ступенчатое дегазирование нефти.

Дифференциальное растворение газа в нефти.— Процесс растворения, при котором масса газа в нефти увеличивается с увеличением давления (СНГ, 1971).

Зольность нефти.— Химическая характеристика нефти, выражаемая количеством образующейся при ее сжигании золы.

Идеальные газы.— Газы, более или менее точно подчиняющиеся законам Бойля—Мариотта и Гей-Люссака, которые полностью справедливы лишь при достаточном разрежении газа, когда частицы его настолько удалены одна от другой, что можно пренебрегать силами их взаимодействия и занимаемой ими частью объема (СГН, 1958).

— Газы, характеризующиеся отсутствием межмолекулярных сил взаимного притяжения и бесконечно малым объемом самих молекул (А. А. Брискман, А. К. Иванов, А. Л. Козлов и др., 1955).

— Газ, в котором отсутствуют силы межмолекулярного взаимодействия (Б. М. Яворский, А. А. Детлаф, 1963).

Конденсат.— Углеводороды C_5 и C_6+ и высш., находящиеся в газоконденсатной залежи в газообразном состоянии и в процессе разработки залежи выпадающие в виде жидкости при снижении пластового давления до давления начала конденсации и ниже его.

Контактное дегазирование нефти. См. контактное разгазирование нефти.

Контактное разгазирование нефти.— Процесс разгазирования пластовой нефти в пласте или в лабораторных условиях, при котором выделяющийся из нефти при снижении давления газ до конца разгазирования остается в контакте с жидкостью, что создает условия для уменьшения парциального давления тяжелых углеводородов, облегчения процесса их испарения и более полной дегазации нефти (близк.: А. С. Смирнов, 1946; Ф. И. Котяхов, 1956; М. А. Жданов, 1970; Ш. К. Гиматудинов, 1963; И. В. Высоцкий, 1979 и др.).

Син.: однократное разгазирование нефти, одноступенчатое разгазирование нефти, контактное дегазирование нефти.

Контактное растворение газа в нефти.— Процесс, при котором масса газа, который растворяется в нефти, сохраняется постоянной (СНГ, 1971).

Коэффициент разгазирования нефти.— Количество газа, выделяющегося из единицы массы или объема нефти при снижении давления на единицу, обычно увеличивающееся по мере снижения давления, но возрастающее в области очень высоких температур и давлений в связи с яв-

лениями обратного испарения (Ф. И. Котяхов, 1956; Ш. К. Гиматудинов, 1963 и др.).

Коэффициент растворимости газа в нефти.—Показатель, характеризующий способность природного углеводородного газа растворяться в нефти,— количество газа, растворяющегося в единице массы или объема нефти при увеличении давления на 0,1 МПа (Ф. И. Котяхов, 1956).

Прим. ред.: Компоненты нефтяного газа обладают различной растворимостью в нефти. С увеличением молекулярной массы коэффициент растворимости углеводородных газов возрастает. Из неуглеводородных газов углекислота обладает весьма высокой растворимостью, азот — наиболее низкой. Растворимость нефтяного газа, имеющего сложный состав, отклоняется от линейного закона (не следует законам идеального газа); с увеличением давления коэффициент растворимости газа возрастает, с ростом температуры снижается (по Ф. И. Котяхову, 1956).

Коэффициент сжимаемости газа.— Коэффициент, используемый при изучении объемов пластового газа в зависимости от пластового давления.

— Отношение объемов реального пластового и идеального газов при одинаковых условиях, т. е. при одних и тех же давлении и температуре (СНГ, 1958; ГС, 1978; близк.: Ф. И. Котяхов, 1956; Ш. К. Гиматудинов, 1963; М. А. Жданов, 1970 и др.).

Син.: коэффициент упругости газа, коэффициент объемной упругости газа, коэффициент упругого расширения газа.

Коэффициент сжимаемости нефти.— Показатель изменения единицы объема пластовой нефти при изменении давления на 0,1 МПа, возрастающей с увеличением содержания легких фракций нефти и количества растворенного газа, повышением температуры, снижением давления и имеющий значения в пределах $(6 \div 140) \cdot 10^{-6}$ 1/МПа, для большинства пластовых нефтей $(6 \div 18) \cdot 10^{-6}$ 1/МПа (обобщ.: В. Н. Щелкачев, 1948; Ф. И. Котяхов, 1956; СНГ, 1958; ГС, 1978; М. А. Жданов, 1970; М. И. Максимов, 1975 и др.).

Син.: коэффициент упругости нефти, коэффициент объемной упругости нефти; коэффициент упругого расширения нефти.

Коэффициент (объемной) упругости газа. См. коэффициент сжимаемости газа.

Коэффициент (объемной) упругости нефти. См. коэффициент сжимаемости нефти.

Коэффициент теплового расширения нефти.— Коэффициент, показывающий, на какую часть своего первоначального объема изменяется объем нефти при изменении температуры на 1 °С (оп.).

— Та доля единицы объема, на которую происходит расширение нефти при ее нагревании на 1 °С (И. М. Губкин, 1975).

Коэффициент упругого расширения газа. См. коэффициент сжимаемости газа.

Коэффициент упругого расширения нефти. См. коэффициент сжимаемости нефти.

Критическое давление.— Предельное давление, при котором газ не переходит в жидкое состояние, как бы ни была низка температура (обобщ.: СНГ, 1971; Ш. К. Гиматудинов, В. А. Амиан, 1974 и др.).

— Давление, соответствующее критической точке, выше которого в однокомпонентной системе жидкая и газовая фазы данного вещества не могут равновесно существовать (ГС, 1978).

Критическая температура.— Температура, выше которой газ не может быть превращен в жидкость ни при каком давлении, т. е. не может находиться в двухфазном состоянии (обобщ.: В. А. Амиан, 1974; Ш. К. Гиматудинов, 1971; ГС, 1978; СНГ, 1958).

«Легкая нефть».— Нефть с относительно низкой плотностью, что обусловлено как химическим ее характером — преимущественным содержанием метановых углеводородов, так и фракционным составом — высоким содержанием бензина (СНГ, 1958).

Люминесцентный анализ.— Анализ, основанный на способности некоторых веществ или их растворов (жидких, твердых) люминесцировать, т. е. светиться различными цветами под действием возбуждителей (ультрафиолетовые, катодные, анодные, рентгеновские, радиоактивные и другие излучения) (СНГ, 1958).

Прим. ред.: Л. а. широко применяется на всех этапах изучения месторождения.

Люминесценция нефти.— Способность нефти люминесцировать в ультрафиолетовых лучах, при этом цвет и яркость люминесценции зависят от группового состава нефти (ГС, 1978 и др.).

Прим. ред.: Л. н. может быть использована при детальной корреляции продуктивных пластов, для контроля за перемещением нефти в пласте при разработке залежей и др.

Малопарафинистая нефть.— Нефть с содержанием парафина 1—2 % (СНГ, 1971; М. А. Жданов, 1970; М. А. Жданов, Е. В. Гординский, М. Г. Ованесов, 1975).

Прим. ред.: По данным других исследователей — не более 1,5 % (Э. А. Бакиров, В. И. Ермолкин, В. И. Ларин и др., 1980; Т. А. Бурдынь, Ю. Б. Закс, 1975).

Син.: малопарафиновая нефть.

Малопарафиновая нефть. См. малопарафинистая нефть.

Малосернистая нефть.— Нефть с содержанием серы до 0,5 % (ОСТ 38.01197—80).

Малосмолистая нефть.— Нефть с содержанием смол менее 8 % (М. А. Жданов, 1970; СНГ, 1971; М. А. Жданов, Е. В. Гординский, М. Г. Ованесов, 1975).

— Нефть с содержанием смол до 5 % (К. Бека, И. В. Высоцкий, 1976).

«Мертвая нефть».— Нефть в пласте-коллекторе, не содержащая растворенных газов и не находящаяся под напором краевых вод (ГС, 1978).
Прим. ред.: М. н. может встречаться на небольших глубинах в результате ее дегазации или быть результатом разработки залежи при режиме растворенного газа.

Метано-нафтено-ароматическая нефть.— Нефть, характеризующаяся

близкими содержаниями метановых, нафтеновых и ароматических углеводородов во фракциях, начиная с керосиновой, обогащенностью асфальто-смолистыми веществами (10 % и выше) и относительно повышенной плотностью (близк.: ГС, 1978; СГН, 1958).

Метано-нафтеновая нефть.— Нефть, дистиллатная часть которой характеризуется близкими количествами метановых и нафтеновых углеводородов, относительно пониженным содержанием ароматических углеводородов и уменьшенным (по сравнению с метановыми нефтями) — твердого парафина в высших фракциях (близк.: ГС, 1978; СГН, 1958).

Прим. ред.: М. н. н. вместе с метановой составляют основную массу мировых нефтей (ГС, 1978).

Метановая нефть.— Нефть, дистиллатная часть которой характеризуется преобладанием метановых углеводородов (не менее 50 % в суммарном дистиллате до 550 °С), низким содержанием асфальто-смолистых веществ (как правило, до 5—6 %) и высоким — твердого парафина (близк.: ГС, 1978; СГН, 1958).

Прим. ред.: М. н. вместе с метано-нафтеновой составляют основную массу мировых нефтей (ГС, 1978).

Микрокомпоненты нефти. См. микроэлементы нефти.

Микроэлементы нефти.— Химические элементы, которые имеются в нефтях в небольших концентрациях (в тысячных и сотых долях процента) и выделяются в золе, получаемой после перегонки нефти (сера, кислород, азот, ванадий, фосфор, никель, иод, кремний, кальций, железо, магний, натрий, алюминий, марганец, свинец, серебро, медь, титан, уран, олово, мышьяк и др.) (близк.: И. М. Губкин, 1937; СГН, 1958; ГС, 1978 и др.).

Прим. ред.: В нефтях установлено свыше 40 микроэлементов, общее содержание которых редко превышает 0,02—0,03 % от массы нефти (Н. Б. Вассоевич, 1975 и др.).

Син.: минеральные вещества нефти, микрокомпоненты нефти.

Минеральные вещества нефти. См. микроэлементы нефти.

Многokратное дегазирование нефти. См. дифференциальное разгазирование нефти.

Многokратное разгазирование нефти. См. дифференциальное разгазирование нефти.

Нафтенo-ароматическая нефть.— Нефть, дистиллатная часть которой характеризуется преобладанием нафтеновых и ароматических углеводородов (причем количество последних к высшим фракциям возрастает), низким содержанием твердого парафина (как правило, значительно ниже 1 %); количество асфальто-смолистых веществ нередко достигает до 20 % и более.

Нафтеновая нефть.— Нефть, дистиллатная часть которой характеризуется преобладанием нафтеновых углеводородов и низким содержанием ароматических углеводородов, твердого парафина, асфальто-смолистых веществ; содержанием метановых углеводородов, значительным в низкокипящих фракциях, далее резко снижающимся, но в высших фракциях вновь возрастающим (близк.: ГС, 1978; СГН, 1958).

Прим. ред.: Н. н. имеет более ограниченное распространение, чем другие классы нефтей (ГС, 1978).

Нафтеновые кислоты.— Часть кислородных соединений нефти — карбоксильные производные нафтенов (преимущественно пятичленных), характеризующиеся высоким поверхностным натяжением и потому усложняющие условия фильтрации нефти в пластах (обобщ.: СГН, 1958; Ш. К. Гиматулинов, 1971; ГС, 1978 и др.).

Начальный градиент давления сдвига.— Характерное для нефти * с неньютоновскими свойствами пороговое значение градиента давления в пористой среде, после превышения которого скорость фильтрации становится отличной от нуля (в пласте начинается движение нефти) (А. Х. Мирзаджанзаде, Г. Г. Вахитов, В. С. Орлов и др., 1975).

— Разность между пластовым и забойным давлением, после достижения которой происходит фильтрация жидкости в пласте (Р. Н. Дияшев, 1968).

Син.: предельный градиент давления сдвига.

Неньютоновская нефть.— Нефть, не подчиняющаяся линейному закону трения Ньютона, т. е. обладающая в пластовых условиях структурно-механическими свойствами (предельным градиентом давления сдвига и структурной вязкостью) в связи с большим содержанием смол, асфальтенов, парафинов, а также в связи с низкими коллекторскими свойствами и значительной глинистостью пород (обобщ.: А. Х. Мирзаджанзаде, А. Г. Ковалев, Ю. В. Зайцев, 1972; В. В. Давликанов, З. А. Хабибуллин, М. М. Кабиров, 1975; А. Х. Мирзаджанзаде, Г. Г. Вахитов, В. С. Орлов и др., 1975).

Нефть.— Горючее ископаемое, сложная смесь главным образом углеводородов с примесью органических кислородных, сернистых и азотистых соединений, обычно представляющее собой маслянистую жидкость красно-коричневого, иногда почти черного цвета (БСЭ, 1955), существенно изменяющее физические и технологические свойства в зависимости от химического состава — плотность от 0,75 до 0,97, температура кипения от 74 до 170 °С, температура вспышки от 17 до 100 °С и выше, температура застывания от —20 до +20 °С, фракционный состав от практически бензинового до лишнего бензина, групповой состав от практически чисто метанового до преобладающе ароматического (близк.: ГС, 1978; СГН, 1958 и др.).

Нефть, насыщенная газом.— Нефть, находящаяся в пласте при начальном пластовом давлении, равном давлению насыщения нефти газом или превышающем его (оп.).

Нефть, недонасыщенная газом.— Нефть, находящаяся в пласте при давлении выше давления насыщения нефти газом (оп.).

Нефть в пластовых условиях. См. пластовая нефть.

Нефть сильносмолистая.— Нефть с содержанием смол более 28 % (М. А. Жданов, 1970; СГН, 1971; М. А. Жданов, Е. В. Гординский, М. Г. Ованесов, 1975).

— Нефть с содержанием смол более 15 % (К. Бека, И. В. Высоцкий, 1976).

Нефтяной газ. См. газ нефтегазовых (газонефтяных) залежей.

Нефтяные погоны. См. фракционный состав нефти.

Ньютоновская нефть.— Нефть, подчиняющаяся линейному закону трения Ньютона (оп.).

Обратная конденсация.— Фазовое превращение в процессе разработки газоконденсатных залежей при снижении пластового давления ниже давления начала конденсации (т. е. ниже давления точки росы), заключающееся в выделении части углеводородов из состава газа в жидкую фазу (конденсат).

Син.: ретроградная конденсация.

Обратное испарение.— Фазовое превращение, заключающееся в испарении выпавшего в пористой среде конденсата, которое может происходить при весьма высокой пластовой температуре при большом снижении пластового давления в процессе разработки газоконденсатной залежи.

Син.: ретроградное испарение.

Объемный коэффициент пластового газа.— Объем, занимаемый в пластовых условиях при определенных температуре и давлении газом, имеющим в нормальных условиях объем 1 м^3 (оп.).

Прим. ред.: В пластовых условиях пластовый газ занимает объем на два-три порядка меньший, чем в нормальных условиях.

Объемный коэффициент пластовой нефти.— Отношение объема пластовой нефти к объему получаемой из нее сепарированной при стандартных условиях нефти, используемое для перевода объема товарной (сепарированной) нефти в пластовые условия при подсчете запасов методом материального баланса и при решении различных задач разработки (Ф. И. Котяхов, 1956; М. А. Жданов, 1962, 1970; Ш. К. Гиматудинов, 1971; ГС, 1978).

Прим. ред.: О. к. п. н. практически всегда больше единицы и с увеличением газосодержания нефти и пластовой температуры возрастает примерно от 1,05 до 3,0 и более (Ф. И. Котяхов, 1956; Ш. К. Гиматудинов, 1971 и др.).

Однократное разгазирование нефти. См. контактное разгазирование нефти.

Одноступенчатое разгазирование нефти. См. контактное разгазирование нефти.

Оптическая плотность нефти— способность нефти поглощать свет с определенной длиной волны, зависящая от содержания в нефти смол и асфальтенов и оцениваемая коэффициентом светопоглощения (близк.: И. Ф. Глузов, Л. Ф. Гильманшин, 1971).

Основные законы газового состояния.— Законы Бойля—Мариотта, Гей-Люссака, Дальтона, Шарля, Клапейрона—Менделеева, Ван-дер-Ваальса, Авогадро и др., которые определяют соотношение между давлением, температурой и объемом, характеризующими состояние газа (оп.).

Относительная влажность газа.— Отношение количества водяных паров, находящихся в газе при данных условиях, к максимально возможному количеству водяных паров в газе при тех же условиях (Ш. К. Гиматудинов, 1971).

Относительная плотность нефти.— Отношение плотности нефти, определенной при температуре $20 \text{ }^\circ\text{C}$, к плотности дистиллированной воды

того же объема при температуре $4 \text{ }^\circ\text{C}$ (принята в СССР в качестве стандарта).

Относительная плотность природного газа.— Число, показывающее, во сколько раз масса газа, заключенная в определенном объеме при данных давлении и температуре, больше или меньше массы сухого воздуха, заключенного в том же объеме при нормальных условиях (Ш. К. Гиматудинов, 1963, 1971 и др.).

Прим. ред.: О. п. п. г. находится в прямой зависимости от его молекулярной массы и изменяется примерно от 0,5 до 1,2 и более.

Парафин.— Входящая в состав пластовой нефти в количестве от долей процента до 20 % и более смесь высокомолекулярных углеводородов преимущественно метанового ряда с примесью смол и асфальтенов, выпадающая в виде твердой воскообразной массы при снижении температуры ниже температуры начала кристаллизации парафина ($15\text{--}60 \text{ }^\circ\text{C}$), что осложняет работу эксплуатационного оборудования, а при выпадении в продуктивных пластах резко ухудшает их фильтрационную характеристику.

— Смесь твердых углеводородов преимущественно метанового ряда, являющаяся одним из компонентов высших фракций нефтей; белая масса плотностью $907\text{--}915 \text{ кг/м}^3$ при $15 \text{ }^\circ\text{C}$, с температурой плавления $40\text{--}60 \text{ }^\circ\text{C}$; с содержанием нефти иногда до 13—14 % и более (близк.: И. М. Губкин, 1937; СГН, 1958; Ш. К. Гиматудинов, 1963; Б. М. Рыбак, 1962; ГС, 1978 и др.).

Парафинистая нефть.— Нефть с содержанием парафина более 2 % (М. А. Жданов, 1970; СНГ, 1971; М. А. Жданов, Е. В. Гординский, М. Г. Ованесов, 1975).

Син.: парафиновая нефть.

Парафиновая нефть. См. парафинистая нефть.

Парциальное давление.— Часть общего давления газовой смеси, обусловленная каким-либо ее компонентом, равная тому давлению этого компонента, которым он бы обладал, если бы один занимал весь объем (при той же температуре) (ГС, 1978).

Пересчетный коэффициент нефти.— Величина, обратная объемному коэффициенту нефти отношению объема сепарированной при нормальных условиях нефти к объему той же нефти в пластовых условиях) и используемая при подсчете запасов нефти объемным методом (близк.: М. А. Жданов, 1962, 1970; ГС, 1978 и др.).

Пластовая нефть.— Смесь жидких и газообразных углеводородов, содержащихся в нефтяном пласте в условиях характерных для него пластовых давлений и температур, в зависимости от которых она может либо представлять собой однофазную жидкость, либо распадаться на жидкую и газовую фазы (ГС, 1978 и др.).

— Нефть в том состоянии, в каком она находится в пласте (не окислена, содержит растворенный газ, при пластовых температуре и давлении) (Ф. И. Котяхов, 1956).

Прим. ред.: Наличие в П. н. весьма значительных количеств растворенного газа резко изменяет ее состав, уменьшает плотность, вязкость, поверхностное натяжение. Свойства П. н. изменяются в процессе разра-

ботки залежи по мере снижения пластового давления ниже давления насыщения (СГН, 1958; ГС, 1978 и др.).

Син.: нефть в пластовых условиях.

Пластовый газовый фактор. См. газосодержание пластовой нефти.

Пластовый градиент плотности нефти.— Показатель, отражающий часто наблюдаемое изменение плотности пластовой нефти в пределах площади нефтеносности — изменение плотности нефти в залежи на каждые 100 м (М. В. Абрамович, 1955).

Прим. ред.: П. г. п. н. имеет значение от нуля до $0,05 \text{ г/см}^3$ и более; при равновесном состоянии нефти в залежи, по расчетам А. Ю. Намиота, от $0,002$ до $0,003 \text{ г/см}^3$ (Н. А. Еременко, 1968).

Плотность газовой смеси.— Величина, равная сумме произведений плотности каждого компонента, входящего в состав газа, на содержание его в смеси (И. В. Высоцкий, 1979; близк.: Э. А. Бакиров, В. Н. Ермолин, В. И. Ларин и др., 1980).

Плотность пластового газа.— Отношение массы пластового газа при данных температуре и давлении к его объему (оп.).

Прим. ред.: С увеличением содержания тяжелых компонентов П. п. г. при прочих равных условиях возрастает; в пластовых условиях плотность газа возрастает примерно на два-три порядка.

Плотность пластовой нефти.— Масса нефти, извлеченной из недр с сохранением пластовых условий, в единице объема (кг/м^3), которая имеет обычно значения $400\text{—}800 \text{ кг/м}^3$ и с увеличением газосодержания нефти и температуры уменьшается против плотности сепарированной нефти на $20\text{—}40 \%$, и более.

Прим. ред.: П. п. н. может быть определена расчетным путем.

Поверхностно-активные вещества нефти.— Нафтеновые кислоты, смолы, асфальтены и другие вещества, содержание которых в нефти уменьшает ее поверхностное натяжение на границе с водой и способствует образованию адсорбционных слоев этих веществ на стенках пустот (обобщ.: Ш. К. Гиматудинов, 1971; М. И. Максимов, 1975 и др.).

Показатель подвижности пластовой жидкости.— Комплексный параметр, равный частному от деления эффективной проницаемости породы для соответствующей жидкости на ее вязкость в пластовых условиях.

— Комплексный параметр, определяемый при фильтрации однородной жидкости как отношение физической проницаемости коллектора к вязкости жидкости в пластовых условиях (В. Н. Васильевский, 1968).

Прим. ред.: 1. Термин впервые введен в 1937 г. Маскетом. 2. Параметр входит в качестве множителя в формулу Дарси, в формулу пьезопроводности, в показатель гидропроводности и широко используется при обобщении опыта разработки для сравнительной оценки эксплуатационных объектов и условий извлечения нефти из них.

Предельный градиент давления сдвига. См. начальный градиент давления сдвига.

Приведенное псевдокритическое давление.— Отношение давления, под которым находится смесь газов, к псевдокритическому давлению (ГС, 1978; близк.: СГН, 1958).

Приведенная псевдокритическая температура.— Отношение температуры, при которой находится смесь газов, к псевдокритической температуре, зная которое можно найти значение коэффициента сжимаемости реальных газов (ГС, 1978; близк.: СГН, 1958; И. В. Высоцкий, 1979).

Природные пластовые газы. См. природные пластовые углеводородные газы.

Природные пластовые углеводородные газы.— Газы газовых и нефтяных месторождений — многокомпонентные системы, содержащие в основном предельные углеводороды — легкие ($\text{C}_1\text{—C}_4$) и в небольших количествах более тяжелые, а также азот ($0,1\text{—}20,0 \%$ и более), двуокись углерода, редкие газы, иногда сероводород и др. (обобщ.: Ю. П. Кортаев, 1975; Ф. А. Требин, Ю. Ф. Макагон, К. С. Басниев, 1976; А. К. Карпов, В. Н. Раабен, 1978 и др.).

Прим. ред.: 1. В литературе нередко под природными понимаются только газы газовых и газоконденсатных залежей; газ, сопутствующий нефти (растворенный в нефти и газ газовых шапок) именуют нефтяным. 2. В процессе разработки залежей всех типов, содержащих газ, происходит в той или иной мере изменение состава газов.

— Газы, содержащие в своем составе преимущественно различные углеводородные соединения (больше 50%), при этом обязательным компонентом является метан, содержание которого обычно превышает сумму более тяжелых углеводородов (ГС, 1978).

— Газы, в состав которых входят первичные гомологи жирного ряда (предельные углеводороды) — метан, этан, пропан и бутан, а также первичные гомологи непредельного ряда с двойными и тройными связями (этилен, ацетилен и их гомологи) (СГИГ, 1971; близк.: СГН, 1958; В. М. Муравьев, 1977).

Син.: природные пластовые газы.

Промысловый газовый фактор.— Отношение объема газа, получаемого при сепарации добытой нефти, к количеству получаемой дегазированной нефти (оп.).

— Количество природного газа (в м^3), приходящееся на 1 т или 1 м^3 (добытой.— Прим. ред.) нефти (СГН, 1958; близк.: ГС, 1978 и др.).

Прим. ред.: Поведение П. г. ф. при разработке залежи в совокупности с другими данными указывает на режим залежи и характеризует процессы, протекающие в пластах.

Псевдокритическая температура.— Сумма произведений относительного содержания данного углеводорода в смеси (в долях единицы, если задано объемное содержание, или в молях) на значение критической температуры для этого же углеводорода (ГС, 1978; СГН, 1958; И. В. Высоцкий, 1979).

Прим. ред.: Используется применительно к нефтяным газам, состоящим из смеси углеводородов, имеющих различные критические температуры.

Син.: средняя критическая температура.

Псевдокритическое давление.— Сумма произведений относительного содержания данного углеводорода в смеси (в долях единицы, если задано

объемное содержание, или в молях) на значение критического давления этого же углеводорода (ГС, 1978; СГН, 1958).

Син.: среднее критическое давление.

Разгазирование нефти.— Выделение из пластовой нефти в пласте или в лабораторных условиях (вследствие снижения пластового давления ниже давления насыщения) компонентов газа, происходящее в последовательности, обратной их растворению: азот, метан, этан, пропан, бутан, пентан и т. д.

Прим. ред.: В процессе разработки залежей сочетаются дифференциальное и контактное разгазирование.

Син.: дегазирование нефти.

Растворимость (природного углеводородного) газа в нефти.— Способность природного углеводородного газа при определенных термобарических условиях образовывать в пласте с нефтью однородную жидкую систему.

Прим. ред.: Промысловую геологию интересуют в большей мере процессы разгазирования нефти при разработке месторождений. Знание Р. п. у. г. н. необходимо при определении объемного коэффициента пластовой нефти, при решении вопросов нагнетания газа в пласт, при постановке задачи растворения газа, выделившегося в результате отставания освоения процесса воздействия на пласт, и др.

Реальные газы.— Газы (в т. ч. природные углеводородные.— Прим. ред.), отклоняющиеся от газовых законов Бойля — Мариотта и Гей-Люссака, причем отклонение от идеального состояния газа тем более, чем больше плотность газа (выше давление, ниже температура), т. е. чем ближе друг к другу его частицы и чем сильнее взаимодействие между ними (близк.: СГН, 1958).

— Газы, для расчета состояния которых обычно пользуются обобщенным газовым законом в виде уравнения Клапейрона — Менделеева, в которое вводится поправка (коэффициент сжимаемости), учитывающая отклонение реальных газов от законов сжатия и расширения идеальных газов (Ш. К. Гиматулинов, 1963, 1971).

— Газ, между молекулами которого существуют заметные силы молекулярного взаимодействия (Б. М. Яворский, А. А. Детлаф, 1963).

Ретроградная конденсация. См. обратная конденсация.

Ретроградное испарение. См. обратное испарение.

Свободный газ. См. газ газовых шапок.

Свойства пластового газа.— Физические свойства, характеризующие газ (газоконденсат) в условиях пластовых давления и температуры: плотность, вязкость, влагосодержание, растворимость, обратная конденсация, критические температура и давление, объемный коэффициент, коэффициент сжимаемости и др.

Свойства пластовой нефти.— Свойства, характеризующие нефть в условиях пластовых давления и температуры: плотность, удельный объем, вязкость, поверхностное натяжение, газосодержание, давление насыщения, объемный коэффициент, объемное расширение и др.

Сернистая нефть.— Нефть с содержанием серы от 0,51 до 2 % (ОСТ 38.01197—80).

Смолистая нефть.— Нефть с содержанием смол, изменяющимся в пределах 8—28 % (М. А. Жданов, 1970; М. А. Жданов, Е. В. Гординский, М. Г. Ованесов, 1975).

— Нефть с содержанием смол в пределах 5—15 % (К. Бека, И. В. Высоцкий, 1976).

Смоли и асфальтены.— Сложные компоненты нефти — высокомолекулярные соединения, содержащие углерод, водород, азот, серу, находящиеся в нефти в количестве 2—45 %, обладающие высокой поверхностной активностью и при большом содержании в нефти усложняющие условия ее фильтрации в продуктивных пластах.

— Сложные полициклические системы, состоящие из ароматических, гидроароматических и гетероароматических циклов и алифатических радикалов (К. Бека, И. В. Высоцкий, 1976 г.).

Средняя критическая температура. См. псевдокритическая температура.

Среднее критическое давление. См. псевдокритическое давление.

Средняя плотность нефти.— Среднее арифметическое из всех определений плотности дегазированной нефти, полученных по поверхностным пробам из скважин, расположенных в различных частях залежи (подсчетного объекта) (оп.).

Средний пересчетный коэффициент нефти.— Среднее арифметическое из всех определений пересчетного коэффициента, полученных по глубинным пробам пластовой нефти из скважин, расположенных в различных частях залежи (подсчетного объекта) (оп.).

Стабилизированная нефть.— Нефть, из которой извлечены легкие углеводороды по C_4 включительно (Т. А. Бурдынь, Ю. Б. Закс, 1975).

Стабильный конденсат.— Конденсат, получаемый после полной дегазации сырого конденсата и состоящий из пентанов и вышекипящих (Инструкция по исследованию газоконденсатных залежей с целью определения балансовых и извлекаемых запасов конденсата и других компонентов газа, 1973).

Ступенчатое дегазирование нефти. См. дифференциальное разгазирование нефти.

Ступенчатое разгазирование нефти. См. дифференциальное разгазирование нефти.

Сырой конденсат.— Продукт сепарации свободного газа, состоящий при стандартных условиях из жидких углеводородов, в которых растворено то или иное количество газообразных углеводородов (Инструкция по исследованию газоконденсатных залежей с целью определения балансовых и извлекаемых запасов конденсата и других компонентов газа, 1973).

Температура воспламенения нефти в пласте.— Низшая температура, при которой в пласте происходит процесс самовоспламенения нефти.

Син.: точка воспламенения нефти в пласте.

Температура кипения углеводородов.— Технологическая характеристика углеводородных компонентов нефтей, используемая при разгонке нефтей и выражающаяся в возрастании температуры кипения углеводородов с увеличением количества атомов углерода в молекуле, также в раз-

личии температур кипения углеводородов разных классов при равном количестве атомов углерода (обобщ.: Н. А. Еременко, 1968; Э. А. Бакиров, В. Н. Ермолкин, В. И. Ларин и др., 1980).

Температура насыщения пластовой нефти парафином.— Температура, при которой начинается образование твердой фазы в пластовой нефти при термодинамическом равновесии (ВНИИ, 1973).

Теплоемкость пластовой нефти.— Количество теплоты, необходимое для нагрева 1 г нефти на 1 °С, зависящее от давления, температуры и количества растворенного веса и изменяющееся примерно в пределах 0,800—3590 кДж/(кг·°С) (Ю. А. Балакирев, 1974).

— Теплоемкость единицы массы нефти (Б. М. Яворский, А. А. Детлаф, 1963).

Точка воспламенения нефти в пласте. См. температура воспламенения нефти в пласте.

«Тяжелая нефть».— Нефть с высокой плотностью (более 0,900 г/см³), обусловленной повышенным содержанием асфальто-смолистых веществ, преобладанием в строении углеводородов циклических структур и низким содержанием легкокипящих фракций (начальная температура кипения иногда выше 200 °С) (СГН, 1958).

Тяжелые углеводороды.— 1. Газообразные гомологи метана, встречающиеся в природных газах; ближайший из гомологов — этан — иногда в сумму Т. у. не включается. 2. Высокомолекулярные жидкие и твердые углеводороды, входящие в состав высококипящих фракций нефти (ГС, 1978).

Углеводородный состав нефти. См. групповой состав углеводородов нефти.

Удельная сила тяжести нефти. См. удельный вес нефти.

Удельный вес нефти.— Вес (сила тяжести) единицы объема нефти, выражаемый как произведение плотности на ускорение свободного падения (М. А. Жданов, Е. В. Гординский, М. Г. Ованесов, 1975).

Син.: удельная сила тяжести нефти.

Удельный объем пластовой нефти.— Величина, обратная плотности пластовой нефти (близк.: СГН, 1958).

— Объем, занимаемый единицей массы пластовой нефти.

Упругость насыщенных паров углеводородов.— Давление, при котором газ начинает конденсироваться и переходить в жидкое состояние, нелинейно повышающееся с ростом температуры и уменьшением плотности углеводородов (Ш. К. Гиматудинов, 1971; В. А. Амиан, Н. А. Васильева, 1974 и др.).

Усадка нефти.— Величина (в %) уменьшения удельного объема пластовой нефти в результате дегазации и понижения температуры после подъема ее на поверхность (Ф. И. Котяхов, 1956).

Фазовое превращение углеводородов.— Переход углеводородов из одной фазы в другую, происходящий в процессе разработки залежей (кроме газовых) в результате изменения пластового давления, сопровождающийся изменением состава и свойств газовой и жидкой фаз и переходом залежей в двухфазные (нефть — газ, газ — конденсат), трехфазные (нефть — газ — парафин) и четырехфазные (нефть — газ — конденсат —

парафин) (обобщ.: Ф. И. Котяхов, 1956; Б. М. Яворский, А. А. Детлаф, 1963; БСЭ, 1971; Ш. К. Гиматудинов, 1971 и др.).

Син.: фазовый переход углеводородов.

Фазовое равновесие.— Термодинамическое равновесие в нефтяных, газонефтяных, газоконденсатных и других залежах, определяющее присутствие в пласте углеводородов в виде одной из фаз (жидкой или газовой) или устойчивое существование двух фаз — жидкой и газовой.

— Термодинамическое равновесие в гетерогенных системах, в которых имеют место только переходы компонентов из одной фазы в другую при отсутствии между ними химического взаимодействия (ГС, 1978).

Фазовый переход углеводородов. См. фазовое превращение углеводородов.

Фракционный состав нефти.— Продукты, получаемые из нефти в результате ее перегонки, различающиеся температурой кипения, плотностью и другими свойствами: бензин, лигроин, керосин, смазочные масла, остаточный гудрон (близк.: СГН, 1958; ГС, 1978).

— Фракции, получаемые в заводских условиях при разгонке (дистилляции) нефти в соответствии с требованиями промышленности и качеством сырья (бензиновая, керосиновая, различных масел и другие широкие фракции), а также более узкие фракции, получаемые для углубленного изучения нефти и нефтепродуктов (близк.: ГС, 1978).

Прим. ред.: Выделяют следующие фракции (в °С): до 100 — бензин первого сорта, до 110 — бензин специальный, до 130 — керосин обыкновенный, до 265 — керосин (сорт «метеор»), до 270 — керосин обыкновенный, остаток относят к мазуту, из которого при подогреве (в вакууме) до 400—420 отбирают масляные фракции (М. А. Жданов, 1970).

Син.: нефтяные погоны, дистиллаты нефти.

Химический состав нефти.— Химические соединения и элементы, составляющие нефть: углеводороды метановые, нафтеновые, реже ароматические, небольшие количества кислородных, сернистых, азотистых органических соединений (нафтеновых кислот, асфальтенов, смол и др.); минеральные вещества — при элементарном составе: углерод (в среднем 86 %), водород (в среднем 13 %), сера, азот, кислород, зола с большим перечнем микрокомпонентов (обобщ.: И. М. Губкин, 1937; М. Ф. Мирчинк, 1946; В. А. Успенский, О. А. Радченко, 1947; А. Леворсен, 1958; Ш. К. Гиматудинов, 1963; 1971; СГН, 1971; Л. А. Гуляева, С. А. Пуанова, 1973; К. Бека, И. В. Высоцкий, 1976; М. И. Максимов, 1975; В. М. Муравьев, 1977 и др.).

5. ПЛАСТОВЫЕ ВОДЫ

Адсорбированная вода. См. прочно связанная вода.

Аномальные свойства воды.— Отклонение воды по физическим свойствам от других минералов, заключающееся в уменьшении плотности при охлаждении и превращении в лед, в аномально высокой теплоте плавления и удельной теплоемкости, уменьшении вязкости с повышением давления (при температуре 0—30 °С) и др. (сокр.: ГС, 1978).

Артезианская вода. См. напорная вода.

Артезианский бассейн. См. бассейн подземных вод.

Бассейн подземных вод (рис. 24).— Крупная впадина (прогиб, синеклиза), выполненная преимущественно осадочными породами, залегающими на породах фундамента (ложе бассейна), в пределах которой име-

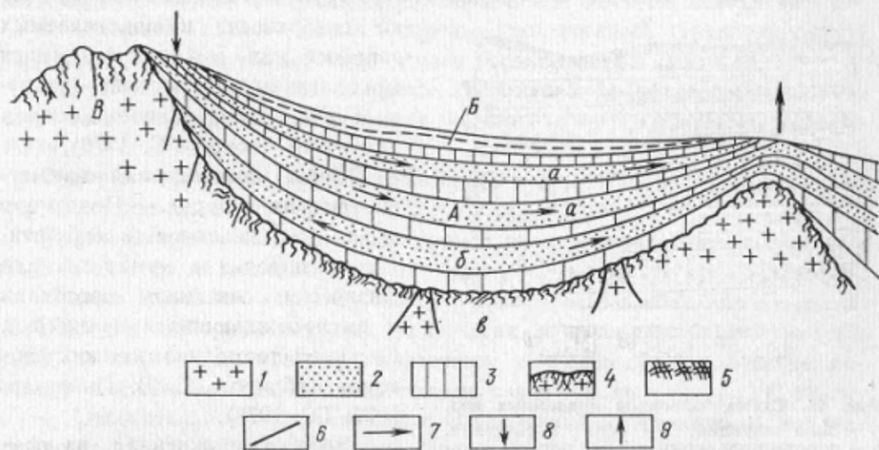


Рис. 24. Схема бассейна подземных и массива трещинных вод:

А — бассейн подземных вод; Б — суббассейн грунтовых вод; В — массив трещинных вод; природные водонапорные системы; а — инфильтрационная; б — элизионная; в — ложе бассейна.

1 — магматические породы; 2 — породы-коллекторы; 3 — водоупоры; 4 — система трещин в магматических породах; 5 — метаморфические породы; 6 — тектонические нарушения; 7 — направление движения подземных вод; 8 и 9 — области питания и разгрузки

ются водоносные пласты (горизонты, комплексы с напорными водами и водоупорные толщи), в верхней части — суббассейн грунтовых вод.

Прим. ред.: Часто артезианский бассейн считают одним из видов Б. п. в. При этом подразумевают, что в артезианском бассейне источником создания напора является только гидростатическое давление. В настоящее время установлено, что механизмы создания напора могут быть различными (см. геогидродинамические системы). Поэтому в термин «артезианский бассейн» вкладывают новое содержание (СРГ, 1979), что позволяет считать его синонимом термина Б. п. в. (по С. Б. Вагину, 1981).

Син.: гидрогеологический бассейн, артезианский бассейн.

Бассейн трещинных вод. См. массив трещинных вод.

Верхняя вода.— Вода, приуроченная к чисто водоносному горизонту, залегающему выше данного эксплуатационного объекта (близк.: СГН, 1958).

Верхняя краевая вода.— Вода, насыщающая головную часть нефтеносного пласта, выходящего на дневную поверхность в моноклиналиях, разрушенных сводах антиклиналей (близк.: ГС, 1978).

Вода, встречающаяся в месторождениях моноклиналильного строения или месторождениях, приуроченных к сильно размытым антиклиналям, нефтеносные свиты которых вскрыты эрозией (М. Ф. Мирчинк, М. И. Максимов, 1952).

Верховодка (рис. 25).— Временное или сезонное скопление подземных вод в зоне аэрации, в породах (почво-грунтах), залегающих близко от поверхности и подстилаемых линзами или выклинивающимися пропластками водонепроницаемых или слабопроницаемых пород (грунтов) (сокр.: ГС, 1978).

Вода, возрожденная из магматических пород.— Подземная вода, находившаяся в магматических породах в химически или физически связанном состоянии и высвобождающаяся из них под влиянием термодинамических факторов (близк.: Е. В. Пиннекер, 1977; ГС, 1978).

Вода, возрожденная из осадочных пород.— Подземная вода, высвобождающаяся из осадочных пород (например, глины и т. п.) из физически или химически связанного состояния под влиянием термодинамических факторов (близк.: ГС, 1978).

Прим. ред.: В нефтегазовой геологии существенное значение придается одной из разновидностей возрожденных вод, образующихся при дегидратации глинистых минералов (дегидратационные воды — по А. А. Карцеву, 1972), участвующих в формировании пластовых вод крупных артезианских бассейнов (по А. А. Карцеву, С. Б. Вагину, 1966).

Вода в твердом состоянии.— Вода в виде льда (кристаллики, линзы, прослой, жилы и т. п.), заполняющего мерзлые горные породы (близк.: СРГ, 1979).

Прим. ред.: Открытие и освоение нефтяных и газовых месторождений в областях развития многолетнемерзлых пород вызывает необходимость изучения криогенных процессов для учета их влияния на проводку и эксплуатацию скважин и для предотвращения подземной деградации мерзлых массивов.

Водозаборная скважина.— Скважина, предназначенная для отбора воды из водоносного горизонта в целях нагнетания ее в продуктивные пласты и использования для других нужд при разработке месторождения.

Водоносный горизонт.— Горизонт, залегающий между двумя водоупорными толщами пород (горизонт межпластовых вод), или только подстилаемый водоупорными породами (горизонт грунтовых вод), который может состоять из пластов разного литологического состава (ГС, 1978).

Водоносный комплекс.— Толща водоносных пород, более или менее однородная по характеру водоносности и возрасту, представляющая собой систему водоносных горизонтов и относительно водоупорных пород. . . (И. К. Зайцев, 1945; ГС, 1978).

— Смежные водоносные горизонты со сходными гидрохимическими или гидродинамическими условиями (Ю. П. Гаттенбергер, 1980).

Водоносный пласт.— Пласт породы, содержащий гравитационную воду и являющийся частью водоносного горизонта (ГС, 1978).

Водообмен.— Смена вод в пласте (различная по интенсивности), отражающая гидродинамическую обстановку в водонапорной системе (близк.: ГС, 1978).

Водопоглощаемость породы-коллектора.— Способность горных пород, вскрытых скважиной, поглощать воду (сокр.: ГС, 1978).

Водопроницаемость.— Свойство горной породы пропускать через себя воду вследствие наличия пор, трещин и других пустот (близк.: ГС, 1978).

Водорастворенные газы. См. газы, растворенные в подземной воде.

Водоупор.— Горные породы, практически не пропускающие через себя воду (глины, нетрещиноватые известняки, массивно-кристаллические породы, глинистые сланцы, кристаллические сланцы и др.) (сокр.: ГС, 1978).

— Относительно (по сравнению с водопроницаемыми слоями) водонепроницаемый пласт горной породы (сокр.: А. А. Маккавеев, 1971).

Вязкость пластовой воды.— Свойство воды обуславливать при движении возникновение силы трения, зависящее от температуры и концентрации раствора.

Прим. ред.: В. п. в. изменяется в широких пределах (обычно от 0,3 до 1,1 мПа·с); значение ее во многом предопределяет величину относительной вязкости пластовой воды, что может оказать большое влияние на условия разработки залежи.

Газовый фактор воды. См. газосодержание воды.

Газогеохимическая аномалия.— Гидрогеологическая природная аномалия, выражающаяся в резком отклонении какого-либо газогеохимического показателя (газонасыщенность, содержание отдельного газового компонента и т. п.) от значений соответствующих показателей, характерных (фоновых) для данного нефтегазоводоносного пласта, горизонта, комплекса (близк.: ГС, 1978).

Прим. ред.: Г. а. чаще всего отмечаются вблизи газовых залежей и проявляются в виде изменений состава (в содержании отдельных компонентов) водорастворенных газов или в виде повышенной газонасыщенности вод возле залежи («лобовой — тыловой эффект», В. П. Савченко и др., 1965 или «гидравлическая тень», А. А. Карцев, 1972).

Газогеохимическая зональность.— Наличие в бассейне подземных вод зон с различными по составу водорастворенными газами, по преобладающим компонентам которых выделяются зоны: верхняя (кислородно-азотная), нижняя (азотно-метановая или метановая) (близк.: Е. В. Пиннекер, 1977).

Газогеохимическая карта (рис. 26).— Карта в изолиниях, показывающая изменение газогеохимических параметров (состав газа, газонасыщенность, давление насыщения, величина отношения упругости газа к пласто-

вому давлению и т. д.) по площади распространения нефтегазоводоносного пласта, горизонта или комплекса (близк.: СГ, 1962; Л. М. Зорькин, 1973).

Газонасыщенность воды. См. газосодержание воды.

Газосодержание воды.— Количество газа в объемных единицах (см³/л, л/л, м³/м³ и др.), растворенного в пластовой воде.

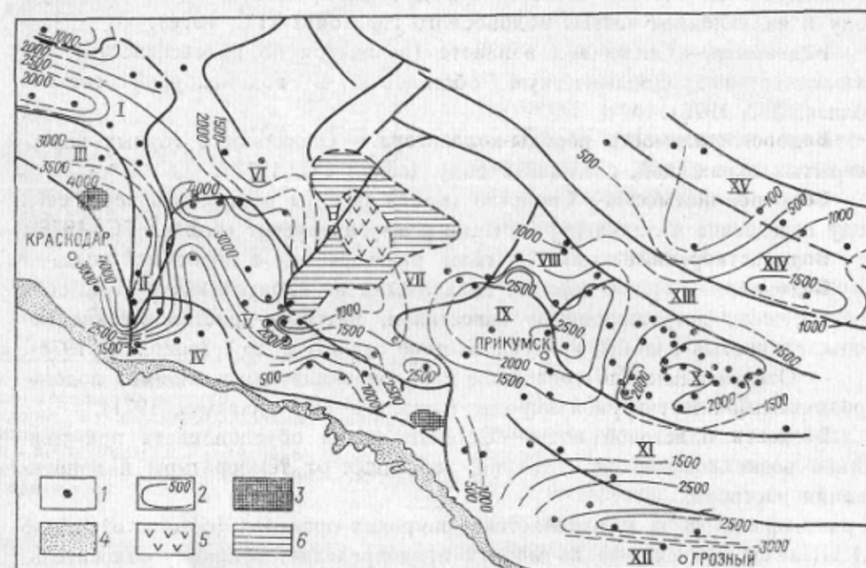


Рис. 26. Схематическая газогеохимическая карта нижнемеловых отложений Предкавказья (по С. Б. Вагину, И. В. Яворчук).

1 — расчетная точка; 2 — линии равных содержаний газа; 3 — аномально высокая газонасыщенность; 4 — выход нижнемеловых отложений на дневную поверхность; районы: 5 — отсутствия нижнемеловых отложений; 6 — в пределах которых нижнемеловые отложения практически безводны. I—XV — нефтеносные районы

— Объем газа (измеренный в стандартных условиях — при давлении 0,1 МПа и температуре 20 °С), растворенного в единице объема пластовой воды (Ю. П. Гаттенбергер, 1980).

— Сумма объемов всех растворенных газов при многокомпонентном составе на единицу объема воды (В. Н. Корценштейн, 1976; Г. М. Сухарев, 1971).

Син.: газонасыщенность воды, газовый фактор воды.

Газы, растворенные в подземной воде.— Газы, находящиеся в растворенном состоянии (азот, углекислый газ, метан, в меньших количествах кислород, сероводород, окись углерода, аргон, этан, пропан, бутан, пентан, в незначительных количествах водород, гелий, криптон, ксенон, неон) . . . , состав которых может иметь генетические различия, но в общем случае контролируется растворимостью в воде различных газов, минерализацией и температурой воды, давлением (сокр.: ГС, 1978; близк.: В. П. Савченко, 1977; Л. М. Зорькин, 1973; Г. М. Сухарев, 1979 и др.).

Син.: водорастворенные газы.

Генетические типы вод (рис. 27).— Типы подземных вод, объединяющие воды сходного происхождения: широко распространенные экзогенные (проникшие сверху), делящиеся на седиментогенные и инфильтрогенные, и менее распространенные эндогенные (проникшие снизу), делящиеся на метаморфогенные и магматогенные (близк.: Е. В. Пиннекер, 1977).

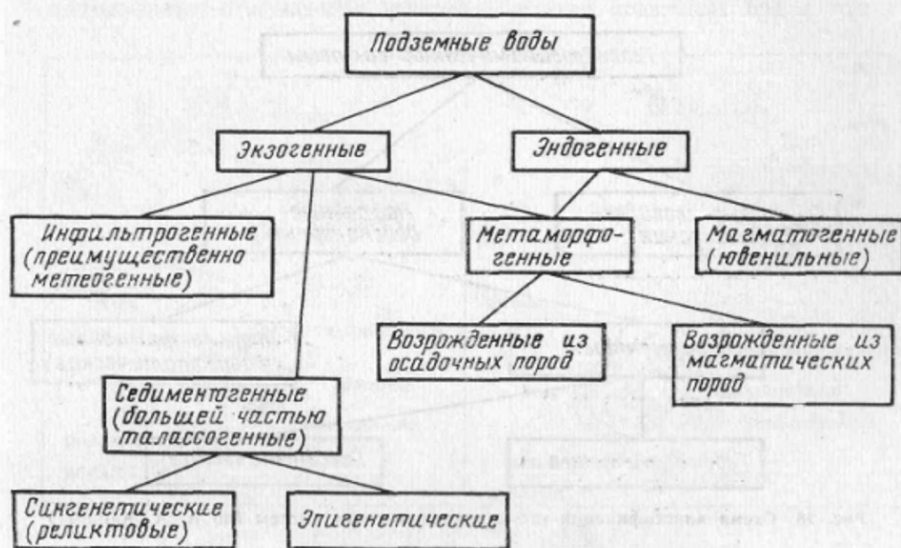


Рис. 27. Генетические типы подземных вод (с сокращениями) (по Е. В. Пиннекеру)

Геогидродинамическая система (рис. 28).— Система подземных вод (водоносный пласт, горизонт, комплекс.— Прим. ред.), характеризующаяся общими (сходными) условиями возникновения движения воды (А. А. Карцев и др., 1971).

— Сочетание пористой проницаемой породы-коллектора, разные части которой гидродинамически сообщаются друг с другом, и насыщающих жидкостей и газов, находящихся в непрерывном движении (Б. А. Тхостов, 1966).

Гидравлический градиент.— Величина потери напора на единицу пути подземного или поверхностного потока (ГС, 1978).

Гидравлический уклон. См. гидравлический градиент.

Гидрогеодинамическая аномалия.— Гидрогеологическая природная аномалия, выражающаяся в резком отклонении какого-либо гидродинамического показателя (скорость движения, напор, пластовое давление) от аналогичных значений соответствующих показателей, характерных (фоновых) для данного нефтегазоводящего пласта, горизонта, комплекса (близк.: ГС, 1978).

Прим. ред.: Г. а. наблюдаются в районах расположения некоторых нефтяных и газовых залежей в виде локального снижения («пьезоминимумы») или повышения («пьезомакимумы») напора (В. А. Кудряков, 1964).

Гидрогеодинамическая зональность.— Наличие в бассейне подземных вод зон с неодинаковой интенсивностью движения вод и водообмена, по темпу которого принято выделять три гидрогеодинамические зоны: интенсивного (активного, свободного) водообмена; замедленного (затрудненного) водообмена; весьма замедленного водообмена (практического отсут-



Рис. 28. Схема классификации геогидродинамических систем (по А. А. Карцеву)

ствия водообмена, застойную) (Н. К. Игнатович, 1948; близк.: А. А. Карцев, 1972; Е. В. Пиннекер, 1977).

Прим. ред.: Принадлежность нефтегазоводящих пластов к той или иной гидрогеодинамической зоне определяет режим залежей нефти и газа.

Гидрогеодинамическая карта (рис. 29).— Карта, на которой показаны в изолиниях изменение приведенных напоров вод на площади распространения водоносного пласта (горизонта, комплекса), положение областей питания и разгрузки, направление подземного стока, контуры залежей нефти и газа (близк.: А. А. Карцев, С. Б. Вагин, 1964; В. Н. Корценштейн, 1976 и др.).

Прим. ред.: Для промышленной геологии важны карты, составленные до начала разработки залежей и в процессе ее, анализ которых позволяет судить об изменении гидрогеодинамических условий в водонапорной системе.

Гидрогеологическая аномалия.— Резкое отклонение величины одного или нескольких гидрогеологических показателей на локальном участке бассейна подземных вод (в разрезе или в плане) от общей гидрогеологической зональности (гидрогеодинамическая, гидрохимическая, газогеохимическая, гидрогеотермическая, техногенная и другие аномалии) (близк.: Е. В. Пиннекер, 1977).

Гидрогеологический бассейн. См. бассейн подземных вод.

Гидрогеологическая зональность бассейнов подземных вод.— Прослеживаемые в вертикальном разрезе бассейнов подземных вод закономерные изменения интенсивности движения вод, степени их минерализации,

нонно-солевого и газового составов и температуры, обуславливающие гео-гидродинамическую, гидрохимическую, газогеохимическую и гидрогеотермическую зональности (близк.: Е. В. Пиннекер, 1977, С. Б. Вагин, А. А. Карцев, В. П. Шугрин, 1981).

Гидрогеологическая карта.— Карта в изолиниях или других условных обозначениях, отражающая условия залегания подземных вод в горных

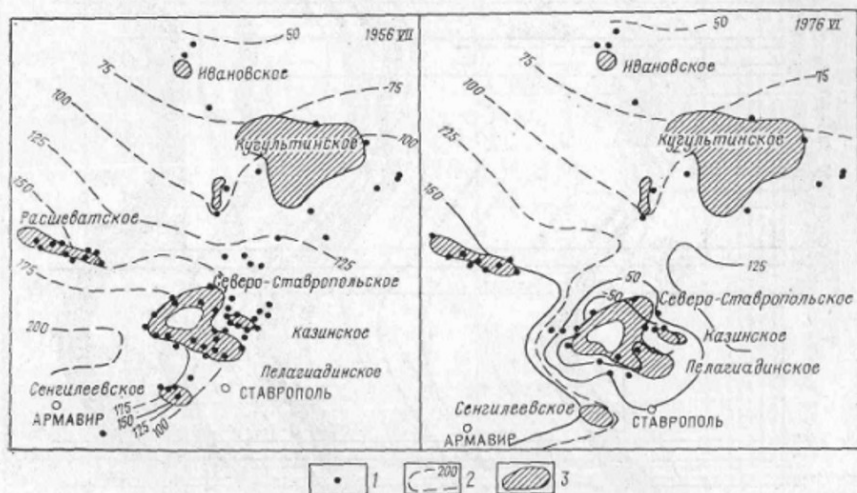


Рис. 29. Схематическая гидродинамическая карта хадумского водогазоносного горизонта Северо-Ставропольско-Пелагиадинского месторождения газа (до начала разработки к 1956 г. и к 1976 г.) (по В. Н. Корценштейну).

1 — опорные пьезометрические скважины; 2 — гидроизоэпызы в м; 3 — газовые залежи

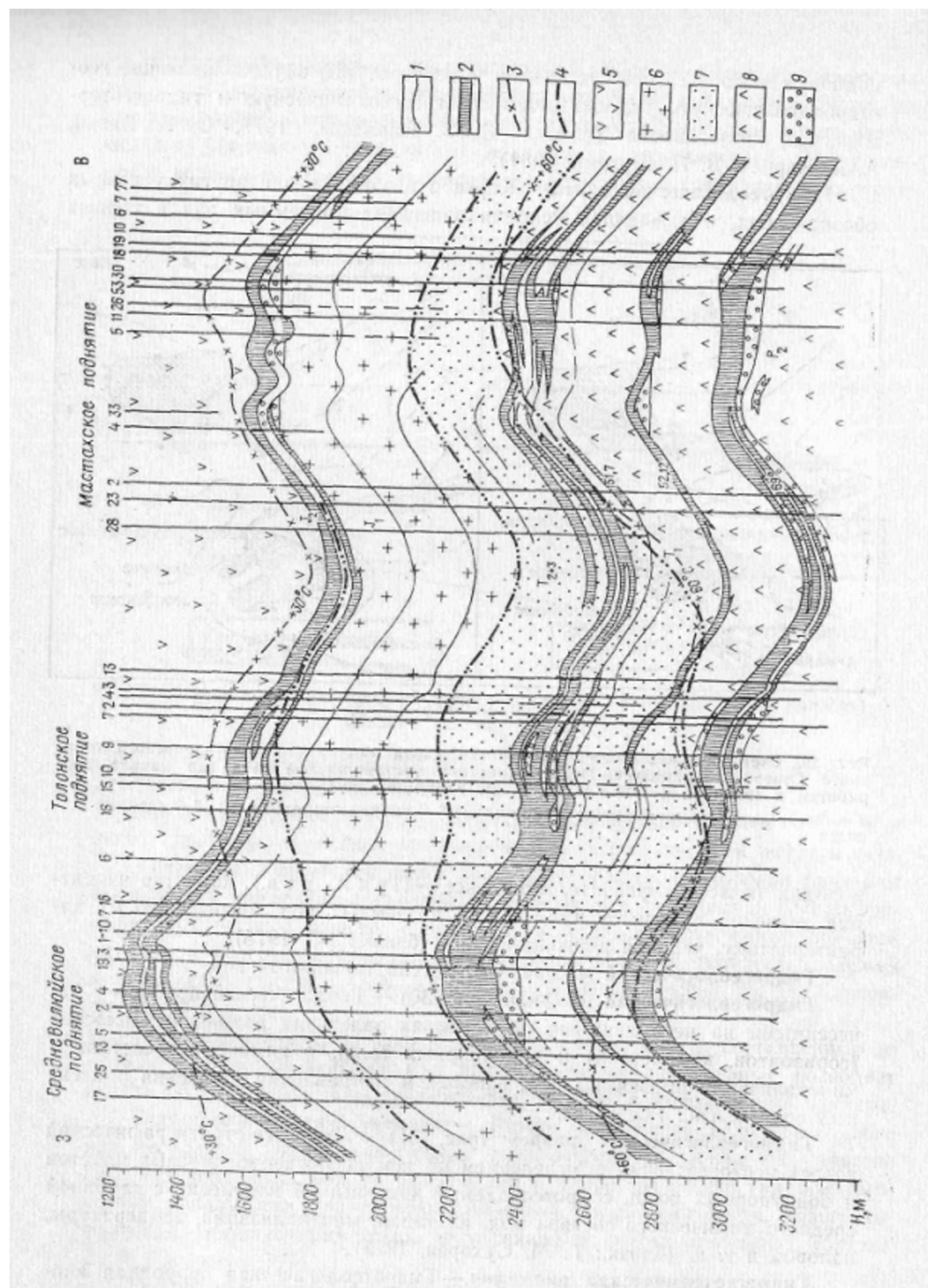
породах (пласте, горизонте, комплексе.— Прим. ред.), характер изменения значений признаков или свойств подземных вод, химическую их характеристику, условия движения и др. (близк.: ГС, 1978).

Гидрогеологический массив. См. массив трещинных вод.

Гидрогеологический профиль (рис. 30).— Геологический профиль с нанесенными на него данными об условиях залегания водоносных пластов (горизонтов, комплексов) и водоупорных толщ, о химическом составе и минерализации подземных вод, напорах и направлении движения подземных вод (близк.: ГС, 1978).

Гидрогеологический разрез (рис. 31).— Литолого-стратиграфический разрез месторождения с выделением на нем нефтегазоводоносных пластов и водоупорных толщ, сопровождаемый данными об изменении с глубиной среднего химического состава вод, их типов, минерализации, температуры, напоров и т. д. (близк.: Г. М. Сухарев, 1979).

Гидрогеотермическая аномалия.— Гидрогеологическая природная аномалия, выражающаяся в резком отклонении какого-либо геотермического показателя (температура, величина теплового потока и т. п.) от значений соответствующих показателей, характерных (фоновых) для данного нефтегазоводоносного пласта (близк.: ГС, 1978).



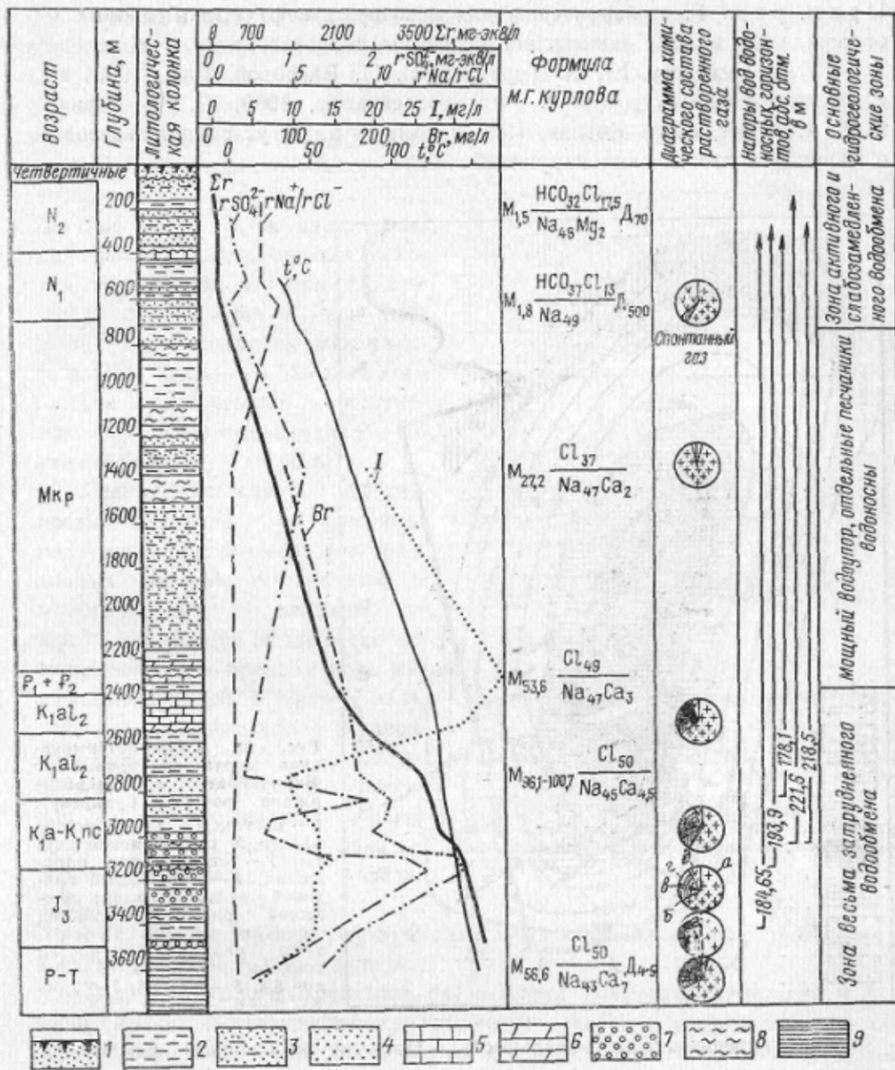


Рис. 31. Гидрогеологический разрез Колодезного месторождения в Ставрополе (по Г. М. Сухареву).

