**СОСТАВ КОЛЛЕКТОРОВ ПЛАСТА МЕСТОРОЖДЕНИЯ. ТИПЫ КОЛЛЕКТОРОВ НЕФТИ И ГАЗА**

СОДЕРЖАНИЕ

1. Условия залегания нефти, воды и газа в месторождении
2. Состав коллекторов

## Формирование коллекторов нефти и газа

1. Свойства коллекторов нефти и газа

1) Гранулометрический (механический) состав пород

2) Методы выделения и разделения глинистых фракций

3) Определение карбонатности коллекторов

4) Пористость горных пород

5) Пористость фиктивного грунта

6) Пористость естественных пород

7) Проницаемость горных пород

8) Эффективная (фазовая) и относительная проницаемости горных пород

9) Лабораторные методы определения проницаемости пород

10) Проницаемость горных пород в условиях залегания продуктивных пластов

11) Коллекторские свойства трещиноватых пород

12) Удельная поверхность горных пород

13) Механические свойства коллекторов

14) Электрические и радиоактивные свойства горных пород. Определение коллекторских свойств пластов геофизическими методами

15) Состояние остаточной (связанной) воды в нефтяных и газовых коллекторах

**1. УСЛОВИЯ ЗАЛЕГАНИЯ НЕФТИ, ВОДЫ И ГАЗА В МЕСТОРОЖДЕНИИ**

Подавляющая часть месторождений нефти и газа приурочена к осадочным породам, являющимся хорошими коллекторами нефти. Из минералов, входящих в состав нефтесодержащих пород, наиболее распространены содержащие кремнезем. Значительную роль в составе пород играют также глинистые минералы, слюды и полевые шпаты. Многие залежи нефти и газа приурочены к коллекторам, сложенным в основном карбонатньми породами — известняками, доломитами и др. Небольшое промышленное значение имеют коллекторы, сложенные сланцами и их разновидностями.

Изредка нефть обнаруживается и в трещинах изверженных пород, но эти скопления обычно не имеют промышленного значения.

Осадочные горные породы (исключая карбонатные) состоят из зерен отдельных минералов различной величины, сцементированных в той или иной степени глинистыми, известковистыми и другими веществами. Химический состав пород нефтяных и газовых месторождений может поэтому отличаться большим разнообразием компонентов. Основные составляющие песчаных коллекторов и песчаников — зерна кварца, полевого шпата, слюды, глауконита и других минералов.

Нефть и газ в нефтяных и газовых залежах располагаются в пустотах между зернами, в трещинах и кавернах пород, слагающих пласт.

Наличие коллектора, обладающего лишь поровым пространством, — недостаточное условие существования нефтяной залежи. Нефть в промышленных количествах обычно находят только в тех коллекторах, которые совместно с окружающими их породами образуют ловушки различных форм, удобные для накопления нефти (антиклинальные складки, моноклинали, ограниченные сбросами или другими нарушениями складчатости, ловушки литологического типа, образовавшиеся вследствие фациальных, изменений пород, окружающих коллектор нефти, и др.).

Многообразие условий залегания нефти и газа и геологического строения залежей безгранично. Однако большинство из них обладает некоторыми общими чертами строения, характерными для определенных групп месторождений. Это обстоятельство дает возможность учитывать особенности строения залежи и условий залегания нефти в процессах их разработки и эксплуатации.

До вскрытия месторождения скважинами все физические параметры пласта — температура, давление, распределение нефти, воды и газа в залежи — находятся в состоянии, установившемся в течение геологических периодов, прошедших с момента формирования залежи.

С вскрытием пласта и началом его эксплуатации эти установившиеся условия нарушаются, и наступает динамический период в истории залежи, сопровождающийся изменением свойств пластовых жидкостей, их движением и перераспределением в пористой среде. Закономерности движения нефти, газа и воды и изменения всех их параметров зависят не только от условий эксплуатации и разработки залежи, но и от начальных условий пласта. Поэтому изучение особенности строения залежи и условий первоначального залегания нефти, газа и воды чрезвычайно важно для разработки.

Нефть и газ располагаются в залежи обычно соответственно плотностям — в верхней части ловушки залегает газ, ниже располагается нефть и еще ниже вода. В газовой залежи, не содержащей нефти, газ залегает непосредственно над водой.

Весьма сложное строение переходных зон от воды к нефти и от нефти или воды к газу. Вследствие капиллярного подъема воды в порах пласта «зеркала вод» не существует и содержание воды по вертикали постепенно изменяется от 100% в водоносной части до величины содержания «связанной» воды в повышенных частях залежи. Мощность переходной зоны может достигать 3—5 *м* и больше.

Коллекторы нефти и газа меняются по минеральному составу и другим физическим свойствам по вертикали и горизонтали. Линзы песчаников и пропластки песка иногда без каких-либо закономерностей переходят в глинистые породы.

В связи с изменением свойств пород по залежи в различных ее частях не одинакова также и нефте -, водо- и газонасыщенность пород. Жидкость и газы в пласте находятся под давлением, величина которого растет с глубиной залежи.

Градиент давления, т. е. прирост давления на 1 ж глубины, колеблется в значительных пределах — от 6 до 15 *кн/м2 ,* а в среднем приближенно принимается равным 10 *кн/м2.* Давление, под которым находятся нефть, вода и газ в месторождении, принято называть пластовым давлением.

В газовой залежи оно одинаково по всей площади или же изменяется незначительно. В связи с большей плотностью нефти и воды по сравнению с газом в нефтяном месторождении при значительных углах падения пластов давление в различных частях залежи не одинаково — в сводовых частях оно меньше, в крыльевых больше. По мере извлечения нефти и газа давление в залежах обычно падает, что сказывается на состоянии их содержимого.

Так же как и давление, по мере углубления в недра земли возрастает температура. Глубина в метрах, необходимая для повышения температуры на 1 *град,* называется геотермической ступенью.