1 — суглинки; 2 — глины; 3 — глины песчаные; 4 — песчанки; 5 — известняки; 6 — мергели; 7 — гравелиты; 8 — алевролиты; 9 — аргиллиты. а — CH₄; б — C₂H₆+выш.; в — CO₂; г — N₂; д — N₂+редк.

Рис. 30. Гидрогеологический профиль (по А. А. Карцеву, С. Б. Вагину, В. П. Шугрину, И. В. Яворчук, Т. И. Уваровой).

1 — границы стратиграфических подразделений; 2 — водоупорные толщи; 3 — гидроизотермы; 4 — границы зон с различной минерализацией подземных вод (в г/л); 5 — < 20, 6 — < 30, 7 — < 45, 8 — < 45; 9 — газовые залежи

Прим. ред.: Г. а. характерны для некоторых нефтяных и газовых месторождений в виде повышения величины теплового потока в залежах (по Г. М. Сухареву, Ю. К. Таранухе, С. П. Власовой, 1966, 1969) или изменения температур (по В. Ф. Борзасенкову, 1969; Л. М. Зорькин, Е. В. Стадник, А. Л. Козлов, 1975 и др.). Г. а. могут свидетельствовать о наличии тектонических нарушений.

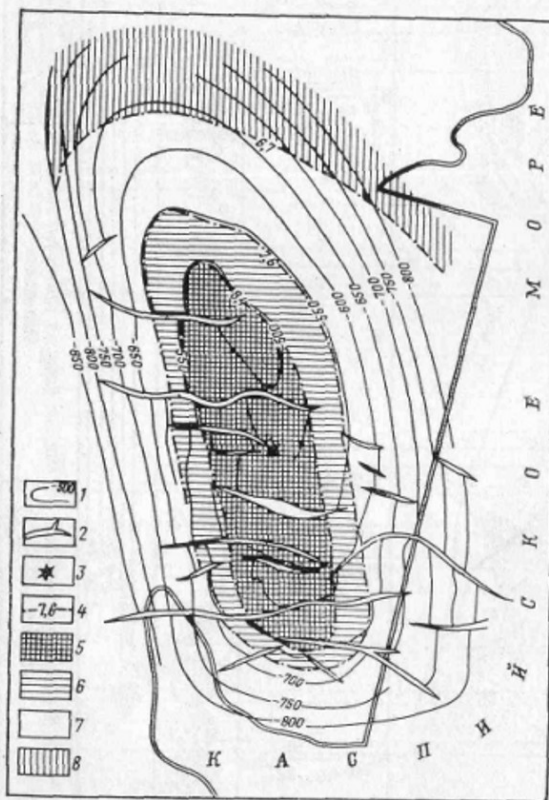


Рис. 32. Гидрогеотермическая карта месторождения Биби-Эйбат и Азербайджане (по Г. М. Сухареву). 1 — изогипсы по подошве пласта X сабунчинской свиты; 2 — тектонические нарушения; 3 — ископаемый грязевой вулкан Бухта; 4 — линии равных плотностей тепловых потоков (Вт/см²); зоны разных плотностей тепловых потоков: 5 — более 8,4, 6 — 8,4—7,6; 7 — 7,6—6,7, 8 — 6,7—5,9

Гидрогеотермическая зональность.—Наличие в бассейне подземных вод зон с различной температурой вод, по величине которой выделяют четыре гидрогеотермические зоны (сверху вниз): переохлажденных вод (менее 0 °С), холодных (0—20 °С), термальных (20—100 °С), перегретых (более 100 °С) (близк.: Е. В. Пиннекер, 1977).

Гидрогеотермическая карта (рис. 32).—Карта, на которой в изолниях показано изменение гидрогеотермических параметров (температуры, величины геотермической ступени, геотермического градиента, теплового потока и т. п.) по площади распространения нефтегазоводоносного пласта (горизонта, комплекса) (близк.: Г. М. Сухарев, 1979).

Гидродинамический напор.—Напор, производимый движением воды подземного потока, представляющий собой сумму пьезометрического и скоростного напоров (ГС, 1978).

Гидрохимическая аномалия (рис. 33).— Гидрогеологическая природная аномалия, выражающаяся в резком отклонении какого-либо гидрохимического показателя (общая минерализация, содержание отдельных компонентов, тип воды и т. п.) от значений соответствующих показателей, характерных (фоновых) для данного нефтегазоводоносного пласта, горизонта, комплекса (близк.: ГС, 1978).

Прим. ред.: Г. а. характерны для районов расположения некоторых нефтяных и газовых залежей и проявляются в виде снижения или повышения минерализации и изменения химического состава подошвенных и контурных вод (конденсационная, солюционная и другие воды).

Гидрохимическая зональность.— Наличие в бассейнах подземных вод зон с водами различных химических составов и минерализации, по величине которой в основном выделяются три зоны: зона А — пресных вод с минерализацией до 1 г/кг (1 г/л); зона Б — соленых вод с минерализацией от 1 г/кг (1 г/л) до 35 г/кг (36 г/л); зона В — рассолов с минерализацией более 35 г/кг (36 г/л), каждая зона делится на подзоны (близк.: Е. В. Пиннекер, 1977).

Прим. ред.: Залежи нефти и газа распространены преимущественно в гидрохимических зонах Б и В.

Гидрохимическая карта (рис. 34).— Карта, основным содержанием которой является характеристика химического состава природных вод по одному или нескольким показателям, например, величине минерализации вод, наличию в них определенных компонентов, соотношению отдельных элементов, типов вод и т. п., используемая при поисках и разведке нефтяных и газовых месторождений, а также для контроля за их разработкой (сокр.: ГС, 1978).

Гигроскопическая вода. См. прочно связанная вода.

Гидроизопьезы.— Линии на карте, соединяющие точки одинаковых напоров вод над условной нулевой поверхностью (сокр.: ГС, 1978).

Гидроизотермы.— Линии на карте или гидрогеологическом профиле, соединяющие точки с одинаковыми значениями температуры воды (близк.: ГС, 1978).

Гидрокарбонатно-натриевый тип вод.— Подземные воды по классификации В. А. Сулина, формирующиеся в континентальных условиях за

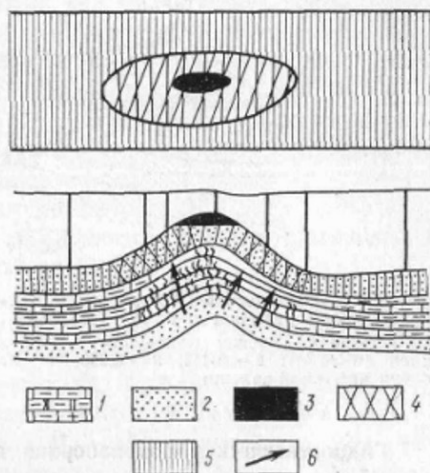


Рис. 33. Схема гидрохимической аномалии.

1 — глинистый известняк, в пределах складки трещиноватый; 2 — водоносные горизонты; 3 — нефтяная залежь; 4 — гидрохимическая аномалия (пластовые воды с более высокой минерализацией); 5 — пластовые воды с фоновыми значениями минерализации; 6 — направление движения воды

счет процессов выщелачивания почв и пород в зоне свободного водообмена, а также в результате метаморфизации (и в первую очередь процесса десульфирования инфильтрованных вод) в зоне затрудненного водообмена, характеризующиеся соотношением ионов $rNa/rCl > 1$, $(rNa - rCl)/rSO_4 > 1$.

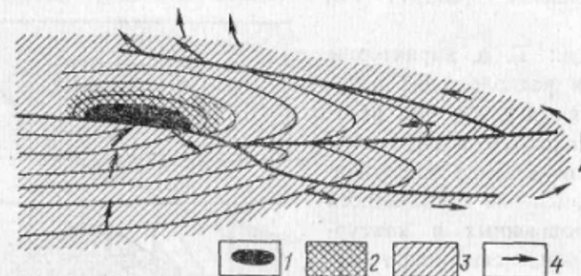


Рис. 34. Схематическая гидрохимическая карта пласта XVI одного из месторождений Грозненского района (по Г. М. Сухареву).

1 — нефтяная залежь; подгруппа сульфатно-хлоридно-щелочных вод с минерализацией (в М./л): 2 — 0,442, 3 — 0,065; 4 — направление подземного потока до разработки нефтяной залежи

Гидростатическая водонапорная система. См. инфильтрационная водонапорная система.

Гидростатическое давление.— Давление столба воды над условным уровнем (сокр.: ГС, 1978).

Гравитационная вода.— Капельно-жидкая вода (свободная), заполняющая пустоты в горных породах, не испытывающая воздействия капиллярных, молекулярных и поверхностных сил, способная перемещаться под действием силы тяжести (грунтовая вода) или гидродинамического напора (напорная вода) (ГС, 1978).

График химического состава подземных вод.— Графическая систематизация химических анализов вод, выполняемых различными способами.

Грунтовая вода (см. рис. 25).— Гравитационная вода первого от поверхности земли постоянно существующего горизонта, расположенного на первом водоупорном слое, имеющая свободную поверхность (обычно над ней отсутствует сплошная кровля из водопроницаемых пород) (сокр.: ГС, 1978).

Грунтовая геогидродинамическая система (см. рис. 28).— Система подземных вод, образованная грунтовыми и близкими к ним по типу водами со свободной поверхностью (А. А. Карцев, 1972).

Давление насыщения растворенного в воде газа.— Минимальное давление, при котором весь газ еще находится в растворенном состоянии (Ю. П. Гаттенбергер, 1980), при многокомпонентном составе равное сумме давлений насыщения каждого газа.

— Давление, под которым газ находится в воде в растворенном состоянии (сокр.: ГС, 1978).

Син.: упругость водорастворенного газа.

Древнейинфильтрогенная вода. См. погребенная вода.

Жесткость воды.— Свойство воды, обусловленное содержанием в ней кальция и магния (ГС, 1978), имеющее существенное значение при выборе вод для заводнения нефтяных пластов.

Жильная вода.— Подземная вода, приуроченная к тектоническим разломам и сопровождающим их трещинам (ГС, 1978).

Зона аэрации (см. рис. 25).— Верхняя зона земной коры между дневной поверхностью и зеркалом грунтовых вод, значительная часть пустот которой занята парами воды и воздухом наряду с наличием гигроскопической, пленочной и капиллярной влаги и временным появлением гравитационной воды (верховодки) (сокр.: ГС, 1978).

Зона насыщения (см. рис. 25).— Часть земной коры, в которой проницаемые горные породы насыщены водой, т. е. зона, расположенная ниже уровня грунтовых вод (ГС, 1978).

Зона разгрузки. См. область разгрузки.

Изоминеры.— Линии на карте, соединяющие точки с одинаковыми значениями минерализации воды (близк.: ГС, 1978).

Инфильтрационная водонапорная система (рис. 35).— Природная водонапорная система, напор в которой создается за счет инфильтрации атмосферных и поверхностных вод в коллекторы и за счет образуемой этими водами гидростатической нагрузки (А. А. Карцев и др., 1971).

Син.: гидростатическая водонапорная система.

Инфильтрогенная вода (см. рис. 27).— Подземная вода, образующаяся за счет инфильтрации в проницаемые горные породы (например, песчаники, трещиноватые известняки и т. п.) преимущественно метеогенных (атмосферного происхождения) вод (близк.: ГС, 1978).

— Вода, образующаяся из наземных вод атмосферного происхождения (дождевых, снеговых, речных и озерных), т. е. в подавляющей своей массе, за исключением вод, просочившихся на дне морей в окружающие породы суши, они относятся к метеогенным (Е. В. Пиннекер, 1977).
Прим.: ред.: Доля инфильтрогенных вод, образующихся за счет инфильтрации из морских бассейнов в породы континента, невелика. Основное значение имеет наземная инфильтрация. При возрастной характеристике следует также различать воды современные инфильтрогенные и древнеинфильтрогенные, накопившиеся и оставшиеся в породах со времени минувших инфильтрационных этапов гидрогеологической истории (по А. А. Карцеву, С. Б. Вагину, 1962).

Ионно-солевой состав подземных вод.— Содержание в подземной воде солей и ионов различных веществ в макро- и микроколичествах (макрокомпоненты и микрокомпоненты), сумма которых определяет минерализацию подземных вод.

Ископаемая вода.— Подземная вода, как седиментогенная, так и инфильтрогенная, сохранившаяся в горных породах от предыдущих геологических эпох и претерпевшая те или иные изменения в составе в ходе литогенеза (близк.: ГС, 1978).

Капиллярная вода.— Свободная вода в капиллярных порах, при частичном заполнении которых подчиняющаяся менисковым силам, а при полном заполнении пор способная передавать гидростатическое давление (близк.: ГС, 1978; Ю. П. Гаттенбергер, 1980).

Карстовая вода.— Подземная вода, приуроченная к карстовым породам карбонатных, галогенно-карбонатных и других карстующихся пород (ГС, 1978).

Карта минерализации вод (рис. 36).— Карта, на которой путем построения линий равной минерализации (изоминер) показано изменение минерализации подземных вод по площади распространения нефтегазоводоносного пласта, горизонта или комплекса (близк.: ГС, 1978).



Рис. 35. Схема инфильтрационной водонапорной системы.
Области: питания (I), создания напора и стока (II), разгрузки (III).
1 — породы-коллекторы; 2 — породы-водоупоры; 3 — направление движения вод

Карта соотношения пластовой и нагнетаемой вод (рис. 37).— Карта, показывающая соотношения закачиваемой и пластовой вод (по химическому составу воды) в разных частях заводненного объема разрабатываемой залежи.

Классификация подземных вод В. А. Сулина.— Классификация вод, основанная на генетическом принципе, согласно которому формирование химического состава вод происходит в определенных природных условиях (континентальных, морских, глубинных) и вследствие процессов взаимодействия вод с породами или вод различного генезиса между собой.

При этом происходит их обогащение специфическими компонентами, соотношение которых позволяет выделить четыре типа вод (сульфатно-натриевый, гидрокарбонатно-натриевый, хлоридно-магниевый, хлоридно-кальциевый), каждый из которых, в свою очередь, подразделяется по анионам на три группы (гидрокарбонатную, сульфатную и хлоридную) и по катионам — на три подгруппы (кальциевую, магниевую и натриевую).

Классификация подземных вод по условиям залегания (см. рис. 25).— Типизация подземных вод по условиям залегания, предусматривающая выделение в земной коре вод: в зоне аэрации (почвенные, пары воды, верховодки и т. д.); грунтовых; межпластовых безнапорных; пластовых напорных в зоне насыщения, приуроченных к водоносным пластам (горizontам и комплексам), разделенным водоупорами (Н. И. Толстихин, 1954; А. М. Овчинников, 1955).

Классификация подземных вод по форме их нахождения в горных породах (рис. 38).— Подразделение вод на свободную (гравитационную, капиллярную, сорбционно-замкнутую), физически связанную (прочно связанную, рыхло связанную, стыковую), химически связанную (кристаллизационную, конституционную, цеолитную), а также на воду в твердом и парообразном состоянии (А. Ф. Лебедев, 1938; И. А. Скабалланович, М. В. Седенко, 1980; близк.: ГС, 1978; Е. М. Сергеев, 1973).

Классификация подземных вод по характеру вмещающих пустот в горных породах.— Типизация подземных вод по характеру вмещающих пустот в горных породах, в соответствии с которой подземные воды

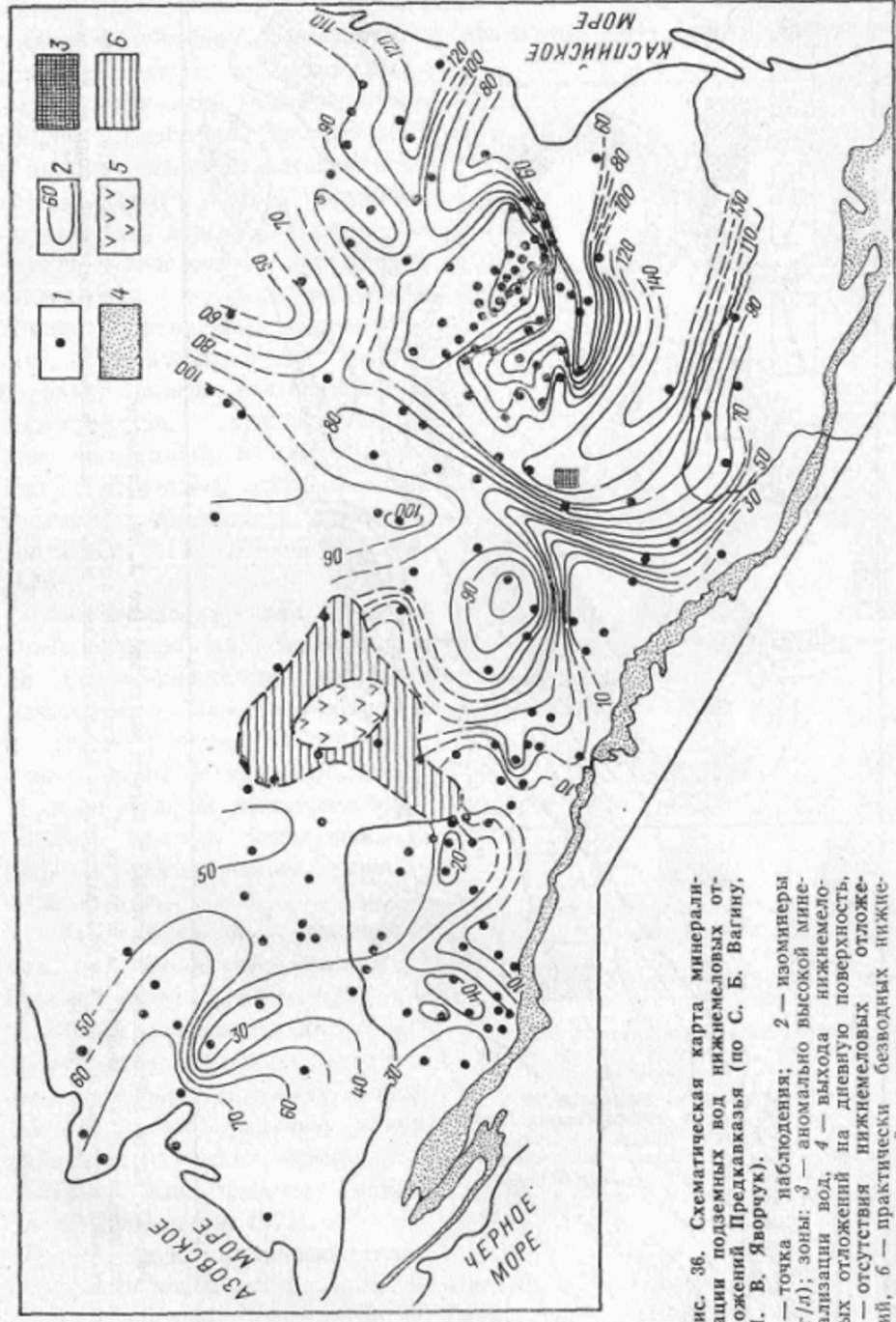


Рис. 36. Схематическая карта минерализации подземных вод нижнемеловых отложений Предкавказья (по С. Б. Вагину, И. В. Яворчук).

1 — точка наблюдения; 2 — изотермы (r/l); 3 — аномально высокой минерализации вод; 4 — выхода нижнемеловых отложений на дневную поверхность; 5 — отсутствия нижнемеловых отложений; 6 — практически безводных нижнемеловых отложений

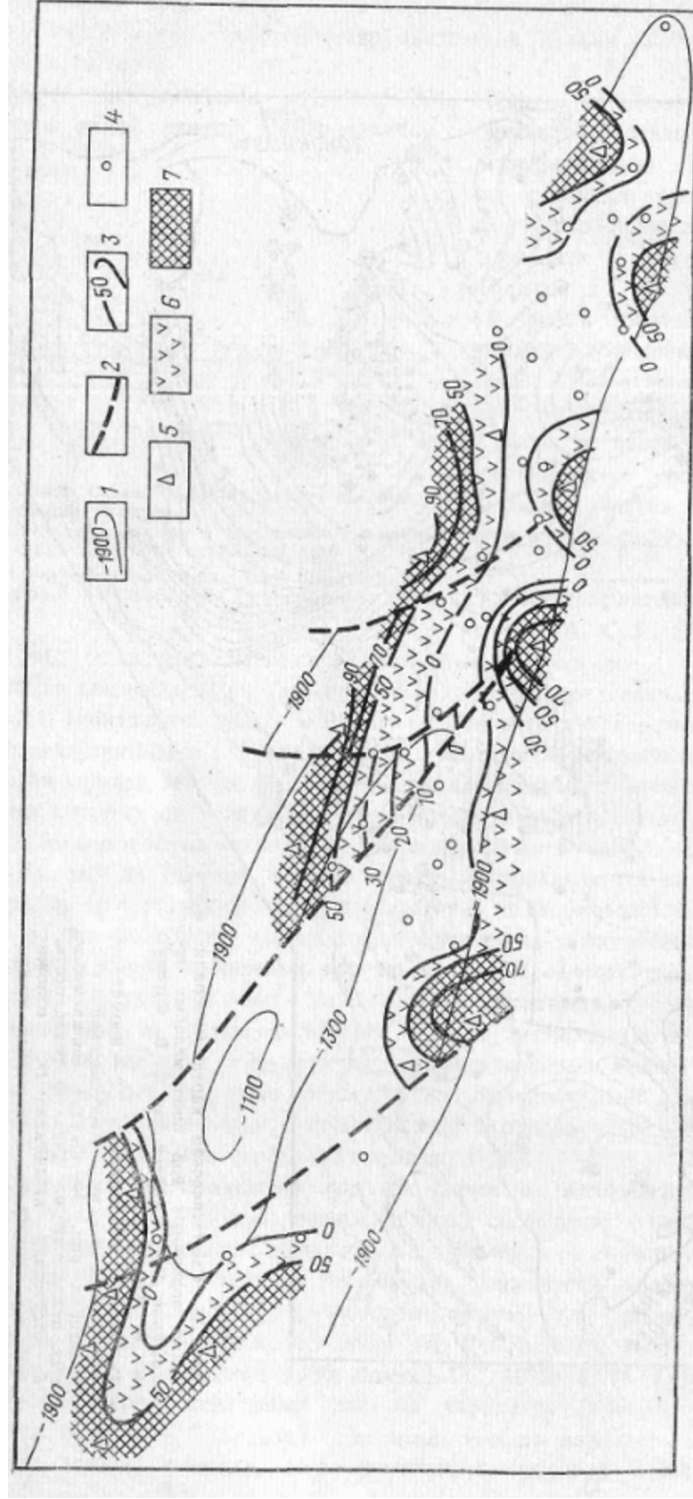


Рис. 37. Карта соотношения пластовых и нагретых вод (по А. М. Никанорову).

1 — изогалы по кровле верхнемеловых отложений в м; 2 — тектонические нарушения; 3 — линии равного процентного соотношения пластовой и нагретой воды; скважины; 4 — добывающие; 5 — нагретые; 6 — зоны с содержанием нагретой воды в пластовой (в % по объему); 7 — более 50

подразделяются на поровые (пластовые), трещинные, жильные, карстовые (близк.: А. А. Карцев, 1972; Ю. П. Гаттенбергер, 1980).

— Виды подземных вод, выделяемые по условиям залегания и характеру вмещающих горных пород: поровые, залегающие и циркулирующие в почвенных горизонтах и различных по генезису, гранулометрии и минеральному составу рыхлых отложениях четвертичного покрова; пластовые, залегающие и циркулирующие в пластах осадочных горных пород, подразделяемые на порово-пластовые и трещинно-пластовые; трещинные, залегающие и циркулирующие в плотных осадочных, магматических и метаморфических горных породах, пронизанных трещинами выветривания; трещинно-жильные, залегающие и циркулирующие в отдельных открытых тектонических трещинах и зонах тектонических нарушений (СРГ, 1979).

— Типизация вод, предусматривающая их подразделение на порово-пластовые, карстово-пластовые, трещинно-жильные, а также трещинно-карстовые (сокр.: И. К. Зайцев, 1948, 1961). Прим. ред.: В настоящем справочнике принята классификация вод, соответствующая первому определению.

Классификация подземных вод по химическому составу. — Группирование подземных вод по общей минерализации, преобладающим компонентам или группам, соотношению между содержанием ионов, наличию каких-либо специфических компонентов газового или ионного состава (А. А. Маккавеев, 1971).

Прим. ред.: Химические классификации вод многочисленны: Ч. Пальмер (1911), С. А. Шукарев (1934), В. И. Вернадский (1936), Ф. П. Саваренский (1939), Н. И. Толстухин (1935, 1966), О. А. Алекин (1948), В. А. Сулин (1948), А. М. Овчинников (1955) и др. В нефтегазопромысловой геологии наибольшее признание получила классификация В. А. Сулина (1948).

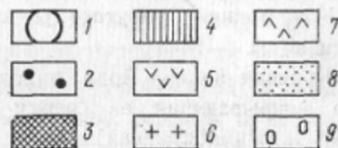
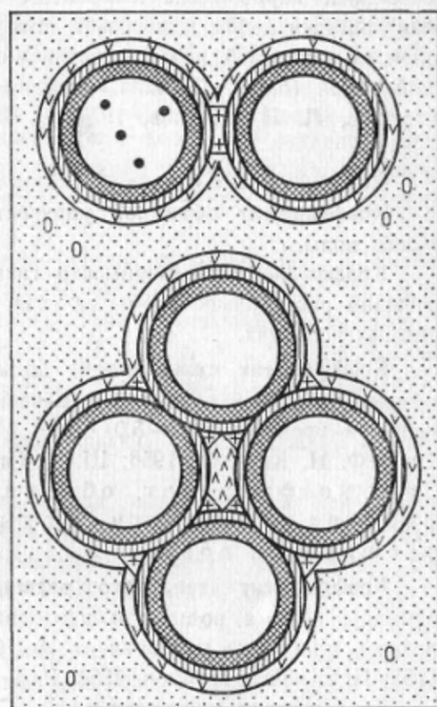


Рис. 38. Классификация подземных вод по форме их нахождения в горных породах (по А. А. Карцеву).

1 — минеральные частицы пород; 2 — включения воды; воды: 3 — прочно связанная, 4 — рыхло связанная, 5 — капиллярная, 6 — стыковая, 7 — сорбционно-замкнутая, 8 — гравитационная (свободная); 9 — парообразование в свободной воде

Классификация водорастворенных газов. — Группировка водорастворенных газов по их составу, условиям нахождения и происхождению (А. А. Маккавеев, 1971; Л. М. Зорькин, 1973; И. В. Высоцкий, 1979 и др.).

Конденсатогенная вода. — Вода, появление которой связано с конденсацией паров воды в процессе формирования (или переформирования) залежи нефти или газа и которая образует слабominерализованный слой подошвенной воды, сменяющийся с глубиной более минерализованной водой (близк.: Б. И. Султанов, 1961; А. А. Карцев, 1972; А. М. Никаноров, Л. Н. Шалаев, 1973; В. В. Колодий, 1975; М. З. Рачинский, 1981).

Конденсационная вода. См. паровая фаза воды.

Коэффициент объемной упругости воды. См. коэффициент сжимаемости воды.

Коэффициент растворимости газа в воде. — Коэффициент, характеризующий растворимость объема газа в единице объема воды при определенных условиях.

Коэффициент сжимаемости воды. — Показатель изменения единицы объема пластовой воды при изменении давления на 0,1 МПа. Имеет значения в пределах $(2,7-5,0) \cdot 10^{-5}$ 1/0,1 МПа (обобщ.: В. Н. Шелкачев, 1948; Ф. И. Котяхов, 1956; Ш. К. Гиматудинов, 1963 и др.).

Син.: коэффициент объемной упругости воды, коэффициент упругости воды, коэффициент упругого расширения воды.

Коэффициент теплового расширения пластовой воды. — Изменение единицы объема воды при изменении ее температуры на 1 °С, колеблется в пластовых условиях от $18 \cdot 10^{-5}$ до $90 \cdot 10^{-5}$ 1/°С (Ф. И. Котяхов, 1956; Ш. К. Гиматудинов, 1963, Р. Х. Везирова, 1981).

Коэффициент упругости воды. См. коэффициент сжимаемости воды.

Коэффициент упругого расширения воды. См. коэффициент сжимаемости воды.

Краевая вода. — Вода, находящаяся в том же пласте, что и залежь, либо покрывающая ее сверху (верхняя краевая), либо подпирающая снизу (нижняя краевая) (близк.: М. И. Максимов, 1975; М. А. Жданов, 1981).

Лиосорбированная вода. См. рыхло связанная вода.

Макрокомпоненты подземных вод. — Основные ионы подземных вод, составляющие в сумме большую часть (по О. А. Алекину — 99,9 %) всех растворенных веществ, а именно анионы Cl^- , SO_4^{2-} , HCO_3^- , CO_3^{2-} и катионы Na^+ , Mg^{2+} , Ca^{2+} (ГС, 1978).

Массив трещинных вод (см. рис. 24). — Выходящий на поверхность массив кристаллических пород или горное сооружение, сложенное магматическими и сильно метаморфизованными осадочными породами, содержащее скопления трещинно-жильных подземных вод (близк.: ГС, 1978; Е. В. Пиннекер, 1977).

Син.: гидрогеологический массив, бассейн трещинных вод.

Массово-ионная форма выражения химического состава воды.— Выражение результатов химического анализа воды в виде содержания каждого иона в мг/л, г/л, мг/кг, г/кг (А. А. Маккавеев, 1971; ГС, 1978).

Межпластовая безнапорная вода (см. рис. 25).— Подземная вода, заполняющая водоносный пласт, ограниченный сверху и снизу водоупорами, не на всю его мощность и не обладающая напором (переходный тип вод от грунтовых безнапорных к напорным) (Ф. П. Саваренский, 1935; А. Н. Семихатов, 1954).

Межпластовая вода. См. промежуточная вода.

Метаморфогенная вода (см. рис. 27).— Подземная вода, образующаяся при метаморфизме из химически или физически связанной воды осадочных пород (возрожденная из осадочных пород) и магматических пород (возрожденная из магматических пород) (близк.: Е. В. Пиннекер, 1977).

Микрокомпоненты подземных вод.— Ионы, встречающиеся в подземных водах в малых количествах (по О. А. Алекину — менее 0,01 % от суммы всех растворенных веществ), не обуславливающие тип вод, но влияющие на специфику их состава (Fe, P, V, Cr, Mn, Co, Ni, Cu, Zn, As, Pb, Br, Sr, Mo, Ag, Cd, Te, I, Ba, W, Au, Hg, Bi, Al и др.) (ГС, 1978; близк.: СГН, 1958).

Прим. ред.: М.п.в. исследуются при поисках месторождений нефти и газа, солей и полиметаллов.

Магматогенная вода.— Подземная вода, образующаяся при конденсации водяных паров, выбрасываемых вулканами, из гидротерм и газожидких растворов регионально восходящих потоков, связанных с очагами глубинного магматизма (близк.: Е. В. Пиннекер, 1977).

Син.: ювенильная вода.

Нагнетаемая вода.— Вода, закачиваемая в продуктивный горизонт для поддержания пластового давления и вытеснения нефти, которая должна отвечать следующим требованиям: не быть коррозионно-активной; не содержать взвешенных твердых частиц нефти и коллоидных веществ в количествах, вызывающих снижение приемистости скважин; не вызывать разбухания глинистых минералов, находящихся в пласте и глинистых пропластках, не образовывать твердых осадков при смешении с пластовой водой. . . ; обладать максимально возможными нефтеотмывающими свойствами (Ю. П. Гаттенбергер, 1979).

Напорная вода (см. рис. 25).— Подземная вода, заполняющая водоносный пласт на всю его мощность и ограниченная водоупорами снизу и сверху (Ю. П. Гаттенбергер, 1980).

Син.: артезианская вода.

Напорный градиент. См. гидравлический градиент.

Напорный уровень. См. пьезометрический уровень.

Нефтевытесняющие свойства воды.— Свойства нагнетаемой в пласт воды, способствующие эффективному вытеснению нефти из пор, каверн, трещин (близк.: Ш. К. Гиматудинов, 1971).

Нефтегазопромысловая гидрогеология.— Прикладная отрасль гидрогеологии, занимающаяся изучением гидродинамических, гидрохимических, газогеохимических и гидрогеотермических условий нефтяных и га-

зовых месторождений при их разведке и разработке, направленным на наиболее полное извлечение углеводородов из недр (по С. Б. Вагину, 1981).

— Отрасль гидрогеологии нефтяных и газовых месторождений, занимающаяся изучением закономерностей распространения и движения подземных вод, условий их формирования в пределах отдельных нефтегазоносных структур, вопросами влияния залежей нефти и газа на состав вод и исследованием гидрогеологических условий разработки месторождений (А. М. Никаноров, 1977).

Нефтеотмывающие свойства воды.— Свойства воды, нагнетаемой в продуктивные пласты, способствовать отмывке углеводородов от минералов, улучшению смачиваемости, уменьшению поверхностного натяжения на границе с нефтью и другими поверхностями, разрушению суспензий и эмульсий (Ш. К. Гиматудинов, 1971).

Нижняя вода.— Вода, приуроченная к чисто водоносному горизонту, залегающему ниже данного эксплуатационного объекта (близк.: СГН, 1958).

Нижняя краевая вода.— Вода, залегающая в пониженных частях нефтегазоносного пласта и подпирающая нефтяную или газовую залежь (М. А. Жданов, 1970).

— Вода, залегающая в пониженной зоне нефтегазового пласта (например, в краевых зонах антиклиналей) и подпирающая, в соответствии с положениями гравитационной теории, залежь (М. Ф. Мирчинк, М. И. Максимов, 1952).

— Вода, окружающая нефть (газ) снизу в погружающейся части нефтегазоносного пласта (близк.: ГС, 1978).

Область дренажа. См. область разгрузки.

Область питания (см. рис. 35, 41).— Область, где создается давление, которое обуславливает движение пластовых вод; в инфильтрационной природной водонапорной системе — часть ее, которая выходит на дневную поверхность на наиболее высоких гипсометрических отметках, где происходит инфильтрация в проницаемые пласты атмосферных и поверхностных вод и где создается гидростатическое давление, в элизонной водонапорной системе — часть ее, приуроченная к наиболее погруженной зоне, где создается избыточное давление, откуда начинается движение вод.

Область разгрузки (см. рис. 35, 41).— Часть земной поверхности (или зона в недрах. — Прим. ред.), где происходит разгрузка подземных вод из водоносного пласта (горизонта, комплекса) (ГС, 1978). Син.: зона разгрузки, область дренажа.

Общая минерализация воды.— Общее содержание в воде минеральных веществ (в г/л, г/кг, г/100 г и т. д.), выражаемое обычно в виде одной из следующих величин: экспериментально определенный сухой (плотный) остаток; сумма ионов; сумма минеральных веществ; вычисленный сухой остаток (сокр.: ГС, 1978; СГ, 1962).

— Суммарное содержание в воде растворенных ионов, солей и коллоидов (А. А. Карцев, 1972).

Прим. ред.: По минерализации подземные воды делятся обычно на

пресные (менее 1 г/л), минеральные или соленые (от 1 до 35 г/кг или 36 г/л) и рассолы (свыше 35 г/кг или 36 г/л). Существуют и другие градации (В. И. Вернадский, 1936; В. В. Иванов, Г. А. Невраев, 1964 и др.). Для вод нефтяных и газовых месторождений характерен широкий диапазон изменения общей минерализации — от соленых вод (5—15 г/л) до рассолов (400 г/л и выше) (по Л. Н. Капченко, 1974).

Общий анализ воды.— Анализ воды, выполняемый с целью установления общей характеристики воды, достаточный для суждения о ее ионно-солевом составе и для выявления ее типа, предусматривающий определение шести главных ионов (Cl^- , SO_4^{2-} , HCO_3^- , Ca^{2+} , Mg^{2+} , Na^+) (А. А. Карцев, 1972), а также определение CO_3^{2-} , Fe^{2+} , Fe^{3+} , J^- , Br^- , $\text{B}_2\text{O}_3^{2-}$, HS^- , NH_4^+ , Ba^{2+} , окислов и некоторых других веществ (Г. М. Сухарев, 1979).

Объемный коэффициент пластовой воды.— Отношение удельного объема воды в пластовых условиях к удельному объему воды на поверхности, изменяющееся в узких пределах (0,99—1,06), что связано с небольшой растворимостью газов в воде и противоположным влиянием давления и температуры (близк.: Ш. К. Гиматулинов, 1963).

— Отношение удельного объема воды в пластовых условиях к ее объему в нормальных условиях, зависящее от давления и температуры пласта, количества растворенного в воде газа и содержания в ней солей (В. Н. Щелкачев, Б. Б. Лапук, 1949; Р. Х. Везирова, 1981).

Органическое вещество пластовых вод.— Различные органические соединения, находящиеся в подземных водах в растворенном состоянии в ионной, молекулярной и коллоидной формах (Е. А. Барс, 1965, 1981; ГС, 1978).

Остаточная вода.— Подземная вода в залежи, оставшаяся в пустотном пространстве коллектора после заполнения его нефтью (газом), сложная по составу и генезису (близк.: А. А. Ханин, 1969; В. Н. Щелкачев, 1959; М. Ф. Мирчинк, 1946; М. А. Жданов, 1980 и др.).

— Вода, оставшаяся в порах нефтеносной и газоносной зоны пласта вследствие действия поверхностно-молекулярных сил (Ю. Б. Закс, 1947).

— Собирательное понятие, включающее различные категории и виды воды, содержащейся в породах-коллекторах нефти и газа, — сорбированную (прочную и рыхло связанную) и частично свободную воду, которая удерживается капиллярными силами в системе тонких капилляров и на контактах зерен породы (А. А. Ханин, 1963).

Паровая фаза воды.— Вода, находящаяся в газе газовых залежей в виде паров, содержание которой зависит от давления, температуры и состава газа (Г. В. Рассохин, И. А. Леонтьев, В. И. Петренко, 1973). Син.: конденсационная вода.

Парообразная вода.— Вода в виде пара, содержащаяся в породах зоны аэрации, в вулканических областях и на больших глубинах (близк.: СРГ, 1979).

Пендулярная вода. См. стыковая вода.

Пленочная вода. См. рыхло связанная вода.

Плотность воды.— Отношение массы воды к занимаемому ею объему при данной температуре, возрастающее с увеличением минерализа-

ции от 1,0 до 1,4 г/см³ (за единицу плотности принимают плотность дистиллированной воды при 4 °С) (сокр.: СГ, 1978).

Погребенная вода.— Подземная вода, проникшая с дневной поверхности в сформировавшиеся породы, а затем погребенная в них в результате последующего опускания территории и накопления новых толщ осадочных образований (ГС, 1978).

Син.: древнеинфильтрационная вода.

Подошвенная вода.— Часть краевой воды, находящейся в нефтяном (газовом) пласте непосредственно под залежью, в пределах внешнего контура нефтеносности (газоносности) (близк.: М. И. Максимов, 1975).

— Вода, залегающая под нефтяной (газовой) залежью в одном пласте непосредственно под нефтью и не отделенная от последней водонепроницаемыми породами (широко распространена в нефтеносных структурах с небольшими углами падения пластов и с большой мощностью коллекторов, где нефть часто насыщает лишь верхнюю часть пласта) (СГН, 1958).

— Вода, залегающая в нижней подошвенной части нефтегазоносного пласта в пределах всей структуры, включая ее сводовую часть (М. А. Жданов, 1970).

Попутная вода.— Вода, добываемая из продуктивного пласта совместно с нефтью или газом.

Поровая (пластовая) вода.— Подземная вода, приуроченная к порам обломочных зернистых коллекторов ..., имеющих пластовую форму залегания (А. А. Карцев, 1972).

Приведенное давление подземных вод.— Давление пластовых вод, пересчитанное на условно выбранную горизонтальную плоскость, подсчитываемое с целью исключения влияния неоднородности вод и широко используемое при региональных гидродинамических построениях.

Природная водонапорная система (см. рис. 28).— Разновидность геогидродинамической системы, характеризующаяся напорным характером вод (различают элизионные и инфильтрационные природные водонапорные системы) (сокр.: А. А. Карцев, 1963, 1972).

— Подземный естественный резервуар «открытого типа» (имеющий связь с областью питания), в пределах которого различают область питания, область напора и область естественного стока (сокр.: В. Н. Щелкачев, Б. Б. Лапук, 1949).

Промежуточная вода.— Вода, насыщающая слои, прослои, линзы внутри залежи (близк.: М. И. Максимов, 1975).

— Вода, приуроченная к водоносным пропласткам или к водоносным пластам внутри объекта эксплуатации (М. А. Жданов, 1970).

— Вода, приуроченная к водоносным пластам внутри нефтегазоносной толщи, являющейся единым объектом разработки (Ю. П. Гаттенбергер, 1980).

Син.: межпластовая вода.

Промысловая классификация вод (рис. 39).— Систематизация вод нефтяных и газовых месторождений, основанная на их пространственно-геологическом отношении к рассматриваемой залежи нефти (газа); выделяются следующие группы вод: грунтовая, нефтяного (газового) пла-

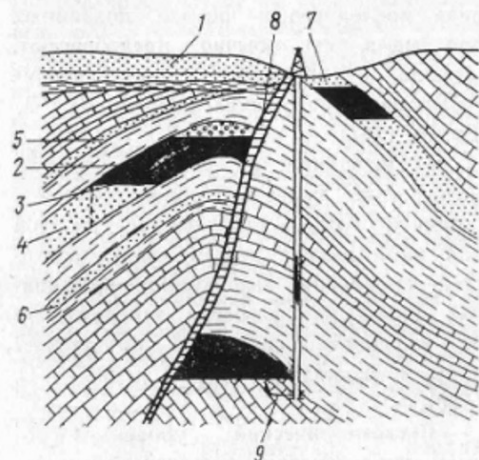
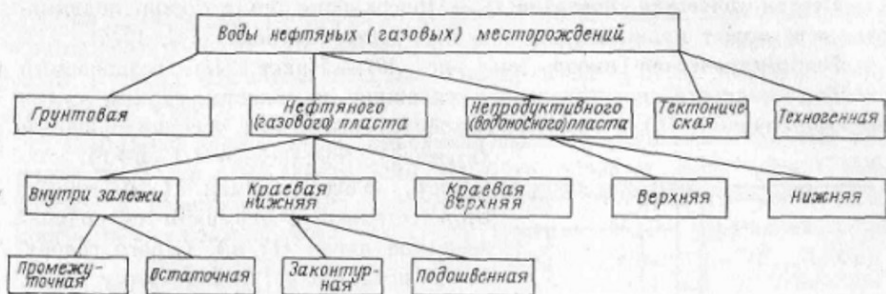


Рис. 39. Промысловая классификация вод:
1 — грунтовая; 2 — промежуточная; краявая нижняя; 3 — подобшенная; 4 — законтурная; 5 — верхняя; 6 — нижняя; 7 — краявая верхняя; 8 — тектоническая; 9 — техногенная

ста, непродуктивного (водоносного) пласта, тектоническая, техногенная; группы подразделяются на подгруппы.

Процент-эквивалентная форма выражения химического состава воды.— Выражение результатов химического анализа воды в процент-эквивалентах (%-экв./л или %-экв./кг), рассчитанных как процентное отношение количества каждого аниона в М./л (М./кг) к сумме всех анионов (близк.: ГС, 1978).

Прочно связанная вода.— Внутренний слой физически связанной воды — вода плотностью больше единицы, находящаяся в виде пленок на поверхности частиц породы, удерживаемая очень большими силами (не удаляемая из образца под действием центробежной силы с ускорением, в 70 тысяч раз превосходящим ускорение силы тяжести), не замерзающая до температуры минус 78 °С (сокр.: А. А. Маккаев, 1971).

— Вода, которая образует на поверхности минеральных частиц слой толщиной в несколько молекул, удерживаемая давлением до 1000 МПа и по своим свойствам близкая к твердому телу, с температурой плавления 78 °С (Г. М. Сухарев, 1979).

Син.: адсорбированная вода, гигроскопическая вода.

Пьезометрическая высота (рис. 40).— Высота, на которую поднимается вода над данной точкой потока под влиянием гидростатического давления в этой точке (А. И. Силин-Бекчурин, 1958).

Пьезометрическая поверхность.— Поверхность, до которой поднимается или может подняться в скважинах напорная вода (ГС, 1978).

Пьезометрический напор (см. рис. 40).— Напор (H), создаваемый столбом жидкости, поступившей в скважину из пласта, равный сумме пьезометрической (h) и геометрической (z) высот над условно принятой (нулевой) плоскостью ($H = h + z$).

Прим. ред.: Термин П. н. иногда отождествляют с термином гидродинамический напор (Г. н.). Строго говоря, Г. н. представляет собой сумму П. н. и скоростного напора; поскольку величина последнего в потоке подземных вод мала, ею обычно пренебрегают. Отсюда и возникает отождествление терминов и упрощение понятия (С. Б. Вагин, 1981).

— Потенциальная энергия единицы массы воды, сосредоточенной в геометрической точке, находящейся на той или иной высоте над нулевой плоскостью сравнения, выражаемая в единицах длины (м) и всегда определяемая от плоскости сравнения до уровня воды в скважине, колодце (сокр.: ГС, 1978).

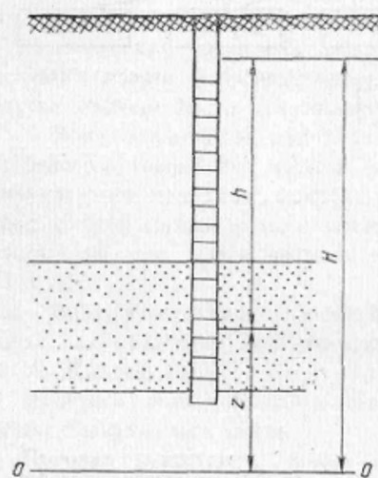


Рис. 40. Графическое изображение пьезометрического напора

Пьезометрический уровень.— Уровень, устанавливающийся в скважинах при вскрытии напорных вод и выражающийся в абсолютных или относительных (от устья скважин.— Прим. ред.) отметках или МПа (ГС, 1978).

Растворимость воды в нефти.— Способность воды несколько растворяться в нефти при контакте с нею, зависящая от химического состава нефти (непредельные, нафтеновые и ароматические углеводороды растворяют воду лучше, чем углеводороды парафинового ряда), температуры, минерализации воды и др. (сокр.: Г. М. Сухарев, 1971).

Растворимость газа в воде.— Способность газа при нахождении его в контакте с водой растворяться в ней, достигая с нею равновесного состояния.

Прим. ред.: Р. г. в в. возрастает с увеличением давления и уменьшением минерализации воды (Р. Х. Везирова, 1981).

Реликтовая вода. См. сингенетическая седиментогенная вода.

Рыхло связанная вода.— Вода внешнего слоя пленки (физически) связанной воды (близк.: ГС, 1978).

— Вода, покрывающая тонкой пленкой поверхности отдельных пор, трещин и других пустот в горных породах поверх слоя гигроскопической воды (сокр.: А. А. Маккаев, 1971).

Син.: лисорбированная вода, пленочная вода.

Свойства пластовой воды.— Физико-химические параметры, характеризующие пластовую воду: плотность, удельный вес, температура, темпера-

турный коэффициент расширения, вязкость, поверхностное натяжение, объемный коэффициент, сжимаемость, электропроводность, растворимость воды в нефти, растворимость газа в воде и др. (М. А. Жданов, 1970; СНГ, 1971 и др.).

Связанная вода.— Вода, обволакивающая минеральные частицы пород тонкой пленкой (внутренняя часть ее образует слой прочно связанной, а внешняя — рыхло связанной воды), толщина которой может достигать нескольких сот диаметров молекул воды, удерживающейся на поверхности минералов силами молекулярного сцепления (Е. М. Сергеев, 1973; А. А. Карцев, 1972).

Прим. ред.: Под С. в. в промысловой геологии часто подразумевают всю воду, находящуюся вместе с нефтью и газом в пустотном пространстве пород. Это предположение нашло отражение в «Геологическом словаре» (1978). Однако в пустотном пространстве пород, вмещающих залежь, присутствуют воды разных видов — связанная, стыковая, сорбционно-замкнутая, свободная капиллярная (А. А. Ханин, 1969). Поэтому во избежание терминологической путаницы целесообразнее всю эту воду именовать остаточной. Этот термин также используется в промысловой геологии и не является синонимом термина «связанная вода» (по С. Б. Вагину, 1981).

Седиментогенная вода (см. рис. 27).— Подземная вода, захороненная с осадками и в последующем в разной степени измененная (метаморфизованная) на стадиях диагенеза и катагенеза, подразделяющаяся на сингенетическую и эпигенетическую (близк.: ГС, 1978; Е. В. Пиннекер, 1977).

— Вода, сохранившаяся в породах с момента седиментации или являющаяся продуктом литогенеза (Е. В. Пиннекер, 1977).

Сжимаемость воды.— Изменение объема воды под действием давления. Зависит от газосодержания и температуры воды (близк.: А. А. Карцев, 1972).

Сингенетическая седиментогенная вода.— Подземная седиментогенная вода, одновозрастная с теми горными породами, в которых она находится, изменяющаяся в течение геологического времени в соответствии с изменением горных пород на стадиях диагенеза и катагенеза (близк.: ГС, 1978; Е. В. Пиннекер, 1977).

Син.: реликтовая вода.

Скоростной напор.— Напор, вызываемый в пласте движением жидкости, пропорциональный квадрату скорости движения (ГС, 1978).

Смешанная вода.— Вода, образующаяся в продуктивном пласте в результате смешения пластовой и закачиваемой вод в процессе заводнения в целях поддержания давления.

Солеобразование в скважинах.— Наблюдаемое при разработке некоторых месторождений углеводородов выпадение минеральных солей (сульфатов кальция и бария, карбонатов кальция, хлоридов кальция и др.) в стволе скважины, призабойной зоне и наземном оборудовании, происходящее в результате гидрогеохимических процессов при движении пластовых и нагнетаемых вод к добывающим скважинам (близк.: В. С. Мелик-Пашаев, 1979).

Сорбционно-замкнутая вода.— Капельно-жидкая вода, изолированная от остальной свободной воды слоями связанной воды (Ю. П. Гаттенбергер, 1980).

Специальные анализы химического состава вод.— Анализы вод, предусматривающие определение: пригодности воды для закачки в продуктивные пласты в качестве вытесняющего агента (технологический анализ); степени загрязнения воды с целью выявления ее пригодности для питья и бытового использования (санитарный анализ); лечебных свойств воды (бальнеологический анализ) и т. д. (близк.: А. А. Карцев, 1972; Г. М. Сухарев, 1979).

Стандартный анализ воды.— Анализ воды, предусматривающий определение анионов хлора, сульфатов, гидрокарбонатов, катионов кальция, магния, натрия, а также плотности и рН с целью выявления ее химических свойств (близк.: А. А. Карцев, 1972).

Син.: шестикомпонентный анализ воды.

Статический уровень воды.— Естественный, не нарушенный откачкой или нагнетанием уровень воды (в скважине.— Прим. ред.) (ГС, 1978).

Стыковая вода.— Вода, находящаяся в местах сближения минеральных частиц породы, скопления которой образуются за счет утолщения слоев связанной воды (близк.: А. А. Карцев, 1972).

Син.: пендулярная вода.

Суббассейн грунтовых вод (см. рис. 24).— Верхняя часть бассейна подземных вод — суббассейн стока грунтовых вод (близк.: ГС, 1978).

Сульфатно-натриевый тип вод.— Тип подземных вод по классификации В. А. Сулина, формирование которых происходило в континентальной обстановке в условиях свободного водообмена с дневной поверхностью; характеризуется соотношением ионов: $rNa/rCl > 1$, $(rNa - rCl)/r \times SO_4 < 1$.

Сульфатредукция (бактериальная) в нефтегазоносных пластах.— Анаэробный окислительно-восстановительный процесс между сульфатами и органическим веществом (нефтью и углеводородным газом.— Прим. ред.) или водородом, осуществляемый сульфатвосстанавливающими (сульфатредуцирующими) бактериями, приводящий к появлению в подземной воде сероводорода (близк.: ГС, 1978).

— Процесс превращения в призабойной зоне скважин содержащихся в нагнетаемой воде сульфатов в сероводород при участии сульфатвосстанавливающих бактерий с последующим перемещением сероводорода вместе с закачиваемой водой к добывающим скважинам, что усложняет процесс добычи нефти (В. С. Мелик-Пашаев, 1979).

Тектоническая вода.— Вода, проникающая в нефтеносный (газоносный) пласт из других горизонтов по тектоническим нарушениям (близк.: СНГ, 1958; М. И. Максимов, 1975).

— Вода, которая поступает по тектоническим трещинам из различных пластов, содержащих высоконапорные воды (Г. М. Сухарев, 1979).

Термальная вода.— Вода, имеющая повышенную температуру, подразделяющаяся по температурной характеристике на относительно термальную (температура воды выше среднегодовой температуры воздуха

данной местности), характерную для большинства нефтяных и газовых месторождений, и абсолютно-термальную (температура воды выше 20 или 37 °С, по разным авторам) (близк.: ГС, 1978).

Техногенная вода.— Вода, попадающая в нефтеносный (газоносный) пласт в результате процессов, связанных с бурением скважин, их ремонтом, а также с разработкой месторождения (закачка вод для поддержания пластового давления, введение различных растворов при других методах воздействия на пласт и т. п.).

Техногенная гидрогеологическая аномалия.— Гидрогеологическая аномалия, выражающаяся в отклонении какого-либо гидрогеологического показателя от значений соответствующих показателей, характерных (фоновых) для данного нефтегазоносного пласта (горизонта, комплекса), которая вызвана техническими процессами при разведке и разработке месторождения нефти (газа) (по С. Б. Вагину, 1981).

Типы химических анализов вод.— Виды химического анализа вод, различающихся по полноте и задачам исследования.

— Общий стандартный (или шестикомпонентный) и специальные анализы вод (близк.: А. А. Карцев, 1972; Г. М. Сухарев, 1979).

Трещинная вода.— Подземная вода, приуроченная к трещинам горных пород (ГС, 1978).

Удельный вес пластовой воды.— Отношение веса пластовой воды к ее объему: $\gamma = G/V$, где G — вес пластовой воды; V — ее объем, единица удельного веса $[\gamma] = 1 \text{ Н/м}^3$.

Упругость водорастворенного газа. См. давление насыщения растворенного газа в воде.

Условное гидростатическое давление.— Давление, соответствующее столбу пресной воды (плотность 1 г/см^3), высотой от устья скважины до изучаемого пласта (В. М. Добрынин, В. А. Серебряков, 1978), значения которого используют обычно для выяснения соответствия или несоответствия пластового давления гидростатическому.

Физически связанная вода. См. связанная вода.

Физический анализ воды.— Анализ, предусматривающий определение физических свойств подземной воды: температуры, плотности, сжимаемости, вязкости, электропроводности, прозрачности, объемного коэффициента и т. п. (СРГ, 1979).

Форма выражения химического состава воды.— Способ выражения результатов химического анализа воды в формах ионной (в виде содержания в ней количества отдельного вещества), эквивалентной и процент-эквивалентной (близк.: ГС, 1978).

Химически связанная вода.— Вода, химически связанная с минералами и горными породами, к которой относят: кристаллизационную, входящую в состав вещества в виде молекул H_2O (гипс, мирабилит, карналит и др.); цеолитную, содержание которой в минералах переменное (опал); конституционную, которая в виде водорода и кислорода участвует в молекулярном строении минералов (причем, водород и кислород могут быть выделены только при полном разрушении молекулярного строения минералов, обычно при температуре выше 400 °С) (близк.: СРГ, 1979).

Хлоридно-кальциевый тип вод.— Тип подземных вод по классификации В. А. Сулина, формирование которых происходит в глубинной обстановке в условиях гидрогеологической закрытости структур; характеризуется следующим соотношением ионов: $r\text{Na}/r\text{Cl} < 1$, $(r\text{Cl} - r\text{Na})/r\text{Mg} > 1$.

Хлоридно-магниевый тип вод.— Тип подземных вод по классификации В. А. Сулина, формирование которых происходит в морской обстановке; характеризуется соотношением ионов $r\text{Na}/r\text{Cl} < 1$, $(r\text{Cl} - r\text{Na})/r\text{Mg} < 1$.

Шестикомпонентный анализ воды. См. стандартный анализ воды.

Щелочно-кислотные свойства пластовой воды.— Свойства пластовой воды, определяемые концентрацией водородных ионов, выраженной в виде условной величины рН, которая равна отрицательному логарифму концентрации (Н. Ф. Возная, 1979).

Прим. ред.: В чистой воде при температуре 25 °С (стандартные условия) при рН=7 среда нейтральная, <7—кислая и >7—щелочная (Н. Ф. Возная, 1979); в пластовых водах величина рН изменяется в широких пределах (от <0 до 12,5, в большинстве случаев составляя 6÷8,5) и зависит от температуры и минерализации подземных вод (по С. Р. Крайнову, В. М. Швецу, 1980).

Эквивалентная форма выражения химического состава воды.— Выражение результатов химического анализа воды в эквивалентных количествах растворенных веществ в единице объема или массы воды

Электропроводность пластовой воды.— Способность минерализованной воды проводить электричество; Э.п.в. возрастает с увеличением ее минерализации и температуры (СНГ, 1971).

Элизионная водонапорная система (рис. 41).— Природная водонапорная система, напор в которой создается за счет выжимания вод из уплотняющихся осадков и пород в пласт-коллектор и частично за счет уплотнения самого коллектора... (А. А. Карцев, 1972). В результате роста геостатического давления создается геостатическая Э. в. с., а в результате геодинамического давления (при тектонических напряжениях) — геодинамическая Э.в.с.

Эпигенетическая седиментогенная вода.— Подземная вода, отжатая из покрывающих или подстилающих толщ, затем мигрировавшая из бо-

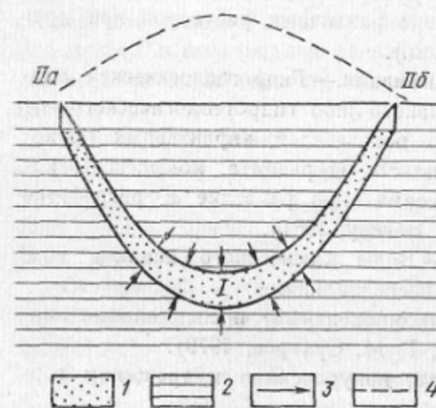


Рис. 41. Схема элизионной водонапорной системы (геостатической).

1 — область питания и создания напора; Иа и Иб — области открытой или скрытой разгрузки; 1 — породы-коллекторы; 2 — уплотняющиеся глины и глинистые породы; 3 — направление движения подземных вод; 4 — пьезометрическая поверхность

лее молодых осадочных пород в более древние или, наоборот, из древних в более молодые (Е. В. Пиннекер, 1977).

Ювенильная вода.— См. магматогенная вода.

6. ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ И ПРИРОДНЫЕ РЕЖИМЫ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

Аномально высокое пластовое давление (АВПД). См. сверхгидростатическое пластовое давление.

Водонапорный режим.— Режим залежи, при котором нефть или газ перемещаются в пласт к забоям скважин под действием гидростатического напора воды в условиях активного восполнения отбора жидкости или газа природной (природный режим) или нагнетаемой (искусственный режим) в пласт водой.

— Режим пласта, когда нефть или газ вытесняются в скважины под действием напора краевой или подошвенной воды, окружающей нефтяную или газовую залежь (В. Н. Щелкачев, Б. Б. Лапук, 1949; близк.: М. Ф. Мирчинк, М. И. Максимов, 1952; М. А. Жданов, 1958; А. Н. Снарский, 1961 и др.).

Воронка депрессии (рис. 42, 43).— Зона резкого снижения давления в пласте вокруг действующей добывающей скважины, группы скважин или в зоне отбора в целом (оп.).

Син.: депрессионная воронка.

Восстановление пластового давления в скважине.— Изменение давления на забое скважины после прекращения отбора жидкости или газа из нее до значения динамического пластового давления (оп.).

Восстановление уровня жидкости в скважине.— Подъем уровня жидкости в механизированной скважине до статического после прекращения отбора жидкости из нее (оп.).

Вытеснение газированной нефти водой.— Процесс извлечения нефти, протекающий при одновременном проявлении в продуктивном пласте режима растворенного газа и вытесняющего действия краевой или нагнетаемой воды.

— Процесс вытеснения, при котором... кроме энергии окклюдированного газа действует также и напор краевых вод, вытесняющих газированную смесь из пласта к скважине (М. М. Глаговский, М. Д. Розенберг, 1953).

Газовый режим.— Режим газоносного пласта, (газовой залежи.— Прим. ред.), при котором движущей силой является упругость газа (А. Н. Снарский, 1961).

— Режим, при котором приток газа к забоям скважин обуславливается потенциальной энергией давления, под которым находится газ (С. Н. Закиров, Б. Б. Лапук, 1974).

Газонапорный режим.— Режим нефтегазовой залежи, когда нефть вытесняется из пласта под действием напора газа газовой шапки (М. Ф. Мирчинк, М. И. Максимов, 1952).

— Режим пласта, при котором нефть вытесняется в скважины под действием напора сжатого газа, находящегося в свободном состоянии

(в виде так называемой газовой шапки) над нефтью (В. Н. Щелкачев, Б. Б. Лапук, 1949).

Син.: режим газовой шапки.

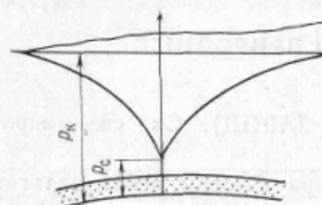


Рис. 42. Воронка депрессии давления при эксплуатации скважины.

Давление p_k — на контуре питания, p_c — на забое скважины

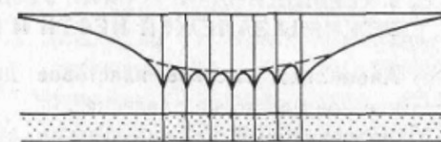


Рис. 43. Воронка депрессии давления при эксплуатации нескольких скважин

Геостатическое давление.— Давление, оказываемое на пласт весом вышележащей толщи горных пород, величина которого зависит от мощности и плотности пород (Б. А. Тхостов, 1970; В. М. Добрынин, В. А. Серебряков, 1978).

Геотектоническое давление.— Давление (напряжение), возникающее в пластах в результате непрерывно-прерывистых тектонических процессов, особенно характерно для тектонически активных областей (близк.: В. М. Добрынин, В. А. Серебряков, 1978).

Геотермическая ступень.— Число метров глубины недр, соответствующее изменению температуры в 1°C (оп.).

Геотермический градиент.— Изменение температуры в недрах в $^\circ\text{C}$ на каждые 100 м глубины (оп.).

Гидростатическое пластовое давление.— Характерное для инфильтрационных водонапорных систем пластовое давление в пласте-коллекторе, создаваемое в результате гидростатической нагрузки пластовых вод, перемещающихся в сторону регионального погружения пласта и возрастающее пропорционально глубине (градиент давления около $0,01$ МПа на 1 м глубины).

Горное давление.— Давление на пласт, являющееся следствием суммарного влияния геостатического и геотектонического давлений (напряжений) (В. М. Добрынин, В. А. Серебряков, 1978).

Гравитационный режим.— Режим нефтяной залежи, при котором нефть вытесняется в скважины под действием силы тяжести самой нефти (М. Ф. Мирчинк, М. И. Максимов, 1952; близк.: М. А. Жданов, 1958; А. Н. Снарский, 1961 и др.).

Градиент давления.— Перепад давления на единице длины пути, необходимый для преодоления сопротивлений при движении нефти через пористую среду (А. Н. Снарский, 1961 и др.).

— Вектор, направленный по нормали к поверхности равного давления в сторону его возрастания и равный по модулю производной от давления по направлению этой нормали (ВНИИ, 1973).

Давление нагнетания рабочего агента.— Давление на устье действующей нагнетательной скважины (оп.).

Депрессионная воронка. См. воронка депрессии.

Депрессия давления в скважине.— Разность между динамическим пластовым и забойным давлением в добывающей скважине, между забойным и динамическим пластовым давлением в нагнетательной скважине при установившемся относительном статическом равновесии в пласте (оп.).

Син.: депрессия на забое скважины, местный перепад давления.

Прим. ред.: Применительно к нагнетательной скважине используют и термин «репрессия».

Депрессия на забое скважины. См. депрессия давления в скважине.

Динамический уровень.— Уровень жидкости в непереливающей скважине, устанавливающийся при ее эксплуатации и зависящий от заданного режима работы скважины; фиксируется глубиной от устья скважины или абсолютной отметкой (оп.).

— Абсолютная отметка или глубина от устья скважины (м), на которой держится уровень жидкости в скважине при той или иной величине отбора жидкости (ГС, 1978).

Динамическое пластовое давление (в продуктивном пласте).— Пластовое давление в продуктивном пласте на определенную дату, устанавливающееся при стационарной работе практически всего фонда скважин и освещаемое замерами в поочередно или выборочно останавливаемых и в единичных простаивающих скважинах, относительно равномерно размещенных по площади.

Син.: текущее пластовое давление (в продуктивном пласте).

Динамическое пластовое давление (в скважине).— Пластовое давление, замеренное в скважине, находящейся под влиянием других действующих скважин, после ее остановки и установления в пласте относительного статического равновесия (близк.: М. А. Жданов, 1970; М. И. Максимов, 1975 и др.).

Син.: текущее пластовое давление (в скважине).

Забойное давление.— Давление в пласте у забоя действующей скважины при установившемся режиме ее работы (оп.).

Замкнутый упруговодонапорный режим.— Разновидность упруговодонапорного режима, свойственная залежам с ограниченными размерами законтурной области вследствие ее экранирования разрывными тектоническими нарушениями, затухания проницаемости коллекторов вблизи залежи и др., при З.у.р. залежам нередко присущи anomalно высокое пластовое давление и обычно повышенные темпы его снижения при разработке (обобщ.: В. Н. Щелкачев, 1959; В. Н. Майдебор, 1971).

Избыточное пластовое давление.— Разница между значениями пластового давления в нефтяной или газовой залежи над гидростатическим давлением при той же абсолютной отметке.

— Превышение пластового давления над пластовым водяным давлением на данной отметке в нефтяной или газовой залежи (ГС, 1978).

— Пластовое давление, значения которого лежат в интервале между нормальным гидростатическим и нижним пределом anomalно высокого давления (В. М. Добрынин, В. А. Серебряков, 1978).



Рис. 44. Карта изобар.

1 — внешний контур нефтеносности; 2 — скважины; 3 — изобары

Истинное пластовое давление в продуктивном пласте.— Давление, замеренное в различных по площади точках залежи в середине пласта или у поверхности, проходящей посередине пласта.

Карта изобар (рис. 44).— Карта, представляющая собой нанесенную на план расположения забоев скважин систему линий

с равными значениями давления и иллюстрирующая изменение по площади продуктивного пласта приведенного или истинного динамического давления на определенную дату и соответственно направление движения жидкости в каждой ее точке.

— Карта равных пластовых давлений (М. Ф. Мирчинк, М. И. Максимов, 1952).

— Нанесенная на план залежи система линий, соединяющих точки пласта с одинаковыми значениями давлений, приведенных к какой-либо определенной поверхности (к условной горизонтальной или к проходящей через точки, расположенные посередине между кровлей и подошвой пласта — в зависимости от решаемых задач) (В. Н. Васильевский, А. И. Петров, 1973).

Коэффициент упругости пласта.— Комплексный коэффициент, учитывающий одновременно емкость и упругость пласта и упругость насыщающей его жидкости и показывающий, какую долю от выделенного элемента объема пласта составляет объем жидкости, вытекшей из этого элемента при снижении пластового давления в нем на 0,1 МПа (численно равный сумме произведения коэффициента пористости на коэффициент сжимаемости жидкости и коэффициента сжимаемости пористой среды) (В. Н. Щелкачев, 1948).

Местный перепад давления. См. депрессия давления в скважине.

Начальное пластовое давление.— Величина давления в продуктивном пласте до начала его разработки (оп.).

Син.: статическое пластовое давление.

Нормальное пластовое давление. См. пластовое давление, соответствующее гидростатическому.

Перепад давления.— Разность давлений в двух различных сечениях потока (ВНИИ, 1973).

Пластовое давление.— Давление, под которым в продуктивном пласте-коллекторе находятся нефть, газ, вода (оп.).

Пластовое давление в зоне нагнетания.— Пластовое давление в зоне расположения действующих нагнетательных скважин, определяемое как

среднее арифметическое замеренных значений или по карте изобар как среднее взвешенное на участках, непосредственно прилегающих к нагнетательным скважинам.

Пластовое давление в зоне отбора.— Пластовое давление в районе расположения добывающих скважин, определяемое как среднее взвешенное по карте изобар.

— Среднее взвешенное пластовое давление по площади, которая ограничивается линией, проходящей вдоль внешних рядов добывающих скважин на расстоянии от них, равном принятому расстоянию между скважинами (И. Г. Пермяков, 1959).

Син.: пластовое давление в зоне эксплуатации.

Пластовое давление в зоне эксплуатации. См. пластовое давление в зоне отбора.

Пластовое давление менее гидростатического (МГПД).— Начальное пластовое давление в водоносном пласте-коллекторе или нефтяной (газовой, нефтегазовой и т. д.) залежи меньше, чем условное гидростатическое давление (на той же абсолютной отметке).

Пластовое давление, отличающееся от гидростатического.— Характерное для элизионных водонапорных систем начальное давление в водоносном коллекторе или в нефтяной (газовой, нефтегазовой и т. д.) залежи, превышающее условное гидростатическое давление более чем на 30 % (сверхгидростатическое пластовое давление — СГПД) или имеющее значения меньше условного гидростатического давления (МГПД), т. е. отвечающее условиям $1,3 < \rho_{пл}/\rho_{гв} < 1$ (близк.: В. М. Добрынин, 1978).

Пластовое давление, приведенное по времени.— Пластовое давление, замеренное в скважинах на различные относительно близкие даты и пересчитанное на дату построения карты изобар с учетом тенденции в его изменении во времени (близк.: М. А. Жданов, 1970).

Пластовое давление, приведенное по глубине.— Пластовое давление, замеренное и пересчитанное на единую условно принятую горизонтальную плоскость, обычно соответствующую средней абсолютной отметке ВНК или ГВК.

— Давление, приведенное к уровню моря (М. А. Жданов, 1958).

— Давление жидкости (или газа) в точках, расположенных по какой-либо заранее выбранной горизонтальной плоскости, например, плоскости ВНК (А. Н. Снарский, 1961; В. Н. Васильевский, А. И. Петров, 1973).

— Замеренное пластовое давление, приведенное (пересчитанное) для удобства сравнения к определенной горизонтальной плоскости (уровень моря, зеркало водонефтяного контакта) (ГС, 1978).

Пластовое давление, соответствующее гидростатическому.— Начальное пластовое давление в водоносном пласте-коллекторе или в нефтяной (газовой, нефтегазовой и т. д.) залежи, равное условному гидростатическому или превышающее его не более чем на 30 % (при $1 < \rho_{пл}/\rho_{гв} < 1,3$).

— Давление в залежи нефти, находящееся в прямой зависимости от глубины залегания пластов-коллекторов и обычно не превышающее давление столба воды, соответствующего глубине вскрытия пласта (М. А. Жданов, 1962).

— Давление в продуктивных пластах, приближенно равное гидростатическому (В. Н. Васильевский, 1973).

— Давление в нефтяной или газовой залежи (в пласте-коллекторе. — Прим. ред.), тесно связанное с окружающей залежь водонапорной областью пласта (М. И. Максимов, 1975).

Син.: нормальное пластовое давление.

Режим газовой шапки. См. газонапорный режим.

Режим залежи.— Характер проявления движущих сил в пласте, обуславливающих приток жидкостей и газов к добывающим скважинам (В. Н. Щелкачев, Б. Б. Лапук, 1949; близк.: М. Ф. Мирчинк, 1939; А. Н. Снарский, 1961 и др.).

— Характер проявления движущих сил газонефтяного пласта, зависящих от физико-геологических природных условий и мероприятий, проводимых при его разработке и эксплуатации (М. А. Жданов, 1958).

— Проявление доминирующей формы пластовой энергии в процессе разработки залежи (В. Н. Щелкачев, 1959).

Син.: режим пласта.

Режим пласта. См. режим залежи.

Режим растворенного газа.— Режим нефтяной залежи, при котором давление в пласте снижается ниже давления насыщения, газ выходит из раствора и пузырьки окклюдированного газа, расширяясь, вытесняют нефть к скважине (В. Н. Щелкачев, Б. Б. Лапук, 1949).

— Режим, при котором нефть вытесняется к скважине под действием энергии пузырьков расширяющегося газа, перешедшего из растворенного состояния в свободное (или, точнее, в окклюдированное) (М. Ф. Мирчинк, М. И. Максимов, 1952).

Природный режим, при котором единственной движущей пластовой силой является сила упругости газа, растворенного в нефти и выделяющегося из нее при понижении давления (М. М. Глаговский, М. Д. Розенберг, 1953).

Репрессия (давления) на пласт.— Разница между забойным и динамическим пластовыми давлениями в нагнетательной скважине (оп.).

Сверхгидростатическое пластовое давление (СГПД).— Начальное пластовое давление в водоносном коллекторе или в нефтяной (газовой, нефтегазовой, газонефтяной и т. д.) залежи, превышающее условное гидростатическое давление на одноименных абсолютных отметках более чем на 30 %.

— Давление в пласте-коллекторе, которое уравновешивается столбом глинистого раствора плотностью $1,3 \text{ г/см}^3$ и более, т. е. пластовое давление, нижний предел которого на 30 % больше условного и на 20—25 % больше нормального гидростатических давлений, а верхний предел достигает величины среднего геостатического давления..., а в отдельных случаях он даже превышает его (В. М. Добрынин, В. А. Серебряков, 1978).

— Начальное пластовое давление, которое превышает максимально возможную для конкретных условий величину гидростатического давления, измеряемого весом «столба» пластовой воды (Б. А. Тхостов, 1966).

— Давление, которое более чем на 10 % (в 1,5—2 раза и более)

превышает условное гидростатическое давление, т. е. давление, которое оказывает столб пресной воды... (К. А. Аникеев, 1964).

— Давление в залежи нефти (газа) внутри пласта, когда оно с поправкой на $p_{гзб}$ (высота залежи) превосходит условное гидростатическое давление для гипсометрической отметки точки пласта, в которой производится измерение (ГС, 1978).

Син.: аномально высокое пластовое давление (АВПД).

Смешанный режим.— Режим залежи, при котором нефть или газ перемещаются в пласте к скважинам за счет одновременного значительного действия двух или более видов энергии (близк.: М. И. Максимов, 1975).

Среднее пластовое давление по залежи.— Среднее значение приведенного (или истинного) динамического пластового давления в начальных границах залежи на определенную дату, подсчитанное по соответствующей карте изобар как среднее взвешенное по площади или объему (во втором случае используется и карта эффективной нефтенасыщенной мощности).

— Давление, отнесенное к объему пласта, ограниченному кровлей, подошвой и поверхностью, отделяющей нефтенасыщенную часть пласта от водо- или газонасыщенной (определяемой путем взвешивания по объему) (В. Н. Васильевский, Э. Л. Лейбин, 1956).

Статический уровень.— Уровень жидкости, устанавливающийся в переливающей скважине после длительной ее остановки и отражающий в условиях продолжающейся работы окружающих скважин динамическое пластовое давление в данной точке залежи, фиксируемый глубиной от устья скважины или абсолютной отметкой (оп.).

Статическое пластовое давление. См. начальное пластовое давление.

Степень пережатия пластовой нефти.— Разность между пластовым давлением и давлением насыщения нефти газом (Ф. И. Котяхов, 1956).

Текущее пластовое давление (в продуктивном пласте). См. динамическое пластовое давление (в продуктивном пласте).

Текущее пластовое давление (в скважине). См. динамическое пластовое давление (в скважине).

Упруговодонапорный режим.— Режим нефтяной залежи, при котором углеводороды вытесняются в скважины под действием напора краевой воды; в отличие от водонапорного режима основным источником энергии напора воды являются упругость жидкости, а также упругость самой породы (М. Ф. Мирчинк, М. И. Максимов, 1952; близк.: А. Н. Снарский, 1961).

Упругие силы пласта.— Силы упругости породы и насыщающих ее жидкостей, особенно значительные при больших размерах пластовых водонапорных систем и при больших пластовых давлениях, которые проявляются в виде дополнительной энергии (уменьшение пустотного пространства и увеличение объема жидкостей), перемещающей углеводороды в пласте, а также в постепенном, а не мгновенном перераспределении давления в пласте после всякого изменения темпов отбора жидкости из скважин (обобщ.: В. Н. Щелкачев, 1948; СГН, 1958; М. И. Максимов, 1975).

Упругий запас пласта.— Количество жидкости, которое дополнительно вытесняется из пласта в скважины за счет расширения объема жидкости и уменьшения объема пор при снижении пластового давления (В. Н. Щелкачев, 1948).

Эффективное давление.— Разница между геостатическим давлением и произведением пластового давления на коэффициент n , определяющий долю давления жидкости, непосредственно воздействующего на зерна пород в пустотном объеме породы-коллектора (близк.: В. М. Добрынин, 1970; В. Н. Майдебор, 1971 и др.).

Син.: эффективное напряжение.

Эффективное напряжение. См. эффективное давление.

7. ЗАПАСЫ И РЕСУРСЫ НЕФТИ И ГАЗА

Балансовые запасы.— Запасы, разработка которых в настоящее время экономически целесообразна (КЗМ, 1970).

Вторая группа месторождений (залежей).— Группа, к которой относят месторождения (залежи) сложного геологического строения, характеризующиеся невыдержанностью мощности и коллекторских свойств продуктивных пластов (горизонтов) (КЗМ, 1970).

Геологические запасы.— Сумма балансовых и забалансовых запасов залежи (месторождения) всех категорий.

Геолого-геохимический метод раздельного прогнозирования нефтеносности и газоносности.— Метод прогнозирования ресурсов, основанный на выявленной генетической связи нефтяных и газовых скоплений с типом органического вещества производящих толщ и этапом его катагенеза, а также на закономерностях миграции жидких и газообразных углеводородов в пределах нефтегазоносных бассейнов (МРКОПН, 1978).

Геолого-статистический метод раздельного прогнозирования нефтеносности и газоносности.— Метод раздельного прогнозирования, применяемый для территорий и комплексов, в которых открыты нефтяные и газовые залежи, основанный на анализе фактического зонального распределения этих залежей по площади с помощью построения карт изменения соотношений газа и нефти с целью выявления тенденций изменения этих соотношений и возможности их экстраполяции за пределы изученных территорий (МРКОПН, 1978).

Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых при Совете Министров СССР (ГКЗ СССР).— Общесоюзный орган, утверждающий запасы полезных ископаемых.

Группы запасов.— Выделяемые по народнохозяйственному значению две группы запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов, подлежащие отдельному подсчету и учету, — балансовые запасы и забалансовые запасы (КЗМ, 1970).

Группы месторождений.— Две группы месторождений (залежей) — первая и вторая, выделяемые по сложности геологического строения, учитываемой при обосновании границ отдельных категорий запасов и регламен-

тировании соотношений между запасами категорий В и С₁ при оценке подготовленности месторождений (залежей) к промышленному освоению (КЗМ, 1970).

Достоверность запасов.— Максимальное приближение величины подсчитываемых запасов к ее истинному значению, достигаемое путем повышения степени изученности залежи в процессе геологоразведочных, опытных и промышленных эксплуатационных работ, а также качественной обработки всего фактического материала, правильного выбора метода оценки запасов.

Забалансовые запасы.— Запасы, разработка которых в настоящее время нерентабельна, но которые могут рассматриваться в качестве объекта для промышленного освоения в дальнейшем. **Примечания:** 1. Забалансовые запасы категории С₂ не подсчитывают. 2. Извлекаемые забалансовые запасы не определяют (КЗМ, 1970).

Запасы категории А.— Запасы залежи (или ее части), подсчитываемые в процессе ее разработки, изученные с детальностью, обеспечивающей полное определение формы и размеров залежи, эффективной нефтегазонасыщенной мощности, характера изменения коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности продуктивных пластов, качественного и количественного составов нефти, горючих газов и содержащихся в них сопутствующих компонентов и других параметров, а также основных особенностей залежи, от которых зависят условия ее разработки: режим работы залежи, давление, гидро- и пьезопроводность, коэффициент продуктивности скважин и др. (КЗМ, 1970).

Запасы категории В.— Запасы залежи (или ее части), характеризующиеся следующим: нефтегазонасыщенность установлена на основании получения промышленных притоков нефти или горючих газов в скважинах на различных гипсометрических отметках и наличия благоприятных промыслово-геофизических данных и керна; форма и размеры залежи, эффективная нефтегазонасыщенная мощность, характер изменения коллекторских свойств и нефтегазонасыщенность продуктивных пластов, а также основные особенности, определяющие условия разработки залежи, изучены приближенно, но в степени, достаточной для проектирования разработки залежи; состав нефти, горючих газов и содержащихся в них сопутствующих компонентов в пластовых и поверхностных условиях изучены детально; по нефтяной залежи проведена пробная эксплуатация отдельных скважин; по газовой залежи установлено отсутствие нефтяной оторочки или определена ее промышленная ценность (КЗМ, 1970).

Запасы категории С₁.— Запасы залежи, характеризующиеся следующим: нефтегазонасыщенность установлена на основании полученных промышленных притоков нефти или горючих газов в отдельных скважинах (часть скважин может быть опробована испытателем пластов) и благоприятных промыслово-геофизических данных в ряде других скважин (также запасы части залежи, тектонического блока, примыкающих к площадям с запасами более высоких категорий); условия залегания нефти или горючих газов установлены проверенными для данного района методами геологических и геофизических исследований, коллекторские свойства продуктивных пластов и другие параметры изучены по отдельным скважинам или

приняты по аналогии с более изученной частью залежи и соседними разведанными месторождениями (КЗМ, 1970).

Запасы категории С₂.— Запасы нефти и горючих газов, наличие которых предполагается на основании благоприятных геологических и геофизических данных в отдельных неразведанных полях, тектонических блоках и пластах изученных месторождений, а также запасы в новых структурах, оконтурированных проверенными для данного района методами геологических и геофизических исследований в пределах нефтегазоносных районов (КЗМ, 1970).

Прим. ред. Вторую часть запасов категории С₂ в настоящее время относят к наиболее изученной части подгруппы D₁ прогнозных ресурсов.

Запасы нефти, горючих газов, конденсата.— Весовое количество нефти и конденсата или объемное количество газа на дату подсчета в установленной залежи, приведенные к поверхностным условиям.

Прим. ред.: На подсчитанную величину запасов влияют объем и качество информации, полученной при поисково-разведочных работах и разработке залежей на дату подсчета, а также применяемые методы подсчета.

Извлекаемые запасы.— Запасы..., которые можно извлечь при наиболее полном и рациональном использовании современной техники и технологии (КЗМ, 1970).

Качественная оценка прогнозных ресурсов.— Выявление и изучение пространственного изменения комплекса геологических факторов, благоприятных для генерации и аккумуляции углеводородов, и на этой основе районирование прогнозной территории с выделением зон бесперспективных и перспективных, в том числе перспективных на нефть, на газ или на нефть и газ с целью осуществления затем отдельной количественной оценки апробированными методами (близк.: МРКОПН, 1978).

Классификация запасов месторождений нефти и горючих газов.— Документ, который определяет единые принципы подсчета и учета запасов нефти и горючих газов в недрах, исходя из степени изученности и подготовленности этих запасов для промышленного освоения (Инструкция по применению классификации запасов к месторождениям нефти и горючих газов, 1971).

Количественная оценка прогноза нефтегазонасыщенности. См. прогнозные ресурсы нефти, газа и конденсата.

Количественная оценка прогнозных ресурсов.— Определение величины прогнозных ресурсов нефти, газа, конденсата и сопутствующих компонентов в нефтегазоносных и возможно нефтегазоносных комплексах в пределах выделяемых расчетных участков на прогнозной территории, перспективной на нефть, на газ или на нефть и газ, методами удельных плотностей запасов, на «осредненную» структуру, структурно-вероятностным или др. (близк.: МРКОПН, 1978).

Кондиционные пределы параметров продуктивных пластов.— Граничные значения параметров, по которым породы продуктивного пласта разделяют на коллекторы и неколлекторы, а также на коллекторы с разными промысловыми характеристиками в целях более надежного выделения в общем объеме залежи ее эффективного объема в целом и объемов раз-

ной продуктивности (М. М. Иванова, И. П. Чоловский, И. С. Гутман, 1981).

Коэффициент нефтеотдачи при оценке прогнозных ресурсов.— Коэффициент нефтеотдачи, определяемый для выявленных залежей рассматриваемого литолого-стратиграфического комплекса в пределах эталонного участка путем взвешивания его значений по величине геологических запасов залежей с последующим переносом среднего взвешенного значения на расчетный участок прогнозной территории (близк.: МРКОПН, 1978).

Метод материального баланса.— Метод, применяемый для подсчета геологических запасов нефти по залежам со сложной структурой пустотного пространства в условиях падения пластового давления, основанный на изучении изменения физических параметров жидкости и газа, содержащихся в пласте, в зависимости от изменения давления в процессе разработки залежей, путем составления одного из уравнений материального баланса между первоначально содержащимся в недрах объемом углеводородов и суммой объемов углеводородов, добытых и оставшихся в недрах, или равенства между объемом отобранных углеводородов и объемом, восполненным в пласте в результате происшедших в нем изменений (близк.: М. А. Жданов, 1970, Ф. А. Гришин, 1975).

Метод оценки прогнозных ресурсов на основе количественных геологических аналогий.— Метод оценки прогнозных ресурсов, основанный на определении на эталонных участках с использованием корреляционно-регрессионного анализа множественных зависимостей между удельной плотностью геологических запасов и рядом наиболее информативных факторов и переносе этих зависимостей на расчетные участки, сходные по геологическому строению (МРКОПН, 1978).

Метод оценки прогнозных ресурсов на «усредненную структуру».— Метод, основанный на определении на эталонном участке средних геологических запасов на одну разведанную структуру и плотности этих структур, с последующим переносом полученных данных на расчетный участок для определения числа предполагаемых структур и соответствующих прогнозных ресурсов (близк.: МРКОПН, 1978).

Метод оценки прогнозных ресурсов по удельным плотностям запасов.— Метод, основанный на определении по эталонным участкам удельных плотностей геологических запасов продуктивного пласта, толщи, комплекса и т. п., приходящихся на 1 км² площади или на 1 км³ общего объема пород или пород-коллекторов, и на переносе этих соотношений на расчетные участки с учетом поправочных коэффициентов, характеризующих изменение мощности, пустотности и других параметров расчетного участка по сравнению с эталонными (МРКОПН, 1978).

Метод падения пластового давления.— Метод подсчета запасов свободного газа газовой (газоконденсатной) залежи, основанный на постоянстве в период работы залежи на газовом режиме добычи газа при снижении пластового давления на 0,1 МПа и экстраполяции этой величины до завершения разработки залежи (сокр.: И. Х. Абрикосов, И. С. Гутман, 1970; близк.: М. А. Жданов, 1970, Ф. А. Гришин, 1975).

Метод подсчета запасов растворенного газа.— Метод подсчета, при котором балансовые и извлекаемые запасы растворенного газа определяют

как произведение соответственно балансовых и извлекаемых запасов нефти на величину начального газосодержания, установленную по глубинным пробам при однофазном состоянии нефти.

Метод подсчета запасов стабильного конденсата.— Метод подсчета, при котором балансовые запасы стабильного конденсата в газоконденсатной залежи определяют как произведение балансовых запасов свободного газа на потенциальное содержание в нем стабильного конденсата, а извлекаемые запасы — как разность между балансовыми запасами стабильного конденсата и пластовыми потерями его за весь период разработки залежи (близк.: Инструкция по исследованию газоконденсатных залежей с целью определения балансовых и извлекаемых запасов конденсата и других компонентов газа, 1973).

Метод сравнительных геологических аналогий (при оценке прогнозных ресурсов).— Метод оценки прогнозных ресурсов, предусматривающий: разделение прогнозной территории на сходные по геологическому строению эталонные и расчетные участки с различной степенью изученности: выявление на хорошо изученных эталонных участках (в зависимости от применяемого способа оценки) количественных соотношений, определяющих удельную плотность геологических запасов (категорий А+В+С₁+С₂ залежей) нефти, газа, конденсата и сопутствующих компонентов; прогнозную оценку ресурсов нефти, газа и конденсата по расчетным участкам методами удельных плотностей запасов, на «осредненную структуру», структурно-вероятностным или др.

— Метод прогнозной оценки, основанный на анализе геологических условий и подборе исходных данных, позволяющих сравнивать различные изученные участки, обладающие близким по характеру геологическим строением, и на применении апробированных способов прогнозной оценки (МРКОПН, 1978).

Начальные балансовые запасы.— Балансовые запасы залежи (или месторождения) до начала добычи нефти, газа (Ф. А. Гришин, 1975).

Начальные геологические потенциальные ресурсы нефти и газа (оцениваемого региона).— Сумма начальных геологических запасов (все категории) на известных месторождениях до начала их разработки, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и газа региона (на дату оценки последних).

Начальные извлекаемые запасы.— Извлекаемые запасы залежи (или месторождения) до начала разработки (Ф. А. Гришин, 1975).

Начальные потенциальные ресурсы нефти и газа (оцениваемого региона).— Сумма начальных извлекаемых балансовых запасов всех категорий на известных месторождениях до начала разработки, перспективных и прогнозных извлекаемых ресурсов нефти и газа региона (на дату оценки последних).

— Общее количество промышленных запасов нефти и газа, содержащееся до начала разработки в известных месторождениях, а также перспективные запасы и количественная оценка прогноза нефтегазоносности, т. е. сумма уже извлеченных запасов (накопленная добыча), разведанных (категории А+В+С₁), перспективных (категория С₂) запасов и количественной оценки прогноза нефтегазоносности (D) (МРКОПН, 1978).

Объемно-генетический метод оценки прогнозных ресурсов.— Вспомогательный метод оценки прогнозных ресурсов подгруппы D_2 , используемый при недостатке информации для применения метода сравнительных геологических аналогий или в комплексе с ним, основанный на учете данных о плотности пород, суммарной мощности нефтегазоматеринских пород (НГМП) в разрезе нефтегазоматеринских толщ, значений концентрации органического вещества (ОВ) и НГМП, значений битумного и углеводородного коэффициентов от ОВ и коэффициента эмиграции, которые определяются по данным скважин, пробуренных непосредственно в пределах расчетных участков прогнозных территорий (МРКОПН, 1978).

Объемный метод подсчета запасов нефти (газа).— Метод подсчета запасов, используемый при различной изученности залежи, при любом режиме ее работы, основанный на определении геологических запасов, исходя из объема пустотного пространства, насыщенного нефтью (газом), для приведения которых к поверхностным условиям в формулу подсчета вводится: для нефти — пересчетный коэффициент; для свободного газа — соответствующие термобарические коэффициенты; для извлекаемых запасов нефти (газа) — коэффициент извлечения нефти (газа).

— Метод подсчета запасов, основанный на том, что нефть или свободный газ залегают в порах пласта, объем которых можно определить, зная геометрические размеры нефтеносного пласта и пористость слагающих его пород (М. А. Жданов, 1970).

— Метод подсчета запасов, основанный на изучении геометрических условий залегания нефти (газа) в недрах, предусматривающий: установление границ залежи... и определение ее объема; определение объема пустотного пространства залежи, занятого углеводородами в пластовых условиях; введение в этот объем соответствующих поправок, связанных со специфическими свойствами и условиями нахождения нефти и газа в недрах (Ф. А. Гришин, 1975).

Оперативные запасы.— Запасы, подсчитанные в соответствии с требованиями ГКЗ СССР и апробированные Центральной комиссией по запасам соответствующего отраслевого министерства.

Син.: принятые запасы.

Остаточные балансовые запасы.— Балансовые запасы, составляющие на соответствующую дату разность между начальными балансовыми запасами и накопленной добычей (Ф. А. Гришин, 1975).

Син.: Текущие балансовые запасы.

Остаточные извлекаемые запасы.— Извлекаемые запасы, составляющие на соответствующую дату разность между начальными извлекаемыми запасами и накопленной добычей (Ф. А. Гришин, 1975). *ТМЗ*

Син.: текущие извлекаемые запасы.

Отчет по подсчету запасов.— Научный отчет, содержащий все данные о месторождении и объектах подсчета (в таком виде, чтобы можно было проверить все выводы авторов), содержащий текст отчета, таблицы к подсчету запасов, графические материалы, документацию геологоразведочных, геофизических, гидрогеологических, исследовательских и опробовательских работ и другие исходные данные, необходимые для подсчета запасов, а по эксплуатируемым месторождениям — и данные эксплуата-

ции скважин и залежи в целом (Инструкция о порядке внесения, содержания и оформлении материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов, представляемых для утверждения в ГКЗ СССР, 1971).

Отчетный баланс запасов нефти (горючих газов).— Отчетный документ, составляемый нефтегазодобывающим предприятием или геологоразведочной организацией, о наличии на балансе предприятия на 1 января следующего за отчетным года запасов, утвержденных ГКЗ СССР, и оперативных запасов, апробированных в установленном порядке (по месторождениям и перспективным площадям).

Оценка прогнозных ресурсов нефти, газа, конденсата.— Определение величины прогнозных ресурсов нефти, газа, конденсата и сопутствующих компонентов на прогнозных территориях, основанное на раздельном прогнозировании флюидов с помощью двух последовательно связанных между собой операций качественной оценки (выявление и изучение пространственного изменения комплекса геологических факторов, благоприятных для генерации и аккумуляции углеводородов) и количественной оценки, выражающей количественное распределение углеводородов по площади и разрезу осадочного чехла оцениваемого региона (МРКОПН, 1978).

Первая группа месторождений (залежей).— Месторождения (залежи) простого геологического строения, продуктивные пласты которых характеризуются выдержанностью мощности и коллекторских свойств по площади и разрезу (КЗМ, 1970).

Пересчет запасов.— Уточнение запасов нефти, горючих газов и конденсата с представлением материалов на повторное рассмотрение ГКЗ СССР, производящееся в случаях, когда оценка месторождения за время, истекшее после предыдущего утверждения запасов, существенно изменилась в результате разведочных и эксплуатационных работ или когда при утверждении запасов ГКЗ СССР не было принято решения о возможности ввода месторождения в разработку (Инструкция о порядке внесения, содержания и оформлении материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов, представляемых для утверждения в ГКЗ СССР, 1971).

Перспективные ресурсы.— Ресурсы в новых (перспективных) структурах, расположенных в районах с установленной нефтегазоносностью и подготовленных к глубокому разведочному бурению проверенными для данного района методами геологических и геофизических исследований, а также ресурсы на известных месторождениях в не вскрытых бурением горизонтах, продуктивность которых доказана на соседних месторождениях.

— Часть ресурсов подгруппы D_1 — ресурсы структурных ловушек, подготовленных к глубокому бурению и находящихся в районах с установленной нефтегазоносностью (МРКОПН, 1978).

Прим. ред.: Запасы категории C_2 в новых структурах, относимые ныне к наиболее изученной части ресурсов подгруппы D_1 .

Подготовленность месторождения (залежи) для промышленного освоения.— Степень геологической изученности месторождения (залежи), обеспечивающая регламентируемые «Классификацией запасов месторождений нефти и горючих газов» соотношения между запасами категорий В

и C_1 для вновь разведанных залежей нефти и газа с учетом сложности их геологического строения, при которых может производиться утверждение проектов разработки и выделение капитальных вложений на строительство промысловых объектов и промышленных сооружений (близк.: КЗМ, 1970).

Подсчет запасов нефти, горючих газов, конденсата и сопутствующих компонентов.— Комплекс научно-исследовательских работ, базирующийся на результатах обработки и обобщения данных геофизических исследований, геологоразведочных, опытных и промышленных эксплуатационных работ, направленный на выявление условий залегания нефти и горючих газов в продуктивном пласте и на определение размеров и степени изученности запасов нефти, газа, конденсата и сопутствующих компонентов с утверждением их в ГКЗ СССР.

— Комплекс работ, при выполнении которых производится информация, необходимая как для оценки народнохозяйственной значимости того или иного месторождения, так и для обоснования технологической схемы или проекта разработки залежей этих полезных ископаемых (Л. Ф. Деметьев, Ю. В. Шурубор, В. И. Азаматов и др., 1981).

Подсчетный объект.— Геологический объект, по которому выполняется самостоятельный подсчет запасов, — продуктивный пласт, содержащий единую залежь, или группа пластов внутри многопластового продуктивного горизонта с относительно сходными коллекторскими свойствами.

Подсчетный план.— Один из основных графических документов подсчета запасов, основой для которого служит структурная карта по кровле (поверхности) продуктивного пласта-коллектора, на которой указывают: внешние и внутренние контуры нефтегазоносности; границы категорий запасов (при пересчете запасов — границы категорий, утвержденные по предыдущему подсчету); все пробуренные скважины (положение их устьев и забоев в точках пересечения с кровлей пласта); сведения по испытанным разведочным скважинам (глубины и отметки кровли и подошвы, интервалы перфорации, начальные и текущие дебиты нефти, газа и воды, депрессии, продолжительность эксплуатации, объем добычи, процент воды); число определений пористости и проницаемости, учтенных при подсчете; сведения о совместном опробовании пластов, добывающих скважинах (даты вступления в эксплуатацию, начальные и текущие дебиты, пластовое давление, объем добычи нефти, газа и воды, даты начала обводнения, проценты обводнения); таблицы с указанием принятых величин подсчетных параметров; подсчитанные запасы, их категории (при пересчете запасов и аналогичных данных, принятых ранее по решению ГКЗ СССР).

Потенциальное содержание стабильного конденсата.— Содержание конденсата, определяемое исходя из состава пластового газа, равно сумме содержаний стабильного конденсата в газах сепарации, дегазации и дебутанизации и дебутанизованного конденсата (близк.: Инструкция по исследованию газоконденсатных залежей с целью определения балансовых и извлекаемых запасов конденсата и других компонентов газа, 1973).

Принятые запасы. См. оперативные запасы.

Прогнозная оценка нефти и газа региона. См. прогнозные ресурсы нефти, газа и конденсата.

Прогнозная оценка подгруппы D_1 . См. прогнозные ресурсы подгруппы D_1 .

Прогнозная оценка подгруппы D_2 . См. прогнозные ресурсы подгруппы D_2 .

Прогнозные ресурсы нефти, газа и конденсата (подгруппы D_1 и D_2).— Ресурсы нефти, горючих газов и конденсата на дату оценки в возможных залежах регионально продуктивных литолого-стратиграфических комплексов на прогнозных территориях, по степени геолого-геофизической изученности разделяющиеся на две указанные подгруппы.

— Оценка возможного количества нефти, газа и конденсата, содержащихся в недрах, которые еще можно открыть помимо уже установленных месторождений (МРКОПН, 1978).

Прим. ред.: По степени геолого-геофизической изученности объектов количественная оценка разделяется на две подгруппы — D_1 и D_2 .

Син.: прогнозная оценка нефти и газа региона, количественная оценка прогноза нефтегазоносности.

Прогнозные ресурсы подгруппы D_1 .— Ресурсы нефти, газа, конденсата, содержащиеся в возможных залежах литолого-стратиграфических комплексов с доказанной нефтегазоносностью на прогнозной территории — на структурах I порядка, используемые для обоснования наиболее эффективных направлений геологоразведочных работ и прироста запасов нефти на предстоящую пятилетку и на перспективу (10—15 лет), а также для обоснования долгосрочных схем развития добычи нефти, горючих газов и конденсата.

— Количественная оценка прогноза нефтегазоносности литолого-стратиграфических комплексов, нефтегазоносность которых доказана в пределах структур I порядка, ... используемая для обоснования наиболее эффективных направлений геологоразведочных работ и прироста запасов нефти на предстоящую пятилетку и на перспективу (10—15 лет), а также для обоснования долгосрочных схем развития добычи нефти, горючих газов и конденсата (близк.: МРКОПН, 1978).

Син.: прогнозная оценка подгруппы D_1 .

Прогнозные ресурсы подгруппы D_2 .— Ресурсы нефти, горючих газов, конденсата, содержащиеся в возможных залежах литолого-стратиграфических комплексов, нефтегазоносность которых доказана на структурах I порядка, сходных с прогнозными, используемые при планировании региональных работ и выборе направлений ранних этапов поисков.

— Количественная оценка прогноза нефтегазоносности литолого-стратиграфических комплексов, нефтегазоносность которых установлена на сходных по геологическому строению с прогнозными структурах I порядка, а также в отдельных изученных свитах в пределах территорий с доказанной нефтегазоносностью, ... оценка которого используется при планировании региональных работ и выборе направлений ранних этапов поисков (близк.: МРКОПН, 1978).

Син.: прогнозная оценка подгруппы D_2 .

Промышленные запасы.— Извлекаемые запасы залежи (месторожде-

ния, нефтегазоносного района, области, провинции) категорий А+В+С₁, учтенные ЦКЗ отраслевых министерств или утвержденные ГКЗ СССР и принятые на баланс.

Разведанные запасы.— Балансовые и забалансовые запасы категорий А+В+С₁, апробированные ЦКЗ отраслевых министерств или утвержденные ГКЗ СССР по залежи, находящейся в разработке или подготовленной для промышленного освоения.

— Балансовые и забалансовые запасы, которые с той или иной степенью достоверности выявлены в результате проведенных исследований и геологоразведочных работ в основном подготовлены для последующей их разработки и доразведки (Ф. А. Гришин, 1975).

Раздельное прогнозирование нефтеносности и газоносности.— Прогнозирование типа (фазового состояния) углеводородов, развитых в осадочных комплексах оцениваемой территории, основанное на геолого-статистическом и геолого-геохимическом методах (МРКОПН, 1978).

Ресурсы нефти, горючих газов, конденсата (группа D).— Весовое количество нефти и конденсата или объемное количество газа на дату оценки в возможных залежах регионально продуктивных литолого-стратиграфических комплексов на перспективных структурах и прогнозных территориях, приведенные к поверхностным условиям.

Прим. ред.: На оцениваемую величину ресурсов большое влияние оказывают объем и качество полевых геолого-геофизических исследований, опорного, параметрического и структурного бурения на дату оценки, а также применяемые методы оценки.

Списание запасов (с баланса предприятий, геологоразведочных организаций).— Снятие с учета балансовых и извлекаемых запасов нефти, горючих газов и конденсата: добытых из недр, переданных другому нефтегазодобывающему предприятию, не соответствующих вновь установленному коэффициенту извлечения нефти; нецелесообразных для отработки по технико-экономическим причинам; не подтвердившихся в результате проведения геологоразведочных и эксплуатационных работ и др. (Положение о порядке списания запасов полезных ископаемых с баланса газодобывающих предприятий, 1970).

Способы определения прогнозных ресурсов сопутствующих компонентов газа.— Способы оценки сопутствующих компонентов, основанные на расчете средних взвешенных значений процентного содержания полезного компонента газа: по усредненным составам пластового газа; путем взвешивания с помощью карты изменений процентного содержания полезного компонента в пределах прогнозной территории, когда имеется достаточно данных для построения такой карты; путем взвешивания процентного содержания компонента по величине запасов свободного газа, единичных залежей в пределах прогнозной территории (когда такие залежи имеются) (близк.: МРКОПН, 1978).

Статистический метод подсчета запасов нефти.— Метод, основанный на изучении и статистической обработке данных о поведении дебитов или накопленной добычи в процессе эксплуатации залежей в зависимости от тех или иных параметров разработки, который заключается в нахождении и в графическом или аналитическом выражении той или

иной связи, характеризующей прошедший период разработки нефтяной залежи, и в экстраполяции этой связи до конца разработки залежей, определяемого исходя из минимально рентабельного дебита (сокр.: Ф. А. Гришин, 1975).

— Метод, применяемый для месторождений, находящихся в поздней стадии эксплуатации, основанный на изучении кривых падения дебита скважин (называемых кривыми эксплуатации) и их экстраполяции для определения возможной дополнительной добычи и расчета запасов нефти (близк.: М. А. Жданов, 1970).

Структурно-вероятностный метод оценки прогнозных ресурсов.— Метод основанный на определении по эталонным участкам законов распределения выявленных размеров поднятий, зависимостей между достигнутой плотностью сетей наблюдений и выявленными размерами поднятий, а также удельных плотностей геологических запасов, приходящихся на одно усредненное поднятие, и оценке по этим данным на расчетных и эталонных участках прогнозных ресурсов с учетом доведения на них плотности сети наблюдений до оптимальной (И. С. Гутман, 1978).

Текущие балансовые запасы. См. остаточные балансовые запасы.

Текущие геологические потенциальные ресурсы нефти и газа (оцениваемого региона).— Сумма остаточных балансовых запасов, забалансовых запасов на известных месторождениях, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и газа на дату оценки прогнозных ресурсов.

Текущие извлекаемые запасы.— См. остаточные извлекаемые запасы.

Текущие потенциальные ресурсы нефти и газа (оцениваемого региона).— Сумма остаточных извлекаемых запасов всех категорий на известных месторождениях (разработанных, разведанных), извлекаемых перспективных и прогнозных ресурсов нефти и газа региона на дату оценки прогнозных ресурсов.

— Количество нефти и газа, содержащееся на дату прогнозной оценки в известных месторождениях (разведанных, разрабатываемых и др.), а также в месторождениях, которые могут быть открыты (в районах, где еще нет добычи нефти и газа, начальные и текущие потенциальные ресурсы равны) (близк.: МРКОПН, 1978).

Удельные запасы.— Запасы нефти, газа, конденсата, условного топлива, приходящиеся на 1 км² площади залежи, структуры, разведанного участка или на 1 км³ объема коллекторов, а также запасы, приходящиеся на одну добывающую скважину, и т. п.

Утвержденные запасы.— Балансовые и забалансовые запасы, утвержденные ГКЗ СССР (оп.).

8. НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТООТДАЧА ПЛАСТОВ

Коэффициент конечного нефтеизвлечения. См. коэффициент конечной нефтеотдачи.

Коэффициент конечной нефтеотдачи.— Величина, показывающая, какая часть от начальных балансовых запасов нефти извлечена или может

быть извлечена при разработке залежи до предела экономической рентабельности (С. Т. Овнатанов, К. А. Карапетов, 1970; близк.: Е. А. Андреев, 1965, Ю. П. Борисов, В. В. Воинов, З. К. Рябинина, 1970).

— Отношение суммарного количества нефти, добытого из залежи за все время ее разработки, к начальным балансовым запасам (В. С. Мелик-Пашаев, М. Н. Кочетов, В. К. Гомзигов и др., 1964; близк.: М. И. Максимов, 1975; М. А. Жданов, Е. В. Гординский, М. Г. Ованесов, 1975).

— Отношение извлекаемых запасов нефти к начальным общим (балансовым.— Прим. ред.), которое показывает долю запасов, возможную к извлечению из недр при существующих методах эксплуатации (близк.: А. П. Крылов, П. М. Белаш, Ю. П. Борисов и др., 1962; М. А. Жданов, 1970).

Син.: коэффициент конечного нефтеизвлечения.

Коэффициент безводного нефтеизвлечения. См. коэффициент безводной нефтеотдачи.

Коэффициент безводной нефтеотдачи.— Отношение количества нефти, добываемой за безводный период разработки, к начальным балансовым запасам нефти (близк.: Ю. П. Борисов, В. В. Воинов, З. К. Рябинина, 1970, 1976; ВНИИ, 1973).

Син.: коэффициент безводного нефтеизвлечения.

Коэффициент выработанности запасов. См. коэффициент использования извлекаемых запасов.

Коэффициент вытеснения.— Отношение объема вытесненной нефти к начальному объему нефти в породе-коллекторе при длительной и интенсивной промывке однородного элемента пористой среды (ВНИИ, 1973).

— Отношение объема нефти, вытесняемого после продолжительной промывки из образца породы, к начальному содержанию нефти в нем (Ю. П. Борисов, В. В. Воинов, З. К. Рябинина, 1976; близк.: В. С. Мелик-Пашаев, М. И. Кочетов, 1965).

— Предельная величина нефтеотдачи, которую можно достигнуть с помощью данного рабочего агента при длительной промывке образца породы (М. М. Саттаров, Е. А. Андреев, Н. А. Кузилов и др., 1965).

Син.: потенциальный коэффициент вытеснения, коэффициент физической нефтеотдачи.

Коэффициент газоизвлечения. См. коэффициент конечной газоотдачи.

Коэффициент заводнения.— Отношение объема пустотного пространства, занятого вытесняющим агентом на какую-то определенную дату (текущий коэффициент) или на момент достижения установленной по экономическим соображениям предельной обводненности (конечный коэффициент), к объему пустот того же пространства, которое может быть занято вытесняющим агентом при интенсивной длительной промывке (до 100 % обводненности).

— Отношение объема промытой части пустотного пространства продуктивного пласта, охваченного процессом вытеснения, к общему объему пустот этого пространства, первоначально насыщенного нефтью (ВНИИ, 1973).

— Степень заполнения порового объема пласта вытесняющим агентом при его разработке (СНГ, 1971).

— Отношение заводненного (к концу разработки.— Прим. ред.) объема пласта к объему, охваченному процессом вытеснения (Э. Д. Мухарский, В. П. Лысенко, 1972).

— Отношение объема промытой части пласта к объему пласта, занятому подвижной нефтью (Г. Ю. Шовкринский, З. К. Рябинина, Б. Т. Баишев и др., 1980).

Прим. ред.: К. з. характеризует потери нефти в объеме, охваченном процессом вытеснения, из-за прекращения ее добычи по экономическим соображениям при обводненности продукции скважин менее 100 %, зависит от неоднородности пласта от проницаемости, соотношения вязкости нефти и воды, предельной обводненности добываемой продукции (близк.: Н. К. Праведников, Е. П. Ефремов, 1975).

Син.: коэффициент охвата заводнением.

Коэффициент использования извлекаемых запасов.— Отношение накопленной добычи нефти (или газа— в тех случаях, когда устанавливается коэффициент газоотдачи) из пласта (залежи, эксплуатационного объекта) на определенную дату к начальным извлекаемым запасам, т. е. доля извлекаемых запасов, отобранная из объекта на определенную дату (М. М. Иванова, 1976).

Син.: степень использования запасов, коэффициент выработанности запасов.

Коэффициент конденсатоизвлечения. См. расчетный коэффициент конденсатоотдачи.

Коэффициент конденсатоотдачи. См. расчетный коэффициент конденсатоотдачи.

Коэффициент конечной газоотдачи.— Отношение количества добываемого газа, определенного с учетом предела разработки месторождения по результатам гидродинамических и технико-экономических расчетов, к начальным запасам газа (Ф. А. Требин, Ю. Ф. Макагон, К. С. Басниев, 1976).

Син.: коэффициент газоизвлечения.

Коэффициент нефтеотдачи в заводненном объеме пласта.— Отношение добытого на определенную дату количества нефти за счет заводненной части пласта к начальным балансовым запасам нефти в этом объеме (близк.: И. Г. Пермяков, 1959; В. С. Мелик-Пашаев, М. Н. Кочетов, 1965; Е. А. Андреев, 1965) — показатель, определяемый при разработке залежи в условиях вытеснения нефти водой для проверки соответствия фактической нефтеотдачи проектной (М. М. Иванова, В. А. Тимофеев, 1981).

Коэффициент остаточной нефтенасыщенности (газонасыщенности).— Предельное нижнее значение коэффициента насыщенности данной фазы, при которой возможно ее движение (ВНИИ, 1973).

— Коэффициент нефтенасыщенности (газонасыщенности) породы-коллектора по окончании эксплуатации продуктивного пласта, т. е. когда становится невозможным движение нефти (газа) (близк.: СНГ, 1958).

— Отношение остаточных запасов нефти к начальным (А. П. Крылов, П. М. Белаш, Ю. П. Борисов и др., 1962).

Коэффициент охвата заводнением. См. коэффициент заводнения.

Коэффициент текущей газоотдачи. — Отношение объема добытого к данному моменту газа к его начальным запасам в пласте (Ф. А. Тренин, Ю. Ф. Макагон, К. С. Басниев, 1976).

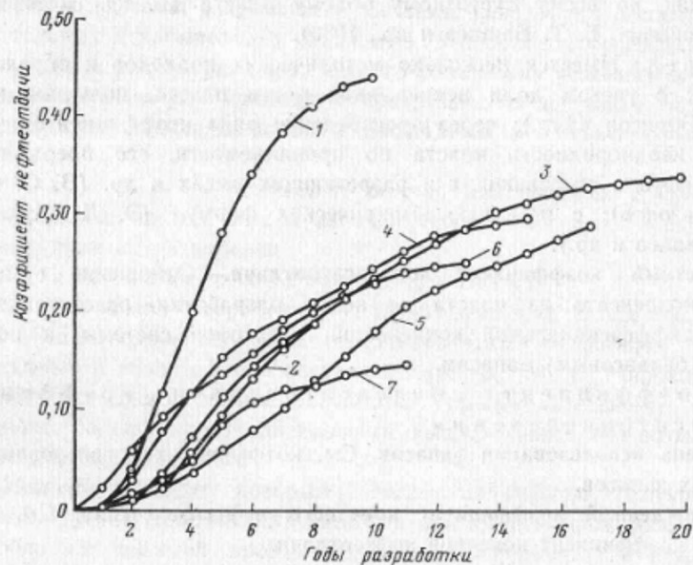


Рис. 45. Коэффициент текущей нефтеотдачи по карбонатным пластам Куйбышевской области (по В. Е. Гавуре).

Месторождения: 1 — Мухановское; 2 — Городецкое; 3 — Калиновское; 4 — Черновское; 5 — Яблоневское; 6 — Новоключевское; 7 — Коханское

Коэффициент текущей нефтеотдачи (рис. 45). — Отношение накопленной добычи нефти из пласта (залежи, объекта разработки) на определенную дату к его начальным балансовым запасам (В. С. Мелик-Пашаев, М. Н. Кочетов, В. К. Гомзиков, 1964; М. И. Максимов, 1975; Ю. П. Борисов, В. В. Воинов, З. К. Рябинина, 1976).

Син.: коэффициент текущего нефтеизвлечения.

Коэффициент текущего нефтеизвлечения. См. коэффициент текущей нефтеотдачи.

Коэффициент физической нефтеотдачи. См. коэффициент вытеснения.

Потенциальный коэффициент вытеснения. См. коэффициент вытеснения.

Проектный коэффициент конечного нефтеизвлечения. См. утвержденный коэффициент конечной нефтеотдачи.

Проектный коэффициент конечной нефтеотдачи. См. утвержденный коэффициент конечной нефтеотдачи.

Проектный коэффициент нефтеизвлечения. См. утвержденный коэффициент конечной нефтеотдачи.

Проектный коэффициент охвата процессом вытеснения. — Коэффициент, используемый при обосновании коэффициента проектной конечной нефтеотдачи при разных системах разработки, — отношение нефтенасыщенного объема пласта (залежи, эксплуатационного объекта), охваченного процессом вытеснения, ко всему нефтенасыщенному объему залежи (близк.: Ю. П. Борисов, В. В. Воинов, З. К. Рябинина, 1976).

— Отношение пустотного объема пласта, охваченного процессом фильтрации, ко всему пустотному объему пласта (Г. Ю. Шовкринский, З. К. Рябинина, Б. Т. Баншев и др., 1980).

Прим. ред.: Имеется несколько методических подходов к определению П.к.о.п.в.: с учетом доли непрерывной части пласта, полулинз и линз (Ю. П. Борисов и др.); через произведение ряда коэффициентов, учитывающих неоднородность пласта по проницаемости, его прерывистость, потери нефти в стягивающих и разрезающих рядах и др. (В. С. Орлов, Б. Ф. Сазонов); с помощью эмпирических формул (Э. Д. Мухарский, А. Г. Ковалев и др.).

Расчетный коэффициент конденсатоотдачи. — Отношение суммарной добычи конденсата из пласта до конца разработки, рассчитанного по кривым дифференциальной конденсации пластовой системы, к потенциальным (балансовым) запасам.

Син.: коэффициент конденсатоотдачи, коэффициент конденсатоизвлечения.

Степень использования запасов. См. коэффициент использования извлекаемых запасов.

Утвержденный коэффициент конечного нефтеизвлечения. См. утвержденный коэффициент конечной нефтеотдачи.

Утвержденный коэффициент конечной нефтеотдачи. — Коэффициент конечной нефтеотдачи, обоснованный технико-экономическими расчетами, утвержденный в установленном порядке и принимаемый при учете запасов нефти, планировании развития нефтедобывающей промышленности, проектировании разработки залежей нефти и т. п.

Син.: проектный коэффициент конечной нефтеотдачи, утвержденный (проектный) коэффициент конечного нефтеизвлечения.

Фактический коэффициент конечной нефтеотдачи. — Коэффициент конечной нефтеотдачи, достигнутый по пласту (залежи, эксплуатационному объекту), разработка которого завершена.

Син.: фактический коэффициент конечного нефтеизвлечения.

Фактический коэффициент конечного нефтеизвлечения. См. фактический коэффициент конечной нефтеотдачи.

Фактический коэффициент охвата пласта процессом вытеснения. — Отношение нефтенасыщенного объема пласта (залежи, эксплуатационного объекта), охваченного на определенную дату процессом вытеснения, ко всему нефтенасыщенному объему залежи. Коэффициент, используемый для оценки текущего состояния разработки эксплуатационного объекта и обоснования мероприятий по регулированию процесса вытеснения, направленных на достижение проектного коэффициента охвата.

9. СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

Авторский надзор за разработкой.— Контроль со стороны организации — автора за реализацией технологической схемы (проекта) опытной, опытно-промышленной эксплуатации, промышленной разработки объекта, с обоснованием (при необходимости) внесения уточнений в принятые технологические решения.

Активные системы разработки.— Системы разработки с соотношением нагнетательных и добывающих скважин 1:3 и более, обеспечивающие повышенные (для рассматриваемых геолого-физических условий) темпы разработки залежей нефти (системы с «разрезанием» на узкие полосы при трехрядном размещении скважин, с площадным и избирательным заводнением).

Прим. ред.: А. с. р. применяют обычно для залежей с пониженной продуктивностью, иногда и для высокопродуктивных при необходимости интенсификации их разработки.

Син.: интенсивные системы разработки.

Базисный объект разработки.— Разрабатываемый в первую очередь нижний эксплуатационный объект нефтяного этажа разработки, наиболее продуктивный и значительный по запасам (близк.: М. Ф. Мирчинк, 1946).

— Нижний пласт этажа разработки, производительность которого значительно больше производительности вышележащих объектов в этом этаже (М. А. Жданов, 1970).

— Нижний горизонт, который залегают на глубине, доступной для массового бурения добывающих скважин при современном развитии техники, обладает высокой продуктивностью и сортировкой нефти, вполне подготовлен для разработки (М. И. Максимов, 1975).

Син.: базисный эксплуатационный объект.

Базисный эксплуатационный объект. См. базисный объект разработки.

Барьерное заводнение.— Вид воздействия на нефтегазовую или нефтегазоконденсатную залежь — нагнетание воды в пласт через скважины ряда, расположенного в пределах газонефтяной зоны для разобщения нефтяной и газовой (газоконденсатной) частей залежи, с целью повышения эффективности выработки всех ее компонентов.

— Система разработки нефтегазовой залежи с нагнетанием воды в скважины, расположенные вдоль внутреннего контура газоносности, с целью изоляции газовой шапки от нефтяной части (А. С. Габриэлян, И. А. Якунин, И. К. Булаткин и др., 1974).

Безводный (безгазовый) дебит скважины.— Дебит добывающей нефтяной скважины, при превышении которого происходит прорыв в нее воды (газа) в результате поднятия водяного (газового) конуса.

Блоковое заводнение (рис. 46).— Разновидность внутриконтурного заводнения, предусматривающая «разрезание» нефтяной залежи (рядами нагнетательных скважин.— Прим. ред.) на «блоки» оптимальных размеров, т. е. такие, которые исключают консервацию запасов нефти во внутренних зонах и позволяют разрабатывать залежь в один этап, без переноса фронта нагнетания (К. Б. Аширов, А. И. Губанов, В. И. Иванов и др., 1969; Б. Т. Баишев, Е. И. Семин, М. Л. Сургучев и др., 1978).

Прим. ред.: Б. з. рекомендуется для эксплуатационных объектов с умеренной неоднородностью продуктивных пластов.

Син.: «разрезание» залежи (эксплуатационного объекта) на блоки.

Вариант разработки. См. вариант системы разработки.

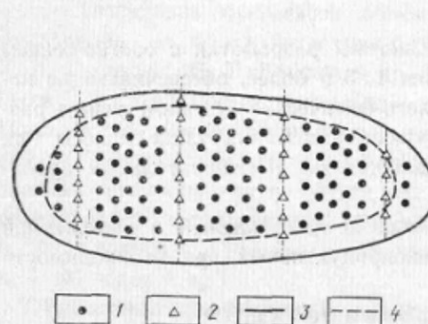


Рис. 46. Схема системы разработки нефтяной залежи с блоковым заводнением. Скважины: 1 — добывающая; 2 — нагнетательная; контуры нефтеносности: 3 — внешний; 4 — внутренний

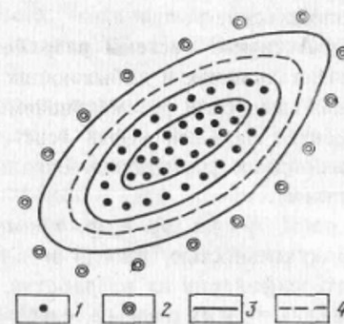


Рис. 47. Схема системы разработки нефтяной залежи с законтурным заводнением. Скважины: 1 — добывающая; 2 — нагнетательная; контуры нефтеносности: 3 — внешний; 4 — внутренний

Вариант системы разработки.— Одна из разновидностей проектируемых систем разработки эксплуатационного объекта (месторождения), характеризующаяся определенными технологическими решениями и технико-экономическими показателями.

Син.: вариант разработки.

Взаимодействие скважин. См. интерференция скважин.

Вид заводнения.— Разновидность метода заводнения, характеризующаяся определенным размещением нагнетательных скважин, соответствующим геолого-физическим особенностям эксплуатационного объекта. Виды заводнения — законтурное, приконтурное, внутриконтурное (в составе последнего — «разрезание» залежи, площадное, избирательное, очаговое и др.).

Вихревое движение жидкости. См. турбулентное течение.

Внутриконтурное заводнение (рис. 47).— Разновидность метода заводнения, при котором вода нагнетается в пласт через нагнетательные скважины, располагаемые непосредственно на площади нефтяной залежи («разрезание» залежи, площадное, избирательное, очаговое и др.) (обобщ.: К. Б. Аширов, Ю. П. Борисов, М. М. Иванова, А. П. Крылов, В. Д. Лысенко, М. И. Максимов, М. Ф. Мирчинк, Э. Д. Мухарский и др.).

Водовоздушный фактор.— Отношение нормальных объемов воды и воздуха, нагнетаемых в пласт при реализации процесса влажного и сверхвлажного горения (оп.).

Водонагнетательная скважина.— Скважина, предназначенная для нагнетания в продуктивный пласт воды или различных водных растворов (оп.).

Прим. ред.: В зависимости от применяемых разновидностей заводнения В. с. может быть законтурной, приконтурной, внутриконтурной.

Возврат скважины на другой объект разработки.— Перевод скважины, выполнившей свое назначение по одному эксплуатационному объекту, на другой объект разработки путем проведения работ по изоляции основного объекта и последующей перфорации возвратного объекта (близк.: Е. И. Леонтьев, В. И. Петренко, И. Г. Пикало, 1973).

Возвратный горизонт. См. возвратный эксплуатационный объект.

Возвратный объект разработки. См. возвратный эксплуатационный объект.

Возвратный эксплуатационный объект.— Малопродуктивный объект, разработка которого самостоятельными скважинами экономически нецелесообразна и осуществляется скважинами ранее введенных объектов разработки, выполнившими по ним свое назначение (близк.: М. И. Максимов, 1975; В. С. Мелик-Пашаев, 1979 и др.).

Син.: возвратный объект разработки, возвратный горизонт.

Воздействие на пласт.— Искусственное внесение в нефтяной пласт (путем нагнетания рабочих агентов через специальные скважины) дополнительных видов энергии, при необходимости сочетаемое с процессами изменения свойств нефти и коллектора, в целях увеличения нефтеотдачи пласта и интенсификации разработки залежи.

Вторичные методы добычи нефти.— Методы воздействия на пласты в поздней стадии их разработки (с целью увеличения нефтеотдачи.— Прим. ред.), когда в результате длительной предшествующей эксплуатации значительная часть запасов нефти уже отобрана (М. А. Жданов, 1962).

Вытеснение нефти (газа) из пласта.— Замена нефти, газа, содержащихся в коллекторе, пластовой водой (газом) или закачиваемым в пласт рабочим агентом (при разработке залежи) (оп.).

Вытесняющий агент.— Контурная вода, газ газовой шапки или нагнетаемый в пласт постоянно или в виде оторочки агент, контактирующий непосредственно с нефтью и вытесняющий ее к добывающим скважинам.

Газонагнетательная скважина.— Скважина нефтяной или газовой залежи, предназначенная для нагнетания в пласт газа (оп.).

Генеральная схема разработки месторождения.— Проектный документ, составляемый для многопластового или весьма крупного нефтяного месторождения в целях обоснования выделения эксплуатационных объектов, последовательности их ввода в разработку, принципиальных технологических решений и предварительных технико-экономических показателей разработки по каждому из объектов и месторождению в целом, мероприятий по доразведке, а также в целях подготовки необходимых данных для составления схемы генерального плана обустройства месторождения. Син.: принципиальная схема разработки месторождения.