Средняя для всех слоев земли величина геотермической ступени составляет примерно 33 *м/град.* Однако эта величина резко колеблется в различных частях земного шара и даже по вертикали в одних и тех же месторождениях. Следовательно, пластовая температура в различных залежах различна (табл. 1).

Таблица 1

**Давление и температура в некоторых скважинах**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Место измерения | Глубина  скважины, *м* | Пластовое  давление Мн/м2, | Пластовая температура, оС |
| Супериор, Пасифик-Крик (США) | 6259 | 95,8 | 154,5 |
| Остров Андрос, Брит.  Вест-Индия……………………… | 4448,5 | 42,1 | 36,7 |
| Карадаг, Баку……………………. | 3500 | 38,2 | 90 |
| Пласт XII Ташкалинского месторождения (Грозный)……… | 1700 | 17,2 | 80 |
| Жигули, Зольное, пласт Б2……... | 1200 | 11,0 | 28 |

Естественно, что столь большие давления и температуры существенно влияют на свойства, а иногда и на качественное состояние пластовых жидкостей и газов. В залежах, расположенных на большой глубине, с большим пластовым давлением и высокими температурами при наличии достаточного количества газа значительная часть нефти находится в виде газового раствора. Такие месторождения называются газоконденсатными.

Физические свойства горных пород в пластовых условиях в связи с высоким давлением также отличаются от их свойств на поверхности. Величина горного давления, обусловливаемого весом вышележащих пород, на глубинах 2000—3000 *м* достигает 40—65 *кн!м2.* Для промысловой практики очень важно знать эти свойства, так как горные породы, слагающие пласт, представляют резервуар нефти и газа и служат путями движения их к забоям скважин при эксплуатации месторождения.

## 2. СОСТАВ КОЛЛЕКТОРОВ

При решении конкретно-научных задач нефтегазопромысловой геологии одна из исходных задач - изучение внутреннего строения залежи нефти и газа. Суть этой задачи сводится к выделению в объеме залежи геологических тел, сложенных породами-коллекторами и породами-неколлекторами, а затем к выделению в объеме, занятом породами-коллекторами, геологических тел, различающихся значениями основных геолого-промысловых свойств - пористости, проницаемости, продуктивности и т.п. Другими словами, в статическом геологическом пространстве необходимо выделить некоторую систему на основе списка свойств, соответствующего цели исследования, и выявить структуру этой системы.

При отнесении породы к коллекторам или неколлекторам необходимо исходить из возможности движения нефти или газа в ее поровом пространстве. Коллектором называется горная порода, обладающая такими геолого-физическими свойствами, которые обеспечивают физическую подвижность нефти или газа в ее пустотном пространстве. Порода-коллектор может быть насыщена как нефтью или газом, так и водой. Выше ВНК (ГВК) коллектор нефтенасыщен (газонасыщен), ниже - водонасыщен. Порода-коллектор водонасыщена за внешним контуром нефтеносности, нефтенасыщена во внутреннем контуре нефтеносности, газонасыщена во внутреннем контуре газоносности.

Как показывает практика, не все породы-коллекторы, содержащие физически подвижную нефть, отдают ее при существующих в наше время технологии и системах разработки. В связи с этим коллекторы делят на продуктивные и непродуктивные, т.е. отдающие и не отдающие нефть или газ при современных системах разработки.

Способность пород-коллекторов содержать нефть, газ и воду обусловливается наличием в породах пустот, т.е. существованием пустого пространства (или пустотности), которое может быть представлено порами, кавернами и трещинами. В соответствии со сказанным емкостные свойства коллекторов нефти или газа обусловливаются пористостью, кавернозностью и трещиноватостью.

Под пористостью горной породы понимается наличие в ней пор, не заполненных твердым веществом. Различают полную, открытую пористость и пористость скелета породы. Полная пористость включает в себя абсолютно все поры горной породы, как изолированные (замкнутые), так и открытые, сообщающиеся друг с другом и поверхностью образца, пористость которого определяется. Пористость, образуемая сообщающимися порами, называется открытой. Количественно пористость породы характеризуется коэффициентом пористости. Коэффициент пористости измеряется в долях единицы. Его можно выразить также в процентах от объема породы.

Пористость породы в большой степени зависит от размеров поровых каналов, которые в свою очередь, определяются гранулометрическим составом слагающих горную породу частиц и степенью их сцементированности. По величине поровые каналы нефтяных и газовых коллекторов условно разделяются на три группы: 1) сверхкапиллярные - диаметром 2 - 0, 5 мм; 2) капиллярные - 0, 5 - 0, 0002 мм (до 0, 2 мкм); 3) субкапиллярные - менее 0,0002 мм (менее 0,2 мкм).

Кавернозность горных пород обусловливается существованием в них пустот, которые по некоторым физическим особенностям относятся к типу каверн. Общепринятых представлений об отличительных особенностях пор и каверн в настоящее время еще нет. Некоторые считают, что к кавернам следует относить пустоты, которые в трех взаимно перпендикулярных направлениях имеют размеры больше 2 мм.

Если порода относится к чисто каверному типу, то метод исчисления коэффициента полной и открытой кавернозности аналогичен методу определения коэффициентов пористости.

Для определения пустотности кавернозно-пористой породы необходимо определить суммарную и раздельную емкость пор и каверн. Трещиноватость горных пород (трещинная емкость) обусловливается наличием в них трещин, не заполненных твердым веществом. Залежи, связанные с трещиноватыми коллекторами, приурочены большей частью к плотным карбонатным породам, а в некоторых районах и к терригенным отложениям. Такие породы очень плотные, часто не пропускают жидкости и газы, т.е. практически плохо проницаемые. Вместе с тем наличие разветвленной сети трещин, пронизывающих эти коллекторы, обеспечивает значительные притоки нефти к скважинам.

Качество трещиноватой горной породы как коллектора определяется густотой и раскрытостью трещин. Понятие раскрытости в некоторой степени условное. Существование трещин в породах на больших глубинах в условиях горного давления возможно лишь при наличии многочисленных контактов между их стенками. Площадь контактов по сравнению с площадью стенок трещин мала, и поэтому контакты существенно не влияют на емкостные и фильтрационные свойства трещин. На этом основании и введено понятие раскрытости трещин.