Геологическая часть проектного документа на разработку.— Раздел проекта (технологической схемы, генеральной схемы и др.) разработки эксплуатационного объекта (месторождения), освещающий геологические

особенности и режим залежи с целью обоснования системы разработки и содержащий все геолого-физические, термобарические и другие данные в объеме, достаточном для гидродинамических расчетов и выбора оптимального варианта разработки.

Геологическое обоснование системы разработки.— Определение по результатам всестороннего геологического изучения залежей и их природных энергетических ресурсов возможных принципиальных решений по системе разработки, подлежащих рассмотрению при проектировании разработки.

Гидродинамически совершенная скважина.— Скважина, в которой пласт вскрыт на всю мощность и забой открыт, так что жидкость может свободно протекать через всю поверхность ее стенок (В. Н. Щелкачев, Б. Б. Лапук, 1949).

Син.: совершенная скважина, скважина, гидродинамически совершенная по степени и характеру вскрытия пласта.

Горноотводный акт.— Юридический документ, дающий организации или предприятию право пользования горным отводом (Госгортехнадзор СССР, 1968).

Горный отвод.— Часть земных недр, предоставляемая организации или предприятию по решению госгортехнадзора союзной республики для промышленной разработки содержащихся в ней залежей полезных ископаемых (Госгортехнадзор СССР, 1968).

Двухстадийное разбуривание залежей.— Принятый при разработке нефтяных эксплуатационных объектов порядок разбуривания, при котором сначала бурят добывающие и нагнетательные скважины по относительно редкой равномерной сетке (основной фонд), а затем по результатам их бурения и эксплуатации размещают вторую очередь скважин на участках, не вовлеченных в разработку (резервные скважины), создавая таким путем неравномерную сетку скважин, отвечающую геологическому строению объекта (оп.).

Дебит скважины (нефти, газа, жидкости).— Показатель, характеризующий производительность скважины — добыча нефти, газа, жидкости в единицу времени (обычно в сутки).

Син.: производительность скважины.

Девятиточечное размещение скважин (рис. 48).— Один из видов размещения скважин при площадном нагнетании вытесняющего агента, когда нагнетательные скважины располагаются в вершинах и в середине сторон квадратов, а добывающие — в центре квадратов (оп.).

Добывающая скважина.— Скважина, предназначенная для добычи нефти (газа) (оп.).

Син.: эксплуатационная скважина, нефтяная (газовая) скважина.

Дренажная шахтная разработка.— Разновидность шахтного метода разработки, предназначенная для эффективного извлечения нефти и осуществляемая при течении нефти в пласте-коллекторе за счет использования его естественной энергии или искусственного воздействия с помощью подземных скважин..., сооруженных в подземных горных выработках

нефтяной шахты, шахтном стволе или буровых камерах, примыкающих к шахтному стволу (С. В. Сафронов, В. П. Табаков, А. М. Фотиев, 1977).

Естественный контур питания.—Замкнутая граница в пределах водонапорной системы, за пределами которой при разработке залежи давление остается постоянным (оп.).

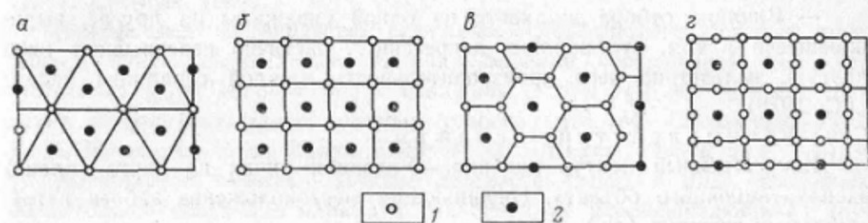


Рис. 48. Размещение скважин.
а — четырехточечное; б — пятиточечное; в — семиточечное; г — девятиточечное.
Скважины: 1 — нагнетательные; 2 — добывающие

Зажигательная скважина. См. зажигательно-нагнетательная скважина.

Зажигательно-нагнетательная скважина.—Скважина, предназначенная для зажигания нефти в пласте и перемещения фронта горения (оп.).
Син.: зажигательная скважина.

Законтурное заводнение (см. рис. 47).—Разновидность метода заводнения, при котором нагнетательные скважины располагают за пределами нефтеносной части продуктивного пласта..., на некотором расстоянии от внешнего контура нефтеносности (А. П. Крылов, П. М. Белаш, Ю. П. Борисов и др., 1962).

Прим. ред.: З. з. может быть рекомендовано в качестве самостоятельного для залежей маловязкой нефти небольшой ширины при относительно однородном строении и высокой проницаемости пластов или в сочетании с внутриконтурным при разработке крупных залежей.

Земельный отвод.—Земельный участок, предоставляемый организации или предприятию после оформления горного отвода для разработки месторождения по решению Совета депутатов трудящихся (Госгортехнадзор СССР, 1968).

Избирательное заводнение.—Разновидность внутриконтурного заводнения, предусматривающая целенаправленный выбор местоположения нагнетательных скважин с учетом деталей геологического строения продуктивного горизонта для обеспечения максимальной интенсификации разработки при минимальном влиянии зональной неоднородности... на нефтеотдачу (В. И. Грайфер, А. И. Комаров, В. Д. Лысенко и др., 1966; Р. Х. Муслимов, 1979).

Прим. ред.: И. з. применяют для разработки нефтяных залежей, приуроченных к пластам с резко выраженной зональной неоднородностью.

Интенсивные системы разработки. См. активные системы разработки.

Интерференция скважин.—Явление взаимодействия скважин, состоящее в том, что под влиянием пуска, остановки или изменения режима работы одной группы скважин изменяются (через некоторый промежуток

времени в той или иной степени) дебиты и забойные давления другой группы скважин, эксплуатирующих тот же пласт (В. Н. Щелкачев, Б. Б. Лапук, 1949).

— Явление, выражающееся в изменении дебитов скважин или забойных давлений или тех и других одновременно под влиянием изменения режима работы окружающих скважин (СГН, 1958).

— Влияние отбора жидкости из одной скважины на другие, выражающееся в том, что воронки депрессии... частично перекрывают одна другую, вследствие чего производительность каждой скважины падает (ГС, 1978).

Син.: взаимодействие скважин.

Искусственный контур питания.—Условная линия на карте (плане) эксплуатационного объекта, соединяющая местоположение забоев нагнетательных скважин (оп.).

Капиллярно-противоточная пропитка.—Процесс, происходящий в гидрофильной среде, в результате которого в зонах контактирования нефти с водой вода по мелким порам под действием большего капиллярного давления проникает в нефтенасыщенную часть пласта, а нефть по крупным порам при меньшем капиллярном давлении вытесняется в водоносную часть (близк.: Ш. К. Гиматулинов, 1971).

— Механизм противоточного капиллярного вытеснения нефти из пористой среды, при котором вода по некоторой части поровых каналов... впитывается в пористую среду, одновременно с этим нефть движется из пористой среды в противоположном направлении... (В. Н. Майдебор, 1971).

Син.: противоточное перераспределение фаз.

Капиллярно-прямоточная пропитка.—Процесс, происходящий в гидрофильной среде, в результате которого нефть вытесняется из поровых каналов водой под действием капиллярных сил (ВНИИ, 1973).

Карьерная разработка. См. карьерный метод разработки.

Карьер.—Система открытых горных выработок и сооружений, где добывается нефтенасыщенная или битуминозная порода или место проведения каких-либо открытых работ (С. В. Сафронов, В. П. Табаков, А. М. Фотиев, 1977).

— Место добычи (разработки) неглубоко залегающего полезного ископаемого (нефти.—Прим. ред.), извлекаемого с помощью открытых выработок (СГН, 1958).

Карьерный метод разработки.—Разработка нефтяной залежи, предусматривающая извлечение нефтенасыщенной или битуминозной породы и осуществляемая в нефтяном карьере в один или несколько уступов разреза с помощью открытых горных выработок (С. В. Сафронов, В. П. Табаков, А. М. Фотиев, 1977).

Син.: карьерная разработка.

Комбинированная система разработки газовой залежи.—Система разработки (многопластовой газовой залежи.—Прим. ред.), при которой различные скважины дренируют пласты от 1 до n , при этом число вскрытых в скважинах пластов определяется темпом дренирования каждого из них (И. А. Леонтьев, Г. В. Рассохин, 1973).

— Система разработки (многопластовой газовой залежи.— Прим. ред.), при которой группа скважин вскрывает все пласты единым фильтром, а другие группы скважин пробурены только на отдельные объекты для создания определенного темпа отбора газа из них, чтобы контур газоносности продвигался в каждом объекте на заданную величину (П. Т. Шмыгля, 1967).

Коэффициент совершенства скважины.— Коэффициент, который показывает, какую долю дебита гидродинамически совершенной скважины составляет дебит несовершенной скважины... при том же перепаде давления и при всех прочих равных условиях (М. М. Глаговский, 1947; В. Н. Щелкачев, Б. Б. Лапук, 1949; Ф. И. Котяхов, 1956 и др.).

Ламинарное течение.— Течение жидкости (газа) в виде отдельных, очень тонких слоев или параллельных струй, не перемешивающихся друг с другом, происходящее до определенной (критической) скорости (А. А. Маккавеев, 1971; близк.: ГС, 1978).

Линия нагнетания.— Линия, соединяющая на карте или расчетной схеме точки, фиксирующие расположение забоев нагнетательных скважин (ВНИИ, 1973).

Максимальный темп добычи нефти (газа).— Темп добычи нефти (газа) из эксплуатационного объекта (месторождения) в год наибольшего ее отбора (оп.).

— Среднегодовой темп отбора нефти (газа) за вторую стадию разработки, характеризующуюся относительно устойчивым высоким уровнем добычи (М. М. Иванова, 1970).

Метод заводнения.— Нагнетание в пласт воды или водного раствора того или иного химического реагента (для улучшения моющих и вытесняющих свойств воды) в целях вытеснения нефти и поддержания пластового давления.

— Нагнетание в пласт воды с целью преобразования малоэффективного природного режима залежи в искусственный водонапорный (близк.: М. М. Глаговский, В. С. Орлов, 1959; А. П. Крылов, 1949, 1962), применяемое в различных видах (законтурное, приконтурное) с использованием обычной воды или воды с добавкой химических реагентов.

Метод мицеллярно-полимерного заводнения.— Метод воздействия на пласт, основанный на вытеснении нефти оторочкой мицеллярного раствора, продвижение которого по пласту осуществляется водным раствором полимера и водой...; мицеллярный раствор состоит из нефтеводных агрегатов — мицелл, внутри которых молекулы нефти и воды теряют способность перемещаться относительно друг друга..., основные компоненты раствора — углеводородная жидкость, вода и ПАВ (М. Л. Сургучев, В. А. Шевцов, В. В. Сурина, 1977). Прим. ред.: Метод может быть применен на разных стадиях разработки залежей нефти в терригенных коллекторах с относительно однородным строением и проницаемостью более 0,3 мкм² при вязкости пластовой нефти до 20 мПа·с, температуре пласта не более 90 °С (рекомендации предварительные).

Методы воздействия на пласт.— Методы искусственного преобразования режима залежей в целях интенсификации их разработки и увеличения использования недр, определяемые видом нагнетаемых в пласт

вытесняющего и рабочего агентов и характером создаваемых процессов вытеснения углеводородов (метод заводнения, методы теплофизического воздействия, термохимического воздействия, смешивающего вытеснения, предусматривающие продвижение оторочки рабочим агентом, и др.).

Методы разработки нефтяных залежей.— Применяемые при разработке эксплуатационных объектов методы вытеснения нефти из продуктивных пластов — методы с использованием природных видов энергии (при различных естественных режимах залежей) и методы искусственного воздействия: заводнение (стационарное или циклическое, с нагнетанием обычной воды или воды с растворами химреагентов), теплофизического воздействия (нагнетание горячей воды, пара), термохимического воздействия (различные виды внутрислоевого горения, жидкофазное окисление), смешивающегося вытеснения (нагнетание в пласт газа под высоким давлением, растворителей, обогащенных газов и т. п.), шахтные, карьерные и др.

Методы смешивающегося вытеснения нефти.— Методы воздействия на пласт, основанные на взаимной растворимости нагнетаемого агента и нефти на фронте вытеснения и обеспечивающие увеличение нефтеотдачи благодаря уменьшению действия капиллярных сил (близк.: Н. Л. Раковский, 1961; А. Ю. Намиот, 1963; В. Г. Огаджанянц, 1963 и др.). Прим. ред.: Рекомендуются для залежей маловязких нефтей в низкопроницаемых коллекторах, при значительных глубинах их залегания.

Методы теплофизического воздействия на пласт.— Методы вытеснения из пластов нефти нагнетаемыми теплоносителями (паром, горячей водой), способствующими увеличению нефтеотдачи благодаря улучшению подвижности нефти, также гидрофобизации пористой среды (оп.).

Прим. ред.: Рекомендуются преимущественно для расположенных на небольших глубинах залежей нефти с повышенной вязкостью, также при близких значениях температур пластовой и начала кристаллизации парафина.

Методы термохимического воздействия на пласт.— Методы вытеснения нефти из пласта за счет перемещения зоны активных термохимических процессов, основанных на генерировании тепла непосредственно в пласте путем сжигания наиболее тяжелых компонентов нефти под воздействием нагнетаемого окислителя (А. Б. Шейнман, А. А. Боксерман, Ю. П. Желтов и др., 1977).

Прим. ред.: В зависимости от технологии процесса и характера окислителя (газообразный, газообразный с различным содержанием воды, газообразный с добавкой кислотных растворов и др.) возможны разновидности метода — сухое внутрислоевое горение, влажное горение, жидкофазное окисление, термокислотное воздействие и др. Широкий диапазон разновидностей метода позволяет рекомендовать его для залежей нефти с вязкостью >7—10 мПа·с, приуроченных к глубинам до 1500 м при нефтенасыщенности пласта более 50—60 %.

Нагнетательная скважина.— Скважина, предназначенная для нагнетания в продуктивный пласт воды, водного раствора, химреагента, газа, пара и другого рабочего (вытесняющего) агента с целью воздействия на залежь нефти.

Непоршневое вытеснение нефти.— Наиболее общий для реальных нефтяных пластов характер вытеснения нефти водой, когда в пласте вследствие его неоднородности и повышенной вязкости нефти между нею и вытесняющим агентом формируется переходная зона, в которой водонасыщенность понижается по направлению к нефтенасыщенной части пласта (близк.: Ш. К. Гиматулинов, 1961; И. Г. Пермяков, 1975 и др.).

— Вытеснение, при котором за его фронтом движется вытесняющий и вытесняемый флюиды (ВНИИ, 1973).

Нефтегазопромысловая геология.— Отрасль геологии, занимающаяся детальным изучением месторождений (залежей) нефти и газа в их начальном виде и на протяжении процесса разработки для определения их промышленного значения и рационального использования недр.

— Отрасль геологии, изучающая вопросы, связанные с разведкой и разработкой нефтяных и газовых месторождений, ... в задачи которой входят: геологическое обслуживание процесса бурения разведочных и эксплуатационных скважин и изучение получаемых при этом данных; распознавание геологической структуры нефтяного (газового) месторождения; изучение физических свойств нефте- или газосодержащих пород-коллекторов нефти, исследование физических и химических свойств нефти, газа и воды на поверхности земли и в условиях их залегания в пластах; рациональная разведка и определение методов разработки нефтяных и газовых месторождений и залежей в зависимости от геологической структуры и режима последних; подсчет запасов нефти и газа; геологическое обслуживание эксплуатации нефтегазонасыщенных пластов, планирование добычи нефти и газа (БСЭ, изд. 2, т. 29, 1954).

— Наука, осуществляющая геологическое обслуживание в процессе эксплуатации месторождений и решающая следующие задачи:

2) всестороннее геологическое изучение месторождения с целью продления срока действия добывающего предприятия или увеличения его производственной мощности (поиски и разведка новых залежей или участков залежей на разрабатываемых месторождениях, комплексное использование полезного ископаемого, борьба с потерями и т. п.);

б) всесторонняя помощь эксплуатации во всех областях, которые касаются компетенции геологов, в целях обеспечения выполнения производственных планов предприятия (подготовка данных для планирования добычи, участие в планировании, оперативный учет запасов, уточнение условий разработки) (близк.: ГС, 1978).

— Наука о методах и способах изучения нефтяного месторождения по данным бурения и эксплуатации скважин с целью обеспечения максимального отбора нефти из недр (М. А. Жданов, 1970).

Син.: промысловая геология нефти и газа.

Нефтяная (газовая) скважина. См. добывающая скважина.

Нефтяная шахта.— Единая система подземных сооружений (в пределах шахтного поля.— Прим. ред.), где добывается нефть или нефтенасыщенная порода (С. В. Сафронов, В. П. Табаков, А. М. Фотиев, 1977).

— Самостоятельная производственно-хозяйственная единица горного предприятия, предназначенная для разработки месторождения нефти подземным способом (ВНИИ, 1973).

— Система подземных горных выработок (два шахтных ствола — главный и вспомогательный, штреки, канавы, колодцы), используемая для добычи нефти из пласта за счет стекания ее по выработкам (обычно в комбинации с подземными скважинами — вертикальными, наклонными, длинными горизонтальными), реже — путем извлечения нефтесодержащих пород с последующей отработкой и экстракцией из них нефти (сокр.: Пашаев, 1979 и др.).

Объект разработки.— Один или несколько продуктивных пластов месторождения, выделенные исходя из геолого-технических условий и экономических соображений для разбуривания и эксплуатации единой системы скважин (обобщ.: ПРНМЭС, 1964; М. И. Максимов, 1975; В. С. Мелик-пашаев, 1979 и др.).

Син.: эксплуатационный объект.

Одновременно-раздельная эксплуатация пластов.— Раздельная эксплуатация различных по фильтрационной характеристике пластов в общей скважине при разных забойных давлениях с помощью специального оборудования для увеличения охвата эксплуатационного объекта разработкой и выравнивания скоростей выработки пластов (оп.).

Опережающая разработка газовой шапки.— Ввод в разработку газовой шапки, опережающий во времени разработку нефтяной части нефтегазовой залежи (оп.).

Опережающие добывающие скважины.— Выборочные скважины из числа намеченных в технологической схеме разработки, бурящиеся и вводимые в эксплуатацию в первую очередь в период пробной эксплуатации или в начале промышленной разработки залежи (эксплуатационного объекта) с целью получения дополнительных геолого-промысловых данных.

Оптимальный вариант системы разработки.— Вариант системы разработки эксплуатационного объекта (месторождения), наиболее полно отвечающий требованиям, которые предъявляются к рациональной разработке.

Опытная эксплуатация залежи (месторождения).— Эксплуатация разведочных и опережающих добывающих скважин новой залежи с целью получения исходных данных для проектирования разработки: о природном режиме, характеристике залежи, условиях и возможных ограничениях работы скважин и пластов.

Син.: пробная эксплуатация залежи (месторождения).

Опытно-промышленная эксплуатация газового объекта разработки.— Первый этап разработки газового (газоконденсатного) эксплуатационного объекта, осуществляемый (на основе оперативной оценки запасов газа, конденсата и других компонентов.— Прим. ред.) разведочными и добывающими (местоположение последних выбирают с учетом будущей сетки) скважинами для ускорения разведки и освоения месторождения, подсчета запасов газа, конденсата и других компонентов и получения необходимых данных для составления проекта разработки и проекта обустройства промысла (ПРГГМ, 1971).

— Ускоренный метод освоения месторождений, который предусматривает ввод их в разработку и прекращение разведочного бурения на более ранней стадии разведки, до утверждения запасов в ГКЗ СССР,

с доразведкой залежей в процессе эксплуатации месторождения (В. Г. Аславов, С. С. Гацулаев, В. Ф. Канашук, 1977).

Опытно-промышленная эксплуатация нефтяного объекта разработки.— Совокупность работ, сочетающая опытную эксплуатацию объекта с разработкой первоочередного представительного участка его для получения на последнем данных об особенностях процесса нефтензвлечения в промышленных условиях, что необходимо для проектирования разработки объекта в целом.

Основной фонд скважин.— Добывающие и нагнетательные скважины нефтяного эксплуатационного объекта, которые бурятся на первой стадии по равномерной сетке, рациональной для режима работы в условиях однородного пласта (с учетом размера линз и зон выклинивания); эти скважины должны обеспечить уровень добычи нефти в первые годы и охватить разработкой основную, наиболее монолитную часть пласта (Ю. П. Борисов, 1968).

Охрана недр нефтяных и газовых месторождений.— Осуществление комплекса мероприятий, направленных на предотвращение потерь нефти в недрах вследствие низкого качества проводки скважин, неправильной разработки нефтяных залежей и эксплуатации скважин, приводящей к преждевременному обводнению или дегазации пластов, перетокам жидкости между продуктивными и соседними горизонтами, ... и другим последствиям, ухудшающим состояние земных недр (ПРНМЭС, 1964).

— Предотвращение потерь газа, конденсата и пластовой энергии, а также сопутствующих полезных ископаемых... путем осуществления совокупности организационных и геолого-технических мероприятий на всех этапах разведки и разработки месторождений (ПРГГМ, 1971).

Очаговое заводнение (рис. 49).— Применяемое в развитии основного вида заводнения нагнетание воды в отдельные скважины, в основном из числа пробуренных добывающих, для увеличения воздействия на слабодренируемые участки объекта разработки (близк.: М. И. Максимов, 1975, В. С. Мелик-Пашаев, 1979 и др.).

— Заводнение определенных участков площади при сохранении положения основных линий нагнетания (М. М. Иванова, 1957).

— Заводнение участков залежи через отдельные нагнетательные скважины или группы скважин, применяемое в развитии основного вида заводнения (ПРНМЭС, 1964).

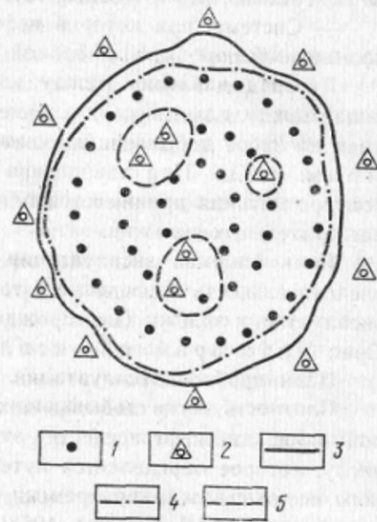


Рис. 49. Очаговое заводнение. Скважины: 1 — добывающая; 2 — нагнетательная; контуры нефтеносности: 3 — начальный внешний; 4, 5 — текущие

Очистная шахтная разработка.— Разновидность шахтного метода разработки, предназначенная для эффективного извлечения нефтенасыщенной или битуминозной породы и осуществляемая с помощью подземных горных выработок путем проведения очистных работ в нефтяной шахте (сплошная ш. р., столбовая ш. р., камерная ш. р.), (С. В. Сафронов, В. П. Табаков, А. М. Фотиев, 1977).

— Система, при которой нефть добывается на поверхности из нефтенасыщенной породы, выдаваемой при очистной выемке (ВНИИ, 1973).

Перепад давления между контуром питания и зоной отбора.— Разница между пластовым давлением на контуре питания залежи и давлением на забое добывающих скважин.

Прим. ред.: При заводнении продуктивных пластов за давление на контуре питания принимается пластовое давление на линии расположения нагнетательных скважин.

План опытной эксплуатации.— Документ, определяющий задачи, последовательность проведения и технико-экономические показатели опытной эксплуатации залежи (месторождения) (оп.).

Син.: план пробной эксплуатации.

План пробной эксплуатации. См. план опытной эксплуатации.

Плотность сетки добывающих скважин условная.— Отношение начальной площади нефтеносности эксплуатационного объекта к условному числу, которое определяется путем деления суммы фактически отработанного всеми скважинами времени на срок разработки объекта (М. З. Черномордиков, Б. Ш. Шапиро, 1968).

— Частное от деления начальной площади нефтеносности на среднее условное число скважин, определяемое как отношение общей продолжительности работы всех скважин к общему сроку разработки пласта (С. Т. Овнатанов, К. А. Карапетов, 1970).

Прим. ред.: П. с. д. с. у. используют при анализе разработки эксплуатационных объектов на многопластовых месторождениях, когда многие скважины участвовали в разработке эксплуатационного объекта непродолжительно, после чего переведены на другие объекты.

Плотность сетки скважин в зоне разбуривания.— Отношение площади зоны отбора к числу пробуренных в ее пределах добывающих скважин (оп.).

Площадное заводнение.— Разновидность внутриконтурного заводнения, при котором добывающие и нагнетательные скважины размещаются определенным регулярным образом в пределах нефтяной залежи (Р. Т. Фазлыев, 1972).

— Закачка воды (в продуктивный пласт.— Прим. ред.) через нагнетательные скважины, равномерно расположенные в пределах нефтеносной части пласта (М. Я. Искендеров, 1956).

Прим. ред.: П. з. рекомендуют преимущественно для залежей нефти, связанных с относительно однородными пластами пониженной проницаемости, или при повышенной вязкости нефти.

Площадь самостоятельной разработки.— Часть крупного по площади нефтяного объекта разработки, искусственно отделенная от других его частей рядами нагнетательных скважин (ПРНМЭС, 1964).

Поглощающая скважина. См. сбросовая скважина.

Полуцикл увеличения закачки.—Период времени при циклическом нагнетании воды в пласт, в течение которого среднесуточный объем закачки больше среднего уровня закачки за весь цикл.

Полуцикл уменьшения закачки.—Период времени при циклическом нагнетании воды в пласт, в течение которого среднесуточный объем закачки меньше среднего уровня закачки за весь цикл.

Поршневое вытеснение нефти.—Идеальный случай вытеснения нефти (газа), когда в пласте между вытесняющим агентом и нефтью (газом) образуется четкая граница раздела, впереди которой движется только нефть (газ), а позади — только вытесняющий агент, т. е. ВНК (ГНК и др.) совпадает с фронтом вытеснения.

Порядок ввода месторождения в промышленную разработку.—Установленный государственным законодательством перечень мероприятий, выполнение которых является обязательным для принятия решения о вводе месторождения в промышленную разработку.

Прим. ред.: П. в. м. п. р. предусматривает достаточную разведанность месторождения или одного из основных эксплуатационных объектов; наличие утвержденных запасов углеводородов и попутных ценных компонентов; утвержденных проекта (для нефтяных месторождений — технологической схемы) разработки объекта и обустройства промысла, оформленных горного и земельного отводов и др.

Приведенный радиус скважины.—Радиус условной совершенной скважины, принимаемой при гидродинамических расчетах в качестве эквивалента реальной скважины, несовершенной по качеству и степени вскрытия пласта, но имеющей тот же дебит и ту же депрессию на забое (близк.: В. Н. Васильевский, А. И. Петров, 1973).

Приконтурное заводнение.—Разновидность метода заводнения, при которой вода нагнетается в пласт через нагнетательные скважины, расположенные в приконтурной зоне залежи В. С. Мелик-Пашаев, 1979).

Прим. ред.: Рекомендуется при слабой гидродинамической связи залежи с законтурной зоной самостоятельно при ширине залежи до 4—5 км и в сочетании с внутриконтурным заводнением при разработке крупных залежей.

Принцип равенства дренируемых объемов (при размещении скважин).—Принцип размещения проектных скважин на залежах, характеризующихся резким увеличением нефтенасыщенной мощности к своду структуры, предусматривающий равенство дренируемых объемов, приходящихся в среднем на одну скважину, и предопределяющий в этих условиях сгущение скважин к центру залежи (В. Н. Майдебор, 1971).

Принципиальная схема разработки месторождения. См. генеральная схема разработки месторождения.

Принципы разработки месторождений нефти и газа.—Вытекающие из теории и практики наиболее общие рекомендации, используемые при обосновании систем разработки месторождений.

Прим. ред.: При проектировании разработки нефтяного эксплуатационного объекта с заводнением используют сочетание таких П. р. м. н. г.: применение заводнения с самого начала разработки; реализация вида

заводнения, обеспечивающего высокий охват продуктивных пластов воздействием; последовательное бурение скважин основного и резервного фондов; выключение скважин из работы при высокой обводненности и др.

Приобщенный объект разработки.—Малопродуктивный объект, подключаемый к высокопродуктивному в завершающей стадии разработки последнего с целью снижения обводненности скважин и продолжения их рентабельной эксплуатации (близк.: М. И. Максимов, 1975).

Син.: приобщенный эксплуатационный объект.

Приобщенный эксплуатационный объект. См. приобщенный объект разработки.

Пробная эксплуатация залежи (месторождения). См. опытная эксплуатация залежи (месторождения).

Проект опытно-промышленной эксплуатации нефтяного объекта разработки.—Проектный документ, определяющий задачи и порядок проведения пробной эксплуатации объекта разработки в целом, выбор подлежащего промышленному разбурированию первоочередного участка, систему его разработки и технико-экономические показатели по объекту в целом.

Проект разработки газового (газоконденсатного) эксплуатационного объекта.—Проектный документ, составленный по данным разведки и опытно-промышленной эксплуатации объекта и обосновывающий рациональную систему его промышленной разработки, требования к ее реализации, основные показатели разработки, программу исследовательских работ в процессе разбуривания и эксплуатации месторождения, принципиальные положения по обустройству промысла (близк.: ПРГГМ, 1971).

Проект разработки нефтяного эксплуатационного объекта.—Проектный документ, составляемый обычно в конце первой стадии разработки эксплуатационного объекта (или нескольких объектов), уточняющий и углубляющий технологические решения и показатели разработки, обоснованные в технологической схеме с учетом полученных дополнительных геологических данных и оценки эффективности реализуемой системы разработки (близк.: ПРНМЭС, 1964).

Проектная скважина.—Скважина, намеченная для бурения в соответствии с проектным документом (оп.).

Производительность скважины. См. дебит скважины (нефти, газа).

Промысловая геология нефти и газа. См. нефтегазопромысловая геология.

Проталкивающий агент. См. рабочий агент.

Противоточное перераспределение фаз. См. капиллярно-противоточная пропитка.

Пятиточечное размещение скважин (см. рис. 48).—Один из видов размещения скважин при площадном нагнетании вытесняющего агента, когда нагнетательные скважины располагаются в вершинах квадратов, а добывающие — в их центрах (оп.).

Рабочий агент.—Нагнетаемый в пласт агент (вода, воздух, газ и др.), перемещающий оторочку другого (вытесняющего) агента (пара, растворителя, воды с химическими добавками и др.) или одновременно выполняющий вытесняющие и проталкивающие функции.

Син.: проталкивающий агент.

Равномерная сетка скважин.— Расположение скважин основного фонда по треугольной или квадратной сетке, рекомендуемой для залежей, подстилаемых водой, сводовых нефтегазовых залежей, при низкой проницаемости залежей и т. п. (близк.: М. И. Максимов, 1975).

Радиус влияния скважин.— Радиус местной воронки депрессии, принимаемый равным половине расстояния между добывающими скважинами.

— Радиус области развившегося влияния работы скважины (В. Н. Щелкачев, 1959).

Размещение скважин рядами.— Размещение скважин основного фонда в замкнутых (кольцевых) или линейных рядах, применяемое обычно при благоприятной геолого-физической характеристике нефтяных залежей в сочетании с законтурным заводнением и «разрезанием» залежей на площади или блоки, а также при естественных режимах с вытеснением нефти водой.

Разработка нефтяного (газового) эксплуатационного объекта (месторождения).— Управление процессом движения жидкостей и газа в пласте к забоям добывающих скважин при помощи размещения скважин, установления их числа и порядка ввода в эксплуатацию, режима их работы и баланса пластовой энергии (М. М. Глаговский, В. С. Орлов, 1959).

— Выполнение на месторождении комплекса работ, предусмотренных соответствующими проектными и другими документами, для извлечения нефти (газа, газоконденсата) из его недр на поверхность (близк.: В. М. Муравьев, Ф. А. Требин, 1937).

— Совокупность технологических процессов, предназначенных для эффективного извлечения нефти или нефтенасыщенной породы из пласта-коллектора, осуществляемых с помощью скважин... или других горных выработок при использовании естественной энергии пласта или искусственным воздействием на него (С. В. Сафронов, В. П. Табаков, А. М. Фотиев, 1977).

«Разрезание» залежи (эксплуатационного объекта) на блоки. См. блоковое заводнение.

«Разрезающий» ряд.— Ряд нагнетательных скважин, расположенных в пределах залежи (оп.).

Рациональная система разработки.— Система разработки, которая может удовлетворить потребности страны в нефти при наименьших суммарных затратах и с возможно минимальными потерями нефти (А. П. Крылов, 1962).

— Система разработки, которая при наиболее полном использовании пластовой энергии и применении мероприятий по воздействию на пласт обеспечивает максимальное извлечение нефти из недр в кратчайший срок при минимальных затратах (К. А. Карапетов, С. Т. Овнатанов, 1970).

— Система, при которой обеспечиваются следующие основные условия: удовлетворение потребностей страны в нефти и газе..., полный учет всех естественных, производственных и экономических особенностей нефтеносного района..., сочетание рационального использования естественной пластовой энергии с применением методов увеличения добычи нефти и нефтеотдачи пластов с целью более полного извлечения нефти из пласта

при наименьших сроках разработки месторождения и при минимальных капиталовложениях (М. И. Максимов, 1975).

Рациональное размещение скважин.— Размещение скважин, при котором минимальным их числом обеспечивается решение поставленных задач по эффективной разработке эксплуатационного объекта (месторождения).

Резервный фонд скважин.— Скважины второй очереди в количестве от нескольких до 100 % по отношению к основному фонду (в зависимости от геолого-физических и других особенностей эксплуатационного объекта), предназначенные для бурения в качестве нефтяных и нагнетательных на участках, не включенных в работу основным фондом скважин (близк.: Ю. П. Борисов, 1968; Б. Т. Башев, Е. И. Семин, М. Л. Сургучев и др., 1978).

— Скважины второй очереди, бурящиеся после основного фонда для создания неравномерной сетки скважин, наиболее полно отвечающей геологическому строению объектов (С. А. Оруджев, Н. С. Ерофеев, М. М. Иванова и др., 1968).

— Скважины, которые бурятся с целью введения в разработку отдельных линз, зон выклинивания и застойных зон, не вовлеченных в работу скважинами основного фонда (ПРНМЭС, 1964).

Сайклинг-процесс.— Частичное или полное нагнетание в разрабатываемую газоконденсатную залежь добываемого из нее газа после извлечения из него конденсата в целях замедления темпа падения пластового давления, предотвращения ретроградных явлений в пласте и обеспечения таким путем более полного извлечения конденсата (близк.: Ю. П. Коротав, С. Н. Закиров, В. Н. Турниер, 1974; В. А. Амиан, П. А. Васильева, 1974 и др.).

— Разработка газоконденсатного месторождения с поддержанием пластового давления закачкой сухого (отбензиненного) газа (С. Н. Закиров, Б. Б. Лапук, 1974).

Самовоспламенение нефти. См. самопроизвольное воспламенение нефти.

Самопроизвольное воспламенение нефти.— Воспламенение нефти в пласте без применения зажигательных устройств в результате нагнетания окислителя при осуществлении метода ВДОГ (оп.).

Син.: самовоспламенение нефти.

Сбросовая скважина.— Скважина, используемая для захоронения сточных вод в поглощающие водоносные пласты.

Син.: поглощающая скважина.

Семиточечное размещение скважин (см. рис. 48).— Один из видов размещения скважин при площадном нагнетании вытесняющего агента, когда нагнетательные скважины располагаются в углах правильных треугольников, а добывающие — в их центрах (оп.).

Сетка скважин.— Характер взаимного расположения добывающих и нагнетательных скважин на эксплуатационном объекте с указанием расстояний между ними.

Система разработки залежи.— Совокупность мероприятий, при помощи которых можно воздействовать и управлять процессом эксплуата-

ции залежи (расположение, число, порядок ввода и режим работы добывающих скважин, применение нагнетания рабочего агента в пласт, условия нагнетания) (А. П. Крылов, 1962).

— Определенная схема и принятый план разбуривания залежи добывающими и нагнетательными скважинами с учетом мероприятий по воздействию на пласт (С. Т. Овнатанов, К. А. Карапетов, 1970).

— Совокупность процессов, включающая разбуривание залежи скважинами по определенной схеме и принятому плану; осуществление и регулирование эксплуатации залежи нефти через указанные выше скважины; применение методов воздействия на пласт путем ввода дополнительной энергии; контроль за правильностью эксплуатации пластов и скважин (М. И. Максимов, 1975).

Система разработки месторождений.— Совокупность технологических и технических мероприятий, обеспечивающих эффективное проведение процесса разработки многопластового или крупного месторождения, которая основывается на рациональном решении вопросов выделения эксплуатационных объектов, последовательности их освоения, выбора систем разработки для каждого из объектов.

Скважина, гидродинамически несовершенная по степени вскрытия.— Скважина с открытым забоем, вскрывшая пласт не на полную мощность (В. Н. Щелкачев, Б. Б. Лапук, 1949).

Син.: скважина, не совершенная по степени вскрытия.

Скважина, гидродинамически не совершенная по характеру вскрытия.— Скважина, вскрывшая пласт на всю его мощность, но сообщающаяся с пластом только через отверстия в колонне труб (специальный фильтр или перфорационные отверстия) (В. Н. Щелкачев, Б. Б. Лапук, 1949).

Син.: скважина, не совершенная по характеру вскрытия.

Скважина, гидродинамически совершенная по степени и характеру вскрытия пласта. См. гидродинамически совершенная скважина.

Скважина, не совершенная по степени вскрытия. См. скважина, гидродинамически не совершенная по степени вскрытия.

Скважина, не совершенная по характеру вскрытия. См. скважина, гидродинамически не совершенная по характеру вскрытия.

Скорость движения жидкости (или газа) в пласте.— Отношение объемного расхода жидкости или газа к площади нормального к направлению движения поперечного сечения поровых каналов, или отношение скорости фильтрации к пористости породы (В. Н. Щелкачев, Б. Б. Лапук, 1949).

Прим. ред.: При разработке месторождений С. д. ж. (г.) п. определяют путем фиксирования времени появления индикаторов в продукции добывающих скважин, введенных в нагнетаемую воду, путем наблюдения за перемещением ВНК, ГВК и др.

Скорость фильтрации.— Отношение объема жидкости или газа, перемещающегося через породу в единицу времени, к площади поперечного сечения рассматриваемого элемента породы.

— Объемный расход жидкости, приходящийся на единицу поперечного сечения пласта,— фиктивная скорость, с которой двигалась бы жидкость, если бы пористая среда отсутствовала (коэффициент пористости равен 1) и движение происходило в свободном пространстве, ограниченной кровлей и подошвой пласта (В. Н. Щелкачев, Б. Б. Лапук, 1949).

Совершенная скважина. См. гидродинамически совершенная скважина.

Совместная разработка нефтяных (газовых) пластов.— Разработка двух или нескольких пластов в виде единого эксплуатационного объекта без применения методов одновременно-раздельной эксплуатации.

Средняя плотность сетки (всех) скважин.— Отношение первоначальной площади нефтеносности объекта разработки к общему числу всех пробуренных (запроектированных) в пределах этой площади добывающих и нагнетательных скважин (оп.).

Средняя плотность сетки добывающих скважин.— Отношение первоначальной площади нефтеносности объекта разработки к числу всех пробуренных добывающих скважин (оп.).

Темп выработки. См. темп добычи нефти (газа).

Темп добычи нефти (газа).— Процентное отношение годовой добычи нефти (газа) из эксплуатационного объекта (пласта, залежи, месторождения) к его начальным извлекаемым запасам.

— Доля запасов нефти (газа), добытой из залежи за определенный промежуток времени (обычно год) (С. Т. Овнатанов, К. А. Карапетов, 1970).

Син.: темп отбора извлекаемых запасов, темп выработки, темп отбора нефти (газа), темп разработки.

Темп отбора извлекаемых запасов. См. темп добычи нефти (газа).

Темп отбора нефти (газа). См. темп добычи нефти (газа).

Темп отбора жидкости.— Процентное отношение годового отбора жидкости из эксплуатационного объекта к его начальным извлекаемым запасам.

Темп разработки. См. темп добычи нефти (газа).

Тепловая зона в пласте.— Часть пустотного объема продуктивного пласта, в которой температура путем применения соответствующих методов поднята выше начальной пластовой (близк.: ВНИИ, 1973).

Тепловые методы воздействия на пласт.— Теплофизические и термохимические методы воздействия на пласт (оп.).

Технологическая схема разработки.— Проектный документ, определяющий предварительную систему промышленной разработки эксплуатационного объекта (или нескольких объектов) нефтяного месторождения на основе данных его разведки и опытной или опытно-промышленной эксплуатации.

Турбулентное течение.— Течение жидкости (газа) при скоростях, превышающих критические, при которых происходит интенсивное перемещение частиц (весьма малых объемов среды), движущихся по самым беспорядочным траекториям (А. А. Маккавеев, 1971, близк.: ГС, 1978).

Син.: вихревое движение жидкости.

Условное топливо.— Условный эталон топлива с теплотой сгорания 29 400 кДж/г, с которым сопоставляют различные конкретные виды топлива для оценки их теплотехнической ценности (оп.).

Условный контур питания.— Линия в пласте, на которой при эксплуатации залежи давление практически равно первоначальному приведенному давлению (А. П. Крылов, 1948).

Фильтрационное сопротивление пласта.— Сопротивление движению флюидов в породе-коллекторе, являющееся величиной, обратной гидропроводности пласта (ВНИИ, 1973).

Фондовая карта.— Структурная карта по кровле пласта, на которой показаны условными знаками следующие скважины: 1) находящиеся в эксплуатации, 2) находящиеся в бурении (а также скважины, в которых проводятся работы по углублению и возврату); 3) находящиеся в освоении (пробуренные, но еще не введенные в эксплуатацию); 4) подлежащие углублению на заданный пласт с залегающего выше пласта; 5) подлежащие возврату на данный пласт с залегающего ниже пласта; 6) проектируемые согласно выбранной системе доразработки (М. А. Жданов, 1970).

Циклическое воздействие на пласт.— Периодическое изменение объемов закачки рабочего агента в пласт через все имеющиеся или через группы нагнетательных скважин, направленное на изменение давления и скоростей потоков жидкости с целью улучшения выработки неоднородного пласта за счет более полного использования капиллярных и гидродинамических сил (обобщ.: М. Л. Сургучев, А. А. Боксерман, О. Э. Цинкова, А. П. Горбунов, М. А. Жданов, С. П. Пустовойт, И. Н. Шарбатова и др.).

Четырехточечное размещение скважин (см. рис. 48).— Один из видов размещения скважин при площадном нагнетании вытесняющего агента, когда нагнетательные скважины располагаются в вершинах треугольников, а добывающие — в их центрах (оп.).

Шахтная разработка. См. шахтный метод разработки.

Шахтное поле.— Нефтяная залежь или ее часть, отводимая нефтяной шахте для разработки (С. В. Сафронов, В. П. Табаков, А. М. Фотиев, 1977).

— Часть нефтяного месторождения (от единиц до десятков квадратных километров), которая отводится по экономическим и другим условиям данной шахте для разработки (ГС, 1978).

Шахтный метод разработки.— Разработка нефтяной залежи, предусматривающая: извлечение нефти (дренажная разработка.— Прим. ред.) или нефтенасыщенной породы (очистная разработка.— Прим. ред.) из пласта-коллектора, осуществляемая прямым или обратным порядком (т. е. в направлении от основного шахтного ствола к границам шахтного поля или наоборот.— Прим. ред.) с закладкой выработанного пространства или с обрушением его кровли, с помощью подземных горных выработок или подземных скважин..., сооруженных в нефтяной шахте (С. В. Сафронов, В. П. Табаков, А. М. Фотиев, 1977).

— Метод разработки нефтяной залежи, применяемый для залежей с весьма низким пластовым давлением или очень вязкой нефтью и

осуществляемый по двум схемам: 1) путем дренирования залежи галереями, специально проводимыми в нефтяном пласте с целью обнажения большей его поверхности и иногда с подъемом породы и отмывкой ее от нефти на поверхности; 2) путем проведения шахтных выработок выше или ниже продуктивного пласта... и вскрытия нефтяной залежи из этих выработок с большим числом скважин (СГН, 1958).

Син.: шахтная разработка.

Шахтный ствол.— Вертикальная или наклонная подземная выработка, имеющая непосредственный выход на земную поверхность и предназначенная для обслуживания подземных работ (по добыче нефти.— Прим. ред.) (С. В. Сафронов, В. П. Табаков, А. М. Фотиев, 1977).

— Вертикальная или наклонная горная выработка, начинающаяся с земной поверхности и имеющая значительную глубину (до нескольких сот метров) при... поперечном сечении до 4,5×6,5 м, назначение которой — подъем полезного ископаемого, спуск и подъем людей, спуск крепящего леса, транспортировка породы, водоотлив, вентиляция, разведочные цели (СГН, 1958).

Прим. ред.: В СГН приведенное определение относится к термину «шахта».

Эксплуатационная скважина. См. добывающая скважина.

Эксплуатационный объект. См. объект разработки.

Эксплуатационный объект с раздельным воздействием.— Эксплуатационный объект, состоящий из нескольких различных по фильтрационным свойствам пластов, работающих совместно в добывающих скважинах при раздельной закачке в них рабочего агента (через самостоятельные скважины или через общие скважины с помощью специального оборудования).

Этаж разработки.— Группа эксплуатационных объектов многопластового месторождения, в пределах которой нижний базисный объект вводится в разработку в первую очередь, остальные — после доразведки их скважинами базисного объекта (близк.: М. Ф. Мирчинк, 1946, М. А. Жданов, 1958 и др.).

Этапы разработки при вытеснении нефти водой.— Средняя продолжительность работы добывающих скважин каждого из рядов в период, когда он остается внешним (при многорядном размещении скважин).

10. БУРЕНИЕ СКВАЖИН И ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ ЗА НИМ

✦ **Акты по бурящейся скважине.**— Часть геологической документации по бурящейся скважине — акты на проведение основных операций при бурении скважины: 1) о заложении скважины и сдаче точки для бурения; 2) о начале и окончании бурения; 3) о спуске и цементировании колонны; 4) об испытании колонны на герметичность; 5) о результатах испытания пластов испытателем пластов в процессе бурения; 6) о перфорации колонны; 7) о результатах опробования скважины (СНГ, 1971; СИБ, 1973).

Безглинистая (малоглинистая) промывочная жидкость.— Промывочная жидкость, которая представляет собой обработанную реагентами-структурообразователями техническую воду или воду с небольшим количеством высококоллоидной глины и используется при бурении в относительно несложных геологических условиях (сокр.: СИБ, 1973).

Бурение.— Комплекс операций, в результате которых в земной коре создается выработка круглого сечения—скважина, длина ствола которой во много раз превышает ее диаметр (близк.: ТСГБ, 1978).

— Проходка буровой скважины (ГС, 1978).

— Основная часть комплекса работ по строительству скважины—углубление скважины посредством разрушения горных пород буровым инструментом и удаление разрушенной породы из скважины в процессе ее углубления (СГН, 1958).

Бурение второго ствола.— Буровые работы, в результате которых кроме основного ствола скважины бурится дополнительный (при этом основной и дополнительный стволы имеют общее устье) (ТСГБ, 1970) в целях вскрытия продуктивных отложений в соответствии с заданными координатами (в случае если первый ствол по техническим причинам эту задачу не выполнил) или перевода скважины на другую, менее дренированную часть пласта (В. Г. Каналин, М. К. Капралова, 1981).

Бурение наклонных скважин. См. наклонно-направленное бурение.

Бурение скважины. См. строительство скважины.

Буримость породы.— Способность горной породы поддаваться бурению, зависящая от физических свойств породы, ее структуры, текстуры, состава, трещиноватости и др. (ГС, 1978).

✚ **Буровой журнал.**— Основной документ, составляемый по определенной форме и отражающий весь ход процесса бурения скважин, в который в конце смены вносят краткие записи о проходке скважины, глубине забоя, выносе шлама и керна, смене инструмента, размерах рабочего инструмента, качестве промывочной жидкости, расходе времени на отдельные операции, наблюдениях за состоянием скважины и т. п. и который хранится в буровой организации, а после сдачи скважины заказчику—в геологической службе соответствующей организации (обобщ.: СГН, 1958; ТСГБ, 1970; ГС, 1978).

Буферная жидкость.— Вода, также водный раствор соли (NaCl , CaCl_2 и т. п.), щелочи (NaOH) или ПАВ, которые, смешиваясь с промывочной жидкостью, разжижают ее, уменьшают статическое и динамическое напряжение сдвига и вязкость, способствуя: отделению тампонажного раствора от промывочной и продавочной жидкостей и предотвращению образования густых труднопрокачиваемых смесей; увеличению полноты замещения промывочной жидкости тампонажным раствором; разрушению фильтрационных глинистых корок на проницаемых стенках, либо, напротив, их упрочнению и лучшему сцеплению последних с цементным камнем и др. (сокр.: Е. М. Соловьев, 1979; близк.: СИБ, 1973).

Восстановление циркуляции.— Проведение в бурящейся скважине исследований по определению характеристики поглощающего пласта и с учетом полученных результатов—ликвидация поглощения путем регулирования параметров промывочной жидкости, применения специальных до-

бавок или использования тампонирующих материалов (сокр.: СИБ, 1973; близк.: СГН, 1958).

Вскрытие пласта.— Комплекс мероприятий, обеспечивающий рациональную технологию бурения, перфорации и освоения скважины в целях предотвращения выброса, сохранения естественной проницаемости призабойной зоны, обеспечения благоприятных условий притока нефти и газа в скважину, обеспечения прочности и устойчивости призабойной части скважины и соблюдения правил охраны недр (В. Г. Каналин, М. К. Капралова, 1980).

— Пересечение продуктивного пласта скважиной в процессе ее бурения с обязательным принятием мер по улучшению качества промывочной жидкости и технологии бурения, таких как улучшение свойств глинистого раствора путем обработки соответствующими химическими реагентами, применение жидкостей на нефтяной основе, газообразных агентов, двухфазных и трехфазных пен и др. для сохранения коллекторских свойств пласта (сокр.: И. Х. Абрикосов, И. С. Гутман, 1973).

Вынос керна.— Величина, показывающая степень выноса керна,—отношение длины керна к длине интервала проходки, с которого он отбирается, в процентах (близк.: ТСГБ, 1978).

Геологическая документация по бурящейся скважине.— Документы по бурящейся скважине: первичные, с повседневной регистрацией всех данных о процессе бурения; акты на проведение различных операций; основные документы, характеризующие скважину (близк.: СНГ, 1971; СИБ, 1973).

✚ **Геолого-технический наряд.**— Основной проектный документ на бурение скважины (индивидуальный или типовой), определяющий подробный прогноз геологической характеристики разреза, обязательный комплекс геологических и геофизических исследований, технологию бурения и исследований и качество промывочной жидкости, конструкцию скважины, интервалы опробования и перфорации (сокр.: М. А. Жданов, 1970; И. Г. Пермяков, Е. Н. Шевкунов, 1976).

— Документ, в котором указываются предполагаемый геологический разрез, интервалы отбора керна, геологические и технологические условия бурения и конструкция скважины (ТСГБ, 1978).

Герметичность скважины.— Достаточная прочность обсадной колонны после ее цементирования—такое ее состояние, когда после разбуривания цементного стакана в колонне при опрессовке давление за 0,5 ч снизится не более чем на 0,5 МПа и после снижения уровня жидкости до расчетной величины через 8 ч он поднимется менее чем на 1 м (СИБ, 1973).

Глинистая корка.— Образующаяся в пустотном пространстве пород стенок скважины и на их поверхности фильтрационная корка, обеспечивающая уменьшение проницаемости стенок скважины, усиление связности слабощементированных пород, уменьшение трения бурильных и обсадных труб о стенки скважины (СИБ, 1973).

Глинистый раствор.— Жидкость, представляющая собой суспензию, в которой глина является дисперсной фазой, а вода—дисперсной средой (ТСГБ, 1978).

— Наиболее распространенный вид промывочной жидкости при бурении — специально приготовленный раствор глины в воде с добавлением различных реагентов и утяжелителей, характеризующийся определенной плотностью, вязкостью, водоотдачей, содержанием песка, концентрацией растворенных солей и т. п. (Д. И. Дьяконов, Е. М. Леонтьев, Г. С. Кузнецов, 1977).

— Наиболее распространенный вид промывочной жидкости при бурении, представляющий собой раствор глины в воде с определенными структурно-механическими свойствами, который в зависимости от количества и качества глины и методов ее химической обработки может быть приготовлен с разными величинами плотности, вязкости, водоотдачи, статического напряжения сдвига и т. д., исходя из геолого-технических условий бурения (сокр.: СГН, 1958).

† **Журнал регистрации керна.**— Документ, в котором фиксируются: интервал, с которого поднят керн, литологическая характеристика и длина керна в метрах (близк.: ТСГБ, 1978).

Зарезка второго ствола.— Начало бурения в имеющемся стволе скважины второго наклонно-направленного ствола.

Зона коагуляции.— Прилегающая к скважине часть пласта, в поры которого проникли частицы дисперсной фазы промывочной жидкости (Е. М. Соловьев, 1979) (что приводит обычно к снижению проницаемости пород в прискважинной зоне и к уменьшению работающей мощности пластов.— Прим. ред.).

— Заполнение микротрещин и пор коллекторов в призабойной зоне скважины глинистым или цементным раствором, а также утяжелителями (сокр.: Н. Г. Серeda, Е. М. Соловьев, 1974).

Прим. ред.: При эксплуатации скважин 3. к. иногда создается искусственно для закрепления стенок скважины и решения других задач.

† **Испытание герметичности скважины.**— Проверка герметичности обсадной колонны путем ее опрессовки и снижения уровня жидкости в скважине (см. герметичность скважины).

⊕ **Испытание пластов в процессе бурения.**— Мероприятия, направленные на оценку нефте- или газоносных пластов в разрезе бурящейся (не обсаженной) скважины, проводящиеся при помощи специальных приборов — пластоиспытателей на трубах или опробователем на каротажном кабеле.

⊕ **Испытание пластов опробователем на каротажном кабеле.**— Оценка нефтегазоносности пластов в процессе бурения скважины с помощью спускаемого на каротажном кабеле опробователя, который предназначен для отбора пробы жидкости и газа из отдельной точки исследуемого интервала необсаженного ствола скважины и позволяет определить характер насыщенности пласта, уточнить его эффективную мощность, а также определить местоположение водонефтяного и газожидкостных контактов (СИБ, 1973).

⊕ **Испытание пластоиспытателем на трубах.**— Оценка нефтегазоносности пластов в процессе бурения скважин путем их поинтервального исследования с помощью комплекса испытательных инструментов (КИИ), спускаемого на трубах, с установкой пакера в кровле испытываемого объекта, позволяющего выполнять: возбуждение притока жидкости и газа,

отбор их пластовых проб, проведение гидродинамических исследований для определения пластового давления, коэффициентов продуктивности, гидропроводности, пьезопроводности, температуры и др. (сокр.: СИБ, 1973).

† **Керн.**— Цилиндрические образцы породы, отбираемые из скважины с помощью колонковых долот и боковых грунтоносов (стреляющих и сверлящих) — основной фактический материал, дающий прямые сведения о литологической характеристике пород и стратиграфической принадлежности нефте- и газонасыщенности, водонасыщенности, коллекторских свойствах (пористости, проницаемости) и т. п. (СНГ, 1971; близк.: М. А. Жданов, 1970; Н. Г. Пермяков, Е. Н. Шевкунов, 1976).

Конструкция скважин.— Сочетание основных конструктивных решений при строительстве скважины: ее диаметра на разных интервалах бурения, взаимного расположения обсадных колонн, их толщины и материалов, из которых они изготовлены, высоты подъема цемента за каждой из колонн, качества цемента, оборудования скважины в пределах продуктивной части разреза и т. п., обосновываемое в зависимости от глубины скважины, ее назначения, геологических условий проходки, характера нефтегазонасыщения разреза, давления и температуры в недрах, ожидаемой продуктивности скважины, способа проводки скважины, уровня применяемой техники и технологии бурения и др.— таким образом, чтобы обеспечить условия для предупреждения и быстрейшей ликвидации возможных осложнений в процессе бурения и для эффективной длительной эксплуатации скважины при должной охране недр и экономичности технологических решений (близк.: СИБ, 1973).

— Система устройства скважины, в которой предусматривается изменение ее диаметра с глубиной, диаметры и длина обсадных колонн, высота подъема цементного раствора в затрубном пространстве, оборудование забоя, диаметр и глубина спуска фонтанных (эксплуатационных) труб, а также комплекс оборудования, включающий пакеры, забойные и приустьевые клапаны (близк.: Ю. П. Коротаев, 1975).

Крепление скважины.— Цикл работ по разобщению горизонтов в скважине, предусматривающий последовательные спуск и цементирование обсадных колонн — направления, кондуктора, промежуточной (при необходимости одной или нескольких) и эксплуатационной колонны (близк.: СИБ, 1973).

Кустовое бурение.— Последовательное бурение нескольких наклонных и вертикальной скважин на продуктивные пласты с одной небольшой площади, осуществляемое в условиях акваторий, заболоченности местности и т. п. с отдельных буровых оснований, намывных дамб, эстакад, а также при разбуривании месторождений при неосложненном рельефе поверхности в целях охраны окружающей среды и сокращения средств и времени на промышленное обустройство и освоение месторождения (обобщ.: СГН, 1958; ТСГБ, 1978; СИБ, 1973; Н. Г. Серeda, Е. М. Соловьев, 1974).

Макроскопическое изучение керна.— Изучение признаков керна, видимых невооруженным глазом, или с помощью лупы: литологии, палеонтологических остатков, структурных и текстурных особенностей, призна-

ков нефти и газа, характера пустот, элементов залегания пород (сокр.: М. А. Жданов, 1970).

Наклонно-направленное бурение.— Бурение наклонных скважин (кустовое или единичной скважины) с обеспечением вскрытия продуктивных пластов в заданных проектными документами точках, осуществляемое по геологическим причинам (вскрытие пластов при наличии тектонических нарушений, под соляными куполами и др.), в связи со сложными поверхностными условиями (резко пересеченный рельеф, заболоченность местности, акватории морей), в целях охраны окружающей среды (уменьшение площади отводимых для бурения земель, лесных угодий и др.), для решения технико-технологических задач (обход зон значительных осложнений при бурении, ликвидация открытых выбросов, перебуривание нижней части ствола скважины, многозабойное вскрытие пластов и др.), из экономических соображений (сокращение капитальных вложений на обустройство промысла, уменьшение сроков освоения месторождения) и др. (обобщ.: СИБ, 1973; СГН, 1958; ГС, 1978 и др.).

Син.: бурение наклонных скважин.

Нарушение циркуляции.— Осложнение при бурении — частичное или полное поглощение промывочной жидкости из-за большой разницы давлений в скважине и пластового — при вскрытии пористых, трещиноватых, кавернозных пород, дренированных пластов, а также в связи с явлениями гидроразрыва (сокр.: СИБ, 1973; близк.: СГН, 1958).

Прим. ред.: При полном Н. ц. используют термин «потеря циркуляции».

Син.: поглощение промывочной жидкости, потеря циркуляции.

Нефильтрующаяся промывочная жидкость. См. промывочная жидкость на нефтяной основе.

Нефтегазоводопроявления при бурении.— Поступление в процессе бурения скважины некоторого количества нефти, газа или воды в промывочную жидкость, которое может происходить, когда пластовое давление больше, чем давление столба промывочной жидкости, и приводит к осложнениям при бурении (обобщ.: СГН, 1958; ТСГБ, 1978; СИБ, 1973; Н. Г. Середа, Е. М. Соловьев, 1974).

Облегченная промывочная жидкость.— Промывочная жидкость с пониженной плотностью, применяемая для предотвращения поглощения ее в сложных геологических условиях и вскрытия пластов с пониженным пластовым давлением, — глинистый раствор, разбавленный водой (с добавлением высококоллаидной глины), раствор из бентонитовой глины, раствор на нефтяной основе, азрированный глинистый раствор и др. (близк.: СИБ, 1973).

Описание керна.— Описание в соответствии с принятой схемой качественных признаков керна по данным микроскопического изучения, при котором указывается месторождение, номер скважины, дата отбора, вынос керна, дается краткое послонное описание пород, название, цвет в сухом состоянии, признаки нефтегазоносности, минералогический состав, зернистость, прочность, окатанность, отсортированность, структурные особенности, текстурные признаки, палеонтологические остатки.

наличие прослоев и линз мощностью менее описываемого слоя и интервалы их залегания, трещины, зеркала скольжения, угол наклона пород и т. п. (М. М. Иванова, В. А. Тимофеев, 1981).

Опробование пластов в скважине.— Комплекс работ, выполняемых в законченной бурением скважине для отдельного испытания новых продуктивных пластов, выделенных по геолого-физическим данным путем последовательной перфорации пластов и вызова притока для получения данных о характере насыщенности и продуктивных характеристик пласта, для отбора проб пластовых жидкостей и газа (обобщ.: СГН, 1958; И. Г. Пермьяков, Е. Н. Шевкунов и др., 1976).

— Метод исследования, заключающийся в изоляции испытуемого пласта в стволе скважины от выше- и нижезалегающих пластов и в пробной откачке жидкости с замером дебита... сверху вниз по мере того, как пласты вскрываются бурением... чаще всего в незакрепленной скважине с применением пластоиспытателя или снизу вверх... (после окончания строительства скважины.— Прим. ред.) через простреленные дыры против каждого пласта с применением цементных мостов или испытателей пластов (двусторонних пакеров (ГС, 1978).

Син.: система опробования скважин на нефть и газ, опробование новых нефтяных и газовых пластов.

Освоение скважины.— Мероприятия, обеспечивающие вызов притока и восстановление естественной продуктивности скважины путем уменьшения водонасыщенности и глинизации призабойной зоны с помощью кумулятивного торпедирования, термохимического воздействия, обработки различными кислотами, азотом, растворителями, нефтекислотными пенами, эмульсией, нефтерастворителями, ПАВ и др. (сокр.: М. Л. Сургучев, 1973).

— Мероприятия, ведущие к очистке призабойной зоны, вызову притока газа или жидкости из пласта и обеспечению условий, при которых продуктивный пласт начинает отдавать нефть, газ в необходимом объеме (Ю. П. Коротаев, 1975; близк.: Н. Г. Середа, Е. М. Соловьев, 1974 и др.).

Осложнения при бурении.— Осложнения состояния ствола скважины, затрудняющие ее дальнейшее углубление, среди которых наиболее распространены нарушения целостности стенок ствола скважины, поглощение промывочной жидкости, нефте-, водо-, или газопроявления, прихваты или захваты инструмента в скважине (Ю. А. Пешалов, 1980; близк.: ТСГБ, 1978).