Емкость коллектора трещинного типа обусловливается емкостью пустот всех трех видов:

1)емкость пор пород, коэффициент пористости которых обычно составляет 2-10% (трещиноватости, как правило, подвержены плотные и, следовательно, низкопористые породы);

2)емкостью каверн и микрокарстовых пустот. Наибольшая емкость этих пустот характерна для отличающихся повышенной растворимостью карбонатовых пород, в которых она составляет значительную часть (13 - 15%) емкости пустотного пространства;

3)емкостью самих трещин (трещинной емкостью). Пустоты этого вида составляют десятые доли процента от объема трещиноватой породы. Чаще всего трещины играют роль путей фильтрации жидкости или газа, связывающих воедино поровое пространство блоков и каверн.

При образовании залежей нефть и газ вследствие меньшей плотности мигрировали в повышенные части пласта, вытесняя оттуда воду. Однако вода из пустотного пространства вытеснялась не полностью, вследствие чего нефтегазонасыщенные пласты наряду с УВ содержат и некоторое количество воды, называемой остаточной. Относительное содержание этой воды в пустотном пространстве тем больше, чем меньше размер пустот и проницаемость коллекторов.

Начальное распределение нефти, газа и остаточной воды в пустотном пространстве коллектора влияет на процессы движения нефти через коллектор и вытесняя ее водой. Количество, состав и состояние остаточной воды связаны со свойствами поверхности минерального вещества (твердой фазы) нефтяного коллектора. В частности, поверхность минеральных зерен (или пустот, что одно и то же) характеризуется значительной неоднородностью по смачиваемости.

Проницаемость - это фильтрационное свойство коллектора, характеризующее его способность пропускать нефть, газ и воду.

В процессе разработки нефтяных и газовых месторождений в пустотном пространстве пород происходит фильтрация жидкостей, газов или их смесей. В последнем случае проницаемость одной и той же породы для какой-либо составляющей смеси, называемой фазой (нефти, газа или воды), зависит от количества и качественного состава других фаз. Поэтому для характеристики проницаемости нефтегазосодержащих пород введены понятия абсолютной, фазовой (эффективной) и относительной проницаемостей.

Запасами нефти, газа или конденсата называется их количество содержащееся в породах-коллекторах в пределах изучаемой части геологического пространства. В соответствии с этим определением можно говорить о запасах отдельного слоя, пласта, зонального интервала, блока, а также любой части указанных геологических тел в пределах залежи, месторождения, группы месторождений, нефтеносного пласта и т.п.

Классификация запасов обеспечивает единые принципы подсчета и учета запасов нефти и газа в недрах исходя из степени изученности этих запасов и их подготовленности для промышленного освоения. Отнесение запасов к той или иной категории производится в соответствии с надежностью их определения, которая зависит от геологических условий и степени изученности подсчетного объекта.

Категории - запасов наиболее общий интегральный показатель степени изученности и подготовленности залежей или ее части к разработке. В связи с этим отнесение запасов к той или иной категории требует конкретной объективной оценки условий, в которых находится залежь, с точки зрения количества и качества полученной по ней информации.

При подсчете запасов УВ их относят к категориям А, В, С1 и С2. Условия отнесения запасов к той или иной из указанных категорий определяются "Инструкцией по применению классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов".

Результаты оценки точности подсчета запасов позволяют: 1) дать объективную оценку состояния геологической изученности залежи; 2) получить дополнительные данные для количественной характеристики запасов; 3) выявить и устранить систематические погрешности при обосновании подсчетных параметров и проведении расчетов и тем самым повысить достоверность результатов подсчета запасов; 4) обосновать бурение скважин и проведение исследований, необходимых для доразведки залежи с целью точности подсчета запасов; 5) более правильно и полно определить задачи геологических исследований, проводимых в процессе разработки.

Согласно действующей классификации, запасы месторождений нефти и газа по значению разделяют на две группы, подлежащие отдельному учету: балансовые запасы, вовлечение которых в разработку в настоящее время экономически целесообразно, и забалансовые, вовлечение которых в разработку в настоящее время нецелесообразно или технически и технологически невозможно, но которые в дальнейшем могут быть переведены в балансовые.

**3. ФОРМИРОВАНИЕ КОЛЛЕКТОРОВ НЕФТИ И ГАЗА**

Формирование коллекторов нефти и газа в осадочных и вулканогенных породах определяется теми геологическими и геохимическими процессами, которые формируют или преобразуют структуру и минеральную часть пород, создавая емкостное пространство. До недавнего времени основными геологическими факторами, обеспечивающими высокие коллекторские свойства пород, считались благоприятные палеогеографические условия, при которых могли формироваться песчаные тела и рыхлые карбонатные массивы (рифы), а прогнозирование коллекторов осуществлялось с помощью палеогеографических реконструкций.

В связи с увеличением глубины бурения при поисково-разведочных работах, помимо фациального анализа, широкую популярность получил катагенетический подход к познанию изменчивости физических свойств пород. Тенденция изменения коллекторских свойств пород по мере увеличения глубины залегания рассматривается обычно как процесс, связанный с погружением осадочных толщ, их уплотнением и преобразованием. Однако накопленный к настоящему времени большой фактический материал по пространственной изменчивости коллекторов в различных нефтегазоносных районах свидетельствует о том, что ни фациальный анализ продуктивных толщ, ни региональная катагенетическая зональность не могут достаточно полно объяснить существующую неравномерность емкостных свойств пород. Более убедительные результаты, в частности при объяснении неоднородности фильтрационных свойств, получены при привлечении данных о трещиноватости горных пород, которые, однако, не дают четкого представления о емкости резервуара, хотя определяющая роль трещиноватости в фильтрации флюидов в любых скальных породах не вызывает сомнения.