— Усложняющие бурение факторы: нарушение целостности стенок скважины (раскрытие или образование трещин, образование каверн и желобов, осыпание пород разной интенсивности, набухание пород и др.), прихваты бурильных и обсадных колонн, поглощение промывочной жидкости, выбросы, причинами которых могут быть изменения гидродинамического давления на стенки скважины в процессе бурения, физико-химическое взаимодействие пород с фильтратом промывочной жидкости, низкие прочностные свойства пород, газоводонефтепроявления, приводящие к резким снижениям противодавления, и др. (сокр.: СИБ, 1973).

Основные геологические документы по пробуренной скважине.— Документы, характеризующие пробуренную скважину: буровой журнал, от-

ражающий процесс бурения, конструкцию скважины и т. п.; каротажные кривые; геологический разрез скважины (близк.: СНГ, 1971; СИБ, 1973).

Охрана недр при бурении.— Комплекс мер, предпринимаемых при бурении скважины для: предотвращения открытого фонтанирования, грифообразования, обвалов ствола скважины; изоляции друг от друга нефтяных, газовых и водоносных пластов; обеспечения герметичности колонн и высокого качества их цементирования; предотвращения снижения проницаемости продуктивных пластов разреза месторождения и др. (сокр.: СНГ, 1971; СИБ, 1973).

Параметры промывочной жидкости.— Показатели, характеризующие основные свойства промывочной жидкости: плотность, условная вязкость, статическое напряжение сдвига, водоотдача, толщина глинистой корки, стабильность, содержание песка, содержание газа, концентрация водородных ионов (рН), температура и др. (ТСГБ, 1978).

Первичные документы по бурящейся скважине.— Часть геологической документации по бурящейся скважине, составляемой в процессе бурения; суточные рапорты по бурению, коллекторские книжки, вахтенные журналы и т. п., в которые в хронологическом порядке повседневно записываются сведения о ходе бурения, наблюдении за промывочной жидкостью и нефтегазоводопоявлениями в скважине, спуске и цементировании колонн, испытании их на герметичность, перфорации и результатах опробования; описание кернов, образцов пород, отобранных грунтоносами, шлама, анализов воды, нефти и газа и др. (СНГ, 1971; СИБ, 1973).

Поглощение промывочной жидкости. См. нарушение циркуляции.

Потеря циркуляции. См. нарушение циркуляции.

Предупреждение нарушения циркуляции.— Проведение при бурении скважины мероприятий, направленных на создание минимально допустимого давления столба промывочной жидкости на стенки скважины: подготовка промывочной жидкости по правильно подобранной рецептуре и обеспечение оптимального режима выполнения операций, влияющих на величину давления в скважине (ограничение скорости спуска буровой колонны и обсадной колонны, проведение промежуточных промывок при спуске колонн с учетом качества промывочной жидкости и др. (сокр.: СИБ, 1973).

Промывочная жидкость.— Жидкость (глинистый раствор с разными характеристиками, безглинистая жидкость, жидкость на нефтяной основе и др.), изготавливаемая по рецептуре, корректируемой в процессе бурения, обеспечивающая наиболее эффективную проводку скважины в целом и наилучшее вскрытие продуктивных пластов в данных геологических условиях, выполняющая следующие основные функции: вынос выбуренной породы и удержание ее во взвешенном состоянии при прекращении циркуляции; размыв породы на забое скважины; охлаждение долота; предотвращение поступления в скважину газа, нефти, воды из пластов при бурении; сохранение устойчивости стенок скважины; обеспечение возможности каротажа скважины; вращение долота при турбинном бурении и др. (обобщ.: СНГ, 1958; СНГ, 1971; СИБ, 1973 и др.).

Промывочная жидкость на нефтяной основе.— Промывочная жидкость с неводной (нефтяной) основой — высокоокисленным битумом — в качестве коллоидной фазы, с натриевыми или кальциевыми солями

в качестве реагента—стабилизатора и структурообразователя, обладающая низкими фильтрационными свойствами и плотностью, но повышенной условной вязкостью, что обеспечивает возможность использования ее для вскрытия продуктивных пластов без ухудшения их свойств фильтратом, создания условий для определения начальной нефтенасыщенности по керну, проведения специальных геофизических исследований и др., а также при бурении в сложных условиях (сокр.: СИБ, 1973).

Прим. ред.: Известны и несколько иные рецептуры приготовления П.ж.н.о.

Син.: нефилтующаяся промывочная жидкость.

Проникновение фильтрата промывочной жидкости.— Фильтрация жидкости из скважины в пласт-коллектор при его вскрытии вследствие превышения давления в стволе над пластовым давлением, приводящая к образованию зоны проникновения, в которой снижается фазовая проницаемость для нефти и газа и в результате взаимодействия фильтрата с глинистыми частицами уменьшается абсолютная проницаемость, что приводит к снижению продуктивности скважины и увеличению времени ее освоения (В. Г. Каналин, М. К. Капралова, 1980).

Разведочное бурение.— Бурение скважин с целью разведки открытых месторождений нефти и газа (подготовки их к разработке.— Прим. ред.), а также для изучения геологического разреза в малоисследованных районах (опорные, параметрические, поисковые) (сокр.: ГС, 1978).

Система опробования скважин на нефть и газ. См. опробование пластов в скважине.

Строительство скважины.— Процесс строительства буровой скважины, состоящий из следующих основных операций: непосредственной проводки ствола скважины, производства геологических и геофизических исследований..., крепления ствола скважины стальными (или другими.— Прим. ред.) трубами... и подготовки скважины к выполнению ее основного назначения (сокр.: СНГ, 1958).

Син.: бурение скважины.

Тампонаж скважины. См. цементирование скважины.

Утяжеленная промывочная жидкость.— Промывочная жидкость различного состава, содержащая в дисперсной фазе утяжеляющие тонкие измельченные порошки минералов (барит, гематит и др.), применяемая при бурении в условиях высокого пластового и бокового давления (ТСГБ, 1978).

Фильтрат промывочной жидкости.— Жидкая фаза промывочной жидкости, которая отфильтровывается в пласт-коллектор (фильтром являются коллектор с малым диаметром пор и глинистая корка на стенках скважины) вследствие разности гидростатического давления столба жидкости в скважине и пластового давления.

— Промывочная жидкость, отфильтровавшаяся в пласт (ГОСТ 22609—77).

Цементирование скважины.— Разобщение водоносных и нефтеносных пластов и горизонтов, вскрытых скважиной..., путем цементирования затрубного кольцевого пространства между стенками скважины и обсадной колонной (ГС, 1978; близк.: СНГ, 1958; ТСГБ, 1978).

— Нагнетание в затрубное пространство цементного (иногда другого) раствора в целях разобщения пластов и обеспечения достаточной прочности крепления скважин способом, наиболее эффективным для данного месторождения (одноцикловый, манжетный, ступенчатый, способ обратного цементирования и др.), обеспечивающим подъем цемента за обсадными колоннами на высоты, обоснованные с учетом геологических особенностей разреза месторождения (сокр.: СИБ, 1973).

Шлам.— Обломки пород, выносимые промывочной жидкостью при бурении скважин, для исследования которых специальными приборами с ситами через 1—10 м проходки в зависимости от характера переслаивания пород отбирают пробы, лабораторное изучение которых, при достаточно точной привязке их к разрезу скважины, может давать прямые сведения о литологии, нефтегазонасыщенности и стратиграфии разреза (сокр.: И. Х. Абрикосов, И. С. Гутман, 1970; И. Г. Пермяков, Е. Н. Шевкунов, 1976).

— Обломки разбуриваемых горных пород, выносимые из скважины в процессе ее бурения на поверхность восходящим потоком промывочной жидкости, которые отбираются для определения литологии разрезов скважин и их корреляции (М. А. Жданов, 1970; близк.: СГН, 1958).

Эксплуатационная колонна.— Внутренняя обсадная колонна в конструкции скважины.

— Колонна, обычно имеющая единый диаметр по всему стволу скважины, реже ступенчатая с уменьшением диаметра сверху вниз (обобщ.: СИБ, 1973; Ю. А. Пешалов, 1980 и др.).

Эксплуатационное бурение.— Бурение добывающих, нагнетательных, контрольных и других скважин в соответствии с технологическими схемами (проектами) разработки, также с планами опытной и опытно-промышленной эксплуатации (близк.: СНГ, 1971; СИБ, 1973).

11. ИССЛЕДОВАНИЕ СКВАЖИН И ПЛАСТОВ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ЗАЛЕЖЕЙ

Акустический контроль цементирования.— Геофизический метод оценки герметичности затрубного пространства, при котором время пробега амплитуды волны по породе и колонне, регистрируемое аппаратурой акустического контроля цементирования, позволяет определить прочность контактов на границах цемент—колонна и цемент—порода (И. С. Гиниятов, Н. С. Кустов, 1980).

Син.: акустическая цементометрия.

Акустическая цементометрия. См. акустический контроль цементирования.

Вискозиметрия скважины.— Измерение динамической вязкости жидкости непосредственно в скважине с помощью глубинного вискозиметра. Син.: глубинная вискозиметрия.

Возмущающая скважина.— Скважина, по которой при изучении пласта методом гидропрослушивания производится изменение дебита (при-

емистости) пуск ее в работу или остановка после работы с целью создания импульса.

Влагометрия скважины.— Определение обводненности продукции: для скважины в целом — путем отбора пробы жидкости на ее устье и определения в ней доли воды с помощью аппарата Дина и Старка, центрифугирования и др.; для пластов многопластового объекта — путем исследования скважины комплексным глубинным прибором «Поток-4» или глубинным дебитомером в сочетании с глубинным влагомером. (близк.: В. Н. Васильевский, А. Н. Петров, 1973).

Син.: измерение обводненности скважины.

Гамма-каротаж.— Метод радиоактивного каротажа, позволяющий фиксировать гамма-аномалии в пласте, в стволе скважины и в цементном кольце при контроле за разработкой, используемый для выявления радиогеохимических аномалий, выполнения исследований методом радиоактивных изотопов, привязки к разрезу и учета гамма-фона пород при измерении другими нейтронными методами в различных категориях скважин (РППГМ, 1978).

Гамма-плотнометрия.— Один из методов исследования состава плотности смеси в стволе скважины, основанный на регистрации интенсивности проходящего через скважинную среду излучения от импульсного изотопного гамма-источника, используемый в сочетании с другими геофизическими методами для выявления интервалов и источников обводнения, интервалов притока в скважину нефти, газа, воды, соотношения фаз в потоке скважины, установления места отложения парафина на стенках скважины, также получения данных о скважине для выбора оптимального режима работы оборудования (сокр.: РППГМ, 1978).

Геолого-промысловые исследования при разработке.— Наблюдения при освоении и дальнейшей разработке эксплуатационного объекта, включающие: контроль за бурением всех категорий скважин; детальное изучение геологического строения эксплуатационного объекта; уточнение емкостно-фильтрационных параметров пластов прямыми методами; уточнение при необходимости запасов нефти и газа; контроль за всеми показателями работы скважин и объекта в целом, за изменением термодинамических условий залежи и физико-химических свойств нефти, воды, газа в пластовых и поверхностных условиях; контроль за обводнением скважин и пластов с целью комплексного обобщения на детальной геологической основе результатов всех видов исследований по контролю за извлечением запасов, оценки состояния разработки залежей и обоснования рекомендаций по ее совершенствованию.

Гидродинамические методы исследования скважин и пластов.— Методы определения некоторых важных гидродинамических характеристик пластов и скважин по данным измерений дебитов скважин и забойных давлений при установившихся (метод установившихся отборов, метод карт изобар) и неустановившихся (метод восстановления давления, метод гидропрослушивания) процессах фильтрации жидкостей и газов в пласте (В. Н. Васильевский, А. Н. Петров, 1973).

— Методы исследования скважин, решающие задачу определения геометрических и фильтрационных характеристик пласта при известных

изменениях давления и скорости фильтрации жидкости в некоторых точках пласта или исследуемого его участка (С. Г. Каменецкий, Б. С. Кузьмин, В. П. Степанов, 1974).

Гидроразведка. См. метод гидропрослушивания пласта.

Гидрохимический метод.—Метод контроля за обводнением пластов и скважин при разработке нефтяных и газовых залежей, основанный на существенной разнице в минерализации и химическом составе компонентов нагнетаемой воды, пластовых вод и водяных паров, которыми насыщен природный газ в пластовых условиях (обобщ.: А. Р. Ахундов и др., 1964; И. А. Леонтьев, В. Н. Петренко, Г. В. Рассохин, 1973).

Глубинная вискозиметрия. См. вискозиметрия скважины.

Глубинная потокометрия. См. расходомерия скважины.

Глубинная проба нефти. См. проба пластовой нефти.

Дебитограмма. См. потокограмма.

Динамика дебита скважины.—Кривые, характеризующие изменение дебита скважины по нефти, газу, жидкости во времени или в зависимости от накопленной по ней добычи, дающие важные сведения о продуктивности отдельных участков залежи, эффективности применяемой системы разработки и проводимых геолого-технологических мероприятий, состоянии скважины, ее призабойной зоны и скважинного оборудования.

Динамика обводнения скважины.—Кривая, характеризующая изменение обводнения продукции скважины во времени (или в зависимости от накопленной по ней добычи нефти, газа), дающая косвенную, но важную информацию о режиме залежи, об источнике обводнения (подъем ВНК или ГВК, перемещение нагнетаемой в пласт воды, конусообразование, чужая вода), о характере нефтегазонасыщенности пласта, об эффективности изоляционных работ, воздействия на призабойную зону, форсированного отбора жидкости, о целесообразности продолжения эксплуатации скважины и др.

Динамика промышленного газового фактора.—Кривая, характеризующая изменение промышленного газового фактора скважины, дающая информацию о режиме залежи, причинах роста добычи попутного газа (опускание ГНК, прорыв газа из газовой шапки, дегазация нефти, поступление газа из смежного пласта, сгорание нефти в пласте), об эффективности применяемого метода воздействия на пласт и т. п.

Динамограмма (рис. 50).—Фиксируемый самописцем динамографа график изменения нагрузок на полированный шток при ходе плунжера глубинного насоса вниз—вверх, позволяющий выявлять особенности работы насоса и обосновывать пути лучшего использования добывающих возможностей скважины.

—Записываемая динамографом диаграмма, по которой определяют количественные и качественные показатели работы глубиннонасосной установки, нагрузку на сальниковый шток в любой момент движения, длину хода плунжера и полированного штока, коэффициент наполнения насоса и т. п. (В. М. Муравьев, 1977).

Динамометрирование.—Контроль с помощью динамографа за работой глубинного насоса путем измерения и регистрации вблизи точки подвески штанг нагрузок, испытываемых штангами в процессе эксплуатации

скважины (В. Н. Васильевский, А. Н. Петров, 1973; В. М. Муравьев, 1977).

Дифференциальный профиль дебита. См. дифференциальный профиль притока.

Дифференциальный профиль поглощения. См. дифференциальный профиль приемистости.

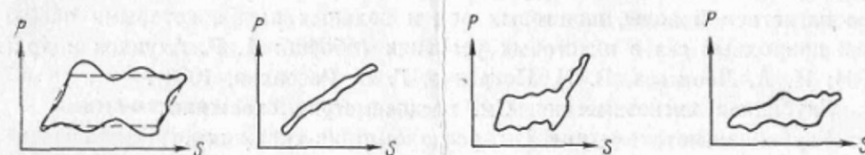


Рис. 50. Виды динамограмм.

P — нагрузка на штанги; S — длина хода штока

Дифференциальный профиль приемистости (рис. 51).—Диаграмма, показывающая величины расхода закачиваемого в скважину рабочего агента на каждую единицу мощности пласта (эксплуатационного объекта).

Син.: дифференциальный профиль поглощения.

Дифференциальный профиль притока.—Диаграмма, показывающая величины притока жидкости в скважину на каждую единицу мощности пласта (эксплуатационного объекта) (близк.: В. Д. Блажевич, 1969).

Син.: дифференциальный профиль дебита.

Диэлектрическая влагометрия.—Один из методов исследования состава смеси в стволе скважины, основанный на зависимости показаний влагомера от диэлектрической проницаемости смеси и, следовательно, от содержания в ней воды, используемый для решения тех же задач контроля разработки, что и гамма-плотнометрия (сокр.: РППГМ, 1978).

Замер дебита скважины.—Замер дебита нефти, газа, воды по скважине, выполняемый с установленной периодичностью непосредственно у скважины с помощью специальных устройств, либо на групповой установке или сборном пункте с помощью автоматизированных групповых установок типа «Спутник» и др., в целях учета добываемой продукции, контроля за состоянием скважины и эксплуатационного оборудования (сокр.: В. Н. Васильевский, А. Н. Петров, 1973).

Измерение обводненности скважины. См. влагометрия скважины.

Импульсный нейтронный каротаж.—Метод радиоактивного каротажа при контроле за разработкой, используемый: в неперфорированных интервалах — для определения положения ВНК, ГНК, ГВК, оценки текущей и остаточной нефтегазонасыщенности, интервалов обводнения, перетоков нефти и газа; в перфорированных интервалах — для оценки остаточной нефтенасыщенности, выявления интервалов, обводненных высокоминерализованными водами, выявления интервалов прорыва газа (сокр.: РППГМ, 1978).

Индикаторная диаграмма скважины (рис. 52).—Построенный по данным исследования скважины методом установившихся отборов график

зависимости дебита (приемности) скважины (ось абсцисс) от забойного давления или от перепада между пластовым и забойным давлением (ось ординат), использование которого позволяет определять продуктивность скважины, устанавливать оптимальную норму отбора жидкости (газа) или закачки рабочего агента по скважине, судить об изменении

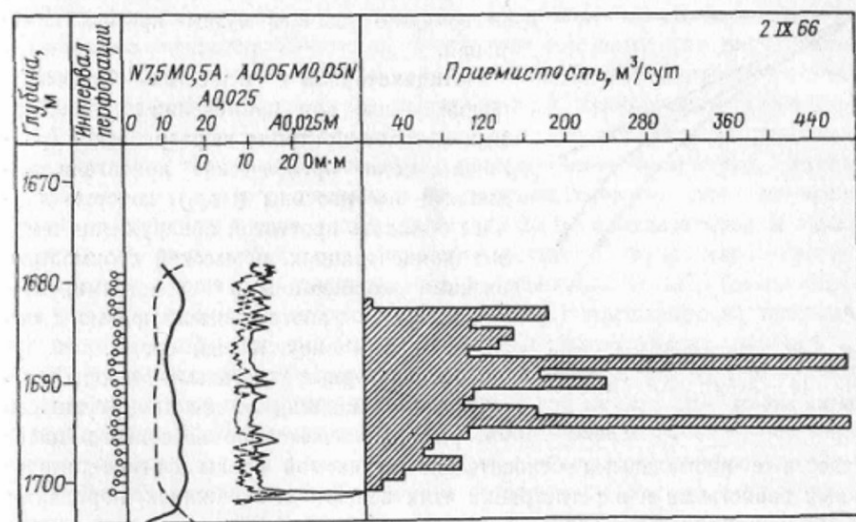


Рис. 51. Дифференциальный профиль приемности скважины

проницаемости в призабойной зоне скважины (близк: В. Н. Васильевский, А. Н. Петров, 1973).

Прим. ред.: По газовым скважинам индикаторные диаграммы строят также в виде графической зависимости дебита от разности квадратов пластового и забойного давлений или в других видах.

— Диаграмма, отражающая по скважине зависимость между дебитом и перепадом давления, основное назначение которой состоит в том, чтобы по данным небольшого числа исследований предсказывать добычные возможности скважины при изменении перепада давлений и, кроме того, с помощью дополнительных данных... в некоторых случаях оценивать такие фильтрационные характеристики пласта, как его гидропроводность и проницаемость (близк.: С. Г. Каменецкий, Б. С. Кузьмин, В. П. Степанов, 1974).

— Графическое изображение зависимости между дебитом скважины и перепадом давления, которое строится по данным исследования скважин на приток и по форме которого судят о законе фильтрации жидкости и газа в скважину (СГН, 1958; В. М. Муравьев, 1977).

Индикаторная диаграмма скважины многопластового объекта.— График с индикаторными линиями, построенными по объекту в целом и каждому пласту (прослою) в отдельности по данным исследования скважины методом установившихся отборов с замером забойного давления на нескольких режимах и дебита (приемности) каждого из пластов

(прослоев) с помощью глубинного расходомера (обобщ.: Р. Х. Муслимов, 1975; Б. С. Свищев, В. Н. Юдин, 1966; В. Н. Васильевский, А. Н. Петров, 1973 и др.).

Прим. ред.: По И. д. с. м. о. путем экстраполяции индикаторных линий до пересечения с осью ординат можно получить значения пластового давления для каждого из прослоев, что невозможно сделать путем прямых измерений.

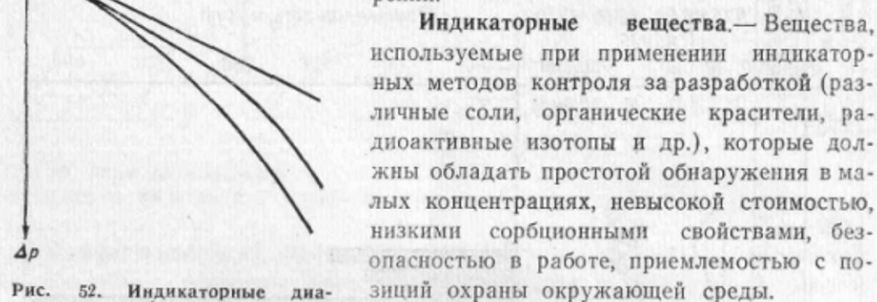


Рис. 52. Индикаторные диаграммы добывающих скважин (q — дебит; Δp — депрессия на забое)

Индикаторные вещества.— Вещества, используемые при применении индикаторных методов контроля за разработкой (различные соли, органические красители, радиоактивные изотопы и др.), которые должны обладать простотой обнаружения в малых концентрациях, невысокой стоимостью, низкими сорбционными свойствами, безопасностью в работе, приемлемостью с позиций охраны окружающей среды.

Индикаторные методы.— Методы исследования скважин и пластов, суть которых заключается во введении в пласт веществ с аномальными относительно изучаемой среды физико-химическими свойствами и в регистрации этих веществ в скважинах, породах и насыщающих их флюидах соответствующими геофизическими и другими методами для контроля за разработкой, уточнения геологического строения залежей, оценки технического состояния скважины и др. (Г. А. Звягин, 1978).

Прим. ред.: И. м. подразделяются по способу ввода индикаторного вещества, обычно обусловленному кругом решаемых задач (метод продавки в скважину, метод меченой промывочной жидкости, метод твердого носителя, метод трассирующих индикаторов и др.), а также по виду индикатора (метод радиоактивных изотопов, нейтронный метод меченого вещества, метод красителей и др.).

Син.: методы меченого вещества.

Инерционность притока.— Явление продолжающегося некоторое время затухающего притока жидкости в скважину после остановки ее на устье, обуславливающее совпадение регистрируемой кривой с асимптотической $\Delta p(lgt)$ лишь при больших значениях t , что затрудняет интерпретацию результатов исследования скважины методом восстановления давления (близк.: С. Г. Каменецкий, Б. С. Кузьмин, В. П. Степанов, 1974).

Син.: продолжающийся приток жидкости.

Интегральный профиль дебита. См. интегральный профиль притока.

Интегральный профиль поглощения.— Кривая, показывающая рост расхода закачиваемого в пласт рабочего агента от подошвы к кровле продуктивного пласта (близк.: В. А. Блажевич, 1969).

Син.: интегральный профиль приемности.

Интегральный профиль притока.— Кривая, показывающая рост дебита в скважине от подошвы к кровле продуктивного пласта (эксплуатационного объекта) (близк.: В. А. Блажевич, 1969).

См.: интегральный профиль дебита.

Интегральный профиль приемистости. См. интегральный профиль поглощения.

Исследование скважины.— Изучение скважины геологическими, геофизическими, гидродинамическими и другими методами для определения условий работы самой скважины, а также коллекторской характеристики пласта и условий фильтрации на участке пласта, дренируемом скважиной.

Комплекс методов исследования скважин для контроля за разработкой.— Арсенал геолого-промысловых, промыслово-геофизических, гидродинамических и других методов исследования скважин для получения данных о детальном строении и свойствах пластов-коллекторов и насыщающих их жидкостей и газов, термобарических и других характеристиках пластов и условиях дренирования в различных точках (скважинах) залежи, применяемый в широких (оптимальных) масштабах на протяжении всего периода разведки и разработки эксплуатационного объекта.

Контроль технического состояния скважин.— Комплекс геофизических, гидродинамических и других исследований в скважинах при их бурении и эксплуатации для изучения их состояния: определение искривления ствола; оценка диаметра ствола для расчета объема цементного раствора при цементировании обсадной колонны; определение высоты подъема цемента; локация муфт; выявление мест и причин посторонних притоков жидкости и газа; определение глубин забоя, местонахождения посторонних предметов, уровня жидкости; выявление поглощающих интервалов, мест гидравлического разрыва пласта и др. (М. М. Иванова, 1981).

Контрольная скважина.— Обобщающий термин для всех видов специальных скважин — пьезометрических, наблюдательных, оценочных, не числящихся в эксплуатационном фонде.

Контрольно-эксплуатационная скважина. См. эксплуатационно-наблюдательная скважина.

Коэффициент приемистости скважины.— Отношение суточной закачки воды в нагнетательную скважину к перепаду между забойным и пластовым давлением, при котором обеспечен данный объем закачки,— величина, обычно численно отличающаяся от коэффициента продуктивности той же скважины и возрастающая с увеличением забойного давления.

— Приращение объема закачки нагнетательной скважины при увеличении перепада между забойным и пластовым давлением на 0,1 МПа (И. Г. Пермяков, Е. Н. Шевкунов, 1976).

Коэффициент продуктивности скважины.— Коэффициент, характеризующий добычные возможности скважины — отношение ее дебита к соответствующему перепаду между пластовым и забойным давлением,— величина обычно постоянная (не зависящая от забойного давления) при установившейся фильтрации однофазной жидкости и переменная (зависящая от давления на забое скважины) при фильтрации газа или жидкости и газа (близк.: С. Г. Каменецкий, Б. С. Кузьмин, В. П. Степанов, 1974).

— Отношение дебита скважины к перепаду давления, при котором получен данный дебит,— величина, прямо пропорциональная мощности работающего пропластка и его проницаемости, обратно пропорциональная вязкости фильтрующейся в скважину жидкости и логарифму отношения радиуса контура питания к радиусу скважины (СГН, 1958; И. Г. Пермяков, Е. Н. Шевкунов, 1976).

— Количество нефти, которое может быть добыто из скважины в единицу времени при снижении давления на забое скважины на 0,1 МПа (М. А. Жданов, 1962; ГС, 1978).

— Коэффициент при прямолинейной индикаторной линии (или на начальном прямолинейном ее участке), численно равный тангенсу угла между индикаторной линией и осью давлений (депрессии) (М. А. Жданов, В. Н. Васильевский, А. Н. Петров, 1973 и др.).

Коэффициент светопоглощения нефти.— Используемый при применении метода фотоколориметрии показатель светопоглощения нефти $K_{сн}$, изменяющийся главным образом в зависимости от содержания асфальтосмолистых веществ, вычисляемый по формуле $K_{сн} = D / (0,4343 c e)$, где D — оптическая плотность раствора; c — концентрация поглощающего вещества; e — толщина поглощающего слоя (близк.: И. Ф. Глузов, А. Ф. Гильманшин, 1965; Ш. К. Гиматудинов, 1971; М. И. Максимов, 1975).

Кривая восстановления забойного давления.— Кривая восстановления в скважине давления от забойного до пластового (наклон ее зависит от дебита скважины, с которым она эксплуатировалась до остановки, гидропроводности и пьезопроводности пласта, величины приведенного радиуса скважины), на основании анализа которой можно определять некоторые гидродинамические характеристики скважины и пласта в ее районе (В. Н. Васильевский, А. И. Петров, 1973).

— Зависимость в координатах p (забойное давление) или Δp (депрессия) — lgt , построенная по результатам восстановления давления в скважине после ее остановки (В. М. Муравьев, 1975).

Кривая восстановления давления в разностных координатах. См. разностная кривая.

Кривая гидропрослушивания (рис. 53).— График, на котором в координатах t (ось абсцисс) — p (ось ординат) фиксируется кривая изменения давления на забое регистрирующей скважины (в течение некоторого периода до начала возмущения и непосредственно в процессе гидропрослушивания), обработка которой позволяет устанавливать наличие или отсутствие гидродинамической связи между скважинами и при отсутствии посторонних возмущений (не предусмотренных программой исследования) определять гидропроводность и пьезопроводность пласта (близк.: В. Н. Васильевский, А. И. Петров, 1973).

Локация муфт.— Метод, применяемый для определения положения муфтовых соединений колонны, точной привязки по глубине скважины показаний других приборов к положению муфтовых соединений, взаимной привязки показаний нескольких приборов, также для уточнения интервалов перфорации и др. (РППГМ, 1978).

Метод восстановления давления.— Гидродинамический метод определения фильтрационных характеристик пласта в скважине, основанный на

изучении неустановившихся процессов фильтрации жидкостей или газов, ... , который предусматривает изучение процессов изменения забойного давления и дебита скважины во времени или при переходе от одного установившегося режима эксплуатации к другому ... или в простейшем варианте — непрерывную регистрацию (в течение определенного

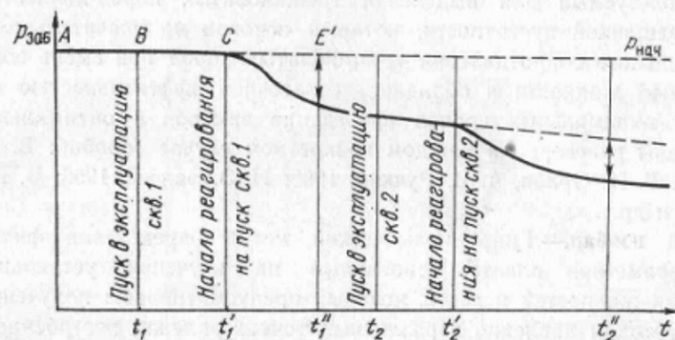


Рис. 53. Кривая гидропрослушивания в реагирующей скважине (по В. Н. Васильевскому, А. И. Петрову).

$P_{нач}$ — начальное пластовое давление; $P_{зоб}$ — давление на забое реагирующей скважины; t_1, t'_1, t''_1 — время с начала наблюдения после пуска в эксплуатацию скв. 1; t_2, t'_2, t''_2 — то же после пуска в эксплуатацию скв. 2

времени) забойного давления скважины после прекращения ее эксплуатации (В. Н. Васильевский, А. И. Петров, 1973).

Метод гидропрослушивания пласта.— Гидродинамический метод определения фильтрационных характеристик пласта, основанный на изучении неустановившихся процессов фильтрации,— по существу близкий к методу восстановления давления, но отличающийся тем, что при изменении режима эксплуатации скважины изменение давления регистрируется на забое другой скважины (высокочувствительными манометрами) (В. Н. Васильевский, А. И. Петров, 1973).

— Гидродинамический метод исследования пласта, использующий результаты регистрации изменения давления в реагирующих скважинах, вызванного изменением дебита в возмущающей скважине (применяется на нефтяных залежах, эксплуатируемых при давлении выше давления насыщения) (Ш. К. Гиматудинов, 1974).

— Гидродинамический метод исследования скважин, сущность которого заключается в том, что ... по уровню и характеру изменения давления в реагирующих скважинах при изменении режима работы соседних (возмущающих) скважин, времени прихода возмущенной ими «волны давления» можно судить о многих свойствах пласта ..., о наличии в нем не установленных при бурении непроницаемых границ и примерном их расположении (И. Д. Амелин, 1978).

Син.: гидроразведка.

Метод двустороннего восстановления давления.— Разновидность метода восстановления давления, заключающаяся в регистрации двух кривых восстановления давления (после остановки скважины и после

долива или закачки в нее некоторого объема нефти), сочетание которых позволяет определить при неньютоновских свойствах пластовой нефти истинное пластовое давление и начальный градиент (А. Х. Мирзаджанзаде, Г. Г. Вахитов, В. С. Орлов и др., 1975).

Метод двух растворов.— Метод геофизического исследования скважин, используемый для выделения трещиноватых пород-коллекторов и оценки трещинной пустотности, который основан на значительном изменении удельного сопротивления трещиноватых пород при смене солесности промывочной жидкости и обладает достаточной эффективностью при соблюдении минимальных сроков проведения замеров и оптимальном порядке смены растворов в каждом конкретном случае (обобщ.: В. М. Нечай, 1964; Л. И. Орлов, А. В. Ручкин, 1965; Н. З. Залеев, 1966; В. Н. Дахнов, 1969 и др.).

Метод изобар.— Гидродинамический метод определения фильтрационных параметров пласта, основанный на изучении установившейся фильтрации жидкостей и газов, который предусматривает: получение данных о пластовом давлении в различных точках залежи; построение карты изобар; проведение линий тока, перпендикулярных к изобарам; определение для участков залежи гидропроводности и проницаемости пласта с использованием данных о расходе жидкости, проходящей через участок, перепаде давления на участке, характеристике размеров участка, расстояний между изобарами и др. (обобщ.: В. Н. Васильевский, А. И. Петров, 1973; М. И. Максимов, 1975; С. Г. Каменецкий, 1974 и др.).

Метод изохрон обводнения.— Метод исследования процесса заводнения залежи, предусматривающий построение карт изохрон обводнения и с их помощью — оценку в динамике коэффициента охвата залежи заводнением дифференцированно для различных ее частей и прогноз конечной нефтеотдачи (М. Л. Сургучев, 1966).

Метод мгновенного подлива.— Один из экспресс-методов исследования простаивающих скважин, применяемый только для «непереливающихся» скважин, сущность которого заключается в том, что в скважине с установившимся (статическим) уровнем тем или иным способом производится резкое повышение этого уровня на несколько метров, а затем ведутся наблюдения за его снижением во времени до первоначального положения (В. Н. Васильевский, А. И. Петров, 1973).

Метод меченой промывочной жидкости.— Метод добавки индикаторов в промывочную жидкость, с помощью которого решаются те же задачи, что и методом продавки, кроме того, изучаются условия формирования зоны проникновения и оценивается качество опробования пластов, степень их дренирования при испытании, объем фильтрата промывочной жидкости (Г. А. Звягин, 1978).

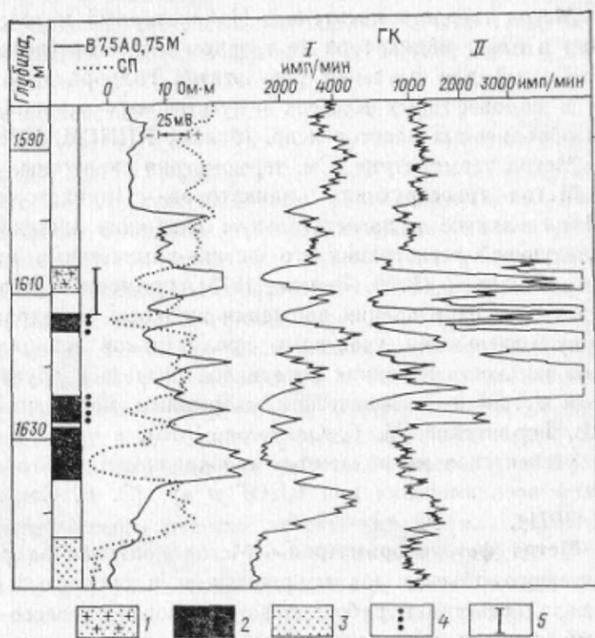
Метод подкачки газа.— Один из экспресс-методов исследования простаивающих скважин, применяемый как для «непереливающихся», так и для «переливающихся» скважин с избыточным давлением на устье, ... при котором в скважину, устье которой герметизировано, с помощью компрессора или из баллона закачивается газ (или воздух) с таким расчетом, чтобы уровень жидкости постепенно был оттеснен на несколько метров (или десятков метров) ..., при этом регистрируется изменение

забойного и устьевого давлений с помощью манометров (В. Н. Васильевский, А. И. Петров, 1973).

Метод пробных откачек. См. метод установившихся отборов.

Метод продавки индикаторных веществ.—Индикаторный метод, основанный на продавке в пласты индикаторного вещества (бора, фтора,

Рис. 54. Определение качества цементирования скважины методом радиоактивных изотопов (по Б. Н. Орлинскому).
Песчаники: 1 — обводненные; 2 — нефтеносные; 3 — водоносные; 4 — интервалы перфорации; 5 — интервалы колонной циркуляции; 1-1 — диаграмма ГК соответственно до и после закачки радиоактивных изотопов



кадмия и др.) для дифференциации разреза скважины по емкостным и фильтрационным свойствам и решения технологических задач (выявления интервалов поглощения жидкости, определения границ обводненной части пласта, проверки целостности цементного камня и герметичности колонны и др.— Прим. ред.) путем изучения радиометрических и других показаний (Г. А. Звягин, 1978).

Метод прослеживания уровня.—Метод, идентичный методу восстановления давления, применяемый в «непереливающих» скважинах с целью регистрации изменения уровня после их остановки (ввода); также составная часть экспресс-методов исследования простаивающих скважин— прослеживание уровня жидкости после создания возмущающего импульса.

Метод радиоактивных изотопов (рис. 54).—Индикаторный метод, при котором в качестве индикаторного вещества используются радиоактивные изотопы, выбираемые исходя из поставленных задач и физико-химических свойств изотопов и их соединений (близк.: РППГМ, 1978).

Метод радиоактивных пуль.—Способ ввода меченого вещества в скважину с помощью пулевого перфоратора, выстреливающего специальными пулями, начиненными этим веществом (РППГМ, 1978).

—Прострел некоторого интервала в скважине пулями с радиоактивной оболочкой, которая за определенное время растворяется в воде (нефти) и вместе с потоками жидкости выносится из пластов, что позволяет путем сопоставления повторного замера гамма-активности с контрольным замером выявить обводнившиеся интервалы пластов (сокр.: М. А. Токарев, 1974).

Метод твердого носителя.—Индикаторный метод, основанный на внесении в пласт индикатора на твердом веществе (песке, смолах и др.), используемый для изучения результатов гидроразрыва пласта, для создания в водонефтяных пластах искусственных экранов, селективной изоляции обводненных пластов и др. (близк.: РППГМ, 1978).

Метод термометрии. См. термометрия скважины.

Метод трассирующих индикаторов.—Индикаторный метод, основанный на закачке в нагнетательную скважину индикаторного вещества и последующей регистрации его физико-химическими методами в добывающих скважинах (Г. А. Звягин, 1978), применяемый для оценки истинных скоростей и направления движения жидкости в недрах, определения связи между отдельными участками продуктивной площади, выявления перетоков жидкости из одних интервалов разреза в другие по литологическим окнам ... или тектоническим разрывным нарушениям (М. А. Жданов, Е. В. Гординский, М. Г. Ованесов, 1975), а также для установления путей утечек газа из подземных газохранилищ, контроля за перемещением очагов воспламенения при ВДОГ и др. (Э. В. Соколовский, В. М. Зайцев, 1971).

Метод фотоколориметрии.—Метод контроля за разработкой эксплуатационного объекта (за направлением и скоростью перемещения нефти, за долей участия в работе пластов многопластового объекта и др.), который основан на наличии определенных закономерностей в изменении естественного индикатора нефти—коэффициента светопоглощения ($K_{св}$) в пределах залежи и на связи динамики изменения этого показателя, определяемого по пробам добываемой из скважин нефти, с перемещением жидкости в пластах.

Прим. ред.: Метод предложен в 1960 г. И. Ф. Глузовым и А. Ф. Гильманшиным.

—Метод определения степени поглощения света исследуемым раствором, интенсивности окраски его (используемый для изучения изменения свойств нефти по залежи.— Прим. ред.) (В. В. Давликанов, И. Л. Мархасин, 1970; Р. А. Везирова, Р. М. Дадашев, 1978).

Метод установившихся отборов.—Гидродинамический метод исследования, основанный на изучении установившейся фильтрации жидкостей, газов и газожидкостных смесей и предусматривающий определение по скважине дебита и депрессии на нескольких, минимум двух, режимах работы скважины (в том числе может быть режим с нулевым дебитом, т. е. режим остановки) (С. Г. Каменецкий, Б. С. Кузьмин, В. П. Степанов, 1974).

—Метод выявления зависимости между дебитами скважин (при многопластовой продукции по отдельным компонентам) и величинами забойных давлений, предусматривающий последовательную эксплуатацию

скважины на нескольких установившихся режимах и построение по полученным данным индикаторной диаграммы (В. Н. Васильевский, А. И. Петров, 1973).

— Метод, заключающийся в последовательном изменении режима эксплуатации скважины с одновременным замером дебита и забойного давления после того, как в скважине устанавливается приток при каждом новом режиме ее работы, что позволяет определить зависимость дебита от забойного давления (И. Г. Пермяков, Е. Н. Шевкунов, 1976).

Син.: метод пробных откачек.

Методы меченого вещества. См. индикаторные методы.

Наблюдательная скважина. — В нефтяной промышленности — специальная скважина, пробуренная в пределах залежи, обычно с неперфорированной колонной, реже необсаженная или обсаженная неметаллическими трубами в интервале исследования, предназначенная для периодического контроля нейтронными методами за изменением положения водонефтяного контакта, перемещением нагнетаемой воды или другого рабочего агента, изменением нефтегазонасыщенности пластов.

— В газовой промышленности — специальная скважина, которая вскрывает горизонт в пределах газонасыщенной части, но в течение продолжительного времени не эксплуатируется и служит для точных замеров давления и наблюдения за продвижением контакта газ — вода (или газ — нефть и нефть — вода при наличии нефтяной оторочки) (ПРГГМ, 1971).

Нарушение технологического режима работы скважины. — Значительное отклонение показателей работы нефтяной скважины (дебита нефти, обводненности, газового фактора) от установленного технологического режима в результате образования в скважинах песчаных пробок, эрозии штуцера жидкостью. . . , отложения парафина в скважине или наземном оборудовании, отложения солей в подъемных трубах и выкидных линиях, нарушения режима работы используемого для эксплуатации скважин оборудования (также непредвиденных аномалий в характере работы продуктивных пластов, конусообразования и др. — Прим. ред.) (ПРНМЭС, 1964).

— Отклонение показателей работы газовой скважины от технологического режима в связи с гидратообразованием, изменением состояния призабойной зоны скважины, наземного оборудования и характера размещения остаточных запасов газа (ПРГГМ, 1971).

Нейтронный каротаж. — Метод радиоактивного каротажа со стационарным источником нейтронов, включающий нейтронный гамма-каротаж (НГК) и нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (НК-Т), при контроле за разработкой применяемый в неперфорированных скважинах или при перфорации пласта в кровле значительно выше ВНК для определения текущего газонефтяного и газоводяного контактов, перетоков газа, интервалов прорыва газа, оценки газонасыщенности, также в качестве дополнительного метода для определения водонефтяного контакта в скважинах с высокой минерализацией вод (сокр.: РППГМ, 1978).

Нейтронный метод меченого вещества. — Индикаторный метод, основанный на том, что в пласт закачивается вещество, сильно поглощающее

тепловые нейтроны, и проводятся измерения методом импульсного нейтронного каротажа в процессе и после закачки меченого вещества (может использоваться для определения работающих мощностей пластов в скважинах, наличия заколонных перетоков, выявления интервалов обводнения при низкой минерализации вод, оценки остаточной нефтенасыщенности) (РППГМ, 1978).

Носитель индикатора. — Среда (вода, глинистый раствор, песок, смола и др.) или приспособление (перфорационные пули и др.), которые используются в качестве носителя индикатора при проведении исследований индикаторными методами.

ОМПТ. — Обсадные электронепроводящие металлопластмассовые трубы с равномерно распределенными в них электрическими контактами (конструкция Уфимского нефтяного института), составляющие часть обсадной колонны скважины, перекрывающую эксплуатационный объект, которые обеспечивают возможность проведения в скважине высокоинформативных измерений по методу сопротивлений с получением более надежной, чем другими применяемыми методами, количественной оценки изменения насыщенности пластов во времени (М. А. Токарев, 1980).

Определение забойного давления. — Замер давления глубинным манометром у кровли пласта при установившемся режиме работы скважины (часто перед остановкой скважины для замера пластового давления).

Прим. ред.: 1. При многопластовом объекте забойное давление может быть замерено непосредственно у кровли каждого пласта или определено с учетом поправки на разницу глубин залегания пластов, исходя из замера у одного из пластов. 2. О. з. д. может быть осуществлено и иными путями с выполнением соответствующих расчетов по величине давления на устье действующей фонтанной скважины, по положению динамического уровня в механизированной скважине и др.

Определение пластового давления. — При однопластовом эксплуатационном объекте — замер давления глубинным манометром у кровли пласта после остановки скважины и восстановления в ней давления; при многопластовом объекте — экстраполяция до пересечения с осью давления индикаторных диаграмм каждого пласта, полученных в результате исследования скважин глубинным расходомером и глубинным манометром на нескольких установившихся режимах работы.

Прим. ред.: О. п. д. для однопластового объекта иногда осуществляют другими способами.

Оценочная скважина. — Специальная скважина, пробуренная обычно по особой технологии с отбором керна из продуктивных пластов и проведением необходимого комплекса электрометрических промыслово-геофизических исследований, предназначенная для определения начальной, текущей или остаточной нефтегазонасыщенности пласта и затем используемая для других исследований.

Потокограмма. — Фиксируемая при исследовании скважины глубинным дистанционным расходомером серия последовательных точек, отражающая характер нарастания расхода жидкости по мере перемещения прибора от подошвы к кровле эксплуатационного объекта.

Син.: расходограмма, дебитограмма.

Проба газа. — Соответствующим образом отобранный (обычно с помощью аспиратора, с предотвращением попадания атмосферного воздуха. — Прим. ред.) и сохраняемый в герметичном сосуде образец газа, подлежащий анализу (СГН, 1958).

Проба пластовой нефти. — Проба нефти, поднятая с забоя скважины глубинным пробоборником с сохранением пластового давления, используемая для изучения свойств пластовой нефти на специальной аппаратуре (близк.: СГН, 1958).

Син.: глубинная проба нефти.

Продолжающийся приток жидкости. — См. инерционность притока.

Промыслово-геофизические исследования при разработке. — Промыслово-геофизические исследования, вносящие значительный вклад в решение задач контроля за разработкой месторождений: электрометрические (КС, ПС, индукционный каротаж и др.), радиоактивные (нейтронный каротаж, гамма-каротаж, импульсный каротаж, нейтронный метод меченого вещества и т. п.), термометрия и другие виды каротажа, применяемые в оптимальном комплексе для исследования процесса вытеснения нефти и газа, изучения эксплуатационных характеристик пластов, технического состояния скважин, исследования скважин для выбора оптимального режима работы технологического оборудования (близк.: РППГМ, 1978).

Профилеметрия. См. расходомерия скважины.

Пьезометрическая скважина (рис. 55). — Скважина в законтурной или приконтурной части залежи, оборудованная пьезографом, для постоянного замера и регистрации уровня жидкости в ней и определения пластового давления по высоте столба воды (близк.: В. М. Муравьев, 1977).

— Скважина, выделенная для непрерывной регистрации изменения пластового давления обычно из числа разведочных, попавших в законтурную (водяную) часть пласта или в газовую шапку, либо из числа обводнившихся... исследования которой позволяют уточнить карту изобар и получить данные для суждения о некоторых свойствах пласта в законтурной области (М. И. Максимов, 1975; близк.: М. А. Жданов, 1970).

— Скважина, вскрывающая продуктивный пласт в пределах его водонасыщенной части и предназначенная для наблюдения за снижением уровня законтурной или подошвенной воды, из числа разведочных приконтурных и законтурных или обводнившихся вследствие продвижения воды в залежь добывающих скважин..., или пробуренная специально на крупном газовом месторождении (ПРГГМ, 1971).

Прим. ред.: В последние годы ряд авторов относят к пьезометрическим скважинам наряду с законтурными остановленные нефтяные скважины, предназначенные для наблюдения за изменением в них уровня жидкости или устьевого давления.

Пьезометрия. — Процесс непрерывной регистрации положения уровня жидкости в «непереливающихся» скважинах с целью контроля за поведением пластового давления или непосредственного наблюдения за пластовым давлением.

Разностная кривая. — Кривая, описывающая процесс восстановления давления в координатах время (ось абсцисс) — логарифм депрессии на забое скважины (ось ординат), по характеру которой устанавливается

соотношение видов пустот в коллекторе смешанного типа (сокр.: И. В. Кривоносов, Ю. А. Балакирев, 1975; близк.: Н. П. Лебединец, 1961; Р. М. Минчева, 1967).

Син.: кривая восстановления давления в разностных координатах.

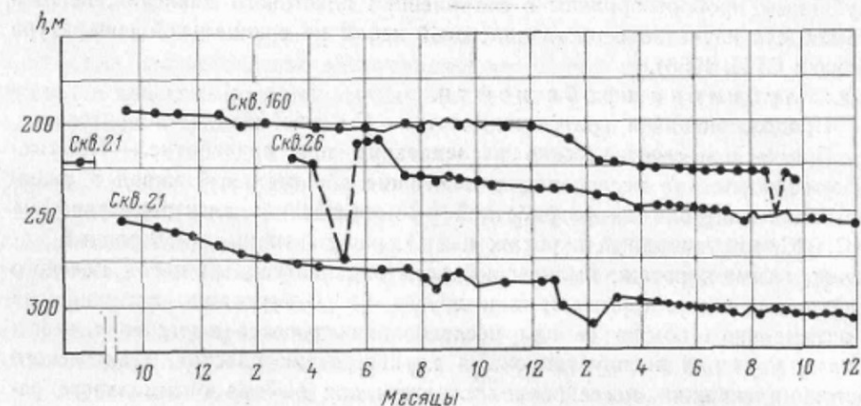


Рис. 55. Снижение уровней в пьезометрических скважинах угленосного горизонта Коробковского месторождения (по М. И. Максиму)

Расходограмма. См. потокограмма.

Расходомерия скважины. — Процесс исследования добывающей или нагнетательной скважины с помощью глубинного расходомера с целью изучения распределения расхода жидкости по мощности объекта разработки. Син.: глубинная потокомерия, профилеметрия.

Реагирующая скважина. — Действующая или простаивающая скважина, по которой при изучении пласта методом гидропрослушивания ведутся наблюдения за изменением забойного давления, вызванным изменением дебита (приемистости) возмущающей скважины.

Резистивиметрия скважины. — Один из методов исследования состава смеси в скважине, основанный на использовании ее электрических свойств (удельного электрического сопротивления или проводимости), являющийся основным методом для различения двух типов смеси в скважине — гидрофильной (нефть в воде) и гидрофобной (вода в нефти) и используемый для определения водонефтяного раздела в скважине, выделения в гидрофильной среде мест поступления в колонну воды с различной степенью минерализации (сокр.: РППГМ, 1978).

Термограмма. — Кривая распределения температуры по стволу скважины (от устья до забоя или в выбранном интервале глубин), снятая до начала эксплуатации скважины (геотерма), в процессе ее работы или после останова (сокр.: В. Н. Васильевский, А. И. Петров, 1973).

Термокаротаж. См. термометрия скважины.

Термометрия скважины. — Метод, при котором измеряют температуру вдоль ствола скважины для изучения естественного теплового поля Земли и выявления тепловых аномалий при бурении и эксплуатации нефтяных и газовых скважин в целях изучения геологического строения месторожде-

ний нефти и газа и контроля за техническим состоянием скважин (И. Г. Пермяков, Е. Н. Шевкунов, 1976).

— Температурные измерения по стволу скважины, позволяющие: изучать начальный тепловой фон месторождения по разрезу и простирацию каждого из наблюдаемых пластов и на этой основе уточнить представления о геологическом строении месторождения; исследовать теплообменные процессы, возникающие в стволе скважины и ее приствольной зоне при бурении и креплении; контролировать изменение теплового режима продуктивных пластов в процессе разработки с выявлением их влияния на условия дренирования; осуществлять контроль за работой и техническим состоянием скважин (определять работающие интервалы пластов, перекрытых и не перекрытых лифтовыми трубами, обнаруживать дефекты в техническом состоянии скважин и др.) (близк.: А. В. Лутков, 1979).
Син.: термокаротаж, метод термометрии.

Удельный коэффициент приемистости.— Коэффициент приемистости нагнетательной скважины, отнесенный к единице вскрытой скважинной мощности пласта.

Удельный коэффициент продуктивности.— Коэффициент продуктивности скважины, отнесенный к единице вскрытой данной скважинной мощности пласта (СГН, 1958).

Прим. ред.: Используется для сравнительной оценки продуктивности скважин, для определения кондиционных значений параметров нефтегазо-насыщенных пластов и др.

Форма индикаторной диаграммы.— Вид индикаторной линии, отражающей зависимость дебита от забойного давления (депрессии): прямой (установившееся движение в пласте однофазной жидкости); выпуклый к оси дебита (нарушение при больших депрессиях линейного закона фильтрации однофазной жидкости, проявление инерционных сил в трещинном коллекторе, выделение газа из нефти в призабойной зоне пласта, фильтрация газа и др.); выпуклый к оси давления (в нефтяной скважине — приобщение новых прослоев, в нагнетательной — раскрытие трещин или приращение работающей мощности при увеличении депрессии) (обобщ.: Ш. К. Гиматулинов, 1974; В. Н. Васильевский, А. И. Петров, 1973; С. Г. Каменецкий, 1974; В. Н. Майдебор, 1971; П. Я. Жицкий, Л. И. Корниленко, 1966).

Форма кривой восстановления давления.— Форма зависимости $\Delta p(lgt)$ прямолинейная (начиная с некоторого момента после остановки скважины) — при однородном строении пласта вблизи скважины; состоящая из двух прямолинейных участков разного наклона — при различной гидропроводности призабойной и удаленной зон пласта; состоящая из трех прямолинейных участков — при более сложном характере неоднородности пласта (обобщ.: В. Н. Васильевский, А. И. Петров, 1973; С. Г. Каменецкий, 1974 и др.).

Прим. ред.: в. в. д. может быть принята за основу для оценки искусственной или естественной неоднородности пласта вблизи скважины лишь при достаточно продолжительном времени исследования.

Эксплуатационно-наблюдательная скважина.— Скважина, в которой часть продуктивных пластов перфорирована, а другая — не перфорирована

и которая выполняет роль контрольной для неперфорированных и действующей — для перфорированных пластов (РППГМ, 1978).

— Эксплуатационная скважина, специально оборудованная для изучения контакта газ — вода (или газ — нефть и нефть — вода при наличии нефтяной оторочки), точных замеров давления газа и т. п., которая периодически выключается из эксплуатации (ПРГГМ, 1971).

Син.: контрольно-эксплуатационная скважина.

Экспресс-методы гидродинамических исследований скважин.— Разновидности метода восстановления давления для исследования простаивающих или пьезометрических скважин... — создание в скважине такого возмущающего импульса, при котором объем закачанной или отобранной из пласта жидкости не превышает объема ствола скважины (мгновенный подлив жидкости, оттеснение уровня жидкости закачкой газа) ..., с последующим прослеживанием восстановления положения уровня до первоначального (С. Г. Каменецкий, Б. С. Кузьмин, В. П. Степанов, 1973).

— Модификации метода восстановления давления — метод подкачки газа и метод «мгновенного» подлива, используемые для исследования неэксплуатирующихся скважин с целью получения графиков изменения забойного давления и объема жидкости в стволе скважины во времени, путем обработки которых определяются те же параметры, что и при исследовании скважины методом восстановления давления (В. Н. Васильевский, А. И. Петров, 1973).

Электрический каротаж.— Промышленно-геофизические методы электрометрии, используемые в необсаженных скважинах для: выделения продуктивных и водоносных пластов, установления начального положения ВНК, ГНК, ГВК (боковое электрическое зондирование, индукционный каротаж) в разведочных и в первых промышленных скважинах; определения текущего положения контактов; выделения обводняющихся пластов; количественной оценки текущей нефтегазонасыщенности (те же методы в скважинах, пробуренных после некоторого периода разработки, при заводнении пластов высокоминерализованной водой); выделения в некоторых возможных случаях интервалов, обводненных пресной закачиваемой водой (методы СП и КС) (сокр.: Б. М. Орлинский, 1977).

Син.: электрокаротаж.

Эхометрирование.— Способ отбивки уровня жидкости в скважине с помощью эхолота — источника звуковой волны, при котором измеряют время прохождения звука от устья до уровня жидкости и обратно, после определения скорости распространения звука в данной среде рассчитывают положение уровня.

Син.: эхометрия.

Эхометрия. См. эхометрирование.

12. ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫЙ АНАЛИЗ И РЕГУЛИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ

Анализ процесса разработки. См. анализ разработки.

Анализ разработки.— Комплексное изучение результатов геолого-промысловых, геофизических, гидродинамических и других исследований сква-

жин и пластов в процессе разработки залежи с целью изучения текущего размещения запасов нефти и газа и процессов, протекающих в продуктивных пластах, с выработкой на этой основе рекомендаций по регулированию разработки.

Син.: анализ процесса разработки.

Баланс закачки и отбора. См. компенсация отбора закачкой.

Баланс закачки и отбора накопленный. См. накопленная компенсация отбора закачкой.

Баланс закачки и отбора текущий. См. текущая компенсация отбора закачкой.

Барьер давления. — Зона повышенного пластового давления, создаваемая путем закачки воды в нагнетательные скважины внутриконтурного ряда для предотвращения перетоков жидкости или газа между соседними участками залежи.

Безводная добыча нефти из скважины (эксплуатационного объекта). См. добыча нефти в безводный период.

Безводный период разработки. — Период, когда из залежи (эксплуатационного объекта) в условиях вытеснения нефти (газа) из пластов водой продукция извлекается практически без воды (оп.).

Безразмерное время (τ). — Параметр, используемый для построения характеристики вытеснения, — отношение накопленного отбора жидкости из эксплуатационного объекта к его начальным балансовым запасам нефти (в пластовых условиях — при вытеснении нефти водой. — Прим. ред.) (обобщ.: М. И. Максимов, 1975; Б. Т. Баишев, В. В. Исайчев, С. В. Кожакин и др., 1978 и др.).

Син.: количество объемов воды, прошедших через залежь.

Вал нефтяной. — Зона повышенной нефтенасыщенности перед водонефтяным фронтом при вытеснении газированной нефти водой (оп.).

Виды движения воды в пласте. — Два основных вида движения воды, вытесняющей нефть из пласта, — подъем водонефтяного контакта (при естественных режимах с перемещением контурных вод и при законтурном заводнении) и фронтальное перемещение (при внутриконтурном заводнении).

Водная добыча нефти из скважины (эксплуатационного объекта). См. добыча нефти в водный период.

Водный период разработки. — Часть общего периода разработки залежи (эксплуатационного объекта), когда добыча нефти (газа) сопровождается нарастающим отбором воды в добываемой продукции (оп.).

Водяной барьер. — Водяная зона, создаваемая искусственно в пласте для разобщения различных частей залежи.

Водонефтяной фактор. — Отношение накопленных при разработке эксплуатационного объекта на любую дату отборов воды и нефти (определяемое в зависимости от решаемых задач в поверхностных или пластовых условиях) (М. М. Иванова, 1976).

Водяной конус (рис. 56). — Локальная обводненная область пласта, образующаяся вокруг действующей нефтяной скважины в результате деформации поверхности водонефтяного контакта.

Водяной «язык». — Участок разрабатываемой нефтяной (газовой) залежи с локальным опережающим движением водонефтяного (газоводяного) контакта по напластованию пород.

Син.: «язык» обводнения.

Время эксплуатации скважины. — Продолжительность в часах непосредственного извлечения из скважины нефти или газа при непрерывной

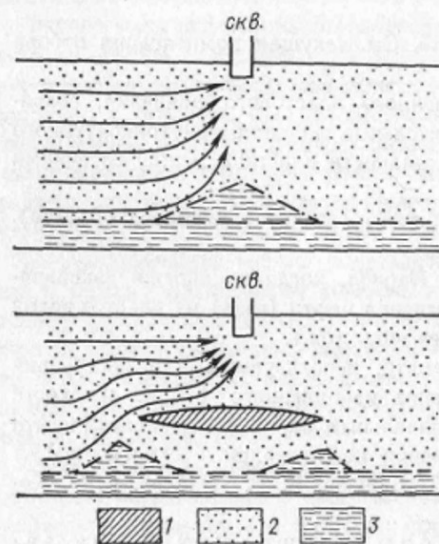
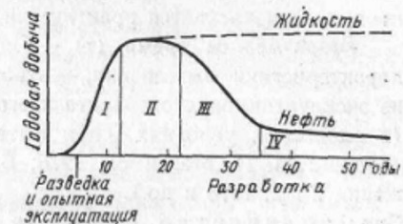


Рис. 56. Схемы образования водяных конусов (по М. И. Максиму).

1 — глины; песчаники; 2 — нефтеносные, 3 — водоносные

Рис. 57. Стадии разработки (I—IV) нефтяного месторождения (по М. М. Ивановой)



и периодической ее работе, включая время накопления жидкости (оп.).

Вскрытие продуктивного разреза снизу вверх. — Последовательное вскрытие продуктивного разреза большой мощности, при котором вскрытые в скважинах интервалы дренируют до высокого обводнения и после их изоляции переходят на расположенные выше части разреза (близк.: В. Н. Майдебор, 1971).

Прим. ред.: В. п. р. с. в. рекомендуется для залежей, приуроченных к трещинным коллекторам большой мощности.

Вторая стадия разработки (рис. 57). — Стадия относительно устойчивого высокого уровня добычи нефти (с отклонением от максимального не более чем на 5%) при разработке нефтяного эксплуатационного объекта, характеризующаяся нарастанием обводнения продукции к концу периода, переводом части (при малой вязкости пластовой нефти) или практически всего фонда скважин (при повышенной вязкости нефти) на механизированную эксплуатацию и отбором к концу периода в зависимости от вязкости соответственно 50—60 и 30—40% извлекаемых запасов нефти (М. М. Иванова, 1976).

— Стадия высокого, сравнительно стабильного уровня добычи нефти, в течение которой происходит нарастание обводнения продукции при сохранении в действии почти всего фонда пробуренных скважин (С. А. Оруджев, Н. С. Ерофеев, М. М. Иванова и др., 1970).

Прим. ред.: Определения В. с. р. даны для условий вытеснения нефти водой.

Вторичная газовая шапка. — Газовая шапка, образующаяся при разработке нефтяной залежи в результате снижения пластового давления ниже давления насыщения нефти газом, приводящего к появлению свободного газа в пласте и перемещению его в повышенную часть ловушки (при хорошей вертикальной проницаемости или при значительном наклоне пласта (М. И. Максимов, 1975).

Выжженная зона пласта. См. выжженный объем пласта.

Выжженный объем пласта. — Часть объема продуктивного пласта, через которую прошел фронт горения при реализации процесса внутрипластового горения (оп.). Син.: выжженная зона пласта.

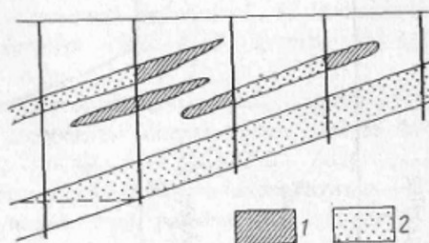


Рис. 58. Характеристика выработки эксплуатационного объекта
1 — тупиковые зоны; 2 — выработанный объем залежи

Выпадение асфальтенов. — Возможное при разработке некоторых нефтяных месторождений выпадение асфальтенов в пласте при введении в него химреактивов, растворителей и др., которое может приводить к затуханию фильтрации в результате закупоривающего действия асфальтенов и гидрофобизации пористой среды (близк.: К. Б. Аширов, 1965; В. С. Мелик-Пашаев, 1979).

Выработанный объем залежи (рис. 58). — Часть эффективного объема залежи (эксплуатационного объекта), оказавшаяся после определенного периода разработки за пределами текущего контакта между нефтью (газом) и вытесняющим агентом, исключая объем оставшихся целиков.

Син.: объем промытой части залежи.

Выравнивание профиля притока. — Выполнение операций, направленных на увеличение притока жидкости из низкопроницаемых коллекторов путем улучшения их проницаемости искусственным созданием каналов растворения в продуктивном пласте с помощью солянокислотной, термокислотной и глинокислотной обработок, очисткой пустотного пространства от илистых материалов, созданием искусственных или расширением естественных трещин в породах с помощью гидравлического разрыва пласта или взрыва торпед на забое, удалением парафина, солей и смол, осевших на стенках поровых каналов или ствола скважины, снижением вязкости нефти методами термомеханической обработки скважин и теплового воздействия на призабойную зону (также путем регулирования закачки воды по разрезу эксплуатационного объекта в ближайших нагнетательных скважинах. — Прим. ред.) (сокр.: И. Д. Амелин и др., 1978).

Газовый конус. — Локальная загазованная область пласта, образующаяся вокруг действующей нефтяной скважины в результате деформации поверхности газонефтяного контакта.

Газовый «язык». — Участок разрабатываемой нефтяной части газонефтяной залежи с локальным опережающим движением газонефтяного контакта по напластованию пород.

Гидравлический разрыв пласта. — Метод, предусматривающий создание или открытие имеющихся в пласте естественных трещин путем нагне-

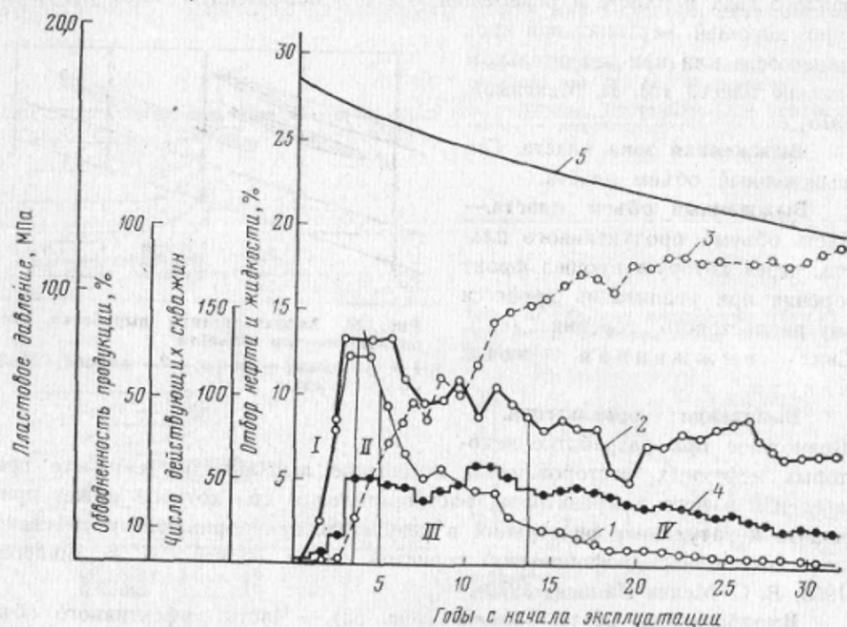


Рис. 59. График показателей разработки нефтяной залежи при природном упругоупорном режиме (по М. М. Ивановой, 1976).

I, II, III, IV — стадии разработки; 1 — годовая добыча нефти; 2 — годовой отбор жидкости; 3 — обводненность продукции; 4 — число действующих скважин; 5 — пластовое давление

тания специальной жидкости и последующего сохранения трещин в открытом состоянии за счет заполнения их песком или другими материалами. (обобщ.: Г. К. Максимович, 1954; Ю. П. Желтов, С. А. Христанович, 1955; А. Г. Дурмишьян, 1957; М. И. Дацк, С. П. Пустовойт, 1961; В. Г. Логинов, В. А. Блажевич, 1966; А. С. Меликбеков, 1969; Ш. К. Гиматудинов, 1979 и др.).

Прим. ред.: Г. р. п. применяют в породах различного типа для повышения продуктивности скважин, улучшения профилей притока, приемистости, создания непроницаемых экранов в водонефтяном пласте и т. п.

График перемещения водонефтяного контакта. — Составленный в прямоугольной системе координат график, на котором нанесены абсолютные отметки ВНК по скважинам (ось ординат) с учетом даты их исследования (ось абсцисс) (близк.: С. А. Султанов, 1974).

График показателей разработки. См. график разработки.

График разработки (рис. 59). — Комплекс кривых, отражающих изменение во времени основных годовых (квартальных, месячных) и накоплен-

ных показателей разработки объекта: добычи нефти, отбора жидкости, обводненности продукции, нагнетания рабочего агента, фонда скважин, пластового давления, промыслового газового фактора и др.

Давление гидравлического разрыва пласта. — Давление, создаваемое на забое скважины, при котором происходит образование трещин в обрабатываемом пласте, фиксируемое резким увеличением приемистости скважины (и иногда резким снижением давления) (обобщ.: Г. К. Максимович, 1954; Ю. П. Желтов, С. А. Христианович, 1955; А. Г. Дурмишьян, 1957; М. И. Дацик, С. П. Пустовойт, 1961 и др.).

Дело скважины. — Техническая и геолого-промысловая документация скважины, включающая основные документы, составленные при ее бурении (буровой журнал, каротажные кривые, геологический разрез скважины), и документацию, отражающую всю историю эксплуатации, — паспорт скважины, карточку годовых показателей работы, эксплуатационный журнал с регистрацией суточных операций и показателей, карточку с результатами исследований скважины и другие документы (близк.: ПРГГМ, 1964).

Диспергирование нефти. — Явление, имеющее место при разработке нефтяных залежей, когда в результате увеличения насыщенности коллектора смачивающей фазой (водой) нефть (несмачивающая фаза) теряет свою непрерывность, распадается на отдельные капли, устремляющиеся в крупные поры, и находится там в состоянии дискретной (островной) насыщенности (близк.: М. И. Максимов, 1975).

— Явление разрыва сплошности вытесняемой нефти, при котором она находится в зоне вытеснения... в виде свободных линз, окруженных водой, или линз, обволакивающих отдельные агрегаты, в виде капель, прилипших к твердой поверхности зерен породы, или капель, взвешенных в воде, а также в виде тонкой пленки, покрывающей поверхность породы (плёночная нефть) (С. Т. Овнатанов, К. А. Карапетов, 1970).

— Раздробление крупных частиц (нефти. — Прим. ред.) на более мелкие, приводящее к увеличению поверхности раздела, т. е. к дисперсности (ГС, 1978).

— Дробление тела, по мере которого суммарная поверхность частиц постепенно возрастает, а вместе с ней возрастает и число поверхностных молекул..., в результате чего явления, происходящие в поверхностном слое, становятся более ощутимыми... (Ф. И. Котяхов, 1956).

Добыча нефти в безводный период. — Количество нефти, извлеченной из скважины (или эксплуатационного объекта в целом) до появления значительного количества воды в продукции (оп.).

Син.: безводная добыча нефти из скважины (эксплуатационного объекта).

Добыча нефти в водный период. — Количество нефти, извлеченной из скважины (или эксплуатационного объекта в целом) после появления воды в добываемой продукции (оп.).

Прим. ред.: За Д. н. в. п. по эксплуатационному объекту часто принимают добычу, полученную при обводненности продукции >5—10 %.

Син.: водная добыча нефти из скважины (эксплуатационного объекта).

Добыча нефти (газа) суммарная. См. накопленная добыча нефти (газа).

Дренаруемый объем. См. объем залежи, охваченный разработкой.

Застойная зона. См. зона отсутствия влияния закачки.

Зона активного влияния закачки. — Участки пласта, в пределах которых благодаря восполнению отбора закачкой обеспечиваются достаточно высокое пластовое давление и активная работа нефтяных скважин.

— Зона пласта, в пределах которой обеспечивается устойчивое фонтанирование скважин при постоянном пластовом давлении; в пределах такой зоны баланс закачки воды и отбора жидкости из пласта будет положительным или нейтральным (И. П. Чоловский, 1977).

Зона недостаточного влияния закачки. — Участки пласта, которые в связи с их частичной экранированностью или ограниченными объемами нагнетания воды испытывают недостаточное воздействие, что обуславливает снижение пластового давления и дебитов скважин (не соответствующих продуктивности пласта).

— Зона пласта, в пределах которой объем закачиваемой воды не может обеспечить поддержание пластового давления выше давления фонтанирования и для эксплуатации скважин требуется механизированный способ добычи; в пределах таких зон складывается отрицательный баланс закачки воды и отбора жидкости (И. П. Чоловский, 1977).

Син.: зона ослабленного влияния закачки.

Зона обводнения пласта. — Объем пласта, заключенный между начальным положением ВНК и условной границей между зонами обводненных и безводных скважин (М. Л. Сургучев, 1973).

Зона ослабленного влияния закачки. См. зона недостаточного влияния закачки.

Зона отбора жидкости. — Часть площади эксплуатационного объекта, разрабатываемого в условиях естественного напора краевых вод, законтурного заводнения или «разрезания» на блоки или площади, которая ограничена линиями, проходящими за пределами внешних рядов добывающих скважин на расстоянии, равном принятому расстоянию между скважинами (близк.: И. Г. Пермяков, 1959; М. А. Жданов, 1970 и др.).

Зона отсутствия влияния закачки. — Участки пласта, в пределах которых влияние закачки практически не наблюдается и при механизированной добыче происходит постоянное снижение пластового давления и дебитов скважин (в связи с полным экранированием участков, удаленностью от нагнетательных скважин или недостаточными объемами нагнетаемой воды. — Прим. ред.) (И. П. Чоловский, 1977).

Син.: застойная зона.

Зона термохимических реакций. — Часть продуктивного пласта, в пределах которой жидкофазное окисление нефти сопровождается выделением тепла.

Избирательное обводнение эксплуатационного объекта. См. послонное продвижение воды.

Изоляционные работы в скважине. — Отключение обводненного пласта или его интервала с целью ограничения притока воды в скважину (оп.).

Изоляция притока воды.— Выполнение в скважине геолого-технических мероприятий по выявлению места поступления воды и его устранению путем применения наиболее эффективного для конкретных геолого-технологических условий метода (один из способов цементных заливок, создание искусственного водонепроницаемого экрана, применение химреактивов и др.). (оп.).

Интенсивность выработки пластов. См. относительная интенсивность разработки пласта.

Искусственный водоизолирующий экран. См. искусственный водонепроницаемый экран.

Искусственный водонепроницаемый экран.— Созданный искусственно в прискважинной зоне пласта несколько выше водонефтяного контакта прослой водонепроницаемого вещества, назначение которого — замедлить процесс обводнения скважины подошвенной водой (близк.: Р. Г. Сулейманов, 1971).

Син.: искусственный водоизолирующий экран.

Капитальный ремонт скважин.— Особо сложные ремонтные работы в скважинах, связанные с выпрямлением смятых колонн, цементировкой забоя скважин с целью изоляции водных притоков или возврата на вышележащие горизонты, разбуриванием плотной слежавшейся пробки, ликвидацией сложных аварий и пр. (В. М. Муравьев, А. П. Крылов, 1949).

Карта влияния закачки воды (рис. 60).— Карта, на которой площадь распространения коллекторов дифференцирована по состоянию на определенную дату по степени эффективности заводнения (в условиях применяемой системы разработки) (М. М. Иванова, 1957).

— Карта, на которой выделены зоны пласта с различной степенью восполнения пластовой энергии (И. П. Чоловский, 1977).

Карта выработанной мощности эксплуатационного объекта (рис. 61).— Карта, иллюстрирующая в изолиниях по состоянию на определенную дату характер распределения мощности коллекторов в части залежи, выработанной за счет перемещения контакта между нефтью (газом) и вытесняющим агентом.

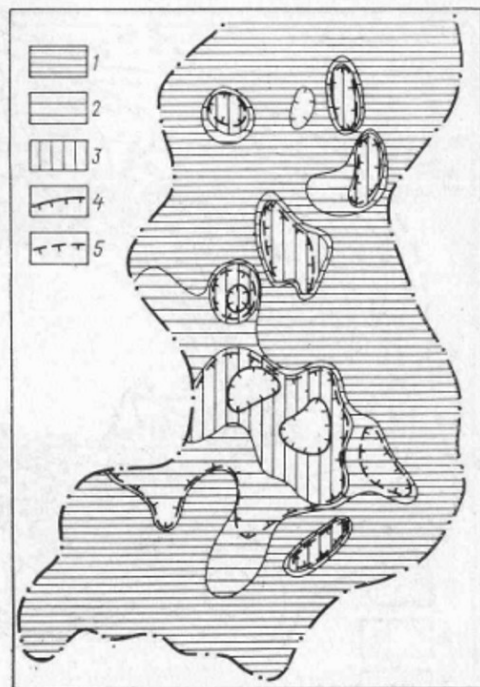


Рис. 60. Схематическая карта влияния закачки воды в пласт (по И. П. Чоловскому). Площади, на которых: 1 и 2 — закачка воды обеспечивает соответственно фонтанирование и механизированную добычу нефти дебитом 10 т/сут, 3 — влияние закачки незначительно, дебиты < 10 т/сут; границы: 4 — замещения коллекторов плотными породами, 5 — распространения малопродуктивных коллекторов мощностью около 4 м

Син.: карта заводненной мощности (при вытеснении нефти или газа водой).

Карта заводненной мощности (при вытеснении нефти или газа водой). См. карта выработанной мощности эксплуатационного объекта.

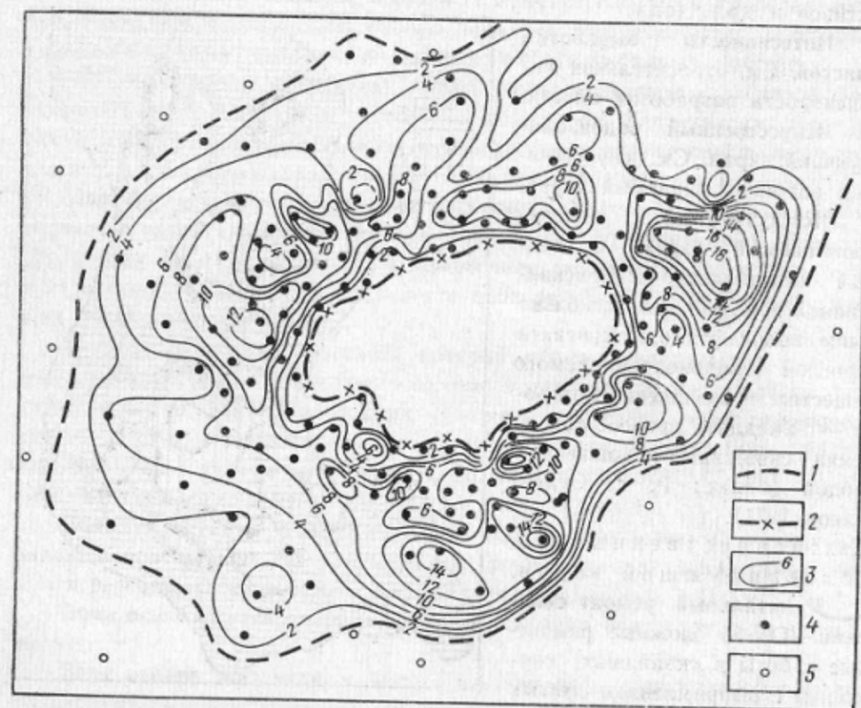


Рис. 61. Карта выработанной мощности пласта Д₁ Бавлинского месторождения (по С. А. Султанову).

Контуры нефтеносности: 1 — внешний; 2 — внутренний; 3 — изопахиты, выработанной мощности пласта; скважины: 4 — добывающие; 5 — нагнетательные

Карта изокон.— Карта равных значений коэффициента светопоглощения, составленная на определенную дату по данным определения $K_{сп}$ добываемой нефти по всем скважинам однопластовой залежи; сравнение K и с одноименной картой, составленной на другую дату, позволяет ориентировочно определять направление движения, длину пути и скорость горизонтального перемещения нефти в период между исследованиями (А. Ф. Гильманшин, 1966).

Карта изохрон обводнения.— Используемая для исследования процесса заводнения залежи методом изохрон обводнения карта, на которой линиями одновременного появления воды в скважинах фиксируется положение фронта воды на определенные даты, через 0,5—1,5 года эксплуатации (в зависимости от возможной детализации); при этом залежь разбивается на последовательные зоны, среди которых первой (внешней) явля-

ется зона между начальными внешним и внутренним контурами нефтеносности, а при внутриконтурном заводнении... — зона между рядом нагнетательных скважин и первым положением зафиксированного фронта обводнения (М. Л. Сургучев, 1968).

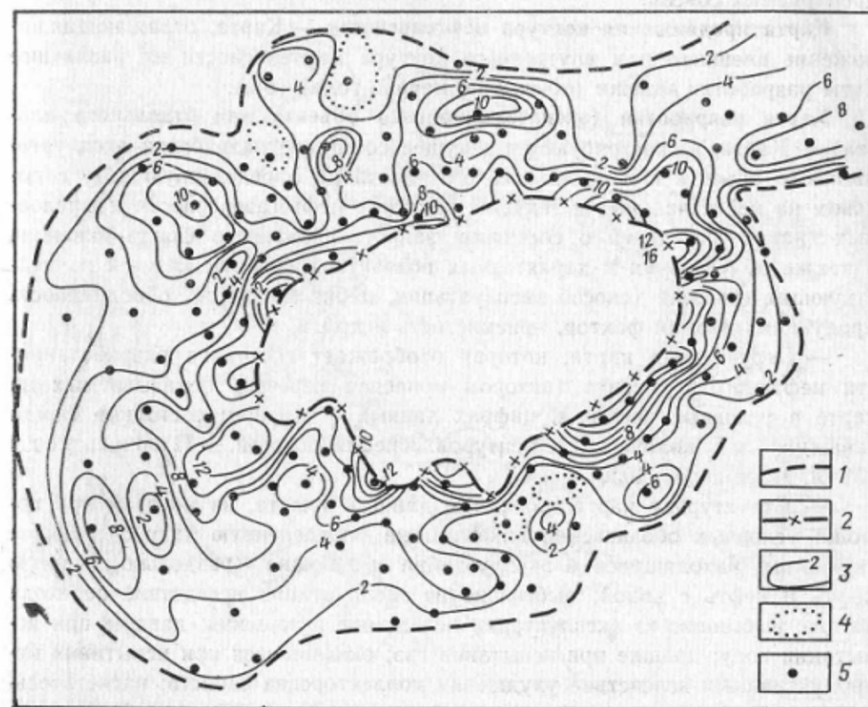


Рис. 62. Карта остаточной нефтенасыщенной мощности пласта Д₁ Бавлинского нефтяного месторождения (по С. А. Султанову).
Контурсы нефтеносности: 1 — внешний; 2 — внутренний; 3 — изопахиты остаточной нефтенасыщенной мощности пласта; 4 — зоны нулевой нефтенасыщенной мощности пласта; 5 — добывающие скважины

Карта накопленных отборов и закачки. — Карта, на которой на определенную дату в условных обозначениях показаны по каждой скважине суммарные с начала разработки объемы отбора жидкости и нефти и закачки рабочего агента, а также положение начальных и текущих контуров нефтеносности.

Син.: карта суммарных отборов и закачки.

Карта обводнения фонда скважин. — Карта, на которой в изолиниях показано на определенную дату изменение по площади залежи (эксплуатационного объекта) обводненности продукции добывающих скважин в процентах.

Карта остаточной нефтенасыщенной (газонасыщенной) мощности пласта (рис. 62). — Карта, характеризующая в изолиниях эффективную мощ-

ность пласта (эксплуатационного объекта) между его кровлей и текущим контактом нефти (газа) с вытесняющим агентом.

Карта охвата пласта (эксплуатационного объекта) разработкой. — Карта, показывающая границы зон с разной степенью влияния воздействия на пласт, зон, дренируемых за счет природных видов энергии, и недренируемых совсем.

Карта продвижения контура нефтеносности. — Карта, отражающая положение внешнего или внутреннего контура нефтеносности на различные даты разработки залежи (обычно на начало года) (оп.).

Карта разработки (эксплуатационного объекта или отдельного пласта). — Карта, иллюстрирующая текущее состояние разработки эксплуатационного объекта или отдельного его пласта на определенную дату с показом на ней начальных и текущих контуров нефтегазоносности и в условных знаках — сведений о состоянии запроектированного фонда скважин, а также об условиях и характерных показателях работы каждой из действующих скважин (способ эксплуатации, дебит жидкости, обводненность продукции, газовый фактор, приемистость и др.).

— Структурная карта, которая отображает состояние разработанности нефтяного горизонта (автором приведен перечень показываемых на карте в условных знаках и цифрах данных о текущем состоянии фонда скважин и положении контуров нефтеносности. — Прим. ред.) (М. Я. Искендеров, 1956).

— Структурная карта по кровле данного пласта, на которой при помощи условных обозначений показаны на определенную дату следующие скважины: находящиеся в эксплуатации и дающие (раздельно) чистую нефть и нефть с водой; выбывшие из эксплуатации вследствие перехода на газ; выбывшие из эксплуатации вследствие истощения; давшие при испытании воду; давшие при испытании газ; оказавшиеся при испытании непродуктивными вследствие ухудшения коллекторских свойств; нагнетательные, пьезометрические, наблюдательные и др. (М. А. Жданов, 1970).
Син.: карта текущего состояния разработки, карта текущих отборов жидкости и нагнетания воды.

Карта суммарных отборов и закачки. См. карта накопленных отборов и закачки.

Карта текущего состояния разработки. См. карта разработки (эксплуатационного объекта или отдельного его пласта).

Карта текущей поверхности ВНК (рис. 63). — Карта, отражающая в изолиниях положение водонефтяного контакта после определенного периода разработки залежи, основанная на результатах его непосредственного исследования в скважинах и на косвенных данных об обводненности скважин, скорости перемещения ВНК и др. (близк.: С. А. Султанов, 1974).

Карта текущих отборов жидкости и нагнетания воды. См. карта разработки (эксплуатационного объекта или отдельного его пласта).

Количество объемов воды, прошедших через залежь. См. безразмерное время.

Компенсация отбора закачкой. — Соотношение (выраженное в процентах или долях единицы) объемов закачанной в пласт и отобранной из него жидкости, пересчитанных на пластовые условия (оп.).

Син.: соотношение объема и закачки, баланс закачки и отбора, коэффициент закачки.

Контроль за разработкой месторождений нефти и газа. — Осуществляемая в процессе разработки система мероприятий по детальному изучению эксплуатационного объекта и всестороннему исследованию процесса

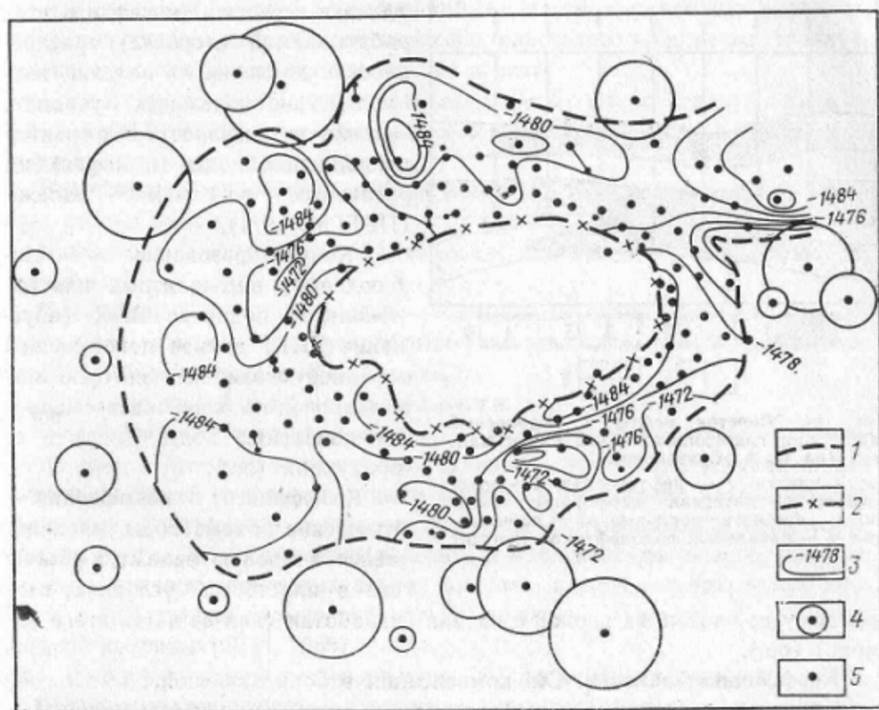


Рис. 63. Карта текущей поверхности водонефтяного контакта пласта Д₁ Бавлинского нефтяного месторождения (по С. А. Султанову).

Контурные нефтеносности: 1 — внешний; 2 — внутренний; 3 — изолинии текущей поверхности водонефтяного контакта; скважины: 4 — нагнетательные (величина окружности пропорциональна объему закачанной воды); 5 — добывающие

извлечения нефти и газа из пластов, предусматривающая: исследование скважин геологическими, геофизическими, гидродинамическими и другими методами; обработку и интерпретацию получаемых по скважинам результатов с оценкой наблюдаемых параметров и явлений по объекту в целом (с построением соответствующих карт, схем, зависимостей, таблиц и т. п.); комплексное геолого-промысловое обобщение результатов контроля всеми методами в целях оценки состояния разработки и обоснования рекомендаций по ее совершенствованию.

— Детализация геологического строения эксплуатационного объекта (по данным эксплуатационного бурения, эксплуатации скважин и глубинных исследований), изучение режима работы залежи в процессе разработки, выявление факторов, влияющих на динамику добычи нефти и дру-

гие технологические показатели, исследование условий извлечения нефти и газа из недр (М. А. Жданов, Е. В. Гординский, М. Г. Ованесов, 1975).

— Проведение всесторонних исследований скважин и обобщение полученного фактического материала, на основании чего должны определяться и периодически уточняться: режим залежи; начальные и текущие (остаточные) запасы газа и конденсата в залежи (и нефти в разрабатываемой оторочке); распределение давления по залежи; взаимодействие отдельных участков залежи; интенсивность и характер продвижения воды (и нефти) на различных участках залежи (ПРГГМ, 1971).

Конусообразование. — Наблюдаемое в монолитных пластах локальное поднятие ВНК (опускание ГНК) вблизи действующей нефтяной скважины, которое может приводить к преждевременному появлению воды (газа) в ее продукции (оп.).

Коэффициент возмещения. — Отношение объема воды, внедрившейся в газовую залежь, к объему газа в пластовых условиях, отобранному из залежи за период с начала разработки (или за часть этого периода) (оп.).

Коэффициент закачки. См. компенсация отбора закачкой.

Кривые накопления. См. характеристики вытеснения нефти водой.

Максимально допустимый рабочий дебит газовой скважины. — Максимально возможный начальный дебит скважины, определяемый после проведения всех работ по интенсификации притока газа в зависимости от условий устойчивости коллекторов, подтягивания конусов и языков обводнения к забою скважины, от возможностей конструкции и технического состояния скважин, системы газосбора и др. (ПРГГМ, 1971).

Межпластовые перетоки (рис. 64). — Образующиеся в процессе эксплуатации при разности давлений между пластами перетоки жидкости из пласта с большим давлением в пласт с меньшим давлением, интенсивность которых зависит от степени гидродинамической связи и перепада давления (М. И. Максимов, 1975).

Мероприятия по регулированию разработки. См. способы регулирования (процесса) разработки.

Метод аналогии в промысловой геологии. — Использование и учет явлений и закономерностей, установленных в процессе подсчета запасов и разработки хорошо изученных нефтяных (газовых) месторождений, при изучении новых месторождений с близкой геолого-промысловой характеристикой.

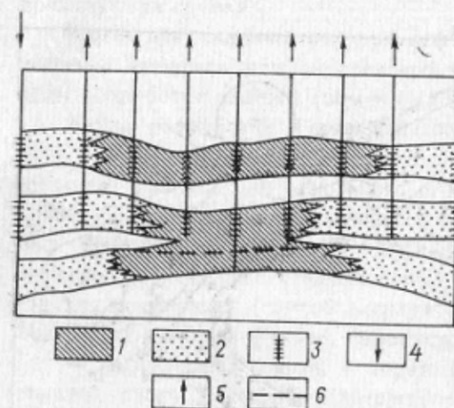


Рис. 64. Переток нефти в водоносный пласт при гидродинамической связи пластов (по С. А. Султанову).

Части пласта: 1 — нефтеносная; 2 — водоносная; 3 — интервал перфорации; скважины: 4 — нагнетательные; 5 — добывающие; 6 — начальный водонефтяной контакт

Накопленная добыча нефти (газа). — Добыча нефти (газа) с начала разработки эксплуатационного объекта (пласта, многопластового объекта, месторождения) на определенную дату (оп.).

Син.: добыча нефти (газа) суммарная.

Накопленная компенсация отбора закачкой. — Отношение (выраженное в процентах или долях единицы) накопленных на определенную дату объемов закачанной воды и отобранной жидкости в пластовых условиях, характеризующее суммарное восполнение пластовой энергии по эксплуатационному объекту или отдельному его пласту.

Син.: накопленное соотношение отбора и закачки, накопленный баланс закачки и отбора, накопленный коэффициент закачки.

Накопленное соотношение отбора и закачки. См. накопленная компенсация отбора закачкой.

Накопленный коэффициент закачки. См. накопленная компенсация отбора закачкой.

Накопленный отбор жидкости. — Суммарный отбор жидкости на определенную дату с начала разработки — по скважине, пласту, эксплуатационному объекту, месторождению (оп.).

Син.: суммарный отбор жидкости.

Неустойчивость пород-коллекторов. — Разрушаемость пород в призабойной зоне в процессе эксплуатации скважины вследствие ослабления механических связей между частицами породы в результате размывающего действия фильтрующейся жидкости (газа) (А. С. Меликбеков, 1963), приводящее иногда к образованию каверны в продуктивном пласте, обрушению и сползающим глинистых пород, которые, в свою очередь, могут приводить к нарушению цементного кольца скважины, а иногда и к смятию обсадной колонны (СГН, 1958).

Син.: разрушаемость пласта в прискважинной зоне.

Обводнение продукции. — Динамика значений обводненности продукции эксплуатационного объекта в целом, отдельного пласта многопластового объекта, участка пласта, скважины и др., изучаемая в абсолютном или относительном времени.

Обводнение скважин водой других горизонтов. — Поступление в эксплуатируемую определенным горизонтом скважину воды из ниже- или вышележащих водоносных горизонтов в связи с некачественным цементированием или нарушением герметичности обсадной колонны (оп.).

Обводнение скважины подошвенной водой. — Поступление в эксплуатируемую скважину подошвенной воды в связи с близостью нижних отверстий фильтра к начальному или текущему водонефтяному (газоводяному) контакту, с образованием водных конусов или с некачественным цементированием скважины в интервале между отверстиями фильтра и ВНК.

Обводненная добыча нефти из скважины (эксплуатационного объекта). См. добыча нефти в водный период.

Обводненная скважина. — Добывающая скважина, обводненность продукции которой достигла высокого значения и вступила в период замедления ее роста.

Обводненность продукции. — Отношение отобранной за период (месяц, квартал, год) воды к количеству добытой за этот период продукции, выраженное в процентах (по массе или объему) — по эксплуатационному объекту в целом, отдельному пласту многопластового объекта, участку пласта, скважине и др.

Обводняющая скважина. — Добывающая скважина с относительно невысокой, но возрастающей быстрым темпом обводненностью продукции.

Обобщение опыта разработки. — Сравнительное изучение условий и результатов разработки эксплуатационных объектов и месторождений в целом для выявления наиболее эффективных решений по выбору систем и показателей разработки залежей с разными геолого-физическими характеристиками.

Обработка призабойной зоны пласта. — Воздействие на призабойную зону пласта в целях улучшения или восстановления фильтрационных свойств, а также крепления ее при неустойчивости коллекторов агентами и способами, выбираемыми в зависимости от геолого-физических условий и поставленной задачи — кислотами, нефтекислотными эмульсиями, растворителями, паром, электропрогревом, пенами, растворами ПАВ, кумулятивной и гидropескоструйной перфорацией, термохимическим способом, облучением тепловым и акустическим полями, смолами и др. (обобщ.: А. С. Меликбеков, А. А. Боксерман, Ю. П. Желтов, Н. А. Мальцев, М. Ф. Путилов, В. С. Асмоловский и др.).

Общий срок разработки залежи (эксплуатационного объекта). — Продолжительность разработки залежи с момента пуска в эксплуатацию первой скважины, давшей нефть (газ), до прекращения эксплуатации последней скважины (С. Т. Овнатанов, К. А. Карпетов, 1967).

Объем залежи, охваченный процессом заводнения. — Часть объема залежи, на которую воздействует давление от закачиваемой в пласт воды (М. И. Максимов, 1975).

Объем залежи, охваченный разработкой. — Часть объема залежи, включенная в процесс дренирования за счет всех видов ее энергии.

Син.: дренируемый объем.

Объем незаводненной части залежи. — Объем нефтенасыщенных пород, залегающих выше текущего положения ВНК или при внутриконтурном заводнении — между искусственно созданными контактами (М. И. Максимов, 1975).

Объем промытой части залежи. См. выработанный объем залежи.

Опережающая разработка пласта. — Один из возможных подходов к разработке многопластового эксплуатационного объекта, предусматривающий отбор нефти из наиболее дебитного продуктивного пласта, особенно если он нижний, более высокими темпами, чем из других пластов объекта.

Оптимальный интервал перфорации. — Интервал перфорации, при котором достигается безводный и безгазовый дебит нефти (оп.).

Прим. ред.: Термин используется применительно к нефтегазовым залежам, подстилаемым водой.

Основная норма отбора. См. технологическая норма отбора нефти (газа) из скважины.

Основной период разработки.— Период, объединяющий первую, вторую и третью стадии разработки нефтяного эксплуатационного объекта, в течение которого отбирается основная часть извлекаемых запасов нефти (80—90 %) при сравнительно высоких средних темпах отбора нефти (М. М. Иванова, 1976).

Отдающий пласт (интервал). См. работающий пласт (интервал).

Относительная интенсивность разработки пласта.— Показатель, характеризующий относительный темп выработки пластов многопластового объекта, выражаемый через отношение доли добычи пласта в годовой добыче из объекта в целом к доле запасов этого пласта в начальных извлекаемых запасах объекта.

— Отношение процента отбора нефти (из данного пласта от общей добычи из горизонта) к проценту запасов данного пласта от общих запасов по горизонту (М. А. Жданов, 1970).

Син.: интенсивность выработки пластов.

Оторочка вытесняющего агента.— Вытесняющий агент, занимающий в пласте пустотное пространство между вытесняемой нефтью и рабочим агентом.

Отток нагнетаемой воды.— Явление, возникающее при законтурном заводнении, когда частично или полностью нагнетаемая вода поступает в водоносную часть пласта в связи с улучшенной коллекторской характеристикой (по сравнению с нефтеносной или при наличии экранирующего слоя на водонефтяном контакте (близк.: А. П. Крылов, 1962)).

Оценочная кривая.— Кривые, выражающие зависимость между обводненностью скважин и расстоянием ВНК относительно нижних пределов перфорации (используемые для оценки текущего положения ВНК по данным обводнения скважин.— Прим. ред.) (А. А. Трофимук, В. Р. Лисунов, В. В. Стасенков, 1957).

Паспорт скважины.— Документ, в котором зафиксированы основные геологические, технические и технологические сведения по скважине: назначение, дата начала и конца бурения, положение и глубина забоя, конструкция, альтитуда устья, ротора, колонного фланца, геологический разрез, абсолютные отметки продуктивных пластов, даты и интервалы их перфорации, данные эксплуатации скважины, сведения о различных исследованиях, осложнениях в процессе бурения и эксплуатации, работах по их ликвидации, капитальных и текущих ремонтах (В. Г. Канапин, М. К. Капралова, 1981).

— Документ, где отображена хронологическая запись основных сведений геолого-производственного характера о бурении и работе скважины (М. Ф. Мирчинк, 1946).

Первая стадия разработки (см. рис. 57).— Стадия разбуривания скважин основного фонда и освоения системы заводнения при разработке нефтяного эксплуатационного объекта, характеризующаяся ростом добычи нефти при небольшой обводненности продукции (М. М. Иванова, 1976; близк.: С. А. Оруджев, Н. С. Ерофеев, М. М. Иванова и др., 1970). Прим. ред.: Определение дано для условий вытеснения нефти водой.

Перенос нагнетания воды постепенный.— Способ регулирования разработки залежи, предусматривающий (в отличие от переноса фронта

нагнетания) постепенный перевод под закачку воды обводнившихся добывающих скважин для улучшения воздействия на остающиеся в работе скважины.

Перенос фронта нагнетания воды.— Способ регулирования разработки залежи при линейном расположении нагнетательных и добывающих скважин, предусматривающий перевод за непродолжительный период времени под нагнетание воды скважин добывающего ряда (или значительной его части) после их обводнения до установленного проектом разработки предела (для приближения фронта нагнетания к скважинам следующих добывающих рядов).

Прим. ред.: П.ф.н.в. возможен в исключительных случаях при однородном строении продуктивного пласта.

Переток жидкости (газа) межслойный.— Перемещение жидкости (газа) между слоями пласта с различной пьезопроводностью при наличии межслойных градиентов давления (оп.).

Перфорированная мощность.— Мощность перфорированной части пород-коллекторов пласта (горизонта, эксплуатационного объекта).

Поглощающий пласт (интервал).— Термин широкого применения: 1. Работающий пласт (интервал) в нагнетательной скважине. 2. Высокопроницаемый пласт в разрезе месторождения, поглощающий промывочную жидкость при бурении скважины.

3. Водоносный пласт с повышенными емкостными свойствами, используемый для сбора промысловых (сточных) вод.

4. Пласт многопластового объекта разработки, поглощающий часть нефти, поступающей в скважину из других пластов объекта вследствие того что его пластовое давление меньше давления на забое действующей скважины (близк.: В. Н. Васильевский, А. И. Петров, 1973).

Подземный ремонт скважин.— Работы по смене... глубинного оборудования, спущенного в скважину... или отдельных его деталей, по очистке забоя скважины от осадков песка и грязи, отложений парафина и солей, по ликвидации несложных аварий (например, обрыва штанг) и пр. (В. М. Муравьев, А. П. Крылов, 1949).

Поздний период разработки.— Третья и четвертая стадии разработки нефтяного эксплуатационного объекта, характеризующиеся падением добычи нефти (газа) (оп.).

Показатели разработки.— Технологические показатели (месячные, квартальные, годовые), характеризующие динамику процесса разработки эксплуатационного объекта или месторождения в целом (изменение энергетических возможностей залежей, темпов извлечения нефти, газа, воды, фонда скважин и др.) в абсолютном или относительном времени исчисления.

Послойное продвижение воды.— Неравномерное ускоренное продвижение пластовых (или нагнетаемых) вод по наиболее выдержанному проницаемым и интенсивно дренируемым пластам и пропласткам эксплуатационного объекта при его разработке (близк.: М. И. Максимова, 1975; Г. В. Рассохин, И. А. Леонтьев, В. И. Петренко, 1973).

Син.: избирательное обводнение эксплуатационного объекта.

Потери запасов нефти в пласте.— Количество нефти в целиках, линиях, тупиковых зонах, малопроницаемых участках, застойных зонах между скважинами стягивающих и разрезающих рядов, также в порах заводненного объема пластов, которое не извлекается из эксплуатационного объекта при реализуемой системе разработки вследствие макро- и микро неоднородности пластов, высокой удельной поверхности горных пород, повышенной величины вязкости нефти по сравнению с вязкостью вытесняющих ее агентов, поверхностных и капиллярных явлений, особенностей сетки скважин, недостаточной эффективности режима вытеснения и др. (обобщ.: М. И. Максимов, 1970; 1975; Ш. К. Гиматудинов, 1971).

Принцип обводнения пластов снизу вверх (рис. 65).— Один из принципов регулирования разработки при вытеснении нефти или газа водой, предусматривающий создание условий для опережающей выработки нижних пластов эксплуатационного объекта (М. М. Иванова, 1964; И. А. Леонтьев, В. И. Петренко, И. Г. Пикало, 1973; И. П. Чоловский, 1978 и др.).

Принцип регулирования разработки.— Главная направленность мероприятий по управлению процессом дренирования эксплуатационного объекта, зависящая от его геологических особенностей (обеспечение относительно равномерного перемещения контуров нефтеносности, опережающая выработка высокопроницаемой части залежи с «естественным разрезанием» залежи, ускоренная выработка нижнего высокопроницаемого пласта при разработке многопластового эксплуатационного объекта, стабилизация положения газонефтяного контакта при разработке нефтегазовой залежи и др. (М. М. Иванова, 1981; близк.: М. И. Максимов, 1975).

Пробкообразование.— Накопление на забое добывающей скважины песчано-глинистых пород вследствие их неустойчивости, затрудняющее приток нефти (газа) из пласта (сокр.: СГН, 1958).

Прим. ред.: Интенсивность П. может быть во многих случаях уменьшена установкой специального фильтра против продуктивного пласта, применением различных цементирующих веществ, установлением оптимального режима работы скважины.

Прогноз показателей разработки.— Обоснование динамики годовых показателей разработки эксплуатационного объекта (месторождения) на будущий период в соответствии с намечаемыми условиями эксплуатации объекта.

Промытый объем залежи. См. выработанный объем залежи.

Прорыв воды.— Явление, возникающее при искусственном заводнении или при водонапорном режиме работы залежи, когда вода по наи-

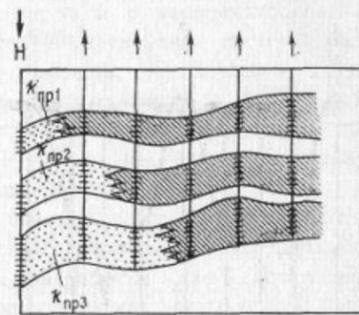


Рис. 65. Обводнение пластов снизу вверх.
 $k_{пр}$ — проницаемость пласта; $k_{пр3} > k_{пр2} > k_{пр1}$.
 Условные обозначения см. на рис. 64

более проницаемым пропласткам прорывается в добывающие скважины и обводняет их (сокр.: М. А. Жданов, 1975; близк.: И. Г. Пермяков, Е. Н. Шевкунов, 1976).

Прорыв газа.— Явление, возникающее при режиме газовой шапки (или при закачке газа в сводовую часть пласта), когда газ из-за большого различия в свойствах с нефтью в процессе ее вытеснения прорывается в скважины через интервалы перфорации, расположенные недалеко от газонефтяного контакта, что приводит к бесполезному расходу газовой энергии и уменьшению притока нефти (сокр.: В. М. Муравьев, 1977).

Проскальзывание газа.— Явление, возникающее в пласте при разработке залежи на режиме растворенного газа, когда по мере снижения пластового давления количество пузырьков газа и нефти увеличивается, одновременно увеличивается относительная проницаемость пласта для газа, а относительная проницаемость для нефти уменьшается, в силу чего все большие количества газа проскальзывают к забоям скважин, не вытесняя нефти (И. Г. Пермяков, Е. Н. Шевкунов, 1976).

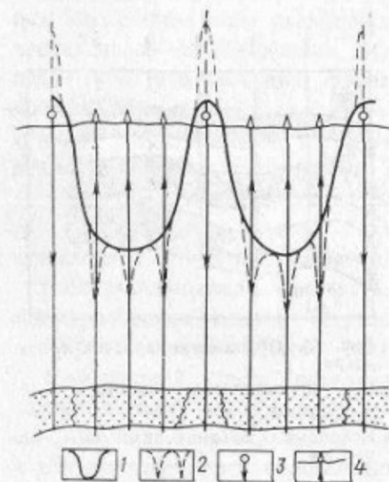


Рис. 66. Профиль пластового давления.
 1 — динамическое пластовое давление; 2 — воронка депрессии на забое скважины; 3 — скважины: 3 — нагнетательные; 4 — добывающие

Профиль пластового давления (рис. 66).— Кривая распределения приведенного или истинного пластового давления вдоль некоторой линии, проведенной на карте расположения скважин эксплуатационного объекта.

Работающая мощность эксплуатационного объекта.— Суммарная мощность участвующих в дренировании продуктивных пластов и прослоев эксплуатационного объекта в скважине (или в среднем по объекту) (оп.).

Работающий пласт (интервал).— Пласт (интервал) эксплуатационного объекта, который при данном перепаде давления в скважине обеспечивает приток жидкости, газа (в добывающей скважине) или принимает рабочий агент (в нагнетательной скважине).

Син.: отдающий пласт (интервал), поглощающий пласт (интервал).

Равноскоростная разработка пластов.— Один из принципов регулирования разработки многопластового эксплуатационного объекта, предусматривающий равные темпы отбора нефти из всех пластов (оп.).

Разрушаемость пласта в прискважинной зоне. См. неустойчивость пород-коллекторов.

Регулирование профиля приемистости.— Выполнение операций, направленных на выравнивание скоростей фильтрации жидкости по мощности анизотропного пласта или многопластового объекта путем загу-

щения нагнетаемой воды, увеличения проницаемости прослоев, не принимающих воду, уменьшения проницаемости прослоев с чрезмерно высокой приемистостью, применения метода одновременно-раздельной закачки воды при дифференцированном давлении нагнетания и др. (близк.: Р. Х. Муслимов, 1978; М. Н. Галямов, 1978 и др.).

Регулирование разработки.— Управление движением жидкостей в пласте, которое осуществляется в соответствии с запроектированной системой разработки путем постоянного совершенствования системы размещения добывающих и нагнетательных скважин, установления оптимальных режимов их работы... с учетом представлений о физико-геологических особенностях объекта эксплуатации, при использовании новейших научно-технических достижений с целью получения наилучших технико-экономических показателей процесса (Б. Т. Баишев, 1974).

— Целенаправленное поддержание и изменение условий разработки продуктивных пластов в рамках принимаемых технологических решений при проектировании и анализах системы разработки для достижения возможно высоких технологических и экономических показателей разработки (Б. Т. Баишев, С. В. Кожакин, Е. И. Семин и др., 1978).

Син.: управление процессом разработки.

Регулирование разработки пенами.— Нагнетание в пласт пен, позволяющее значительно снижать фазовую проницаемость для воды в высокообводненных зонах таким образом регулировать процесс заводнения, увеличивая охват пласта вытеснением и повышая эффективность использования нагнетаемой воды (обобщ.: В. А. Амирян, 1962; В. А. Амирян, П. А. Васильев, 1970; В. А. Амирян, П. А. Васильев, А. К. Иванов, 1976).

Регулируемый отбор газа из газовой шапки.— Отбор газа из газовой шапки в процессе разработки нефтяной части залежи, обеспечивающий неподвижность газонефтяного контакта (оп.).

Режим работы скважины. См. технологический режим работы скважины.

Режим эксплуатации скважины. См. технологический режим работы скважины.

Селективная изоляция.— Метод изоляции в скважине обводнившихся интервалов эксплуатационного объекта путем нагнетания в последний специальных тампонажных растворов, смол или других веществ, избирательно закупоривающих обводненные пласты (близк.: Р. Х. Муслимов, А. В. Валиханов, С. А. Султанов и др., 1973; М. И. Максимов, 1975).

Селективный гидравлический разрыв пласта.— Гидравлический разрыв пласта, выполняемый для воздействия на локальный интервал (прослой, пласт) разреза эксплуатационного объекта с целью улучшения профиля притока или приемистости, создания водонепроницаемого экрана и т. п. (обобщ.: А. Г. Дурмишьян, 1957; С. П. Пустовойт, 1961 и др.).

Соотношение отбора и закачки. См. компенсация отбора закачкой.

Способы регулирования (процесса) разработки.— Технологические мероприятия по управлению процессом разработки, выполняемые как в рамках принятой системы разработки, так и с частичным ее изменением в целях обеспечения проектных показателей динамики добычи и коэф-

фициентов извлечения нефти, газа, конденсата (близк.: Б. Т. Баишев, В. В. Исайчев, С. В. Кожакин и др., 1978).

— Мероприятия по управлению процессом разработки, включающие повышение давления на линии нагнетания, снижение забойного давления ниже давления насыщения, дополнительное разрезание залежей, раздельное воздействие на слабопроницаемые пласты в многопластовых объектах, вовлечение в разработку водонефтяных зон, одновременно-раздельную эксплуатацию скважин на многопластовых месторождениях, ограничение отборов попутной воды и т. п. (близк.: М. А. Жданов, 1970; Б. Т. Баишев, 1976; В. Г. Каналин, 1976).

Син.: мероприятия по регулированию разработки.

Среднее падение добычи нефти (газа) за период.— Среднее арифметическое значений падения добычи за годы рассматриваемого периода, выраженных в процентах к предыдущему году (М. М. Иванова, 1976).

Стадия разработки (см. рис. 57).— Период процесса разработки, характеризующийся определенным закономерным изменением технологических и технико-экономических показателей (Б. Т. Баишев, С. В. Кожакин, Е. И. Семин и др., 1978).

Прим. ред.: Для нефтяных эксплуатационных объектов обычно выделяют четыре и для газовых — три стадии разработки.

Сточные воды.— Добываемые вместе с нефтью попутные воды, обычно минерализованные, содержащие механические примеси и остаточные нефтепродукты; в целях охраны природы используются после их очистки для заводнения продуктивных пластов или нагнетаются (сбрасываются) в глубокозалегающие водоносные горизонты через специальные сбросовые скважины (близк.: А. А. Ханин, В. Е. Гавура, 1968).

Стягивающий ряд скважин.— Ряд добывающих скважин, обычно центральный, остающийся в работе после отключения скважин всех других рядов для выработки прилегающей к нему части залежи и извлечения остаточной нефти из заводненной зоны эксплуатационного объекта (из «блока» при внутриконтурном разрезании).

Суммарный отбор жидкости. См. накопленный отбор жидкости.

Текущая компенсация отбора закачкой.— Отношение (выраженное в процентах или долях единицы) объема закачиваемой за период (год, квартал, месяц) воды к объему отбираемой за тот же период жидкости в пластовых условиях, характеризующее текущее восполнение пластовой энергии по эксплуатационному объекту или отдельному его пласту (оп.). Син.: текущее соотношение отбора и закачки, текущий баланс закачки и отбора, текущий коэффициент закачки.

Текущий водонефтяной (газоводяной) контакт.— Граница в разрабатываемом продуктивном пласте, разделяющая промытую водой часть пласта и зону пласта, содержащую подвижную нефть (газ).

Текущий контур нефтеносности (газоносности).— Положение внешнего (внутреннего) контура нефтеносности (газоносности) на текущую дату после определенного периода разработки залежи (Р. Х. Везирова, 1981).

Текущий коэффициент закачки. См. текущая компенсация отбора закачкой.

Темп падения добычи в третьей стадии разработки. Среднее арифметическое значений ежегодного падения добычи нефти за годы третьей стадии, выраженных в процентах к добыче предыдущего года (М. М. Иванова, 1976).

Темп добычи от остаточных запасов.— Годовая добыча нефти (газа), выраженная в процентах к числящимся на конец года остаточным извлекаемым запасам (М. М. Иванова, 1976).

Термогазохимическое воздействие на призабойную зону пласта.— Воздействие на призабойную зону пласта с целью увеличения ее проницаемости, основанное на использовании в качестве воздействующего реагента пороховых газов, получаемых при сжигании в интервале продуктивного пласта специальных пороховых зарядов (Н. А. Мальцев, М. Ф. Путилов и др., 1973).

Техническая норма отбора из нефтяной скважины.— Дебит скважины, устанавливаемый для практической его реализации, исходя из основной нормы добычи нефти, но с учетом технической возможности оборудования.

— Максимальный отбор нефти из скважины при данном оборудовании (ПРНМЭС, 1964).

Технологическая норма отбора нефти (газа) из скважины.— Максимальный дебит скважины, допускаемый условиями рациональной эксплуатации объекта и его продуктивной характеристикой (ПРНМЭС, 1964). Син.: основная норма отбора.

Технологический режим работы скважины.— Установленные на определенный период, исходя из состояния разработки объекта, показатели эксплуатации скважины (суточный дебит нефти, газа, забойное давление, процент обводненности продукции, газовый фактор и др.), а также технологические характеристики скважинного оборудования по подъему жидкости и параметры его работы.

Син.: режим работы скважины, режим эксплуатации скважины.

Третья стадия разработки (см. рис. 57).— Стадия значительного падения добычи нефти при разработке нефтяного объекта (в период снижения темпа разработки до 2 % в год от начальных извлекаемых запасов), характеризующаяся отбором к концу периода 80—90 % от начальных извлекаемых запасов нефти, значительным ростом обводнения продукции и дифференцированным в зависимости от вязкости пластовой нефти, степени неоднородности коллекторов и др., характером изменения динамики отборов жидкости (М. М. Иванова, 1976).

— Стадия, характеризующаяся значительным падением добычи нефти, быстрым ростом обводненности, постепенным выключением скважин из эксплуатации, переводом практически всего фонда скважин на механизированный способ добычи, увеличением дебита скважин по жидкости и нередко повышением отбора жидкости из объекта в целом (С. А. Оруджев, Н. С. Ерофеев, М. М. Иванова и др., 1970).

Прим. ред.: Определения даны для условий вытеснения нефти водой.

Тупиковая зона (см. рис. 58).— Объем части выклинивающегося (или замещающего.—Прим. ред.) пропластка, ограниченный условной плоско-

стью, перпендикулярной к направлению линий тока и проходящей через ближайшую пробуренную скважину (А. П. Крылов, В. Н. Корнилаев, 1961).

Прим. ред.: Применяются и другие методические приемы проведения граничной условной плоскости. Так, ряд авторов (М. М. Саттаров,

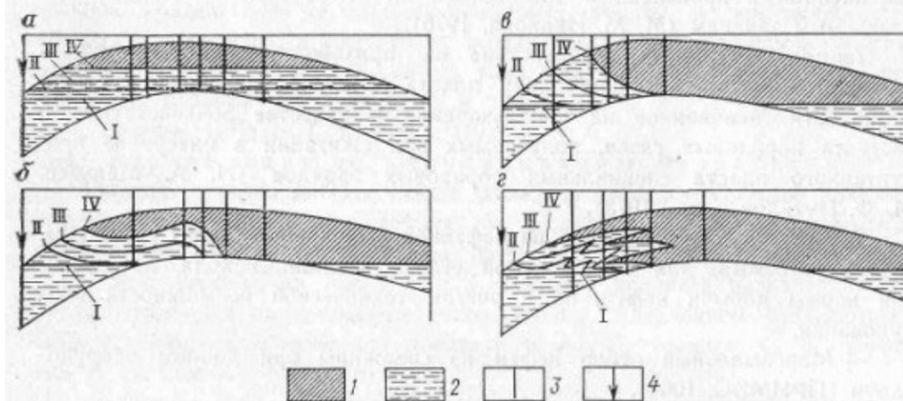


Рис. 67. Закономерности перемещения водонефтяного контакта в условиях законурного заводнения (по М. И. Максиму).

а — в — разные формы текущего водонефтяного контакта. 1 — нефть; 2 — вода; скважины: 3 — добывающие; 4 — нагнетательные; водонефтяные контакты: I — первоначальный, II, III, IV — текущие

А. И. Полудень, В. С. Асмоловский и др.) проводят ее через середину расстояния между границей выклинивания (замещения) пропластка и ближайшей скважиной.

Управление процессом разработки. См. регулирование разработки.

Участки залежи, обойденные водой. См. целики нефти в пласте (в условиях вытеснения нефти водой).

Форма текущего ВНК (рис. 67).— Образующаяся при разработке нефтяных залежей пластового типа разновидность формы текущего ВНК, обусловленная геолого-физической характеристикой залежей, видами заводнения, скоростью фильтрации жидкостей (ВНК горизонтальный, искривленный, сложно искривленный, наклоненный к центру залежи, наклоненный к периферии залежи, близкий к вертикали, осложненный слоистой неоднородностью и др.) (обобщ.: С. А. Султанов, 1974; М. И. Максимов, 1975; М. М. Иванова, 1970; И. П. Чоловский, 1978 и др.).

Форсированная эксплуатация. См. форсированный отбор жидкости.

Форсированный отбор жидкости.— Своевременный переход от умеренного темпа отбора жидкости из сильно обводненных скважин к форсированному темпу, что (в определенных условиях.—Прим. ред.) дает возможность увеличить текущую добычу нефти, сократить сроки доработки нефтяной залежи, увеличить конечную нефтеотдачу пласта (В. Н. Щелкачев, 1946).

— Систематическое увеличение отбора жидкости из залежей (пластов), находящихся, как правило, в поздней стадии разработки и ха-

рактизирующихся большой обводненностью как по площади, так и по мощности... с целью увеличения коэффициента конечного извлечения нефти в результате прохождения через залежь значительных объемов воды и периодического увеличения депрессии (С. Т. Овнатанов, К. А. Карапетов, 1967).

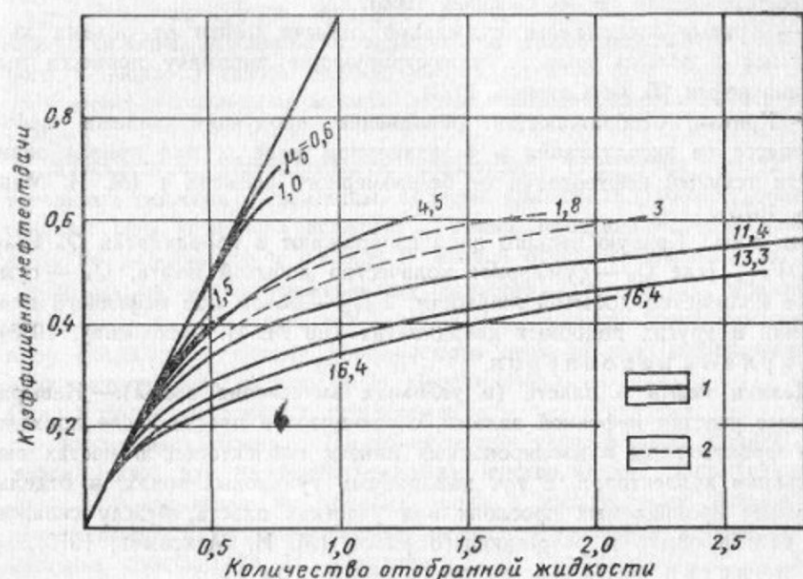


Рис. 68. Характеристика вытеснения нефти водой по различным эксплуатационным объектам Куйбышевской области (по В. С. Ковалеву и др.).

1 и 2 — фактические и расчетные данные; $\mu_0 = \frac{\mu_n}{\mu_v}$ — отношение вязкостей нефти и воды в пластовых условиях

— Более или менее значительное увеличение текущих дебитов, размер которых для разных скважин может быть различным и может регулироваться эмпирически в зависимости от геологических условий и режима работы скважины (М. А. Жданов, 1970).

Син.: форсированная эксплуатация.

Фронт горения.— Часть объема продуктивного пласта, где происходит сте.— Прим. ред.), отделяющая область течения, в которую вошел вытесняющий флюид, от области, в которую он не вошел (ВНИИ, 1973).

Фронт горения.— Часть объема продуктивного пласта, где происходит процесс горения остаточного топлива (ВНИИ, 1973).

Характеристики вытеснения нефти водой (рис. 68).— Составляемые по фактическим данным разработки залежей кривые зависимости нефтеотдачи от объема внедрившейся в залежь воды или кривые других подобных зависимостей, отражающие характер процесса вытеснения из пластов нефти водой (обобщ.: Д. А. Эфрос, 1959; Б. Ф. Сазонов, 1966, 1973; М. И. Максимов, 1975 и др.).

— Зависимость объема извлеченной нефти от объема закачанной в пласт воды, выраженная в относительных единицах (Д. А. Эфрос, 1959).

— Кривые зависимостей между суммарной добычей нефти и воды или нефти и жидкости (и подобные им), построенные в системе полулогарифмических координат по фактическим данным разработки нефтяных месторождений (Б. Ф. Сазонов, 1966).

— Кривые зависимости суммарной добычи нефти от объема внедрившейся в залежь воды..., иллюстрирующие динамику процесса вытеснения нефти (Б. Ф. Сазонов, 1973).

— Кривая, отображающая обводнение продукции залежи нефти в процессе ее эксплуатации в безразмерном виде..., или кривая зависимости текущей нефтеотдачи от безразмерного времени τ (М. И. Максимов, 1975).

Прим. ред.: Кривую первого вида изображают в координатах $Q_n/V_{пор}$ и $Q_{ж}/V_{пор}$ (где Q_n — суммарное количество добытой нефти; $Q_{ж}$ — суммарное количество добытой жидкости; $V_{пор}$ — объем пор нефтяного пласта) или в других подобных координатах (по М. И. Максиму, 1975). Син.: кривые накопления.

Целики нефти в пласте (в условиях вытеснения водой).— Невыработанные участки нефтяной залежи, остающиеся в пласте после прохождения фронта воды в изолированных линзах коллекторов, в местах выклинивания коллекторов, в так называемых тупиковых зонах, в отдельных менее проницаемых прослоях или участках пласта, между скважинами стягивающего и разрезающего рядов (М. И. Максимов, 1975).

Син.: участки залежи, обойденные водой.

Четвертая стадия разработки (см. рис. 57).— Стадия разработки нефтяного эксплуатационного объекта, характеризующаяся низкими, медленно снижающимися уровнями добычи нефти, постепенным сокращением действующего фонда скважин, продолжающимся резким ростом или высокой обводненностью продукции (М. М. Иванова, 1976; близк.: С. А. Оруджев, Н. С. Ерофеев, М. М. Иванова и др., 1970).

Прим. ред.: Определение дано для условий вытеснения нефти водой.

«Язык» обводнения. См. водяной «язык».

13. ПЛАНИРОВАНИЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА, ФОНД СКВАЖИН

Бездействующие скважины.— Группа скважин эксплуатационного фонда — скважины, не давшие продукции в течение последнего месяца отчетного (планового) периода; включает две подгруппы скважин: остановленные в текущем году и бездействующие с прошлых лет, т. е. остановленные до 1 января текущего года и продолжающие проставать в текущем году (А. И. Перчик, 1976).

Входной дебит скважин. См. исходный дебит переходящих скважин, начальный дебит новых скважин.

Годовое падение добычи по залежи.—Отношение разницы в добыче предыдущего и последующего годов разработки к добыче предыдущего года (оп.).