Для понимания процесса формирования полезной емкости коллекторов рассмотрим некоторые факты, полученные за последние годы при изучении различных типов коллекторов нефти и газа.

Многими работами последних лет достаточно убедительно показано, что основная полезная емкость коллекторов (терригенных и карбонатных) представляет собой поры, каверны и системы трещин вторичного эпигенетического происхождения. Определяющая роль вторичной пористости гранулярных коллекторов впервые установлена на примере продуктивных песчаников нижнего карбона Волго-Уральского региона. Здесь прогнозировалась возможность обнаружения вторично-поровых коллекторов на большой глубине. Этот прогноз подтвердился и в других нефтегазоносных районах.

Так, в Днепровско-Донецкой впадине на глубине 4-6 км залежи нефти, газа и конденсата в нижнекаменноугольных отложениях встречены в песчаниках, основная емкость которых представляет собой вторичные поры и каверны, образованные в результате растворения цемента и коррозии обломочных зерен. Аналогичные явления были обнаружены на ряде газоконденсатных месторождений Восточно-Кубанской впадины, приуроченных к мезозойским песчаникам, залегающим в условиях температур до 170 °С, в песчаниках докембрия Башкирии и в других районах.

На глубине 1000-1200 м комплекс аутигенных минералов (кварц, пирит, анкерит, кальцит, барит, ангидрит, кварц-II, гипс), образующихся перед заполнением пласта нефтью, на большей глубине дополнился такими минералами, как каолинит, диккит, группой железистых карбонатов, более разнообразным комплексом сульфидов, углеродистыми минералами группы керита и антраксолита. Причем многими исследователями отмечаются более локальное развитие такого типа коллекторов и их приуроченность к разрывным нарушениям.

Среди аутигенных минералов вторично-поровых коллекторов Днепровско-Донецкой впадины особое внимание обращает на себя диккит, который широко развит и встречен в парагенезисе с анкеритом, баритом, сульфидами свинца, цинка, железа, ртути и углеродистыми веществами. Этот парагенезис типичен для многих месторождений и рудопроявлений ртути, встречающихся в приштоковых зонах соляных куполов центральной и восточной частей Днепровско-Донецкой впадины и месторождений Донбасса (Никитовское, Дружковско-Константиновское и др.). По данным, эта ассоциация минералов характерна для ртутных месторождений телетермального типа киноварно-диккитовой рудной формации, локализующихся в породах алюмосиликатного состава. В пределах Донбасса и Днепровско-Донецкой впадины месторождения этого типа контролируются зонами глубинных разломов и встречаются чаще всего в участках их пересечений.

Более ярко эпигенетический характер формирования вторичных пористости и каверн наблюдается в карбонатных коллекторах нефти. Впервые вторичное происхождение пустот в карбонатных коллекторах вне связи с поверхностными процессами установлено на примере месторождений Волго-Уральского региона. Ею было показано, что внедрение нефти в карбонатную толщу сопровождается не только образованием пустот (каверны, вторичные поры, трещины), которые она насыщает, но и вторичным преобразованием пород - перекристаллизацией кальцита, доломитизацией, ангидритизацией и заполнением трещин карбонатами и сульфатами. Впервые было обращено внимание на то, что процессы, связанные с сокращением порового пространства, характерны для периферийных фрагментов залежи и участков, располагающихся за ее пределами. Явления выщелачивания и вторичных преобразований объясняется действием агрессивных флюидов, сопровождавших нефть. Отмечались также заполненные нефтью трещины, которые, по ее мнению, возникают в результате гидроразрыва при внедрении нефтефлюидов.

Независимо от этих исследований и практически одновременно к таким же выводам пришли геологи-рудники, изучающие процессы миграции рудообразующих флюидных систем. При рассмотрении механизма образования рудных скоплений в ходе гидротермального процесса были выявлены убедительные доказательства образования вторичных пустот в породах при воздействии на них собственно флюидов. Различают два вида таких емкостей. Один из них образуется механическим путем при разрывах напорными флюидами, другой развивается физико-химическим путем - в процессах выщелачивания и замещения. Оба вида пустот хорошо известны в карбонатных коллекторах нефти.

Ярким примером приуроченности залежей нефти к вторичной емкости в карбонатных коллекторах могут служить месторождения Припятской впадины. Все выявленные здесь залежи контролируются зонами субширотных разломов. Тектонически экранированные залежи локализуются в карбонатных породах, которые наряду с солью и эффузивами составляют основную часть продуктивного разреза верхнего девона.

Во многих работах, описывающих структуры порового пространства коллекторов в Припятской впадине, показано, что основной емкостью нефти являются вторичные поры и каверны выщелачивания, которые соединены трещинами в единую систему. Преобладающие нефтеносные породы - доломитизированные известняки и метасоматические доломиты с реликтовой органогенной структурой. Для всех изученных месторождений характерны процессы вторичной ангидритизации по трещинам и порам, а также фрагментарное и зональное замещение ангидритом первичной минеральной матрицы карбонатных пород. В трещинах и порах выявлен большой комплекс эпигенетических минералов, представленных сульфидами (пирит, марказит, халькопирит, галенит, арсенопирит, клейофан). Отмечаются также флюорит, барит, анатаз, магнетит, кальцит, кварц и др. Здесь установлено, что породы с улучшенными коллекторскими свойствами приурочены к разрывным нарушениям - зонам повышенной проницаемости. Приводятся материалы, доказывающие, что растворяющая способность внедрившихся флюидов была настолько значительной, что обусловила образование метасоматических брекчий и сокращение мощности стратиграфических подразделений вблизи этих зон разломов, которые служат основными проводниками растворов.

Пример карбонатного коллектора, емкостные возможности которого определило воздействие внедряющихся глубинных флюидов, - Тенгизское месторождение в Казахстане. Здесь агрессивные газы, в составе которых на сероводород и углекислоту приходится иногда более 20 %, способствуют растворению карбонатов каменноугольного и нижнепермского комплексов и даже требуют специального оборудования для проведения буровых работ. Массив контролируется разломами, а проницаемость разрывных нарушений до поверхности подтверждается геохимической съемкой. Воды четвертичных отложений над месторождением характеризуются высоким содержанием гелия. При повторных геохимических наблюдениях над месторождением обнаруживаются временные вариации содержаний углеводородов и гелия на площадях аномалий, свидетельствующие о том, что месторождение "дышит", т.е. разгрузка глубинных флюидов происходит и в настоящее время. Многими исследователями в керне скважин над залежью отмечены процессы вторичной ангидритизации и окварцевания, а в верхней части залежи, высота которой более 1200 м, обилие твердых углеродистых минералов (кериты, антраксолиты) и сульфидов, а также повышенная радиоактивность. Последняя проявляется и в четвертичных отложениях в зоне наиболее проницаемых разрывных нарушений. Все эти явления указывают на то, что закарстованность коллекторов связана не столько с их фациальными особенностями (рифовый массив), сколько с современным гидротермальным процессом.

Аналогичное гидротермальное карстообразование при формировании коллекторов наблюдается и на Оренбургском месторождении. По данным, развитие закарстованных зон контролируется разломами. Ассоциации аутигенных минералов свидетельствуют о наложенных гидротермальных процессах.

О том, что рассолы и газы, сопровождающие нефтяные месторождения, во многом сходны с гидротермальными рудоносными растворами глубинной природы, высказывалось многими исследователями. В пределах нефтегазоносных территорий следы гидротермальной деятельности встречаются повсеместно.

Например, в Днепровско-Донецкой впадине результаты гидротермальной деятельности установлены на 22 соляно-купольных структурах, располагающихся в зонах глубинных разломов и местах их пересечений. Здесь зафиксированы проявления полиметаллов, меди, ртути, золота, редкоземельных элементов, флюорита, магнетита и др. Породы в приштоковых зонах носят типичные черты околорудных изменений. Развитие этой минерализации связывается с периодами тектономагматической активизации Днепровско-Донецкой впадины и сопредельных структур в мезозойское и кайнозойское время.

Разгрузка глубинных флюидов до уровня приповерхностных вод в настоящее время подтверждается гелиевой съемкой, позволяющей установить проницаемость глубинных разломов. К некоторым из этих зон приурочены месторождения газа с повышенным содержанием паров ртути.

На примере Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна А.Е.Розин показало, что химизм, изменчивость и газовый состав нефтяных вод, а также взаимодействие их с вмещающими породами свидетельствуют об интенсивной гидротермальной деятельности.

Гидротермальная природа явлений, связанных с формированием вторично-поровых коллекторов и самих залежей углеводородов, их приуроченность к разломам позволяют понять многие факты, которые трудно объяснить с других позиций. Так, в свете изложенного материала представляется естественным залегание нефти в серпентинитах месторождений Кубы; залежи нефти в эоценовых андезито-базальтовых туфах Грузии, являющихся хорошими коллекторами в местах их проработки гидротермальными растворами с развитием зон хлоритизации и цеолитизации и образованием вторичных пустот, которые вместе с трещиноватостью обеспечивают высокие притоки нефти в скважинах (Самгори, Ниноцминда и другие месторождения); продуктивность кремнисто-глинистых битуминозных пород баженовской свиты Западной Сибири в зонах внедрения высоконапорных кислых флюидов, гидротермальная природа которых недавно подтверждена химико-минералогическими исследованиями.

Особенно интересны коллекторы, формирующиеся в кристаллических породах фундамента древних платформ. В настоящее время известно уже много фактов нефтегазоносности фундамента в разных нефтегазоносных районах. На наш взгляд, важно то, что зоны дезинтеграции кристаллических пород, приуроченные к разломам, представляют собой участки интенсивной гидротермальной проработки пород и изменений их вещественного состава с образованием дополнительной емкости, которая наряду с трещинами создает коллекторы для скопления воды, нефти и газа. Особенно четко это установлено на Татарском своде в глубоких скважинах, вскрывших фундамент на 2-3 км от его поверхности. По данным на глубоких горизонтах фундамента (тектонических швах) проявляются наложенные гидротермальные преобразования кристаллических пород. Последние характеризуются высокими коллекторскими свойствами. Установлены и сами флюиды - рассолы, насыщенные газами разного состава, в том числе и углеводородами.

Если до недавнего времени считалось, что залежи нефти в фундаменте могут быть встречены лишь в верхней его части, в зоне дезинтеграции кристаллических массивов - коре выветривания, сформированной в допалеозойское время, то глубокое бурение фундамента на Татарском своде, а также результаты по сверхглубокой Кольской скважине и глубокого бурения за рубежом показали, что зоны дезинтеграции и гидротермальной проработки пород создают вторичную порово-трещинную емкость на различных гипсометрических уровнях и могут представлять интерес как объект поисков залежей углеводородов.

Пример таких коллекторов в породах кристаллического фундамента детально изучен на месторождении Белый Тигр на шельфе Вьетнама. Здесь получены промышленные притоки нефти из пород фундамента, трактовавшегося как кора выветривания. При минералого-петрографическом изучении пород выявились четкая зональность вторичных преобразований гранитов, зоны каолинизации, цеолитизации с образованием вторичных пустот. Установлены рудные минералы - самородное серебро, цинковая медь, а также барит, пирит, новообразованный кварц и альбит, что указывает на привнес рудных и других элементов глубинными флюидами. Интересно, что присутствие самородных рудных элементов характерно для гидротермальных систем, богатых углеводородами.

Однако в настоящее время масштабы гидротермальной деятельности еще недооцениваются в полной мере. Сравнительно недавно мощные гидротермальные процессы были обнаружены на дне океанов в зонах разломов и срединно-океанических хребтах, что привело к существенному пересмотру многих представлений об океаническом осадконакоплении, образовании рудных концентраций на дне океанов, тепловом режиме вод, глубинном источнике солей. На континентах деятельность современных гидротерм не менее активна, а разгрузка глубинных флюидов происходит не в водную массу, как в океанах, а в толщи осадочных пород по наиболее проницаемым участкам глубинных разломов, нередко достигая поверхности. Разгрузка глубинных флюидов определяет повышенный геотермический режим нефтегазоносных территорий, привнес большого числа глубинных элементов, создавая концентрации руд (полиметаллов, урана, ванадия, никеля и многих других несвойственных осадочным толщам элементов в нефтях, битумах, углях).