Действующие добывающие скважины.—Основная группа эксплуатационного фонда скважин—добывающие скважины, которые давали продукцию в последнем месяце отчетного периода (оп.).

—Основная группа эксплуатационного фонда скважин—добывающие скважины, дававшие продукцию на конец последнего дня отчетного периода, а также находящиеся в простое или ремонте, давшие продукцию в последнем месяце этого периода (близк.: А. И. Перчик, 1976).

Действующие нагнетательные скважины.—Подгруппа фонда нагнетательных скважин—скважины, которые принимали рабочий агент в последний день отчетного периода, а также простаивающие в последний день, но работавшие в последнем месяце отчетного периода (оп.).

Исходный дебит переходящих скважин.—Показатель, применяемый при планировании добычи из переходящих скважин—средний дебит на одну скважину к началу планируемого периода при нормальных условиях эксплуатации (близк.: А. И. Перчик, 1976).
Син.: входной дебит скважин.

Категории скважин.—Выделяемые при учете и планировании добычи нефти (газа) две категории скважин, составляющие эксплуатационный фонд и различаемые по времени ввода в эксплуатацию независимо от их состояния в рассматриваемом периоде—категории старых и новых скважин (обобщ.: Ю. И. Казакова, Л. В. Владимирова, В. А. Кутьина и др., 1974; А. И. Перчик, 1976 и др.).

Категория новых скважин.—Скважины, которые в отчетном году впервые введены в эксплуатацию на нефть (газ) из бурения или освоения после бурения прошлых лет, а также из числа газовых, контрольных, нагнетательных, законсервированных и ликвидированных при условии, что они ранее не эксплуатировались (Ю. И. Казакова, Л. В. Владимирова, В. А. Кутьина и др., 1974).

Категория старых скважин.—Скважины, числившиеся по состоянию на 1 января отчетного (планового) года в эксплуатационном фонде..., за исключением находившихся на эту дату в освоении или ожидании начала освоения после бурения (А. И. Перчик, 1976).

—Скважины, которые были введены в эксплуатацию на нефть в предыдущие годы, т. е. до 1 января отчетного (или планового.—Прим. ред.) года; категория объединяет скважины, перешедшие с прошлого года и восстановленные из бездействующих с прошлых лет (Ю. И. Казакова, Л. В. Владимирова, В. А. Кутьина и др., 1974).

Коммерческая себестоимость добычи нефти. См. полная себестоимость товарной продукции.

Контрольные скважины.—Специально пробуренные или переведенные из других групп фонда скважины, предназначенные для контроля за процессами, протекающими в пластах при разработке залежей нефти и газа независимо от их состояния (оп.).

Коэффициент изменения добычи из скважин.—Показатель, используемый при планировании добычи по переходящему фонду скважин и характеризующий изменение среднесуточного дебита за последующий и предыдущий месяцы (близк.: А. И. Перчик, 1976).

Коэффициент использования фонда скважин.—Отношение числа скважин действующего фонда к числу скважин эксплуатационного фонда на определенную дату (оп.).

—Отношение суммарного времени эксплуатации скважин к календарному времени работы скважин эксплуатационного фонда (оп.).

Коэффициент эксплуатации скважин.—Отношение суммарного времени работы скважин действующего фонда к суммарному календарному времени нахождения скважин в действующем фонде за рассматриваемый период (оп.).

—Отношение числа скважино-месяцев отработанных к числу скважино-месяцев числившихся по действующему фонду скважин (оп.).

—Отношение среднесуточного дебита на один скважино-месяц отработанный к среднесуточному дебиту на один скважино-месяц числившийся (оп.).

Ликвидированные скважины.—Скважины, ликвидированные в установленном порядке и с выполнением требований охраны недр, по которым выполнены работы по их ликвидации после эксплуатации, бурения или в процессе бурения—в связи с выполнением ими своего назначения, по геологическим или техническим причинам.

Начальный дебит новых скважин.—Показатель, применяемый при планировании добычи из новых скважин—предполагаемая среднесуточная производительность одной новой скважины по нефти (газу) за первые 30 дней эксплуатации (оп.).

Син.: входной дебит скважин.

Новые мощности в добыче нефти (газа).—Условная суммарная годовая добыча нефти (газа) из новых скважин при условии нормальной эксплуатации каждой из них в течение всего года—показатель, используемый для определения необходимого числа новых скважин, обеспечивающего возмещение падения добычи по ранее введенному фонду скважин и намечаемый прирост добычи по месторождению (предприятию, району и т. д.) (близк.: А. И. Перчик, 1976 и др.).

Обеспеченность добычи нефти и газа запасами.—Показатель, используемый для оценки возможных тенденций в изменении годовой добычи нефти или газа—частное от деления числящихся на начало рассматриваемого года извлекаемых запасов нефти или газа категорий $A+B+C_1$ на добычу за предшествующий год.

Переходящие скважины. См. скважины, перешедшие с прошлого года.

Полная себестоимость товарной продукции.—Промысловая себестоимость товарной продукции плюс внепромысловые расходы (содержание управления объединения, научно-исследовательских институтов, затраты на геологоразведочные работы и пр.) (ВНИИ, 1973).

Син.: коммерческая себестоимость добычи нефти.

Промысловая себестоимость добычи нефти (газа).— Издержки нефтегазодобывающего предприятия на добычу нефти (газа), состоящие из затрат по эксплуатации нефтяных и газовых скважин, расходов по увеличению отдачи пластов, на деэмульсацию, сбор, транспорт и хранение нефти (газа) внутри промысла, прочих и общепромысловых расходов (ВНИИ, 1973).

Простаивающие скважины.— Подгруппа действующего фонда скважин — скважины, давшие продукцию в последнем месяце отчетного периода, но находящиеся в ремонте или простое на последний день этого периода (оп.).

Син.: скважины, остановленные в последнем месяце отчетного периода.

Себестоимость добычи нефти (газа).— Издержки нефтегазодобывающего предприятия в денежной форме, состоящие из затрат на используемые средства производства, заработную плату с начислениями и оплату услуг по добыче и реализации нефти (газа) (ВНИИ, 1973).

Скважино-месяц.— Условная единица учета календарного времени нахождения скважин в составе эксплуатационного фонда, равная 720 ч (оп.).

Скважино-месяцы отработанные.— Частные от деления суммарного времени работы скважин действующего фонда в часах на 720 (оп.).

Син.: скважино-месяцы эксплуатации.

Скважино-месяцы числившиеся.— Частное от деления всего календарного времени пребывания скважин в действующем фонде в часах на 720 (оп.).

Скважино-месяцы эксплуатации. См. скважино-месяцы отработанные.

Скважины, восстановленные из бездействующих.— Подкатегория категории старых скважин — скважины, которые введены в отчетном году в эксплуатацию из бездействующих с прошлых лет, также из числа контрольных, нагнетательных, законсервированных, ликвидированных и других скважин при условии, что они ранее уже эксплуатировались на нефть и были остановлены до 1 декабря предыдущего года (Ю. И. Казакова, Л. В. Владимирова, В. А. Кутьина и др., 1974).

Скважины, дающие продукцию.— Основная подгруппа действующего фонда скважин — дававшие нефть (газ) на последний день отчетного периода, включая находившиеся на накоплении жидкости при их периодической эксплуатации.

Скважины, находящиеся в консервации.— Скважины, на которые в соответствии с установленным порядком оформлено разрешение о их временной консервации.

Скважины, осваиваемые и ожидающие освоения после бурения.— Группа эксплуатационного фонда скважин: принятые после бурения на баланс нефтедобывающего предприятия и находящиеся по состоянию на конец отчетного периода в освоении или ожидании освоения для эксплуатации на нефть или газ; переведенные в эксплуатационный фонд из числа не дававших ранее продукции нагнетательных, контрольных, законсервированных и др., если они находятся на конец отчетного периода в освоении (оп.).

Скважины, остановленные в последнем месяце отчетного периода.— См. простаивающие скважины.

Скважины, перешедшие с прошлого года.— Подкатегория категории старых скважин — скважины, которые на 1 января отчетного (планового.— Прим. ред.) года находились в действующем фонде (Ю. И. Казакова, Л. В. Владимирова и др., 1974).

Син.: переходящие скважины.

Среднесуточный дебит на один скважино-месяц отработанный.— Добыча нефти за рассматриваемый период, деленная на число скважино-месяцев, отработанных за этот период (оп.).

Прим. ред.: Определяется по всему действующему фонду, по старым и новым скважинам, по способам эксплуатации.

Среднесуточный дебит на один скважино-месяц числившийся.— Отношение добычи нефти за рассматриваемый период на число скважино-месяцев числившихся по действующему фонду скважин (оп.).

Структура фонда скважин.— Общепринятое для учета фонда скважин группирование его по объекту разработки, месторождению, предприятию, исходя из функционального назначения и состояния скважин на определенную дату, с выделением эксплуатационного фонда и составляющих его групп, а также групп скважин, не входящих в эксплуатационный фонд (нагнетательные, находящиеся в консервации, контрольные, ликвидированные и др.).

Фонд нагнетательных скважин.— Скважины, используемые или предназначенные для нагнетания в пласты рабочего агента с целью повышения эффективности разработки эксплуатационного объекта.

Фонд скважин.— Общее число скважин, пробуренных на эксплуатационном объекте (месторождении, предприятии), закрепленных за нефтеперерабатывающим предприятием на конец отчетного периода (квартала, года) (близк.: Ю. И. Казакова, Л. В. Владимирова, В. А. Кутьина и др., 1974; А. И. Перчик, 1978)

Число скважин, пребывавших в эксплуатации.— Число скважин, из которых в истекшем периоде с начала эксплуатации залежи добывалась продукция (оп.).

Эксплуатационный фонд скважин.— Основная часть фонда скважин эксплуатационного объекта (месторождения, предприятия), включающая действующий и бездействующий фонды, а также скважины, находящиеся в освоении или ожидающие освоения после бурения (оп.).

14. СТАТИСТИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ И ЭВМ В НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВОЙ ГЕОЛОГИИ

Абсолютное отклонение (δ).— Абсолютная величина разницы между наблюдаемым значением x_i и средним арифметическим значением \bar{x} случайной величины X , т. е. $\delta = |x_i - \bar{x}|$ (Л. Ф. Дементьев, 1976).

Анализ временного тренда.— Процесс сглаживания фактических геологических данных методом скользящего статистического окна (оп.).

Аналоговая ЭВМ.— Машина, работающая на основе непрерывно изменяющихся электрических сигналов, предназначенная для моделирования или построения некоторого процесса, протекающего во времени (Дж. Девис, 1977).

Асимметрия (S_n).— Одна из основных числовых характеристик, равная отношению третьего центрального момента μ_3 к кубу среднего квадратического отклонения δ^3_x и характеризующая скошенность кривой распределения (близк.: Е. С. Вентцель, 1962).

База данных.— Взаимосвязанная совокупность данных, определенным образом организованных, хранимых на магнитных дисках и им подобных запоминающих устройствах прямого доступа и используемых в качестве исходной информации для решения задач (может иметь сложную логическую структуру взаимосвязи данных — сетевую, древовидную и др.) (А. А. Артюкевич, В. В. Батечко, Е. И. Велеско и др., 1977).

Банк данных.— Система организации, введения и хранения интегрированной информации, расположенной на машинных носителях и предназначенной для комплексного многоцелевого использования, вместе со специальными программами, организационными и техническими средствами его выделения; основные составные элементы банка данных — база данных (БД) и система управления базой данных (СУБД) (А. А. Артюкевич, В. В. Батечко, Е. И. Велеско и др., 1977).

— Система, организуемая в целях: накопления геолого-промысловых и технико-экономических данных, получаемых от геологов, технологов, экономистов; возможности реорганизации массивов геолого-промысловых и технико-экономической информации при появлении новых параметров; обеспечения оперативного получения информации (с минимальными затратами времени) путем однократного ввода и многократного использования; возможности интеграции массивов, т. е. использования данных из разных массивов и в различных сочетаниях в зависимости от задач проектирования, анализа и регулирования (В. Р. Вороновский, М. И. Максимов, 1975).

— Система, содержащая в общем случае только первичную информацию, получаемую в основном по скважинам, и некоторые программы ее обработки, позволяющие осуществлять выборку и обработку информации по скважинам каждый раз, когда возникает необходимость представлять сведения о пласте или месторождении (В. Р. Вороновский, М. И. Максимов, 1975).

Вариация — Разность между наблюдаемым значением \bar{x}_i и средним значением \bar{x} случайной величины X .

Вероятностная математическая модель.— Математическая модель механизма явления в случае, если участвующие в явлении составляющие относятся к случайным величинам или случайным событиям (ГС, 1978).

Вероятностная связь (зависимость). См. корреляционная связь (зависимость).

Вероятность события.— Определенное число для количественного сравнения случайных событий по степени их возможности, которое тем больше, чем более возможно событие (Е. С. Вентцель, 1962).

— Определенная величина, характеризующая степень возможности случайного события (Л. Ф. Дементьев, 1966).

— Численная мера степени объективной возможности случайного события (Е. С. Вентцель, 1962).

Временной ряд.— Последовательность наблюдений, упорядоченных во времени (Л. Ф. Дементьев, М. А. Жданов, А. Н. Кирсанов, 1977).

— Последовательность данных, для которой существенную роль играет место, занимаемое любым наблюдаемым значением во времени и пространстве (близк.: Дж. Девис, 1977).

Прим. ред.: Примерами В.р. могут служить ряд наблюдаемых значений коэффициента пористости, увязанных с интервалами продуктивного пласта снизу вверх или сверху вниз по разрезу, ряд показаний геофизических приборов при каротаже, регистрирующих изменение физических свойств пород снизу вверх, и др.

Выборка.— Некоторое число (объемом n) наблюдаемых значений случайной величины X , полученных одинаковыми методами по геологическому объекту равномерно по разрезу из приблизительно равномерно расположенных по площади скважин, которое может создать представление о генеральной совокупности N этой случайной величины (И. С. Гутман, 1981).

Прим. ред.: Примером В. могут служить данные о любом свойстве коллектора, полученные по керну и каротажу равномерно по разрезу из скважин, расположенных равномерно по площади.

Син.: выборочная совокупность.

Выборочная совокупность. См. выборка.

Выборочное распределение. См. статистический ряд.

Выборочное среднее.— Среднее арифметическое значение наблюдаемых значений выборки.

— Выборочное среднее наблюдений x_1, x_2, \dots, x_n , равное

$$\bar{x} = \frac{x_1 + x_2 + \dots + x_n}{n} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i$$

и являющееся состоятельной, несмещенной, эффективной оценкой математического ожидания случайной величины X (ГС, 1978).

Выравнивание статистического ряда.— Подбор для статистического ряда теоретической кривой распределения, наилучшим образом описывающей данное статистическое распределение и выражающей существенные черты статистического материала, исключая случайности, связанные с недостаточным объемом экспериментальных данных (близк.: Е. С. Вентцель, 1962).

Син.: сглаживание статистических рядов.

Генеральная совокупность.— Обширная совокупность значений случайной величины, имеющая бесконечный объем, из которой производится выборка (Е. С. Вентцель, 1962).

Гистограмма (рис. 69).— Графическое изображение статистического ряда, при построении которого на оси абсцисс откладываются классы

и на каждом из классов, как на основании, строится прямоугольник, высота которого равна отношению частоты класса к его длине; в этом в этом случае площадь каждого прямоугольника равна частоте класса, а сумма площадей всех прямоугольников равна единице (близк.: Е. С. Вентцель, 1962).

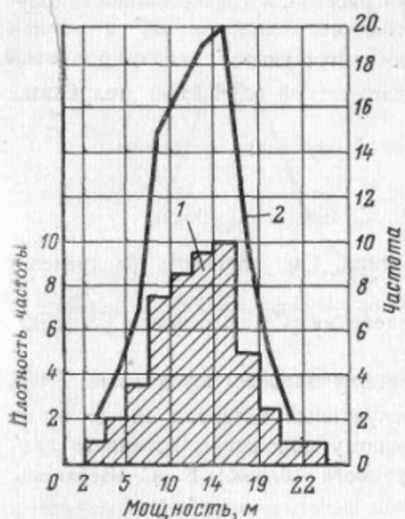


Рис. 69. Гистограмма (1) и полигон распределения (2) частот значений мощности



Рис. 70. Двухвершинный полигон распределения

Грубая погрешность.—Погрешность, возникающая в результате прощета исследователя, а также под воздействием внешних влияний, не замеченных исследователем.

Двухвершинный полигон распределения (рис. 70).—Полигон распределения с максимума в двух несмежных классах, что указывает на смешение в анализируемой совокупности двух составляющих с различными характеристиками.

Прим. ред.: Примером д. п. р. может служить статистическое распределение проницаемости продуктивного пласта, характеризующегося наличием двух видов коллекторов с резко различающимися величинами проницаемости.

Дискретная случайная величина.—Случайная величина, принимающая только отдельные друг от друга значения, которые заранее можно перечислить (Е. С. Вентцель, 1962).

Прим. ред.: Одним из примеров Д.с.в. в нефтепромысловой геологии является число пластов-коллекторов в каждом отдельном пересечении продуктивного горизонта (Л. Ф. Дементьев, 1966).

Син.: прерывная случайная величина.

Дисперсионный анализ.—Метод совместной проверки гипотез о сходстве и различиях между выборочными совокупностями признака и определения степени влияния каждого фактора на общую изменчивость совокупностей, основанный на проверке нулевой гипотезы, что дисперсия суммы выборочных совокупностей случайных величин, порожденная дву-

мя или более факторами, равна сумме соответствующих отдельных дисперсий (близк.: У. Крамбейн, М. Кауфман, Р. Мак-Кеммон, 1973).

Прим. ред.: Д.а. может быть однофакторным и многофакторным.

Дисперсия ($D[X]$ или D_{ii} или σ_x^2).—Одна из основных числовых характеристик генеральной совокупности, являющаяся вторым центральным моментом μ_2 , определяющая степень рассеяния (разбросанности) случайной величины X около ее математического ожидания m_x и равная математическому ожиданию квадрата соответствующей центрированной случайной величины $\hat{X} = X - m_x$; для дискретной случайной величины.

$$D[X] = \sum_{i=1}^n (x_i - m_x)^2 P_i; \text{ для непрерывной случайной величины}$$

$$D[X] = \int_{-\infty}^{+\infty} (x - m_x)^2 f(x) dx \text{ (близк.: Е. С. Вентцель, 1962).}$$

Дифференциальный закон распределения. См. плотность распределения непрерывной случайной величины.

Дифференциальная функция распределения. См. плотность распределения непрерывной случайной величины.

Доверительная вероятность.—Задаваемая заранее вероятность $P = \beta$, определяющая надежность, с которой случайный интервал $(\hat{h} - \epsilon; \hat{h} + \epsilon)$ накроет точку, соответствующую возможному положению истинного значения h параметра генеральной совокупности (близк.: Е. С. Вентцель, 1962).

Прим. ред.: Обычно Д.в. принимается равной 0,95; 0,99 или 0,999.

Доверительные границы.—Границы доверительного интервала (Л. Ф. Дементьев, М. А. Жданов, А. Н. Кирсанов, 1977).

Доверительный интервал.—Интервал $Y_{\beta} = (\hat{h} - \delta; \hat{h} + \delta)$, соответствующий доверительной вероятности $P (|\hat{h} - h| < \delta) = \beta$, или интервал значений параметров h , совместимых с опытными данными и не противоречащих им (Е. С. Вентцель, 1962).

—Интервал, который покрывает неизвестный параметр $\hat{\theta}_c$ с заданной доверительной вероятностью P (Л. Ф. Дементьев, М. А. Жданов, А. Н. Кирсанов, 1977).

Доверительный уровень вероятности (рис. 71).—Принятые в математической статистике уровни вероятности, равные 0,683; 0,954 и 0,997, свидетельствующие о том, что при нормальном распределении 68,3 % значений отклоняются от математического ожидания не более чем на $\pm\sigma$; 95,4 % — не более чем на $\pm 2\sigma$ и 99,7 % — не более чем на $\pm 3\sigma$, где σ — среднее квадратическое отклонение (И. С. Гутман, 1976).

Доля. См. частость.

Достоверное событие.—Событие, неизбежно возникающее при каждом испытании данного вида (И. П. Шарапов, 1965).

Прим. ред.: Примером Д.с. может служить постоянное снижение пластового давления в залежи, разрабатываемой при режиме растворенного газа.

—Событие, которое в результате опыта непременно должно произойти (Е. С. Вентцель, 1962).

Закон больших чисел.—Ряд математических теорем, в каждой из которых для тех или иных условий устанавливается факт приближения средних характеристик большого числа опытов к некоторым определенным постоянным..., при очень большом числе случайных явлений средний их результат практически перестает быть случайным и может быть

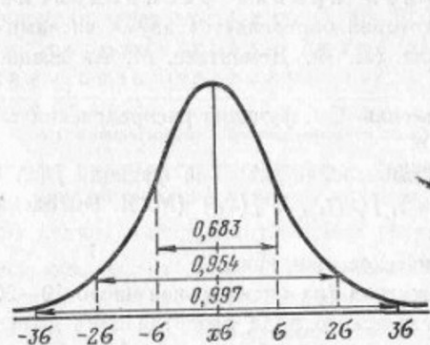


Рис. 71. Доверительный уровень вероятности

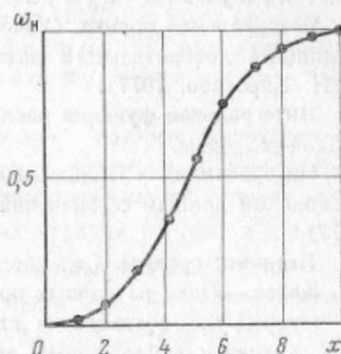


Рис. 72. Интегральная кривая (кумулята) распределения накопленной частоты ω_n числа пронизаемых прослоев x

предсказан с большой степенью определенности (Е. С. Вентцель, 1962).

— Общий принцип, в силу которого совокупное действие большого числа случайных факторов приводит при некоторых весьма общих условиях к результату, почти не зависящему от случая..., — одно из выражений диалектической связи между случайностью и необходимостью (БСЭ, 1950).

Закон распределения Максвелла.—Закон распределения направленной случайной величины, имеющей плотность вероятности вида

$$f(x) = \sqrt{\frac{2}{\pi}} \frac{x^2}{v^3} e^{-\frac{x^2}{2v^2}},$$

где v — параметр распределения, связанный с математическим ожиданием и дисперсией случайной величины X следующими соотношениями: $v = 0,6267 m_x$; $\sigma^2 = 0,454 v^2$ (Л. Ф. Дементьев, Е. А. Хитров, Ю. В. Шурубор, 1977).

Прим. ред.: Закону Р. М. не противоречит распределение пронизаемости некоторых месторождений, установленное по геофизическим данным.

Закон распределения случайной величины X .—Всякое соотношение, устанавливающее связь между возможными значениями случайной величины X и соответствующими им вероятностями (Е. С. Вентцель, 1962; близк.: Л. Ф. Дементьев, 1966).

Интегральный закон распределения. См. функция распределения случайной величины.

Интегральная кривая распределения (рис. 72).—Графическое изображение статистической функции распределения $F(x)$ по данным статистического ряда, координатами которого по оси абсцисс являются правые концы классов статистического ряда, а по оси ординат — накопленные частоты этих классов.

Син.: кумюлята, кумюлятивная кривая распределения.

Интервальная оценка. Оценка, которая определяется двумя числами — границами доверительного интервала (Л. Ф. Дементьев, М. А. Жданов, А. Н. Кирсанов, 1977).

Интегральная функция распределения. См. функция распределения случайной величины.

Интерполяция.—Приближенное вычисление значений функции $f(x)$ по нескольким данным ее значений $f(x_0), f(x_1), \dots, f(x_n)$ (М. Я. Выгодский, 1977).

Истинное среднее. См. математическое ожидание.

Класс.—Один из равных промежутков (их оптимальное число 10—20), на которые при составлении статистического ряда распределения делится весь диапазон наблюдаемых значений случайной величины X .

Син.: разряд, классовый промежуток.

Классовый промежуток. См. класс.

Концептуальная промыслово-геологическая модель.—Мыслимая картина пространственного изменения наблюдаемых значений параметров продуктивного пласта и содержащейся в нем залежи и их динамики в процессе разработки, представляемая с помощью количественных и качественных показателей, диаграмм, графиков и т. п., которые служат основой для постановки рабочей гипотезы о наличии возможных причинно-следственных связей, помогающих установить зависимые и независимые параметры (И. С. Гутман, 1981).

Син.: понятийная модель.

Ковариация.—Величина, отражающая взаимосвязь двух случайных величин X и Y и определяемая как среднее произведение их вариаций

$$\text{cov}(x, y) = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{n}.$$

Корреляционная связь (зависимость).—Связь между принятым фактором X и результативным признаком Y , проявляющаяся в тенденции к изменению Y при изменении X таким образом, что одному какому-либо фиксированному значению $X = \bar{x}_i$ соответствует ряд значений Y в диапазоне $y_{i \max} - y_{i \min}$ и, наоборот, при принятом факторе Y и результативном признаке X одному фиксированному значению $Y = y_i$ соответствует ряд значений X в диапазоне $x_{i \max} - x_{i \min}$, в связи с чем совокупности двух коррелируемых случайных величин всегда могут быть описаны двумя корреляционными связями: или y по x в первом случае, или x по y — во втором (близк.: И. С. Гутман, 1976).

— Связь между двумя статистическими величинами X и Y , при которой каждому значению одной из них соответствует определенная груп-

повая средняя другой, при этом различают две корреляционные зависимости: первую — когда каждому значению x_i переменной X соответствует определенная групповая средняя \bar{y}_i переменной Y (корреляционная зависимость y по x), вторую — когда каждому значению y_i переменной Y соответствует определенная групповая средняя \bar{x}_i переменной X (корреляционная зависимость x по y) (В. Г. Карасев, 1970).

Син.: вероятностная связь (зависимость), статистическая связь (зависимость), стохастическая связь (зависимость).

Корреляционное отношение η . — Отношение, которое характеризует степень тесноты корреляционной связи между фактором и результативным признаком независимо от ее вида, равно частному от деления среднего квадратического отклонения групповых средних \bar{y}_i (или \bar{x}_i) от общего среднего \bar{y} (или \bar{x}) на общее среднее квадратическое отклонение значений y (или x) выборочной совокупности, т. е. для зависимости y по x $\eta_{y/x} = \sigma_{\bar{y}_i} / \sigma_y$, для зависимости x по y $\eta_{x/y} = \sigma_{\bar{x}_i} / \sigma_x$.

Прим. ред.: величина η изменяется от ± 1 до 0; при $\eta = 1$ корреляционная связь становится функциональной, а при $\eta = 0$ связь отсутствует.

Корреляционно-регрессионный анализ. — Анализ выборочных совокупностей с целью изучения степени тесноты, вида корреляционной связи, а также оценки ее точности, между одним или несколькими факторами, с одной стороны, и результативным признаком, с другой, в котором теснота связи определяется корреляционным отношением и коэффициентом корреляции, а вид связи — уравнением регрессии (И. С. Гутман, 1981). Прим. ред.: По числу применяемых факторов К.-р. а. может быть одномерным (парная корреляция) и многомерным (множественная, многофакторная корреляция).

Коэффициент вариации (V) — Отношение среднего квадратического отклонения σ_x к математическому ожиданию m_x (Л. Ф. Деметьев, 1966).

Коэффициент вероятности (t) — Коэффициент, принимаемый при расчете доверительных интервалов, который определяет для нормального закона число средних квадратических отклонений, которое нужно отложить вправо и влево от центра рассеяния для того, чтобы доверительная вероятность попадания в полученный участок была равна β (Е. С. Вентцель, 1962).

Коэффициент корреляции (r_{xy}). Коэффициент, характеризующий степень тесноты линейной корреляционной связи между фактором и результативным признаком: $r_{xy} = \frac{\text{cov}(x, y)}{\sigma_x \sigma_y}$, где $\text{cov}(x, y)$ — ковариация; σ_x и σ_y — средние квадратические отклонения значений x и y (И. С. Гутман, 1976).

Кривая распределения (рис. 73). — Кривая плотности распределения непрерывной случайной величины X (Е. С. Вентцель, 1962).

Син.: теоретическая кривая распределения.

Критерий согласия λ А. Н. Колмогорова. — Применяемый для выяснения вопроса о принадлежности двух выборок одной и той же генеральной

ной совокупности статистический критерий $\lambda = D \sqrt{\frac{n_1 n_2}{n_1 + n_2}}$, где D — модуль максимальной разности между сравниваемыми статистическими распределениями, n_1 и n_2 — объемы выборочных совокупностей (Л. Ф. Деметьев, М. А. Жданов, А. Н. Кирсанов, 1977).

Прим. ред.: Примером использования К. с. К. может служить сравне-

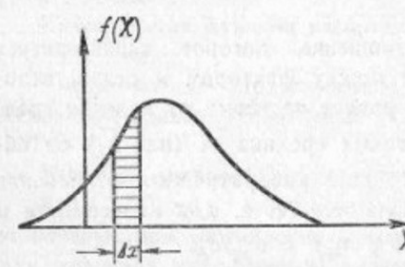


Рис. 73. Кривая плотности распределения непрерывной случайной величины X (кривая распределения)

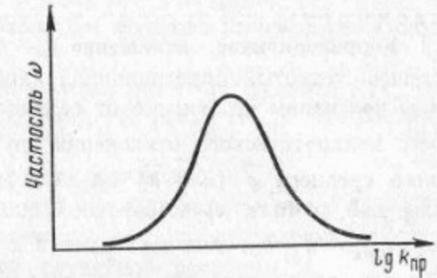


Рис. 74. Логарифмически нормальный закон распределения

ние двух карт в изолиниях одного и того же параметра, построенных по разному числу данных.

Критерий согласия χ^2 Пирсона. — Применяемый для проверки нулевой гипотезы о виде статистического распределения (или о непротиворечии статистического распределения одному из теоретических) статистический

критерий $\chi^2 = \sum_{k=1}^r \frac{(z_k - np_k)^2}{np_k}$, где z_k — наблюдаемые частоты; p_k —

вероятности попадания случайной величины в каждый из классов; n — общий объем наблюдений выборочной совокупности; k — число классов (близк.: Е. С. Вентцель, 1962).

Кумулята. См. интегральная кривая распределения.

Кумулятивная кривая распределения. См. интегральная кривая распределения.

Линейная корреляционная связь. — Корреляционная связь между фактором X и результативным признаком Y , при которой корреляционное отношение равно коэффициенту корреляции, а вид связи описывается уравнением регрессии в виде прямой линии.

Логарифмически нормальный закон распределения (рис. 74). — Закон распределения непрерывной случайной величины, в котором по нормальному закону распределяется не сама случайная величина X , а ее логарифм, в силу чего плотность вероятности имеет вид

$$f(y) = \frac{1}{\sigma_{\lg x} \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(\lg x - m_{\lg x})^2}{2\sigma_{\lg x}^2}}$$

где $m_{lg x}$ и $\sigma_{lg x}$ — параметры распределения, соответственно равные математическому ожиданию и среднему квадратическому отклонению случайной величины $y = \lg x$.

Прим. ред. 1. Распределение наблюдаемых значений непрерывной случайной величины X (значения логарифма которой распределяются нормально) имеет ярко выраженную правостороннюю асимметрию). 2. Л. н. з. р. не противоречит распределению залежей с различными запасами полезных ископаемых, в том числе нефти и газа; выявленным размерам поднятий, с которыми связаны залежи нефти и газа; проницаемости продуктивного пласта (довольно часто) и т. д.

Ложная корреляция.— Ситуация, возникшая в замкнутых системах, которая заключается в получении отрицательной корреляции при исследовании связи между относительными значениями двух независимых параметров, сумма которых в каждом наблюдении равна единице, тогда как корреляционная связь между абсолютными значениями этих параметров является положительной.

Прим. ред.: Например, замкнутую систему образуют два смежных пласта, сумма относительных мощностей которых в каждой точке наблюдения равна единице.

Математическая модель в промысловой геологии.— Модель, представляющая особенности распределения параметров продуктивных пластов и соотношений между этими параметрами, а также процессов, протекающих при разработке залежей, в виде формул дифференциальных уравнений, уравнений регрессии, теоретических кривых распределения и т. п. на основе законов физики, гидродинамики, теории вероятностей, использующей функциональные и статистические связи.

Математическая статистика.— Наука, занимающаяся описанием и анализом результатов наблюдений, массовых явлений методами теории вероятностей (ГС, 1978).

Математическое ожидание [$M(X)$, или m_x]. Одна из основных числовых характеристик генеральной совокупности, являющаяся первым начальным моментом α_1 , соответствующая в физическом смысле абсциссе центра тяжести данной системы материальных точек и равная сумме произведений всех возможных значений случайной величины x_i на вероятности этих значений p_i : для дискретной случайной величины $M[X] = \sum_{i=1}^n x_i p_i$; для непрерывной случайной величины $M[X] = \int_{-\infty}^{\infty} x f(x) dx$ (элемент вероятности $f(x)dx$ во второй формуле соответствует вероятности p_i в первой формуле) (близк.: Е. С. Вентцель, 1962).

Син.: истинное среднее, средняя генеральная.

Медиана (рис. 75).— В геометрическом смысле — абсцисса точки, в которой площадь, ограниченная кривой распределения, делится пополам (Е. С. Вентцель, 1962).

— Значение случайной величины, относительно которого одинаково вероятна случайная величина больше или меньше этого значения (Л. Ф. Дементьев, М. А. Жданов, А. Н. Кирсанов, 1977).

Метод скользящего статистического окна.— Способ сглаживания фактических данных для выявления региональной составляющей, заключаю-

щийся в выборе интервала сглаживания, последовательном перемещении его на заданную величину шага (всегда меньшую размера интервала) и расчете среднего значения внутри интервала (И. С. Гутман, 1981).

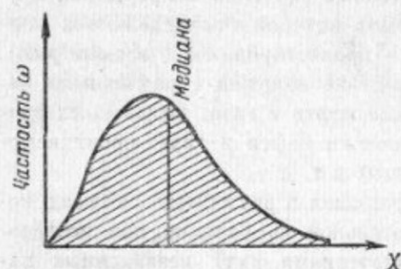


Рис. 75. Медиана кривой распределения

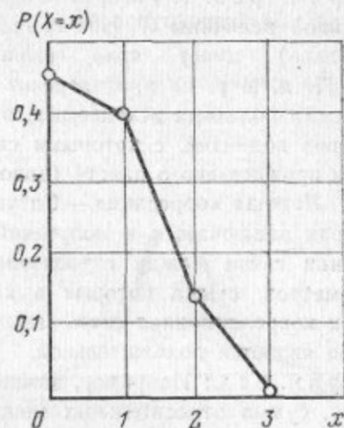


Рис. 76. Многоугольник распределения числа пронизываемых прослоев

Син.: метод скользящего среднего, фильтрация данных.

Метод скользящего среднего. См. метод скользящего статистического окна.

Метод распознавания образов.— Метод прогноза показателя (например, нефтеотдачи) для нового объекта с заданными факторами на основе накопленных определений показателя при различных значениях факторов.

Многовершинный полигон распределения.— Полигон распределения, имеющий несколько максимумов в несмежных классах — следствие неправильного отнесения результатов отдельных наблюдений к одной статистической совокупности или того, что анализируемая совокупность представляет собой смешение нескольких совокупностей с различными характеристиками (близк.: Л. Ф. Дементьев, 1966).

Многомерный корреляционно-регрессионный анализ.— Анализ выборочных совокупностей с целью выявления степени тесноты, вида корреляционной связи, а также оценки ее точности, между двумя или несколькими факторами и результативным признаком, при котором теснота связи определяется множественным, парным и частными коэффициентами корреляции, а вид связи — уравнением регрессии с числом переменных, равным числу факторов.

Прим. ред.: М. к. р. а. применяется при изучении влияния различных геолого-технологических факторов на величину коэффициента извлечения нефти и др.

Син.: множественная корреляция, многофакторная корреляция.

Многоугольник распределения (рис. 76).— Графическое изображение ряда распределения дискретной случайной величины, на котором по оси

абсциссе откладываются возможные значения случайной величины X , а по оси ординат — вероятности этих значений P_i (Е. С. Вентцель, 1962).

Многофакторная корреляция. См. многомерный корреляционно-регрессионный анализ.

Многофакторный дисперсионный анализ. — Проведение дисперсионного анализа при наличии двух или более взятых на учет факторов (Л. Ф. Дементьев, М. А. Жданов, А. Н. Кирсанов, 1977).

Прим. ред.: М. д. а. может быть применен при изучении степени влияния различных факторов на нефтеотдачу, на подъем водонефтяного и газожидкостного контактов и т. п.

Множественная корреляция. См. многомерный корреляционно-регрессионный анализ.

Множественный коэффициент корреляции (R). — Коэффициент, используемый для оценки степени общей тесноты связи многофакторной корреляции по формуле

$$R = \frac{\sum_{i=1}^N (Y_i - \bar{Y})(y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^N (Y_i - \bar{Y})^2 \sum_{i=1}^N (y_i - \bar{y})^2}}$$

где Y_i — вычисленные значения результативного признака; \bar{Y} — среднее вычисленное значение результативного признака; y_i — фактические значения результативного признака; \bar{y} — среднее фактическое значение результативного признака (М. С. Арабаджи, 1978).

Мода. — Для дискретной случайной величины — ее наиболее вероятное значение, для непрерывной случайной величины — то ее значение, при котором плотность распределения максимальна (Е. С. Вентцель, 1962).

Моменты. — Числовые характеристики, каждая из которых описывает то или иное свойство генеральной совокупности; чаще всего применяются моменты двух видов: начальные и центральные (близк.: Е. С. Вентцель, 1962).

Наблюдаемое значение (x_i). — Значение случайной величины X , которое в результате одного измерения принимает некоторое, заранее неизвестное, но единственное значение (И. С. Гутман, 1981).

Прим. ред.: В промышленной геологии наблюдаемым значением является единственный замер любого параметра, свойства, показателя продуктивного пласта, залежи, эксплуатационного объекта.

Накопленная частота (ω_n). — Сумма частот статистического ряда непрерывной случайной величины, начиная с первого класса и включая данный класс.

Накопленная частота (z_{ni}). — Сумма частот статистического ряда непрерывной случайной величины, начиная с первого класса и включая данный класс.

Начальный момент j -го порядка. — Математическое ожидание j -й степени случайной величины X , у которой за начало координат по оси абс-

цисс принимается 0, выражаемое суммой значений прерывной величины вида

$$\alpha_j[X] = \sum_{i=1}^n x_i^j p_i$$

или интервалом значений непрерывной величины вида

$$\alpha_j[X] = \int_{-\infty}^{\infty} x^j f(x) dx,$$

где p_i — вероятность его появления; $f(x)dx$ — элемент вероятности, соответствующий p_i .

Невозможное событие. — Событие, которое в данном опыте не может произойти, т. е. его вероятность равна 0 (Е. С. Вентцель, 1962).

— Событие, никогда не появляющееся (И. П. Шарапов, 1965).

Прим. ред.: Примером Н. с. может служить коэффициент пористости образца породы, равный единице.

Нелинейная корреляционная связь. — Корреляционная связь между фактором X и результативным признаком Y , при которой корреляционное отношение по абсолютному значению всегда больше коэффициента корреляции, а форма связи описывается уравнением регрессии в виде полинома второго и более высокого порядка.

Непрерывная случайная величина. — Случайная величина, возможные значения которой непрерывно заполняют некоторый интервал (Л. Ф. Дементьев, 1966).

Прим. ред.: Параметры продуктивного пласта в большинстве случаев являются непрерывными случайными величинами: коэффициент пористости, коэффициент проницаемости, мощность, коэффициент нефтегазонасыщенности и т. п.

Несмещенная оценка. — Оценка, характеризующая отсутствием систематической погрешности в сторону завышения или занижения, в силу чего математическое ожидание оценки какого-либо параметра \hat{a} должно быть равно этому параметру, т. е. $M[\hat{a}] = a$.

Прим. ред.: Например, среднее арифметическое значение является несмещенной оценкой математического ожидания, поскольку $M(\bar{x}) = m_x$ (И. С. Гутман, 1976).

Несовместимые события. — События в данном опыте, если никакие два из них не могут появиться вместе (Е. С. Вентцель, 1962).

Прим. ред.: Примером несовместимых событий может служить одновременно вскрытие скважиной двух и трех проницаемых прослоев в одном продуктивном пласте.

Нормальный закон распределения (см. рис. 77). — Наиболее часто встречающийся на практике закон распределения непрерывной случайной величины, являющийся предельным законом... для суммы независимых равномерно малых случайных слагаемых... и характеризующийся плотностью вероятности вида

$$f(x) = \frac{1}{\sigma_x \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x - m_x)^2}{2\sigma_x^2}}$$

где m и σ — параметры нормального распределения, соответственно равные математическому ожиданию и среднему квадратическому отклонению случайной величины X (Е. С. Вентцель, 1962).

Прим. ред.: Статистические распределения многих параметров продуктивного пласта — открытой пористости, эффективной мощности, нефтенасыщенности и др. — не противоречат Н. з. р.

Син.: Распределение Гаусса.

Нулевая гипотеза (H_0). — Гипотеза об отсутствии различия между сравниваемыми распределениями (И. С. Гутман, 1976).

Объем выборки. См. объем выборочной совокупности.

Объем выборочной совокупности (n). — Общее число наблюдаемых значений выборочной совокупности (Л. Ф. Дементьев, 1966).

Син.: объем выборки.

Одновершинный полигон распределения. — Полигон распределения с максимумом в одном из классов, характеризующий в большинстве случаев однородность исследуемого параметра.

Одномерный корреляционно-регрессионный анализ. — Анализ выборочных совокупностей с целью изучения степени тесноты, вида корреляционной связи, а также оценки ее точности, между одним фактором и результативным признаком, в котором степень тесноты определяется корреляционным отношением и коэффициентом корреляции, а вид связи (линейной или нелинейной) — уравнением регрессии с одной переменной.

Син.: парная корреляция.

Однофакторный дисперсионный анализ. — Метод проверки нулевой гипотезы об отсутствии существенных различий между средними значениями изучаемого параметра (фактора) в двух и более выборочных совокупностях при заданных уровне значимости α и числе степеней свободы с помощью F -критерия Фишера (близк.: У. Крумбейн, М. Кауфман, Р. Мак-Кемман, 1973).

Прим. ред.: О. д. а. может быть применен для сравнения двух или нескольких геологических объектов по площади и разрезу с целью привлечения идентичных объектов и увеличения таким путем числа фактических данных для подсчета запасов слабозалегающих залежей, для выбора идентичных эталонных участков при проведении опытно-промышленных работ и др.

Относительное отклонение ($\bar{\delta}_{отн}$). — Отношение среднего абсолютного отклонения $\bar{\delta}$ к среднему арифметическому значению \bar{x} , т. е. $\bar{\delta}_{отн} = \frac{\bar{\delta}}{\bar{x}}$ (Л. Ф. Дементьев, 1976).

Относительная погрешность. — Показатель, используемый для оценки качества результатов измерений — отношение абсолютной величины по-

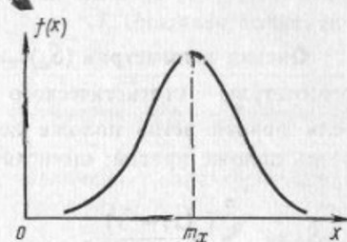


Рис. 77. Нормальный закон распределения

грешности δ к измеряемой величине a , выражаемое в процентах, $\delta_{отн} = \frac{\delta}{a} 100\%$.

Оценка ($\hat{a}, \hat{h}, \hat{r}$ и т. д.). — Приближенное случайное значение неизвестных числовых характеристик распределения генеральной совокупности, вычисленное по данным наблюдаемых значений выборочной совокупности случайной величины X .

Оценка асимметрии (\hat{S}_k). — Безразмерная величина, характеризующая асимметрию статистического распределения, — положительная ($\hat{S}_k > 0$), если правая ветвь положе левой, и отрицательная ($\hat{S}_k < 0$), если левая ветвь положе правой; вычисляется по формуле

$$\hat{S}_k = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^3}{n S_x^3},$$

где \bar{x} — среднее арифметическое наблюдаемых значений; S_x — оценка среднего квадратического отклонения; n — объем наблюдений (И. С. Гутман, 1981).

Оценка дисперсии ($S^2[X]$, или S_x^2). — Величина дисперсии, вычисленная по данным наблюдаемых значений x_i статистического ряда распределения,

$$S_x^2 = \frac{1}{n-1} (x_i - \bar{x})^2,$$

где n — объем наблюдений; \bar{x} — среднее арифметическое наблюдаемых значений (близк.: Е. С. Вентцель, 1962).

Оценка коэффициента вариации (\hat{W}). — Отношение оценки среднего квадратического отклонения S_x статистического ряда распределения к среднему арифметическому значению \bar{x} , рассматриваемое в промышленной геологии как относительная мера неоднородности продуктивного пласта (И. С. Гутман, 1981).

Оценка коэффициента корреляции (\hat{r}_{xy}). — Величина, характеризующая степень тесноты линейной корреляции связи между наблюдаемыми значениями фактора и результативного признака, вычисляемая по формуле

$$\hat{r}_{xy} = \frac{\sum_{i=1}^n x_i y_i - \sum_{i=1}^n x_i \sum_{i=1}^n y_i}{\sqrt{n \sum_{i=1}^n x_i^2 - \left(\sum_{i=1}^n x_i\right)^2} \sqrt{n \sum_{i=1}^n y_i^2 - \left(\sum_{i=1}^n y_i\right)^2}},$$

где числитель — оценка ковариации x, y ; x_i — наблюдаемые значения фактора; y_i — наблюдаемые значения результативного признака; n — число пар наблюдаемых значений x_i и y_i (И. С. Гутман, 1976).

Оценка среднего квадратического отклонения ($S[X]$, или S_x).— Величина среднего квадратического отклонения, вычисленная по данным наблюдаемых значений x_i статистического ряда распределения, являющаяся в промышленной геологии абсолютной мерой неоднородности продуктивного пласта, равная корню квадратному из оценки дисперсии:

$$S_x = \sqrt{S_x^2} = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2},$$

где n — объем наблюдений; \bar{x} — среднее арифметическое наблюдаемых значений (И. С. Гутман, 1976).

Оценка эксцесса ($\hat{\varepsilon}_x$).— Безразмерная величина, характеризующая островершинность или плосковершинность статистического ряда распределения относительно нормального, равная

$$\hat{\varepsilon}_x = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{(x_i - \bar{x})^4}{n S_x^4}}{3},$$

где \bar{x} — среднее арифметическое наблюдаемых значений; S_x — оценка среднего квадратического отклонения; n — объем наблюдений.

Ошибка второго рода.— Ошибка, заключающаяся в том, что принимается нулевая гипотеза, в то время как она не верна (Л. Ф. Дементьев, М. А. Жданов, А. Н. Кирсанов, 1977).

Ошибка первого рода.— Ошибка, заключающаяся в том, что отвергается нулевая гипотеза, в то время как она верна, используемая для определения теоретических (табличных) значений критериев согласия при проверке нулевых гипотез (Л. Ф. Дементьев, М. А. Жданов, А. Н. Кирсанов, 1977).

Парная корреляция. См. одномерный корреляционно-регрессионный анализ.

Парный коэффициент корреляции.— Коэффициент, оценивающий степень тесноты связи между факторами и результативным признаком в многофакторной корреляции (М. С. Арабаджи, 1978).

Плотность вероятности. См. плотность распределения непрерывной случайной величины.

Плотность распределения [$f(x)$] **непрерывной случайной величины.**— Производная функция распределения, характеризующая как бы плотность, с которой распределяются значения случайной величины в данной точке $f(x) = F'(x)$ (близк.: Е. С. Вентцель, 1962).

Син.: плотность вероятности, дифференциальная функция распределения, дифференциальный закон распределения.

Плотность частоты.— Отношение частоты ω к величине классового промежутка Δ ; $\rho_\omega = \frac{\omega}{\Delta}$ (Л. Ф. Дементьев, 1966).

Полигон распределения (см. рис. 69).— Графическое изображение статистического ряда распределения, координатами которого по оси абс-

цисс являются середины классов статистического ряда, а по оси ординат — частоты или частоты этих классов.

Понятийная модель. См. концептуальная промышленно-геологическая модель.

Предельная абсолютная погрешность.— Положительное число, заведомо превышающее по абсолютному значению погрешность, протекающую из-за неточности измерительных инструментов (М. Я. Выгодский, 1977).

Син.: предельная погрешность.

Предельная относительная погрешность.— Отношение абсолютной погрешности к абсолютному значению измеряемой величины (М. Я. Выгодский, 1977).

Предельная погрешность. См. предельная абсолютная погрешность.

Прерывная случайная величина. См. дискретная величина.

Признак. См. случайная величина.

Промышленно-геологическая модель.— Приближенная схема продуктивного пласта и содержащейся в нем залежи, основанная на воссоздании «мыслимой картины» пространственного изменения значений параметров и их динамики в процессе разработки (концептуальная модель), а также на выявлении количественных оценок и связей, являющихся абстрактными математическими аналогами «мыслимой картины» (математические модели) (И. С. Гутман, 1981).

Размах (R).— Разность между наибольшим x_{\max} и наименьшим x_{\min} значениями выборочной совокупности, используемая как мера рассеяния случайной величины.

Разряд. См. класс.

Распределение Гаусса. См. нормальный закон распределения.

Результативный признак.— Признак выборочной совокупности, на который, по предположению исследователя, оказывают влияние один или несколько факторов, т. е. признак, который при дисперсионном и корреляционно-регрессионном анализе является зависимым.

Ряд распределения.— Таблица, в которой перечислены все возможные значения дискретной случайной величины X и соответствующие им вероятности P_i :

X_i	X_1	X_2	X_3	\dots	X_n
P_i	P_1	P_2	P_3	\dots	P_n

(Е. С. Вентцель, 1962).

Сглаживание статистических рядов.—См. выравнивание статистического ряда.

Систематическая погрешность.— Погрешность, величина которой одинакова во всех измерениях, проводящихся одним и тем же методом с помощью одних и тех же измерительных приборов (А. Н. Зайдель, 1968).

Случайная величина (X).— Величина (параметр, показатель, свойство и т. д.), состоящая из множества наблюдаемых значений, каждое из которых в результате одного измерения принимает некоторое, заранее неизвестное, но единственное значение (И. С. Гутман, 1981).

Прим. ред.: В промысловой геологии случайными величинами являются коэффициент пустотности, мощность, коэффициент проницаемости, дебит скважины и все другие параметры пластов, свойства жидкостей и газов, показатели разработки и т. д.

— Величина, которая в результате опыта (наблюдения) может принять то или иное значение, причем заранее, до наблюдения, неизвестно, какое именно (Е. С. Вентцель, 1962; Л. Ф. Дементьев, М. А. Жданов, А. Н. Кирсанов, 1977).

Случайная погрешность.— Погрешность, возникающая вследствие различного рода причин, учесть которые практически невозможно (близк.: А. Н. Зайдель, 1968).

Случайная функция.— Случайная величина, непрерывно изменяющаяся в процессе опыта, поскольку является отражением случайного явления, у которого случайность проявляется в виде процесса (Е. С. Вентцель, 1962).

Прим. ред.: Примером С. ф. может служить положение водонефтяного контакта в процессе разработки залежи на разные даты.

Случайное событие.— Событие, появление которого в процессе исследования закономерно чередуется с фактами его отсутствия (Е. С. Вентцель, 1962).

— Событие, наступление которого в процессе исследования нельзя заранее предсказать (И. С. Гутман, 1976).

Смещенная выборка.— Выборка, в которой наблюдения с определенными свойствами произвольно или намеренно систематически исключаются из нее (Дж. Девис, 1977).

Прим. ред.: Примером произвольной С. в. может быть случай, когда рыхлые и раздробленные породы, имеющие, как правило, высокие коэффициенты пустотности, но не вынесенные при отборе керн, не учитываются выборкой, что ведет к занижению среднего значения коэффициента пустотности.

Событие.— Одно из основных понятий теории вероятностей — всякий факт, который в результате опыта может произойти или не произойти (Е. С. Вентцель, 1962).

— Явление, возникающее в результате испытания (И. П. Шарапов, 1965).

Состоятельная оценка.— Оценка \hat{h} , обладающая свойством при увеличении числа наблюдений приближаться (т. е. сходиться по вероятности) к истинному значению параметра h (Е. С. Вентцель, 1962).

Прим. ред.: Например, при увеличении числа наблюдений среднее арифметическое значение \bar{X} сходится с математическим ожиданием.

Способ наименьших квадратов.— Построение уравнения регрессии при условии, что сумма квадратов отклонений d_i^2 всех наблюдаемых значений уравнения регрессии будет минимальной, т. е.

$$\sum_{i=1}^n (y_i - \hat{y}_i)^2 = \sum_{i=1}^n d_i^2 = \min$$

(И. С. Гутман, 1976).

Среднее абсолютное отклонение ($\bar{\delta}$).— Среднее арифметическое значение абсолютных отклонений наблюдаемых значений x_i от среднего арифметического значения \bar{x} , т. е.

$$\bar{\delta} = \frac{\sum_{i=1}^n |x_i - \bar{x}|}{n},$$

где n — число наблюдений (Л. Ф. Дементьев, 1966).

Среднее геометрическое значение.— Среднее значение, определяемое как корень n -й степени из произведения наблюдаемых значений C_i , т. е.

$$\bar{C} = \sqrt[n]{C_1 C_2 \cdot \dots \cdot C_n} \quad (\text{Л. Ф. Дементьев, 1966}).$$

Прим. ред.: С. г. з. применяется при вычислении средних темпов изменения значений какого-либо показателя, например, среднего темпа падения дебитов.

Среднее взвешенное значение.— Сумма произведений значений параметра на частоты этих значений.

Среднее взвешенное по площади значение.— Среднее для исследуемой площади значение параметра, определяемое по данным соответствующей карты в изолиниях как отношение суммы произведений среднего значения параметра между соседними изолиниями и площади между этими изолиниями к суммарной площади объекта.

Среднее арифметическое значение.— Частное от деления суммы всех наблюдаемых значений на их число — оценка математического ожидания,

вычисленная по формуле $\bar{x} = \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{n}$, где x_i — наблюдаемое значение статистического ряда; n — объем наблюдаемых значений в статистическом ряду.

Син.: средняя арифметическая величина, статистическое среднее.

Среднее значение параметра.— Среднее из имеющихся наблюдаемых значений параметра, определяемое для каждого подсчетного объекта и в целом по залежи (при малой изменчивости параметра и при малом количестве данных) как средневзвешенное и иногда другими способами (сокр.: ГС, 1978).

Син.: среднее значение признака.

Среднее значение признака. См. среднее значение параметра.

Среднее квадратическое отклонение ($\sigma[X]$, или σ_x).— Одна из основных числовых характеристик совокупности, характеризующая степень рассеивания случайной величины, равная корню квадратному из дисперсии $\sigma[X] = \sqrt{D[X]}$ (близк.: Е. С. Вентцель, 1962).

Средняя арифметическая величина.— См. среднее арифметическое значение.

Средняя генеральная. См. математическое ожидание.

Стандарт случайной величины. См. отклонение среднеквадратическое.

Стандартизация.—Дополнительное преобразование $\left(t = \frac{x_i - \bar{x}}{S_x} \right)$,

связанное с заменой переменных x_i , имеющих единицы измерения, на новые значения переменных t , измеряемых в единицах стандартных отклонений (близк.: Дж. Девис, 1977), которое применяется при определении уровней вероятности, преобразовании функций распределения с целью упрощения расчета теоретической кривой, при сравнении двух статистических распределений, имеющих разные размерности, и др.

Стандартизованная переменная.—Безразмерная случайная величина t , полученная путем стандартизации, математическое ожидание m_t которой равно нулю, а среднее квадратическое отклонение σ_t — единице.

Прим. ред.: Применение С. п. см. стандартизацию.

Статистическая вероятность. См. частость.

Статистическая связь (зависимость). См. корреляционная связь (зависимость).

Статистическая функция распределения случайной величины X .—Функция распределения частостей (статистических вероятностей) наблюдаемых значений случайной величины X по данным выборочной совокупности, равная $F^*(x) = z(X < x)$, которая графически по данным статистического ряда может быть представлена в виде интегральной кривой распределения (кумуляты) (близк.: Е. С. Вентцель, 1962).

Статистический критерий согласия.—Критерий, применяемый для проверки нулевой гипотезы при сравнении распределений с целью выяснения, обусловлены ли расхождения исследуемыми распределениями случайности обстоятельствами, связанными с ограниченным числом наблюдений, или они являются существенными и обусловлены различной природой явлений (близк.: Е. С. Вентцель, 1962).

Статистический ряд.—Таблица, в которой приведены классы I_i значений непрерывной случайной величины X в порядке их расположения вдоль оси абсцисс и соответствующие частоты (z_i) или частоты (ω_i) (Е. С. Вентцель, 1962).

I_i	$x_{1j}x_2$	$x_{2j}x_3$...	$x_{ij}x_{i+1}$...	$x_{ki}x_{k+1}$
z_i	z_1	z_2	...	z_i	...	z_k
ω_i	ω_1	ω_2	...	ω_i	...	ω_k

См.: статистическое распределение, эмпирическое распределение, выборочное распределение.

Статистическое распределение. См. статистический ряд.

Статистическое среднее. См. среднее арифметическое значение.

Стохастическая связь (зависимость). См. корреляционная связь.

t -критерий Стьюдента.—Статистический критерий, разные формулы которого используются в промышленной геологии: для проверки нулевой гипотезы о том, что данная выборка извлечена из генеральной совокупности с заданными характеристиками; для проверки нулевой гипотезы о равенстве средних при однофакторном дисперсионном анализе; для построения доверительных интервалов.

Теоретическая кривая распределения. См. кривая распределения.

Теория вероятностей.—Математическая наука, изучающая закономерности в случайных явлениях (Е. С. Вентцель, 1962).

—Математическая наука..., изучающая закономерности, возникающие при взаимодействии большого числа случайных факторов (БСЭ, 1956).

Точечная оценка.—Оценка \hat{h} неизвестного параметра h одним числом, которая в силу малочисленности наблюдений является случайной и для представления о точности и надежности которой в математической статистике пользуются так называемыми доверительными интервалами и вероятностью (Е. С. Вентцель, 1962).

Точность оценки.—Диапазон практически возможных значений погрешностей $\pm \epsilon$, возникающих при замене неизвестного истинного параметра несмещенной оценкой \hat{h} , свидетельствующей о том, что погрешности, большие по абсолютной величине, чем ϵ , могут появляться только с весьма малой вероятностью $\alpha = 1 - \beta$, где β — доверительная вероятность (близк.: Е. С. Вентцель, 1962).

Тренд-анализ.—Совокупность математических приемов, основанных на аппроксимации наблюдаемых значений геологических параметров с целью выявления основной тенденции в их изменении по площади или разрезу, для чего применяют одну из функций, подбираемую по методу наименьших квадратов, от времени или мощности отложений (временной тренд) или от координат точек (поверхностный тренд).

Уравнение регрессии корреляционной связи.—Аналитическое выражение формы или вида корреляционной связи между результативным признаком и одним или более факторами, определяемое с помощью способа наименьших квадратов.

Уровень значимости (α).—Вероятность совершить ошибку первого рода, устанавливаемую исследователем заранее с тем, чтобы появление значений случайной величины больших, чем значения соответствующих уровню значимостей, происходило с заданной вероятностью α , принимаемой обычно равной 0,05 или 0,01 (И. С. Гутман, 1976).

F -критерий Фишера.—Применяемый в дисперсионном анализе для сравнения выборочных дисперсий S_1^2 и S_2^2 двух выборочных совокупностей — критерий, равный $F = S_1^2/S_2^2$ при $S_1 > S_2$ и $F = S_2^2/S_1^2$ при $S_2 > S_1$ (Дж. Девис, 1977).

Фактор.—Понятие, используемое в дисперсионном и корреляционно-регрессионном анализе — признак выборочной совокупности, по предположению исследователя могущий рассматриваться как причина изменения другого признака (Л. Ф. Дементьев, 1966).

Фильтрация данных. См. метод скользящего статистического окна.

Функциональная зависимость. См. функциональная связь.

Функциональная связь.—Связь между функцией Y и аргументом X , при которой, зная значение аргумента, можно точно указать значение функции (близк.: Е. С. Вентцель, 1962).

—Связь между признаками, при которой факториальный признак полностью определяет величину результативного признака (И. Г. Вещский, Г. С. Кильдишев, 1963).

См.: функциональная связь

Функция распределения $[F(x)]$ случайной величины (X) (рис. 78).— Универсальная количественная характеристика распределения вероятностей $P(X \leq x)$, где x — некоторая текущая переменная, т. е. $F(x) = \sum_{x_i < x} P(X = x_i)$ для прерывной случайной величины и $F(x) = P(X < x) = P(-\infty < X < x) = \int_{-\infty}^x f(x) dx$ для непрерывной случайной величины (близк.: Е. С. Вентцель, 1962). Син.: интегральная функция распределения, интегральный закон распределения.

Центральные моменты.— Моменты централизованной случайной величины \hat{X} , аналогичные моментам относительно центра тяжести в механике (Е. С. Вентцель, 1962).

Центральный момент j -го порядка случайной величины X .— Математическое ожидание j -й степени, соответствующее централизованной случайной величине \hat{X}

$$M_j[X] = M[\hat{X}] = M[(x - m_x)^j]$$

(Е. С. Вентцель, 1962).

Центрированная случайная величина (\hat{X}) .— Отклонение случайной величины X от ее математического ожидания m_x , равно $\hat{X} = X - m_x$ (Е. С. Вентцель, 1962).

Частный коэффициент корреляции.— Коэффициент оценивающий степень тесноты связи двух любых величин без влияния третьей в многофакторной корреляции (М. С. Арабаджи, 1978).

Частота (ω_i) .— Отношение частоты z_i каждого из классов статистического ряда (непрерывной случайной величины) к общему числу наблюдаемых значений n .

Син.: статистическая вероятность, доля.

Частота (z_i) .— Число наблюдаемых значений внутри каждого из классов статистического ряда непрерывной случайной величины.

Число наложенных связей (l) .— Число условий, которые необходимо соблюдать при вычислении той или иной выборочной функции (например, $\sum_{i=1}^n = 1$, число параметров в выборочной совокупности, число параметров в классе и т. п.) (Л. Ф. Дементьев, М. А. Жданов, А. Н. Кирсанов, 1977).

Число степеней свободы (r) .— Разность между объемом выборочной совокупности n или числом классов k и числом связей l , наложенных на эту совокупность, показывающая, какое число элементов выборочной совокупности можно произвольно менять, не нарушая связей (Л. Ф. Дементьев, М. А. Жданов, А. Н. Кирсанов, 1977).

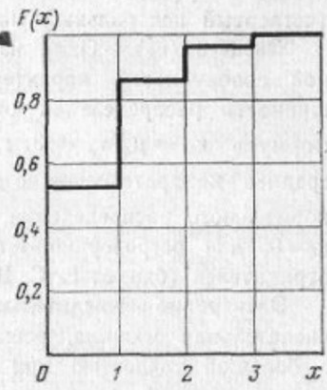


Рис. 78. Функция распределения числа пронизаемых прослов

— Число называемых связей в оцениваемой выборке (Дж. Девис, 1977).