Углеводородные соединения, так же как углекислый газ, азот, сероводород, фтористый водород, вода и растворенные в ней соли, представляются единой флюидной системой, разгружающейся из глубинных сфер Земли по проницаемым системам зон разломов и отражающей процессы развития глубинных слоев Земли, дегазацию ее недр, перераспределение элементов. Эти процессы определяют формирование многих полезных ископаемых.

Понимание гидротермальной природы пластовых флюидов нефтегазоносных территорий имеет большое значение для совершенствования поисково-разведочных работ на нефть и газ. Важным становится изучение глубинных разломов, вулканизма, сейсмичности, геотермического режима, современной динамики разрывных нарушений и зон разгрузки флюидов. Это связано с применением новых геофизических и геохимических методов, пересмотром методических подходов в сейсмических, гравиметрических, магнитометрических и электроразведочных исследованиях.

**4. СВОЙСТВА КОЛЛЕКТОРОВ НЕФТИ И ГАЗА**

Условия залегания нефти и газа в пласте и физические свойства пластовых жидкостей являются важными исходными данными, которые используют и учитывают при разработке и эксплуатации залежи. Основные физические свойства пород и жидкостей, характеризующие нефтяную или газовую залежь, которые необходимо знать для решения задач рациональной разработки и эксплуатации месторождений, следующие:

1) гранулометрический состав пород;

2) пористость пласта;

3) проницаемость пород коллектора;

4) удельная поверхность пород пласта;

5) карбонатность пород;

6) механические свойства пород и сжимаемость пластовых жидкостей;

7) насыщенность пород газом, нефтью и водой;

8) физические и физико-химические свойства нефти, воды и газа (вязкость, плотность, растворимость газа в нефти и в воде, поверхностные свойства нефти и воды).

Рассмотрим вначале основные свойства горных пород, слагающих нефтяные и газовые месторождения.

**1) Гранулометрический (механический) состав пород**

Пласты, сложенные песками, состоят из зерен неправильной формы и самых разнообразных размеров. Количественное (массовое) содержание в породе частиц различной величины принято называть гранулометрическим (механическим) составом.

Исследования показывают, что гранулометрический состав — важная характеристика, от него зависят многие свойства пористой среды: проницаемость, пористость, удельная поверхность, капиллярные свойства и т. д. По механическому составу можно судить о геологических и палеогеографических условиях отложения пород залежи, и поэтому начальным этапом исследований при изучении генезиса осадочных пород должен быть гранулометрический анализ их.

Так как размеры частиц песков обусловливают общую величину их поверхности, контактирующей с нефтью, от гранулометрического состава пород зависит количество нефти, которое остается в пласте после окончания его эксплуатации в виде пленок, покрывающих поверхность зерен.

Гранулометрический состав песков важно знать в нефтепромысловой практике. Например, на основе механического анализа в процессе эксплуатации нефтяных месторождений подбирают фильтры для забоев нефтяных скважин, предотвращающие поступление песка в скважину.

Размер частиц горных пород изменяется от коллоидных частиц до галечника и валунов. Однако исследования показывают, что гранулометрический состав большинства нефтесодержащих пород определяется в основном частицами размерами от 1 до 0,01 *мм.*

Наряду с обычными зернистыми минералами в природе широко распространены глинистые и коллоидно-дисперсные минералы с размерами частиц меньше 0,1 *мкм* (0,001 *мм).* Значительное количество их содержится в глинах, лёссах и других породах.

В составе нефтесодержащих пород коллоидно-дисперсные минералы имеют подчиненное значение. Вместе с тем вследствие огромной величины их общей поверхности составом коллоидно-дисперсных минералов определяются процессы поглощения катионов (и анионов).

От их количества в значительной степени зависит степень набухаемости горных пород в воде. Коллоидно-дисперсные минералы имеют большое значение для решения практических вопросов нефтяной геологии.

Предполагается также, что коллоидно-дисперсные минералы могут быть использованы в качестве геологических термометров. Например, монтмориллонит при нормальном давлении разрушается при температуре выше 725°С, а галлуазит при 50°С. Следовательно, можно предполагать, что глины, содержащие галлуазит, образовались при температурах ниже 50°С.

Механический состав пород определяют ситовым и седиментационным анализом. Ситовой анализ сыпучих горных пород применяется для рассева фракций песка размером от 0,05 *мм* и больше. Содержание частиц меньшего размера определяется методами седиментации.

При проведении ситового анализа в лабораторных условиях обычно пользуются набором проволочных или шелковых сит с размерами отверстий (размер стороны квадратного отверстия) 0,053, 0,074, 0,105, 0,149, 0,210, 0,227, 0,42, 0,59, 0,84, 1,69 и 3,36 *мм.* Существуют и другие разнообразные системы сит и всевозможных механических приспособлений для рассева. Сита располагают при рассеве таким образом, чтобы вверху было сито с наиболее крупными размерами отверстий. В него насыпают навеску породы (50 *г)* ведут просеивание в течение 15 *мин.* После этого взвешивают породу, оставшуюся на каждом сите, и результаты ситового анализа записывают в таблицу.

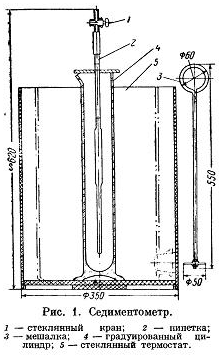
Методы седиментационного разделения частиц по фракциям основаны на различной скорости осаждения зерен разного размера в вязкой жидкости.

По формуле Стокса скорость падения в жидкости частиц сферической формы равна

(1.1)



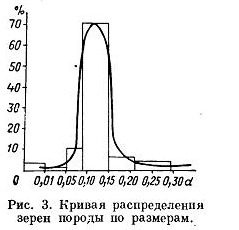
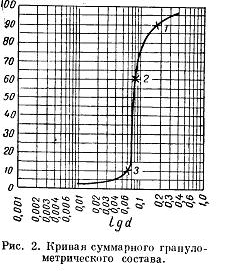
где *d —* диаметр частиц в *м; υ —* скорость осаждения частиц в *м/сек;* ρж — плотность жидкости в кг /м3; ρп — плотность вещества частицы в *кг/м3; g —* ускорение силы тяжести в *м/сек2;* ν — кинематическая вязкость в *м2/сек.*



Формула (1.1) справедлива при свободном нестесненном движении зерен; чтобы не было влияния концентрации частиц на скорость их падения в дисперсной среде, содержание твердой фазы в суспензии не должно превышать по весу 1 % .

Приложение формулы Стокса для седиментационного анализа рассмотрим на примере пипеточного метода.

Из фракции песка, прошедшей сито с наименьшими отверстиями, отбирают навеску в 10 г и перемешивают ее в воде в цилиндре емкостью 1 *л,* помещенном в баню (рис. 1). В цилиндр вставляется пипетка *(2)* с глубиной спуска ее кончика около h*=*30 *см.*



Допустим, что необходимо определить в песке количества частиц, меньших d1. Для этого при помощи формулы (1.1) вычисляют время t1 падения частиц размером d1 до глубины спуска пипетки h*.* Очевидно, что при отборе пипеткой пробы с глубины *h* через время t1 в пипетку войдут только те частицы, диаметр которых меньше d1*,* так как ко времени *t1* после начала осаждения частиц все более крупные зерна будут ниже кончика пипетки. Далее, высушив содержимое пипетки, определяют количество всех частиц, имеющих диаметр меньше или больше, чем d1, находившихся в суспензии, что легко сделать, так как масса всей навески, объем пипетки, вес сухого остатка в ней и объем жидкости в цилиндре известны. Отбирая последующие пробы через другие интервалы времени от начала отстаивания суспензии, точно так же определяют в анализируемой пробе содержание более мелких фракций.

Существует большое разнообразие методов седиментационного анализа. Наибольшее распространение в лабораториях по исследованию грунтов получили методы отмучивания током воды, отмучивания сливанием жидкости (метод Сабанина) и метод взвешивания осадка при помощи весов Фигуровского.

При отмучивании током воды грунт помещают в конический или цилиндрический сосуд, через который создают ток воды, направленный снизу вверх. Регулируя скорость движения воды, добиваются выноса из пределов сосуда частиц определенного диаметра, величина которого также может быть определена при помощи формулы Стокса.

При отмучивании сливанием жидкости частицы разного размера разделяют путем слива после определенного времени отстаивания верхней части столба суспензии с мелкими частицами, не успевшими осесть на дно сосуда.

Наиболее совершенный метод седиментационного анализа - взвешивание осадка. Хорошо перемешанную суспензию вливают в цилиндрический сосуд, в который опускают тонкий стеклянный диск, подвешенный на плечо седиментометрических весов Н. А. Фигуровского. Выпадающие частицы суспензии отлагаются на стеклянном диске. По мере отложения осадка равновесие весов нарушается и для восстановления его требуется дополнительная нагрузка. Регистрируя время и нагрузки, получают данные, которые затем обрабатывают и приводят в обычный для анализа вид: результаты анализа механического состава пород изображаются в виде таблиц или графиков суммарного состава и распределения зерен породы по размерам (рис. 2 и 3). Для построения первого графика по оси ординат откладывают массовые концентрации в процентах, а по оси абсцисс — диаметр d1или логарифм диаметра частиц *lg d.*

При построении второго графика по оси абсцисс откладывают диаметры *А* частиц, а по оси ординат — массовые концентрации в процентах каждой фракции в исследуемой породе.

Отношением принято характеризовать степень неоднородности песка,



где d60 — диаметр частиц, при котором сумма масс фракций, начиная от нуля и кончая этим диаметром, составляет 60% от массы всех фракций (точка *2,* рис. 2), а d10 — аналогичная величина для 10% точки кривой суммарного гранулометрического состава (точка 5, рис. 2). По диаметру, соответствующему точке 1*,* подбирают отверстия фильтров нефтяных скважин*.*

Коэффициент неоднородности зерен пород, слагающих нефтяные месторождения, обычно колеблется в пределах 1,1—20.

**2) Методы выделения и разделения глинистых фракций**

Коллоидно-дисперсные минералы, сложенные частицами весьма малых размеров и образующие тесные смеси с другими минералами, требуют особых методов выделения и разделения.

Вначале для удаления карбонатов, метающих выделению тонких фракций, породу обрабатывают соляной кислотой. Установлено, что при этом основная часть коллоидно-дисперсных минералов (силикаты, алюмосиликаты и др.) не разрушается.

Для выделения коллоидно-дисперсных минералов, кроме отмучивания, применяют центрифуги, при помощи которых можно выделить частицы вплоть до 0,01 *мкм* (микрона). Методом седиментации столь малые частицы выделить затруднительно — они испытывают механическое воздействие воды, так как вследствие влияния броуновского движения больше становится траектория падения частиц. В этих условиях для расчета скорости падения частиц формула Стокса не применима. В центрифугах же броуновское движение подавляется вектором центробежной составляющей силы, и оно не скапывается на фракционировке анализируемых частиц.

Важной константой, которая используется при разделении и определении минералов, служит их плотность. Несмотря на то, что осадочные образования имеют сложный минералогический состав, приближенным методом определения плотности путем применения набора так называемых «тяжелых жидкостей» удается выделить некоторые группы минералов. Метод основан на подборе жидкостей определенных плотностей, при помощи которых выделяются минералы с плотностью, меньшей или большей плотности жидкости.