Числовые характеристики распределения случайной величины.— Характеристики, выражающие в сжатой форме наиболее существенные особенности распределения генеральной совокупности, к которым относятся: математическое ожидание (первый начальный момент), мода, медиана; дисперсия (второй центральный момент), среднее квадратическое отклонение; коэффициент асимметрии (третий центральный момент); эксцесс (четвертый центральный момент) (сокр.: Е. С. Вентцель, 1962).

Эксцесс (ϵ_x) .— Одна из основных числовых характеристик генеральной совокупности, характеризующая островершинность или плосковершинность распределений относительно нормального и вычисленная по формуле $\epsilon_x = \mu_4/\sigma_x^4 - 3$, где μ_4 — четвертый центральный момент; σ_x — среднее квадратическое отклонение; μ_4/σ_x^4 — отношение, равное 3 для нормального распределения, в силу чего для нормального распределения $\epsilon_x = 0$; для островершинного он положителен, для плосковершинных — отрицателен (близк.: Е. С. Вентцель, 1962).

Электронно-вычислительная машина (ЭВМ).— Быстродействующая вычислительная машина, решающая математические и логические задачи с большой точностью при выполнении в секунду нескольких десятков тысяч операций, технической основой которой являются электронные схемы и которая имеет запоминающее устройство (память), предназначенное для приема, хранения и выдачи информации, арифметическое устройство для операции над числами и устройство управления (ГС, 1978).

— Устройство, производящее действия над числами согласно заданной программе действия (А. К. Карпов, 1975).

— Устройство, которое принимает информацию, производит с ней операции в соответствии с заложенными инструкциями и выдает результаты этих действий (Дж. Девис, 1977).

Эмпирическое распределение. См. статистический ряд.

Энтропия системы.— Мера априорной неопределенности системы (или прерывной случайной величины X) — сумма произведений вероятностей различных состояний системы на логарифмы этих вероятностей, взятая с обратным знаком (Е. С. Вентцель, 1962).

— Общее количество разнообразия множества значений случайной величины, выраженное через разнообразие множества вероятностей, равное

$$H(X) = - \sum_{i=1}^n p_i \log p_i.$$

Прим. ред.: Обычно в качестве основания логарифмов при вычислении энтропии принимают числа 2, e , или 10 и единицы измерения соответственно называют бит, нит и хартли (Л. Ф. Дементьев, М. А. Жданов, А. Н. Кирсанов, 1977).

Эффективная оценка.— Выбранная несмещенная оценка, обладающая по сравнению с другими наименьшей дисперсией, т. е. $D[\hat{h}] = \min$ (Е. С. Вентцель, 1962).

- Борисенко З. Г. Методика геометризации резервуаров и залежей нефти и газа. М., Недра, 1980.
- Борисов Ю. П., Воинов В. В., Рябинина Э. К. Влияние неоднородности пластов на разработку нефтяных месторождений. М., Недра, 1970.
- Васильевский В. Н., Петров А. И. Исследование нефтяных пластов и скважин. М., Недра, 1973.
- Вентцель Е. С. Теория вероятностей. М., Гос. изд. физ.-мат. лит., 1962. *Геологический словарь*. Т. 1, 2. М., Недра, 1978.
- Гиматулинов Ш. К. Физика нефтяного пласта. М., Недра, 1971.
- Губкин И. М. Учение о нефти (3-е изд.). М., Наука, 1975.
- Дементьев Л. Ф., Жданов М. А., Кирсанов А. Н. Применение математической статистики в нефтегазопромисловой геологии. М., Недра, 1977.
- Дьяконов Д. М., Леонтьев Е. И., Кузнецов Г. С. Общий курс геофизических исследований скважин. М., Недра, 1977.
- Жданов М. А. Нефтегазопромисловая геология. М., Недра, 1970.
- Иванова М. М. Динамика добычи нефти. М., Недра, 1976.
- Карцев А. А. Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений. М., Недра, 1972.
- Классификация запасов месторождений нефти и горючих газов. М., Недра, 1970.
- Корогаев Ю. П. Эксплуатация газовых месторождений. М., Недра, 1975.
- Лысенко В. Д., Мухарский Э. Д. Проектирование интенсивных систем разработки нефтяных месторождений. М., Недра, 1975.
- Маккавеев А. А. Словарь по гидрогеологии и инженерной геологии. М., Недра, 1971.
- Максимов М. И. Геологические основы разработки нефтяных месторождений. М., Недра, 1975.
- Методическое руководство по количественной оценке перспектив нефтегазоносности. М., ОЦНТИ ВИЭМС, 1978.
- Ованесов М. Г., Ованесов Г. П., Калантаров А. П. Спутник нефтегазопромислового геолога. М., Недра, 1971.
- Овнатанов С. Т., Карпетов К. П. Нефтеотдача при разработке нефтяных месторождений. Л., Недра, 1970.
- Пермяков И. Г., Шевкунов Е. Н. Геологические основы поисков, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений. М., Недра, 1976.
- Перчик А. И. Краткий словарь-справочник по экономике нефтегазодобывающей промышленности. М., Недра, 1976.
- Правила разработки газовых и газоконденсатных месторождений. М., Недра, 1971.
- Регулирование процесса разработки нефтяных месторождений/Б. Т. Баишев, В. В. Исайчев, С. В. Кожакин и др. М., Недра, 1978.
- Проект отраслевого стандарта. Разработка нефтяных и нефтегазовых месторождений. Термины и определения. М., ОНТИ ВНИИнефть, 1973.
- Руководство по применению промыслово-геофизических методов контроля за разработкой нефтяных месторождений. М., Недра, 1978.
- Справочник инженера по бурению. Т. 1, 2. М., Недра, 1973.
- Справочное руководство гидрогеолога. Т. 1, 2. Л., Недра, 1979.
- Стасенков В. В., Климушин И. М., Бреев В. А. Методы изучения геологической неоднородности нефтяных пластов. М., Недра, 1972.
- Султанов С. А. Контроль за заводнением пластов. М., Недра, 1974.

Сургуев М. Л. Методы контроля и регулирования процесса разработки нефтяных месторождений. М., Недра, 1968.

Сукарев Г. М. Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений. М., Недра, 1979.

Терминологический словарь по геологоразведочному бурению СЭВ. Варшава, 1978.

Тхостов Б. А. Начальное пластовое давление и гидродинамические системы. М., Недра, 1966.

Ханин А. А. Основы учения о породах-коллекторах нефти и газа. М., Недра, 1965.

Чоловский И. П. Геолого-промысловый анализ при разработке нефтяных месторождений. М., Недра, 1977.

Щелкачев В. Н. Разработка нефтеводоносных пластов при упругом режиме. М., Гостолтехиздат, 1959.

ПРЕДМЕТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ

Агент вытесняющий 147
 А. проталкивающий 158
 А. рабочий 158
 Адсорбционность нефтяной породы 9
 Адсорбция 9
 А. в пласте 78
 Акт горноотводный 148
 Акты по бурящейся скважине 164
 Альтитуда 36
 Амплитуда разрыва 67
 Анализ воды общий 115
 А. воды стандартный 120
 А. воды физический 121
 А. воды шестикомпонентный 122
 А. временного тренда 218
 А. дисперсионный 221
 А. дисперсионный многофакторный 229
 А. дисперсионный однофакторный 231
 А. корреляционно-регрессионный 225
 А. корреляционно-регрессионный многомерный 228
 А. корреляционно-регрессионный одномерный 231
 А. люминесцентный 84
 А. процесса разработки 190
 А. разработки 190
 Анализы химического состава вод специальные 120
 Анизотропия пласта 9
 Анизотропность пласта 9
 Аномалия газогеохимическая 97
 А. гидрогеодинамическая 99
 А. гидрогеологическая 100
 А. гидрогеологическая техногенная 121
 А. гидрогеохимическая 105
 Арфа высотная 38
 Асимметрия 219

Б

База данных 219
 Баланс закачки и отбора 191
 Б. закачки и отбора накопленный 191
 Б. закачки и отбора текущий 191
 Б. запасов горючих газов отчетный 136
 Б. запасов нефти отчетный 136

Банк данных 219
 Барьер водяной 191
 Б. давления 191
 Бассейн артезианский 95
 Б. гидрогеологический 100
 Б. подземных вод 95
 Б. трещинных вод 95
 Блок-диаграмма 36
 Бурение 165
 Б. второго ствола 165
 Б. кустовое 168
 Б. наклонно-направленное 169
 Б. наклонных скважин 165
 Б. разведочное 172
 Б. скважины 165
 Б. эксплуатационное 173
 Буримость породы 165

В

Вал нефтяной 191
 Вариант разработки 146
 В. системы разработки 146
 В. системы разработки оптимальный 154
 Вариация 219
 Величина случайная 234
 В. случайная дискретная 221
 В. случайная непрерывная 230
 В. случайная прерывная 234
 В. случайная центрированная 239
 В. средняя арифметическая 236
 Вероятность доверительная 222
 Вероятность события 219
 В. статистическая 237
 Верховодка 96
 Вес удельный нефти 93
 В. удельный пластовой воды 121
 Вещества асфальто-смолистые 78
 В. индикаторные 178
 В. нефти минеральные 85
 В. нефти поверхностно-активные 89
 Вещество органическое пластовых вод 115
 Взаимодействие скважин 146
 Взаимосвязь/ продуктивных пластов 38
 Взброс 67
 Вид заводнения 146
 Виды движения воды в пласте 191
 Вискозиметрия глубинная 175
 Вискозиметрия скважины 173

Влагометрия диэлектрическая 176
 В. скважины 174
 Влагосодержание газа 78
 Влажность газа относительная 87
 Вода адсорбированная 94
 В. артезианская 95
 В. безнапорная межпластовая
 В. в твердом состоянии 96
 В. верхняя 95
 В. верхняя краевая 95
 В. возрожденная из магматических пород 96
 В. возрожденная из осадочных пород 96
 Вода гигроскопическая 105
 В. гравитационная 106
 В. грунтовая 106
 В. древнеинфильтрогенная 106
 В. жильная 107
 В. инфильтрогенная 107
 В. ископаемая 107
 В. капиллярная 107
 В. карстовая 108
 В. конденсатогенная 112
 В. конденсационная 112
 В. краевая 112
 В. краевая верхняя
 В. краевая нижняя 114
 В. лиосорбированная 112
 В. магматогенная 113
 В. межпластовая 113
 В. метаморфогенная 113
 В. нагнетаемая 113
 В. напорная 113
 В. нижняя 114
 В. остаточная 115
 В. парообразная 115
 В. пендулярная 115
 В. пленочная 115
 В. погребенная 116
 В. подошвенная 116
 В. попутная 116
 В. поровая (пластовая) 116
 В. промежуточная 116
 В. реликтовая 118
 В. связанная 119
 В. связанная прочно 117
 В. связанная рыхло 118
 В. связанная физически 121
 В. связанная химически 121
 В. седиментогенная 119
 В. седиментогенная сингенетическая 119
 В. седиментогенная эпигенетическая 122
 В. смешанная 119
 В. сорбционно-замкнутая 120
 В. стыковая 120
 В. в твердом состоянии
 В. тектоническая 120

В. термальная
 В. техногенная 121
 В. трещинная 121
 В. ювенильная 122
 Водообмен 97
 Водопоглощаемость породы-коллектора 97
 Водопроницаемость 97
 Водоупор 97
 Воды сточные 210
 Возврат скважины на другой объект разработки 147
 Воздействие на пласт 147
 В. на пласт циклическое 163
 В. на призабойную зону пласта термогазохимическое 211
 Воронка депрессии 123
 В. депрессионная 125
 Воспаменение нефти самопроизвольное 160
 Восстановление пластового давления в скважине 123
 В. уровня жидкости в скважине 123
 В. циркуляции 165
 Время безразмерное 131
 В. эксплуатации скважины 191
 Вскрытие пласта 166
 В. продуктивного разреза снизу вверх 192
 Выборка 220
 В. смещенная 235
 Выклинивание пласта 10
 Вынос керна 166
 Выпадение асфальтенов 193
 Выравнивание профиля притока 193
 В. статического ряда 220
 Высота абсолютная 35
 В. пьезометрическая 117
 Вытеснение газа из пласта 147
 В. газированной нефти водой 123
 В. нефти непоршневое 153
 В. нефти из пласта 147
 В. нефти поршневое 157
 Вытяжка нефти 78
 Вязкость газа 78
 В. пластовой воды 97
 В. пластовой нефти 78
 В. сепарированной нефти 79

Г

Газ газовых залежей 79
 Г. газовых шапок 79
 Г. газоконденсатных залежей 79
 Г. газонефтяных залежей 80
 Г. нефтяной 86
 Г. окклюдированный в нефти 80
 Г. растворенный в нефти 80
 Г. свободный 90

Газоконденсат 80
Газонасыщенность воды 98
Газосодержание воды 98
Г. пластовой нефти 80
Газы водорастворенные 97
Г. идеальные 82
Г. природные пластовые 90
Г. природные пластовые углеводородные 90
Г. растворенные в подземной воде 98
Г. реальные 91
Гамма-гамма-каротаж 39
Гамма-каротаж 39
Г. нейтронный 56
Гамма-плотнометрия 174
Геология нефтегазопромысловая 153
Г. нефти и газа промысловая 158
Геометризация залежей 42
Геометризация месторождений 42
Герметичность скважины 166
Гидрогеология нефтегазопромысловая 113
Гидроизопьезы 105
Гидроизотермы 105
Гидропроводность 10
Гидроразведка 175
Гидрофильность породы-коллектора 11
Гидрофобность породы-коллектора 11
Гипотеза нулевая 231
Гистограмма 220
Глинистость коллектора 11
Горизонт 11
Г. водоносный 96
Г. возвратный 147
Г. маркирующий 53
Г. опорный 57
Г. продуктивный 28
Градиент геотермический 124
Г. гидравлический 99
Г. давления 124
Г. давления сдвига начальный 86
Г. давления сдвига предельный 89
Г. напорный 113
Г. плотности нефти пластовый 89
Граница эрозионная 78
Г. выклинивания пласта-коллектора 12
Г. замещения породы-коллектора 12
Границы доверительные 222
График перемещения водонефтяного контакта 194
Г. показателей разработки 194
Г. разработки 194
Г. химического состава подземных вод 106

Группа залежей вторая 130
Г. залежей первая 136
Г. месторождений вторая 130
Г. месторождений первая 136
Группы запасов 130
Г. месторождений 130
Густота трещин 12

Д

Давление геостатическое 124
Д. геотектоническое 124
Д. гидравлического разрыва пласта 195
Д. гидростатическое 106
Д. гидростатическое условное 121
Д. горное 124
Д. забойное 125
Д. капиллярное 14
Д. критическое 84
Д. критическое среднее 92
Д. нагнетания (рабочего агента) 125
Д. насыщения нефти 81
Д. насыщения нефти газом 81
Д. насыщения растворенного в воде газа 106
Д. начала конденсации 81
Д. парциальное 88
Д. пластовое 126
Д. пластовое аномально высокое 123
Д. пластовое гидростатическое 124
Д. пластовое динамическое (в продуктивном пласте) 125
Д. пластовое динамическое (в скважине) 125
Д. пластовое в зоне нагнетания 126
Д. пластовое в зоне отбора 127
Д. пластовое в зоне эксплуатации 127
Д. пластовое избыточное 125
Д. пластовое истинное в продуктивном пласте 126
Д. пластовое менее гидростатического 127
Д. пластовое начальное 126
Д. пластовое нормальное 126
Д. пластовое, отличающееся от гидростатического 127
Д. пластовое, приведенное по времени 127
Д. пластовое, приведенное по глубине 127
Д. пластовое сверхгидростатическое 128
Д. пластовое, среднее по залежи 129
Д. пластовое статическое 129

Д. пластовое текущее (в продуктивном пласте) 129
Д. пластовое текущее (в скважине) 129
Д. подземных вод приведенное 116
Д. псевдокритическое 90
Д. псевдокритическое приведенное 89
Д. среднее критическое 92
Д. точки росы 81
Д. эффективное 130
Движение жидкости вихревое 146
Дебит газовой скважины рабочий максимально допустимый 202
Д. новых скважин начальный 216
Д. переходящих скважин исходный 215
Д. скважины безводный 145
Д. скважины безгазовый 145
Д. скважины входной 214
Д. скважины по газу 148
Д. скважины по жидкости 148
Д. скважины по нефти 148
Д. среднесуточный на один скважино-месяц отработанный 218
Д. среднесуточный на один скважино-месяц числившийся 218
Дебитограмма 175
Дегазирование нефти 81
Д. нефти дифференциальное 81
Д. нефти контактное 82
Д. нефти многократное 85
Д. нефти ступенчатое 92
Дело скважины 195
Депрессия давления в скважине 125
Д. на забое скважины 125
Деформация керна 43
Диаграмма индикаторная скважины 176
Д. индикаторная скважины многопластового объекта 177
Диаграмма-роза трещин 44
Динамика дебита скважины 175
Д. обводнения скважины 175
Д. промыслового газового фактора 175
Динамограмма 175
Динамометрирование 175
Дислокация дизъюнктивная 70
Диспергирование нефти 195
Дисперсия 222
Дистиллаты нефти 81
Добыча газа накопленная 203
Д. газа суммарная 196
Д. нефти в безводный период 195
Д. нефти в водный период 195

Д. нефти накопленная 203
Д. нефти из скважины безводная 191
Д. нефти из скважины водная 191
Д. нефти из скважин обводненная 203
Д. нефти из эксплуатационного объекта безводная 191
Д. нефти из эксплуатационного объекта водная 191
Д. нефти из эксплуатационного объекта обводненная 203
Документация по бурящейся скважине геологическая 166
Документы по бурящейся скважине первичные 171
Д. по пробуренной скважине основные геологические 170
Доля 222
Д. объема линз 12
Д. объема полулинз 12
Д. непрерывных частей пластов 12
Достоверность запасов 131

Е

Емкость залежи объемная 25
Е. коллектора 13

Ж

Жесткость воды 107
Жидкость буферная 165
Ж. промысловая 171
Ж. промысловая безглинистая 165
Ж. промысловая малоглинистая 165
Ж. промысловая нефилтующаяся 169
Ж. промысловая на нефтяной основе 171
Ж. промысловая облегченная 169
Ж. промысловая утяжеленная 172
Журнал буровой 165
Ж. регистрации керна 167

З

Зависимость вероятностная 219
З. корреляционная 224
З. статистическая 237
З. стохастическая 237
З. функциональная 238
Заводнение барьерное 145
З. блоковое 145
З. внутриконтурное 146
З. законтурное 149
З. очаговое 155

3. площадное 156
3. приконтурное 157
Закон больших чисел 223
3. Дарси 13
3. распределения дифференциальный 222
3. распределения интегральный 223
3. распределения логарифмически нормальный 226
3. распределения Максвелла 222
3. распределения нормальный 230
3. распределения случайной величины 222
3. фильтрации линейный 20
3. фильтрации нелинейный 23
Законы газового состояния основные 87
Залегание несогласное 73
Залежь 70
3. водонефтяная 67
3. газовая 68
3. газовая с нефтяной оторочкой 68
3. газоводяная 67
3. газогидратная 69
3. газоконденсатная 69
3. газоконденсатная с нефтяной оторочкой 69
3. газоконденсатногазовая 69
3. газоконденсатнонефтяная 69
3. газонефтяная 70
3. конденсатная 72
3. конденсатная с нефтяной оторочкой 69
3. литологически ограниченная со всех сторон 72
3. массивная 72
3. массивная в биогермном выступе 72
3. массивная в структурном выступе 72
3. массивная в эрозионном выступе 72
3. нефтегазовая 74
3. нефтегазоконденсатная 74
3. нефти запечатанная 71
3. нефтяная с газовой шапкой 74
3. переходного состояния 70
3. пластовая 75
3. пластовая литологически экранированная 75
3. пластовая сводовая 75
3. пластовая стратиграфически экранированная 75
3. пластовая тектонически экранированная 76
3. пластовая экранированная 76
3. рифовая 77
3. углеводородов 70

Замер дебита скважины 176
Замещение пласта 13
Запас пласта упругий 129
Запасы балансовые 130
3. балансовые начальные 134
3. балансовые остаточные 135
3. балансовые текущие 140
3. геологические 130
3. забалансовые 131
3. извлекаемые 132
3. извлекаемые начальные 134
3. извлекаемые остаточные 135
3. извлекаемые текущие 140
3. категории А 131
3. категории В 131
3. категории С₁ 131
3. категории С₂ 132
3. нефти, горючих газов, конденсата 132
3. оперативные 135
3. принятые 137
3. промышленные 139
3. разведанные 139
3. удельные 140
3. утвержденные 140
Запечатанность залежи 71
Зарезка второго ствола 167
Знаки условные 66
Значение арифметическое среднее 236
3. геометрическое среднее 236
3. наблюдаемое 229
3. параметра среднее 236
3. признака среднее 236
3. среднее взвешенное 236
3. среднее взвешенное по площади 236
Зональность нефти 82
Зона активного влияния закачки 196
3. аэрации 107
3. законтурная 70
3. залежи водонефтяная 68
3. залежи газоводяная 68
3. залежи двухконтактная 70
3. застойная 196
3. кольматации 167
3. насыщения 107
3. недостаточного влияния закачки 196
3. обводнения пласта 196
3. ослабленного влияния закачки 196
3. отбора жидкости 196
3. отсутствия влияния закачки 196
3. переходная газонефтяной залежи 74
3. переходная нефтегазовой залежи 74

3. переходная нефтяной залежи 74
3. пласта выжженная 193
3. промытая (прискважинная) 59
3. проникновения 44
3. проникновения фильтра промывочной жидкости 44
3. разгрузки 107
3. слияния 13
3. термохимических реакций 196
3. туликовая 211
Зональность бассейнов подземных вод гидрогеологическая 100
3. газогеохимическая 97
3. гидрогеодинамическая 100
3. гидрогеотермическая 104
3. гидрохимическая 105
Зондирование боковое каротажное 36

И

Измерение обводненности скважины 176
Изогипсы 45
Изоляция притока воды 197
И. селективная 209
Изоминеры 107
Изопахиты 45
Изохоры 45
Изучение керна микроскопическое 168
Инерционность притока 178
Интенсивность выработки пластов 197
И. разработки пласта относительная 205
Интервал доверительный 222
И. отдающий 205
И. перфорации оптимальный 204
И. поглощающий 206
И. работающий 208
Интервалы перфорации 46
Интерполяция 224
Интерференция скважин 149
Испарение обратное 87
И. ретроградное 91
Испытание герметичности скважин 167
И. пластов опробователем на каротажном кабеле 167
И. пластов в процессе бурения 167
И. пластоиспытателем на трубах 167
Исследование скважины 179
Исследования при разработке геолого-промысловые 174
Исследования при разработке промыслово-геофизические 187

К

Кавернозность 13
К. общая 24
К. открытая 13
Кавернометрия скважин 46
Каверны 13
Карбонатность пород 14
Каротаж 46
К. акустический 35
К. боковой 36
К. газовый 38
К. индукционный 45
К. механический 54
К. нейтрон-нейтронный импульсный 45
К. нейтронный 57, 185
К. нейтронный импульсный 176
К. потенциалов самопроизвольной поляризации 47
К. радиоактивный 60
К. сопротивления 47
К. электрический стандартный 64
К. электромагнитный 66
Карта влияния закачки воды 197
К. выработанной мощности эксплуатационного объекта 197
К. газогеохимическая 97
К. гидрогеодинамическая 100
К. гидрогеологическая 101
К. гидрогеотермическая 104
К. гидрохимическая 105
К. горизонтального среза 48
К. заводненной мощности (при вытеснении нефти и газа водой) 198
К. зональная 45
К. изобар 126
К. изокол 198
К. изопахит 48
К. изотерм продуктивного горизонта 48
К. изохор 48
К. изохрон обводнения 198
К. кровли коллекторов сводная 62
К. литологической изменчивости 48
К. минерализации вод 108
К. мощности 48
К. накопленных отборов и закачки 199
К. начальной поверхности водонефтяного контакта 71
К. начальной поверхности газоводяного контакта 71
К. начальной поверхности газонефтяного контакта 71
К. обводнения фонда скважин 199

К. остаточной газонасыщенной мощности пласта 199
К. остаточной нефтенасыщенной мощности пласта 199
К. охвата пласта разработкой 200
К. охвата эксплуатационного объекта разработкой 200
К. пластовая 58
К. поверхности коллектора 49
К. поверхности коллекторов сводная 62
К. поверхности нарушения 49
К. поверхности размыва пласта 49
К. подошвы коллекторов сводная 62
К. проводимости 50
К. продвижения контура нефтеносности 200
К. пустотности 50
К. пьезопроводности 50
К. равных мощностей 50
К. разработки (эксплуатационного объекта или отдельного его пласта) 200
К. распространения коллекторов 50
К. распространения экранирующего слоя 50
К. расчлененности 50
К. соотношения пластовой и нагнетаемой вод 108
К. структурная 64
К. структурная наклонная 55
К. суммарных отборов и закачки 200
К. схождения 51
К. текущего состояния разработки 200
К. текущей поверхности ВНК 200
К. текущих отборов жидкости и нагнетания воды 200
К. типов разреза 51
К. трещиноватости 51
К. удельных запасов 51
К. фондовая 163
К. эффективной мощности расчлененного горизонта 51
К. эффективной мощности расчлененного пласта 51
Карьер 150
Категории скважин 215
К. старых скважин 215
К. новых скважин 215
Керн 168
Кислоты нефтеновые 86
Класс 224
Классификация водорастворенных газов 112
К. вод промысловая 116
К. запасов месторождения нефти

и горючих газов 132
К. подземных вод В. А. Сулина 108
Классификация подземных вод по условиям залегания 108
К. подземных вод по форме нахождения в горных породах 108
К. подземных вод по характеру вмещающих пустот в горных породах 108
К. подземных вод по химическому составу 109
Ковариация 224
Количество объемов воды, прошедших через залежь 200
Коллекторы вторичные 10
К. гранулярные 12
К. кавернового типа 14
К. каверновые 13
К. кавернозного типа 14
К. кавернозно-нормальные 13
К. кавернозные 13
К. карбонатные 14
К. макрокавернозные 21
К. микрокавернозные 22
К. нефти и газа 14
К. нормального типа 15
К. первичные 26
К. порового типа 15
К. поровые 28
К. смешанные 30
К. смешанных типов 15
К. терригенные 30
К. трещинного типа 15
К. трещинно-кавернозные 32
К. трещинно-нормально-кавернозные 32
К. трещинно-нормальные 32
К. трещинно-поровые 32
К. трещинные 32
Колонна эксплуатационная 173
Комиссия по запасам полезных ископаемых при Совете Министров СССР государственная 130
Компенсация отбора закачкой 200
К. отбора закачкой накопленная 203
К. отбора закачкой текущая 210
Комплекс водоносный 97
К. методов исследования скважин для контроля за разработкой 179
К. промыслово-геофизических исследований скважин рациональный 60
Конденсат 82
К. стабильный 92
К. сырой 92
Конденсация обратная 87
К. ретроградная 91

Конструкция скважины 168
Контакт водонефтяной 68
К. водонефтяной текущий 210
К. газовой 68
К. газовой текущий 210
К. газонефтяной 70
Контроль бурения скважин геологический 40
К. за разработкой месторождений нефти и газа 201
К. технического состояния скважин 179
К. цементирования акустический 35 173
Контур водоносности 72
К. газоносности внешний 67
К. газоносности внутренний 67
К. газоносности начальный 73
К. газоносности текущий 210
К. нефтеносности внешний 67
К. нефтеносности внутренний 67
К. нефтеносности начальный 73
К. нефтеносности текущий 210
К. питания естественный 149
К. питания искусственный 150
К. питания условный 163
Конус водяной 191
К. газовый 193
Конусообразование 202
Корка глинистая 166
Корреляция детальная 43
К. зональная 44
К. ложная 227
К. локальная 53
К. многофакторная 229
К. множественная 229
К. общая 57
К. парная 233
К. послойная 59
К. разрез скважин 52
К. региональная 61
Коэффициент анизотропии 15
К. безводного нефтеизвлечения 141
К. безводной нефтеотдачи 141
К. вариации 225
К. вероятности 225
К. водонасыщенности 15
К. возмещения 202
К. выработанности запасов 141
К. вытеснения 141
К. вытеснения потенциальный 143
К. газоизвлечения 141
К. газонасыщенности 16
К. газонасыщенности средний 30
К. глинистости 16
К. динамической пустотности 16
К. заводнения 141
К. закачки 202
К. закачки накопленный 203

К. замещения коллекторов 16
К. замещения коллекторов по объему 16
К. извилистости поровых каналов 16
К. изменения добычи из скважин 216
К. использования извлекаемых запасов 142
К. использования фонда скважин 216
К. кавернозности 16
К. карбонатности пород 16
К. конденсатоизвлечения 142
К. конденсатоотдачи 142
К. конденсатоотдачи расчетный 144
К. конечного нефтеизвлечения 140
К. конечного нефтеизвлечения проектный 143
К. конечного нефтеизвлечения утвержденный 144
К. конечного нефтеизвлечения фактический 144
К. конечной газоотдачи 142
К. конечной нефтеотдачи проектный 143
К. конечной нефтеотдачи утвержденный 144
К. нефтеотдачи фактический 144
К. корреляции 225
К. корреляции множественный 229
К. корреляции парный 233
К. корреляции частный 239
К. нефтеизвлечения проектный 143
К. нефтенасыщенности 16
К. нефтенасыщенности средний 30
К. нефтеотдачи в заводненном объеме пласта 142
К. нефтеотдачи при оценке прогнозных ресурсов 133
К. нефти пересчетный 88
К. нефти пересчетный средний 92
К. объемной упругости газа 83
К. объемной упругости воды 112
К. объемной упругости нефти 83
К. объемной упругости породы 17
К. остаточной газонасыщенности 142
К. остаточной нефтенасыщенности 142
К. открытой пустотности 17
К. относительной проницаемости 17
К. охвата заводнением 143
К. охвата процессом вытеснения проектный 144
К. охвата процессом вытеснения фактический 144

К. песчанности 17
К. пластового газа объемный 87
К. пластовой воды объемный 115
К. пластовой нефти объемный 87
К. полной пустотности 18
К. пористости 18
К. пористости средний 30
К. приемистости скважины 179
К. приемистости удельный 189
К. проводимости давления 18
К. продуктивности скважины 179
К. продуктивности удельный 189
К. проницаемости 18
К. пьезопроводности 18
К. разгазирования нефти 82
К. распространения коллекторов по объему залежи (эксплуатационного объекта) 18
К. распространения коллекторов по площади залежи (эксплуатационного объекта) 18
К. распространения линз по площади залежи 19
К. распространения непрерывных частей пластов по площади залежи 19
К. распространения полулинз по площади залежи 19
К. растворимости газа в воде 112
К. растворимости газа в нефти 83
К. расчлененности 19
К. светопоглощения нефти 180
К. сжимаемости воды 112
К. сжимаемости газа 83
К. сжимаемости нефти 83
К. сжимаемости пористой среды 19
К. сжимаемости породы 19
К. слияния 19
К. сложности 20
К. совершенства скважины 151
К. сортировки зерен породы 20
К. текущего нефтеизвлечения 143
К. текущей газоотдачи 143
К. текущей нефтеотдачи 143
К. теплового расширения пластовой воды 112
К. теплового расширения нефти 83
К. трещиноватости 20
К. упругого расширения воды 112
К. упругого расширения газа 83
К. упругого расширения нефти 83
К. упругоэластичности пласта 126
К. упругости воды 112
К. упругости газа 83
К. упругости нефти 83
К. физической нефтеотдачи 143
К. эксплуатации скважин 216
К. эффективной пустотности 20

Крепление скважины 168
Кривая восстановления давления в разностных координатах 180
К. восстановления забойного давления 180
К. гидропрослушивания 180
К. каротажная 48
К. оценочная 205
К. разностная 187
К. распределения 225
К. распределения интегральная 224
К. распределения теоретическая 238
К. накопления 202
Критерий согласия λ А. Н. Колмогорова 225
Критерий согласия χ^2 Пирсона 226
К. согласия статистический 237
К. (t) Стьюдента 237
К. (F) Фишера 238

Л

Линза
Линия корреляции 52
Л. нагнетания 151
Л. нулевой мощности 52
Л. привязки 53
Л. профиля 53
Л. разрыва 53
Л. сопоставления 53
Локация муфт 180
Люминесценция нефти 84

М

Макрокаверны 21
Макрокомпоненты подземных вод 112
Макронеоднородность 21
Макротрещины 21
Массив гидрогеологический 101
М. трещинных вод 112
Матрица 21
Машина электронно-вычислительная 240
Машина электронно-вычислительная аналоговая 219
Медиана 227
Мероприятия по регулированию разработки 202
Месторождение 72
М. газовое 69
М. газоконденсатное 69
М. газонефтяное 70
М. многопластовое 73
М. нефтегазовое 74
М. нефтегазоконденсатное 74
М. нефти и газа 73

М. нефтяное 74
М. однопластовое 74
М. платформенного типа 73
М. складчатой области 73
М. углеводородов 72
Метод анализа мощностей 53
М. аналогии в промысловой геологии 202
М. восстановления давления 180
М. гидропрослушивания пласта 181
М. гидрохимический 175
М. двустороннего восстановления давления 181
М. двух растворов 182
М. заводнения 151
М. изобар 182
М. изолиний 53
М. изохрон обводнения 182
М. люминесцентно-битуминологический при бурении 53
М. материального баланса 133
М. мгновенного подлива 182
М. меченой промывочной жидкости 182
М. меченого вещества 185
М. меченого вещества нейтронный 185
М. мицеллярно-полимерного заводнения 151
М. оценки прогнозных ресурсов объемно-генетический 135
М. оценки прогнозных ресурсов на основе количественных геологических аналогий 133
М. оценки прогнозных ресурсов на «усредненную структуру» 133
М. оценки прогнозных ресурсов структурно-вероятностный 140
М. оценки прогнозных ресурсов по удельным плотностям запасов 133
М. падения пластового давления
М. подкачки газа 182
М. подсчета запасов газа объемный 135
М. подсчета запасов нефти объемный 135
М. подсчета запасов нефти статистический 139
М. подсчета запасов растворенного газа 133
М. подсчета запасов стабильного конденсата 134
М. пробных откачек 183
М. продавки индикаторных веществ 183
М. прослеживания уровня 183
М. радиоактивных изотопов 183
М. радиоактивных пульс 183
М. раздельного прогнозирования

нефтеносности и газоносности геолого-геохимический 130
М. раздельного прогнозирования нефтеносности и газоносности геолого-статистический 130
М. разработки карьерный 150
М. разработки шахтный 163
М. распознавания образов 228
М. сравнительных геологических аналогий (при оценке прогнозных запасов) 134
М. скользящего статистического окна 228
М. скользящего среднего 228
М. схождения 54
М. твердого носителя 184
М. термометрии 184
М. трассирующих индикаторов 184
М. установившихся отборов 184
М. фотокалориметрии 184
Методы воздействия на пласт 151
М. воздействия на пласт тепловые 162
М. добычи нефти вторичные 147
М. изучения разрезов скважин геохимические 42
М. индикаторные 178
М. исследования скважин и пластов гидродинамические 174
М. разработки нефтяных залежей 152
М. смешивающегося вытеснения нефти 152
М. теплофизического воздействия на пласт 152
М. термохимического воздействия на пласт 152
Микрокаверны 22
Микрокаротаж 54
М. боковой 38
Микрокомпоненты нефти 85
М. подземных вод 113
Микронеоднородность 22
Микротрещины 23
Микроэлементы нефти 85
Минерализация воды общая 114
Многоугольник распределения 228
Мода 229
Модель залежи геологическая (графическая) 40
М. математическая вероятностная 219
М. объекта разработки геологическая (графическая) 40
М. понятийная 234
М. промыслово-геологическая 234
М. концептуальная 224
М. в промысловой геологии математическая 227

Момент j -го порядка начальный 229
М. j -го порядка случайной величины центральный 239
Моменты 229
М. центральные 239
Мощности в добыче газа новые 216
М. в добыче нефти новые 216
Мощность 23
М. вертикальная 9
М. видимая 10
М. газонасыщенная 24
М. газонасыщенная средняя 31
М. истинная 13
М. нефтенасыщенная 24
М. нефтенасыщенная средняя 31
М. общая 24
М. перфорированная 206
М. работающая 29
М. работающая эксплуатационного объекта 208
М. эффективная 34
М. эффективная водонасыщенная 34
М. эффективная газонасыщенная 34
М. эффективная нефтенасыщенная 34
М. эффективная относительная 25

Н

Набухание глинистых компонентов 23
Надвиг 73
Надзор за разработкой авторский 145
Напор гидродинамический 104
Н. пьезометрический 118
Н. скоростной 119
Напряжение эффективное 130
Нарушение дизъюнктивное 70
Н. технологического режима работы скважины 185
Н. разрывное 77
Н. циркуляции 169
Наряд геолого-технический 166
Натяжение поверхностное 26
Неоднородность вертикальная 9
Н. горизонтальная 12
Н. зональная 13
Н. по мощности 23
Н. объемная 25
Н. по площади 23
Н. продуктивных пластов 23
Н. толщинная 32
Н. флюидов 73
Несогласие 73
Неустойчивость пород-коллекторов 203

Нефтегазоводопроявления при бурении 169
Нефть 86
Н. безпарафиновая 78
Н. высокосернистая 78
Н. дегазированная 81
Н. «легкая» 84
Н. малопарафинистая 84
Н. малопарафиновая 84
Н. малосернистая 84
Н. малосмолистая 84
Н. «мертвая» 84
Н. метановая 85
Н. метано-нафтенно-ароматическая 84
Н. метано-нафтенная 85
Н. насыщенная газом 86
Н. нафтенно-ароматическая 85
Н. нафтенная 85
Н. недонасыщенная газом 86
Н. ньютоновская 86
Н. ньютоновская 87
Н. парафинистая 88
Н. парафиновая 88
Н. пластовая 88
Н. в пластовых условиях 86
Н. сернистая 91
Н. сильносмолистая 86
Н. смолистая 92
Н. стабилизированная 92
Н. тяжелая 93
Норма отбора из нефтяной скважины техническая 211
Н. отбора из нефтяной скважины технологическая 211
Н. отбора основная 204
Носитель индикатора 186

О

Обводнение продукции 203
О. скважин водой других горизонтов 203
О. скважины подошвенной водой 203
О. эксплуатационного объекта избирательное 196
Обводненность продукции 204
Обеспеченность добычи нефти и газа запасами 216
Область дренажа 114
О. законтурная 70
О. питания 114
О. разгрузки 114
Обобщение опыта разработки 204
Обозначения условные 66
Обоснование системы разработки геологическое 148
Обработка призабойной зоны пласта 204

Объект подсчетный 137
О. разработки 154
О. разработки базисный 145
О. разработки возвратный 147
О. разработки приобщенный 158
О. эксплуатационный 164
О. эксплуатационный базисный 145
О. эксплуатационный возвратный 147
О. эксплуатационный приобщенный 158
О. эксплуатационный с разделным воздействием 164
Объем выборки 231
О. выборочной совокупности 231
О. дренируемый 196
О. залежи выработанный 193
О. залежи общий 24
О. залежи, охваченный процессом заводнения 204
О. залежи, охваченный разработкой 204
О. залежи промытый 207
О. залежи эффективный 34
О. многопластовой залежи эффективный 34
О. незаводненной части залежи 204
О. пласта выжженный 193
О. пластовой нефти удельный 93
О. промытой части залежи 204
О. эксплуатационного объекта общий 24
Ожидание математическое
Окно литологическое 21
Оконтуривание залежи 74
ОМПТ 186
Описание керна 169
Определение забойного давления 186
Опробование новых нефтяных и газовых пластов 170
О. пластов в скважине 170
Освоение скважины 170
Осложнения при бурении 170
Отбор газа из газовой шапки регулируемый 209
О. жидкости накопленный 203
О. жидкости суммарный 210
О. жидкости форсированный 212
Отвод горный 148
О. земельный 149
Отклонение абсолютное 218
О. абсолютное среднее 236
О. квадратическое среднее 236
О. относительное 231
Отметка абсолютная 35
Отношение корреляционное 225

Оторочка вытесняющего агента 205
Отток нагнетаемой воды 205
Отчет по подсчету запасов 135
Охрана недр при бурении 171
О. недр нефтяных и газовых месторождений 155
Оценка 232
О. асимметрии 232
О. дисперсии 232
О. интервальная 224
О. коэффициента вариации 232
О. коэффициента корреляции 232
О. несмещенная 230
О. нефти и газа региона прогнозная 138
О. подгруппы D_1 прогнозная 138
О. подгруппы D_2 прогнозная 138
О. прогноза нефтегазоносности количественная 132
О. прогнозных ресурсов качественная 132
О. прогнозных ресурсов количественная 132
О. прогнозных ресурсов нефти, газа конденсата 136
О. состоятельная 235
О. среднего квадратического отклонения 233
О. точечная 238
О. эксцесса 233
О. эффективная 240
Ошибка второго рода 233
О. первого рода 233

П

Падение добычи газа за период среднее 210
П. добычи по залежи годовое 215
П. добычи нефти за период среднее 210
Параклаз 58
Параметры промывочной жидкости 171
Парафин 88
Паспорт скважины 205
Пачка 25
Переменная стандартизованная 237
Перенос нагнетания воды постепенный 205
П. скважины на линию профиля 58
П. фронта нагнетания воды 206
Перепад давления 126
П. давления между контуром питания и зоной отбора 156
П. давления местный 126
Перераспределение фаз противоточное 158

Пересчет запасов 136
Переток газа межслойный 206
П. жидкости межслойный 206
Перетоки межпластовые 202
Переход углеводородов фазовый 94
Период разработки безводный 191
П. разработки водный 191
П. разработки основной 205
П. разработки поздний 206
Петрофизика 26
План опытной эксплуатации 156
П. подсчетный 137
П. пробной эксплуатации 156
П. скважины 58
Пласт 26
П. водоносный 97
П. макрооднородный 21
П. микрооднородный 23
П. монолитный 23
П. отдающий 205
П. непрерывный
П. поглощающий 206
П. работающий 208
П. слоисто-неоднородный 29
Плотность вероятности 233
П. воды 115
П. газовой смеси 89
П. нефти оптическая 87
П. нефти относительная 87
П. нефти средняя 92
П. пластового газа 89
П. пластовой нефти 89
П. природного газа относительная 88
П. распределения непрерывной случайной величины 233
П. сетки добывающих скважин средняя 162
П. сетки добывающих скважин условная 156
П. сетки скважин в зоне разбуривания 156
П. сетки всех скважин средняя 162
П. трещин объемная 25
П. частоты 233
Площадь газоносности 26
П. залежи общая 24
П. нефтеносности 26
П. самостоятельной разработки 156
Поверхность водонефтяного контакта 76
П. водонефтяного контакта сложная 77
П. газовой контакта 76
П. газонефтяного контакта 76
П. несогласия 76
П. пустот удельная 33

П. пьезометрическая 118
П. размыва 76
Поглощение промывочной жидкости 171
Погоны нефтяные 87
Погрешность абсолютная предельная 234
П. грубая 221
П. относительная 231
П. относительная предельная
П. предельная 234
П. случайная 235
Подвижность двухфазной жидкости 76
П. нефти 76
Подготовленность залежи для промышленного освоения 136
П. месторождения для промышленного освоения 136
Подсчет запасов нефти, горючих газов, конденсата и сопутствующих компонентов 137
Показатели разработки технологические 206
Показатель подвижности пластовой жидкости 89
Поле шахтное 163
Полигон распределения 233
П. распределения многовершинный 228
П. распределения одновершинный 231
Полулинза 27
Полуцикл увеличения закачки 157
П. уменьшения закачки 157
Поправка на искривление скважины 59
Пористость 27
П. абсолютная 9
П. межгранулярная 21
П. межзерновая 22
П. нормальная 24
П. общая 24
П. открытая 25
П. полная 27
П. эффективная 34
Порода гидрофильная 11
П. гидрофобная 11
Порода-коллектор 28
Поры 28
П. капиллярные 14
П. межгранулярные 22
П. межзерновые 22
П. первичные 26
П. растворения 28
П. сверхкапиллярные 29
П. субкапиллярные 31
Порядок ввода месторождения в промышленную разработку 157

Потери запасов нефти в пласте 207
Потеря циркуляции 171
Потокограмма 186
Потокометрия глубинная 175
Превращение углеводородов фазовое 93
Пределы параметров продуктивных пластов кондиционные 132
Предупреждение нарушения циркуляции 171
Прерывистость пласта 28
Привязка керна 59
П. скважины на местности 59
П. точки на местности 59
Признак 234
П. результативный 234
Принцип обводнения пластов снизу вверх 207
П. равенства дренируемых объемов (при размещении скважин) 157
П. регулирования разработки 207
П. стратиграфии 59
Принципы разработки месторождения нефти и газа 157
Приток жидкости продолжающийся 187
Проба газа 187
П. нефти глубинная 175
П. пластовой нефти 187
Пробкообразование 207
Проводимость пласта 28
Прогноз показателей разработки 207
Прогнозирование нефтеносности и газоносности раздельное 139
Продвижение воды послойное 206
Проект разработки газового эксплуатационного объекта 158
П. разработки газоконденсатного эксплуатационного объекта 158
П. разработки нефтяного эксплуатационного объекта 158
П. опытно-промышленной эксплуатации нефтяного объекта разработки 158
Производительность скважины 158
Промежуток классовый 224
Проникновение фильтрата промывочной жидкости 172
Проницаемость абсолютная 9
П. направленная 23
П. породы 28
П. трещинная 32
П. фазовая 33
П. физическая 33
П. эффективная 34
Пропитка капиллярно-противоточная 150

П. капиллярно-прямоточная 150
Пропласток 28
Прорыв воды 207
П. газа 208
Проскальзывание газа 208
Прослой 28
П. прослой 28
П. продуктивный 28
П. непроницаемый коррелируемый 51
П. продуктивный 28
Протяженность трещины 28
Профилеметрия 187
Профиль геологический 40
П. геологический поперечный 59
П. геологический продольный 59
П. гидрогеологический 101
П. дебита дифференциальный 176
П. дебита интегральный 178
П. пластового давления 208
П. поглощения дифференциальный 176
П. поглощения интегральный 178
П. приемистости дифференциальный 176
П. приемистости интегральный 179
П. притока дифференциальный 176
П. притока интегральный 179
Пустотность 28
П. абсолютная 9
П. вторичная 10
П. общая 24
П. открытая 25
П. первичная 25
П. полная 27
П. поровая 27
П. сингенетическая 29
П. трещинная 32
П. физическая 33
П. эпигенетическая 34
П. эффективная 34
Пустоты 29
Пьезометрия 187
Пьезопроводность

Р

Работы в скважине изоляционные 196
Равновесие фазовое 94
Радиус влияния скважины 159
Р. скважины приведенный 157
Разбуривание залежей двухстадийное 148
Разбухание глинистых компонентов 29
Разгазирование нефти 91
Р. нефти дифференциальное 81
Р. нефти контактное 82

Р. нефти многократное 85
Р. нефти однократное 87
Р. нефти проступенчатое 87
Р. нефти ступенчатое 92
Размах 234
Размещение скважин девяти-
точечное 148
Р. скважин пятиточечное 158
Р. скважин рациональное 160
Р. скважин рядными 159
Р. скважин семиточечное 160
Р. скважин четырехточечное 163
Разработка газового месторожде-
ния 159
Р. газового эксплуатационного
объекта 159
Р. газовой шапки опережающая
154
Р. карьерная 150
Р. нефтяного месторождения 159
Р. нефтяного эксплуатационного
объекта 159
Р. газовых пластов совместная
162
Р. нефтяных пластов совместная
162
Р. пласта опережающая 204
Р. пластов равноразностная 208
Р. шахтная 163
Р. шахтная дренажная 148
Р. шахтная очистная 156
Разрез геологический месторож-
дения 41
Р. геологический нормальный 57
Р. геологический профильный 41
Р. геологический проектный сква-
жины 59
Р. геологический сводный место-
рождения 63
Р. геологический типовой 65
Р. геологический скважины 42
Р. геолого-геофизический место-
рождения 42
Р. геолого-геофизический сводный
месторождения 63
Р. геолого-геофизический типо-
вой 65
Р. гидрогеологический 101
Р. нормальный 57
Р. продуктивных пластов опор-
ный 58
Р. сводно-статистический 63
Р. сводный месторождения 63
Р. средний статистический 64
Р. стратиграфический опорный 58
Р. типовой 65
Р. усредненный 66
Разрезание залежи на блоки 159
Р. эксплуатационного объекта на
блоки 159

Разрушаемость пласта в присква-
жинной зоне 208
Разрыв 76
Р. пласта гидравлический 194
Р. пласта гидравлический селек-
тивный 209
Разряд 234
Раскрытость трещин 29
Расположение скважин рацио-
нальное 160
Распределение выборочное 220
Р. Гаусса 234
Р. статистическое 237
Р. эмпирическое 240
Раствор глинистый 166
Растворение газа в нефти диф-
ференциальное 82
Р. газа в нефти контактное 82
Растворимость воды в нефти 118
Р. газа в воде 118
Р. газа в нефти 91
Р. природного углеводородного
газа в нефти 91
Расформирование зоны проник-
новения 60
Расходограмма 188
Расходомерная скважина 188
Расчленение разреза скважины
29, 60
Регулирование профиля приемис-
тости 208
Р. разработки 209
Р. разработки пенами 209
Режим водонапорный 123
Р. газовой шапки 128
Р. газовый 123
Р. газонапорный 123
Р. гравитационный 124
Р. залежи 128
Р. пласта 128
Р. работы скважины 209
Р. работы скважины технологи-
ческий 211
Р. растворенного газа 128
Р. смешанный 129
Р. упруговодонапорный замкну-
тый 125
Р. эксплуатации скважины 209
Резистивметрия скважины 61
188
Ремонт скважин капитальный 197
Р. скважин подземный 206
Репер второй категории 61
Р. геофизический 42
Р. дополнительный 44
Р. первой категории 61
Р. третьей категории 61
Репрессия давления на пласт 128
Р. на пласт 128
Ресурсы нефти, горючих газов,

конденсата (группа D) 139
Р. нефти, газа и конденсата (под-
группы D₁ и D₂) прогнозные 138
Р. перспективные 136
Р. подгруппы D₁ прогнозные 138
Р. подгруппы D₂ прогнозные 138
Р. нефти и газа потенциальные
начальные (оцениваемого региона)
134
Р. нефти и газа потенциальные
текущие (оцениваемого региона)
140
Роза-диаграмма трещин 62
Ряд временной 220
Р. пород по способности к трещи-
новатости 29
Р. разрезающий 159
Р. распределения 234
Р. скважин стягивающий 210
Р. статистический 237

С

Сайклинг-процесс 160
Самовоспламенение нефти 160
Сброс 77
Свойства воды аномальные 94
С. воды нефтесодержащие 113
С. воды нефтесодержащие 114
С. пластового газа 91
С. пластовой воды 118
С. пластовой воды щелочно-кис-
лотные 122
С. пластовой нефти 91
С. пород-коллекторов физические
33
Связь вероятностная 219
С. корреляционная 224
С. корреляционная линейная 226
С. корреляционная нелинейная 230
С. пластов гидродинамическая 42
С. статистическая 237
С. стохастическая 237
С. функциональная 238
Сглаживание статистических ря-
дов 234
Сдвиг 77
Себестоимость добычи газа 217
С. добычи газа промысловая 217
С. добычи нефти 217
С. добычи нефти коммерческая
215
С. добычи нефти промысловая 217
С. товарной продукции полная
216
Сетка скважин 160
С. скважин равномерная 159
Сечение изогипс 63
Сжимаемость пластовой воды 119
С. породы 29
Сила тяжести нефти удельная 93

Силы пласта упругие 129
Система водонапорная гидроста-
тическая 106
С. водонапорная инфильтрацион-
ная 107
С. водонапорная природная 116
С. водонапорная элизионная 122
С. геогидродинамическая 99
С. гидродинамическая грунтовая
106
С. опробования скважин на нефть
и газ 172
С. разработки газовой залежи
комбинированная 150
С. разработки залежи 161
С. разработки месторождения 161
С. разработки рациональная 159
Системы разработки активные
145
С. разработки интенсивные 149
Скважина водозаборная 96
С. водонагнетательная 146
С. возмущающая 173
С. газовая 153
С. газонагнетательная 147
С. гидродинамически совершенная
по степени и характеру вскрытия
пласта 161
С. гидродинамически не совершен-
ная по степени вскрытия 161
С. гидродинамически не совершен-
ная по характеру вскрытия 161
С. добывающая 148
С. зажигательная 149
С. зажигательно-нагнетательная
149
С. контрольная 179
С. контрольно-эксплуатационная
179
С. наблюдательная 185
С. нагнетательная 152
С. не совершенная по степени
вскрытия 161
С. не совершенная по характеру
вскрытия 161
С. нефтяная 153
С. обводненная 203
С. обводняющая 204
С. опорная 57
С. оценочная 186
С. поглощающая 157
С. проектная 158
С. пьезометрическая 187
С. реагирующая 188
С. сбросовая 160
С. совершенная 162
С. совершенная гидродинамически
148
С. эксплуатационная 164

С. эксплуатационно-наблюдательная 189
Скважино-месяц 217
Скважино-месяцы отработанные 217
С. числившиеся 217
С. эксплуатации 217
Скважины бездействующие 214
С. восстановленные из бездействия 217
С. дающие продукцию 217
С. добывающие действующие 215
С. добывающие опережающие 154
С. контрольные 215
С. ликвидированные 216
С. нагнетательные действующие 215
С. находящиеся в консервации 217
С. осваиваемые и ожидающие освоения после бурения 217
С. остановленные в последнем месяце отчетного периода 218
С. переходящие 216
С. перешедшие с прошлого года 218
С. простаивающие 217
Скорость движения газа в пласте 161
С. движения жидкости в пласте 161
С. фильтрации 161
Слоек 29
Слой 30
С. изолирующий 71
С. экранирующий 78
С. пластовых жидкостей поверхностный 27
Слоистость осадочных пород 30
Смачиваемость 30
Сместитель разрыва 64
Смещение скважины горизонтальное 42
Смоли и асфальтены 92
Событие 235
С. достоверное 222
С. невозможное 230
С. случайное 235
События несовместимые 230
Совокупность выборочная 220
С. генеральная 220
Содержание стабильного конденсата потенциальное 137
Солеобразование в скважинах 119
Соотношение отбора и закачки 209
С. отбора и закачки накопленное 203
С. отбора и закачки текущее 210
Спротивление пласта фильтра-

ционное 33 163
Состав нефти групповой 80
С. нефти углеводородный 93
С. нефти фракционный 94
С. нефти химический 94
С. подземных вод ионно-солевой 107
С. пород-коллекторов гранулометрический 12
С. углеводов нефти групповой 81
Списание запасов (с баланса предприятий, геологоразведочных организаций) 139
Способ наименьших квадратов 235
С. определения границ распространения коллекторов при их выклинивании 30
С. определения границ распространения коллекторов при их литолого-фациальном замещении 30
С. профилей 64
С. треугольников 64
Способы определения прогнозных ресурсов сопутствующих компонентов газа 139
С. регулирования (процесса) разработки 209
Среда пористая 27
Среднее выборочное 220
С. истинное 224
С. статистическое 237
Средняя генеральная 236
Срок разработки залежи общий 204
С. разработки эксплуатационного объекта общий 204
Стадия разработки 210
С. разработки вторая 192
С. разработки первая 205
С. разработки третья 211
С. разработки четвертая 214
Стандарт случайной величины 236
Стандартизация 236
Статистика математическая 227
Ствол шахтный 164
Степень использования запасов 144
С. пережатия пластовой нефти 129
Строительство скважины 172
Структура осадочных горных пород 30
С. пустотного пространства 30
С. фонда скважин 218
Степень геотермическая 124
Схема корреляционная 52

С. разработки месторождения генеральная 147
С. разработки месторождения принципиальная 157
С. разработки технологическая 162
Суббассейн грунтовых вод 120
Сульфатредукция (бактериальная) в нефтегазоносных пластах 120

Т

Тампонаж скважины 172
Текстура горных пород 31
Темп выработки 162
Т. добычи газа 162
Т. добычи газа максимальный 151
Т. добычи нефти 162
Т. добычи нефти максимальный 151
Т. добычи от остаточных запасов 211
Т. отбора газа 162
Т. отбора жидкости 162
Т. отбора извлекаемых запасов 162
Т. отбора нефти 162
Т. падения добычи в третьей стадии разработки 211
Т. разработки 162
Температура воспламенения нефти в пласте 92
Т. кипения углеводородов 92
Т. критическая 84
Т. насыщения пластовой нефти парафином 93
Т. псевдокритическая 90
Т. псевдокритическая приведенная 90
Т. средняя критическая 92
Теория вероятностей 238
Теплоемкость пластовой нефти 93
Термограмма 188
Термокаротаж 188
Термометрия скважины 188
Течение ламинарное 151
Т. турбулентное 162
Тип вод гидрокарбонатно-натриевый 105
Т. вод сульфатно-натриевый 120
Т. вод хлоридно-кальциевый 122
Т. вод хлоридно-магнийевый 122
Типы вод генетические 99
Т. химических анализов вод 121
Толщина 32
Топливо условное 163
Точка воспламенения нефти в пласте 93
Точность оценки 238
260

Трассирование линий нарушения 65
Т. линий разрыва 66
Трассировка трещины 66
Тренд-анализ 238
Трещиноватость 32
Т. естественная 32
Трещины 32
Т. вертикальные 10
Т. горизонтальные 12
Т. наклонные 23

У

Углеводороды тяжелые 93
Угол несогласия 66
У. смачивания 33
У. смачивания краевой 20
Уклон гидравлический 99
Упаковка зерен 33
Управление процессом разработки 212
Упругость водорастворенного газа 121
У. насыщенных паров углеводородов 93
Уравнение регрессии корреляционной связи 238
Уровень вероятности доверительный 222
У. воды статический 120
У. динамический 125
У. значимости 238
У. напорный 113
У. пьезометрический 118
У. статический 129
Усадка нефти 93
Участки залежи, обойденные водой 212

Ф

Фаза воды паровая 115
Фактор 238
Ф. водовоздушный 146
Ф. водонефтяной 191
Ф. газовый воды 97
Ф. газовый пластовый 89
Ф. газовый промысловый 90
Ф. газоконденсатный 80
Фильтрат промывочной жидкости 172
Фильтрация 33
Ф. данных 238
Фонд нагнетательных скважин 218
Ф. скважин 218
Ф. скважин основной 155
Ф. скважин резервный 160
Ф. скважин эксплуатационный 218
Форма выражения химического

состава воды 121
 Ф. выражения химического состава воды массово-ионная 113
 Ф. выражения химического состава воды процентно-эквивалентная 117
 Ф. выражения химического состава воды эквивалентная 122
 Форма индикаторной диаграммы 189
 Ф. кривой восстановления давления 189
 Ф. текущего ВНК 212
 Фронт вытеснения 213
 Ф. горения 213
 Функция распределения дифференциальная 222
 Ф. распределения интегральная 224
 Ф. распределения случайной величины 239
 Ф. распределения случайной величины статистическая 237
 Ф. случайная 235

X

Характеристика вытеснения нефти водой 213
 X. распределения случайной величины числовые 240

Ц

Целики нефти в пласте (в условиях вытеснения нефти водой) 214
 Цемент осадочных пород 33
 Цементирование скважин 172
 Цементометрия акустическая 35
 173

Ч

Частость 239
 Ч. накопленная 229
 Частота 239
 Ч. накопленная 229
 Часть залежи бесконтактная 67
 Ч. залежи водогазовая 68
 Ч. залежи водонефтяная 68
 Ч. залежи газоводяная 68
 Ч. залежи газонефтеводяная 70
 Ч. залежи газонефтяная 70
 Ч. залежи подгазовая 76
 Ч. залежи чисто газовая 77
 Ч. залежи непрерывная 24
 Ч. проектного документа на разработку геологическая 147

Число наложенных связей 239
 Ч. скважин перебивавших в эксплуатации 218
 Ч. степеней свободы 239

Ш

Шапка газовая 68
 Ш. газовая вторичная 193
 Шахта нефтяная 153
 Шлам 173

Э

Экран искусственный водонепроницающий 197
 Э. искусственный водонепроницаемый 197
 Эксплуатация газового объекта разработки опытно-промышленная 154
 Э. залежи опытная 154
 Э. залежи пробная 158
 Э. месторождения опытная 154
 Э. месторождения пробная 158
 Э. нефтяного объекта разработки опытно-промышленная 155
 Э. пластов одновременно-раздельная 154
 Э. форсированная 212
 Экспресс-методы гидродинамических исследований скважин 190
 Экстраполяция линейная при геологических построениях 52
 Экссесс 240
 Электрокаротаж 66
 Электропроводность пластовой воды 122
 Элементы ориентировки трещины в пространстве 33
 Энтропия системы 240
 Этаж разработки 164
 Этап детальной корреляции второй 38
 Э. детальной корреляции первый 58
 Этапы разработки (при вытеснении нефти водой) 164
 Эхометрирование 190
 Эхометрия 190

Я

Явления поверхностные в продуктивном пласте 27
 «Язык» водяной 192
 «Я.» газовый 194
 «Я.» объединения 214

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие (М. М. Иванова)	3
Введение (М. М. Иванова)	5
Сокращения, принятые в ссылках	8
1. Геолого-промысловая характеристика продуктивных пластов (М. М. Иванова, В. А. Тимофеев, Н. Ш. Хайрединов)	9
2. Геолого-промысловое изучение продуктивных пластов (В. Г. Каналин, М. К. Капралова)	35
3. Залегание нефти и газа (Р. Х. Везирова, М. М. Иванова)	67
4. Свойства нефти и газа в пластовых условиях (Р. Х. Везирова, М. М. Иванова)	78
5. Пластовые воды (С. Б. Вагин)	94
6. Термодинамические условия и природные режимы залежей нефти и газа (М. М. Иванова, В. А. Тимофеев)	123
7. Запасы и ресурсы нефти и газа (И. С. Гутман)	130
8. Нефтегазоконденсатотдача пластов (И. П. Чоловский)	140
9. Системы разработки залежей нефти и газа (М. М. Иванова, В. А. Тимофеев)	145
10. Бурение скважин и геологический контроль за ним (В. А. Тимофеев, И. И. Шмайс)	164
11. Исследование скважин и пластов при разработке залежей (М. М. Иванова, М. А. Токарев)	173
12. Геолого-промысловый анализ и регулирование разработки (М. М. Иванова, В. А. Тимофеев)	190
13. Планирование добычи нефти и газа, фонд скважин (М. М. Иванова, В. А. Тимофеев)	214
14. Статистические методы и ЭВМ в нефтегазопромысловой геологии (И. С. Гутман, Л. Ф. Дементьев)	218
Список литературы	241
Предметный указатель	243