**3) Определение карбонатности коллекторов**

Важное значение для промысловой практики имеет карбонатность пород, т. е. содержание в них солей угольной кислоты — известняка СаСО3, доломита СаС03 • МgС03, сидерита FеСО3 и т. д.

Карбонатность нефтяных коллекторов колеблется в широких пределах. Некоторые породы содержат карбонаты в небольшом количестве в виде цементирующего вещества, а другие почти целиком сложены карбонатами.

Определение карбонатности пород основано на химическом разложении содержащихся в них карбонатов и на учете количества выделившегося углекислого газа объемным или весовым способом.

В лабораториях физики пласта получил распространение объемный газометрический способ измерения карбонатности пород. Выделившийся в специальном приборе вследствие взаимодействия карбонатов с соляной кислотой углекислый газ улавливается в измерительном устройстве.

Подсчет величины карбонатности ведется по отношению к СаС03, так как известняк составляет основную часть карбонатов породы. По объему выделившегося С02 массовую концентрацию в процентах карбонатов в породе определяют по формуле

(1.2)



где k*а —* содержание СаСО3 в породе в процентах; *V —* объем выделившегося СО2 в *м3; а —* масса исследуемого образца породы в *кг; ρ*— плотность СО2 в кг/м3 при температуре опыта (берется из таблиц).

Подобные анализы используются для установления целесообразности солянокислотных обработок забоев скважин с целью увеличения пропускной способности пород. Содержание карбонатов может также быть дополнительным фактором при корреляции пластов.

**4) Пористость горных пород**

Под пористостью горной породы понимают наличие в ней пустот *(пор).*

Коэффициентом полной (или абсолютной) пористости *тп* называется отношение суммарного объема пор Vпор в образце породы к видимому его объему Vобр:

(1.3)



Измеряется пористость в долях единицы или в процентах. По происхождению поры и другие пустоты подразделяются на первичные и вторичные. К первичным порам относят пустоты между зернами, промежутки между плоскостями наслоения и т. д., образующиеся в процессе осадконакопления и формирования породы. Вторичные поры образовались в результате последующих процессов разлома и дробления породы, растворения, возникновения трещин вследствие сокращения породы (например, вследствие доломитизации) и т. д.

Структура порового пространства пород обусловлена большим числом факторов: гранулометрическим составом частиц, их формой, химическим составом пород, происхождением пор, а также соотношением количества больших и малых пор (рис. 4).

В большой степени свойства пористых сред определяются размерами поровых каналов. По величине поровые каналы нефтяных пластов условно разделяют на три группы:

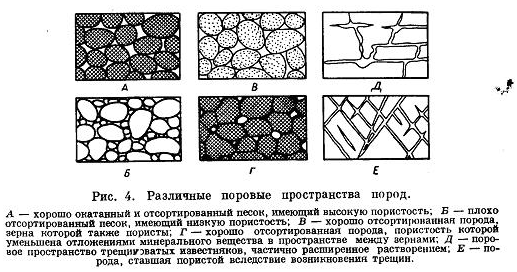
1) сверхкапиллярные — размеры больше 0,5 *мм;*

2) капиллярные — от 0,5 до 0,0002 *мм* (0,2 *мкм)*

3) субкапиллярные — меньше 0,2 *мкм* (0,0002 *мм).*

По крупным (сверхкапиллярным) каналам и порам движение нефти, воды и газа происходит свободно. По капиллярным каналам движение жидкостей и газов происходит при значительном участии капиллярных сил. Иногда движение по ним возможно только при преодолении капиллярных сил, противодействующих движению.

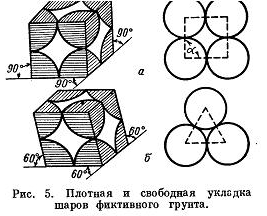
В субкапиллярных каналах жидкости настолько сильно удерживаются силой притяжения стенками каналов (вследствие малого расстояния между стенками канала жидкость в ней находится в сфере действия молекулярных сил материала стенок), что практически в природных условиях перемещаться в них не могут. Породы, поры которых представлены в основном субкапиллярными каналами, независимо от пористости практически непроницаемы для жидкостей и газов (глина, глинистые сланцы). Хорошие коллекторы нефти — те породы, поры которых представлены в основном капиллярными каналами достаточно большого сечения, а также сверхкапиллярными. Из сказанного следует, что при существующих в естественных условиях перепадах давлений не во всех пустотах жидкости и газы находятся в движении.



Наряду с полной пористостью для характеристики нефтесодержащих пород вводят еще понятия коэффициента открытой пористости, а также коэффициентов, характеризующих статическую полезную емкость и динамическую полезную емкость коллектора. Коэффициентом открытой пористости *то* принято называть отношение объема открытых сообщающихся пор к объему образца. Статическая полезная емкость коллектора характеризует объем пор и пустот, которые могут быть заняты нефтью или газом. Эта величина обозначается через *ПСТ* и определяется как разность открытой пористости и объема остаточной воды.

В зависимости от перепадов давления, существующих в пористой среде, и свойств жидкостей и поверхности пород та или иная часть жидкости не движется в порах. Сюда относятся неподвижные пленки у поверхности породы и капиллярно удержанная жидкость. Динамическая полезная емкость коллектора ПДИН характеризует относительный объем пор и пустот, через которые может происходить фильтрация нефти и газа в условиях, существующих в пласте.

**5) Пористость фиктивного грунта**



Фиктивным принято называть воображаемый грунт, состоящий из шарообразных частиц одного и того же размера.

Пористость такого идеализированного грунта целесообразно рассмотреть потому, что закономерности изменения ее легко могут быть получены аналитическим путем и, кроме того, некоторые зависимости величины пористости фиктивных грунтов действительны также и для хорошо отсортированных однородных естественных песков.

Из рис. 5 можно видеть, что каждый элемент фиктивного грунта, сложенный восемью шарообразными частицами, может иметь плотную (рис. 5, *б)* и свободную (рис. 5, *а)* укладку. При этом угол, α ромба, образованного линиями, соединяющими центры шаров, изменяется от 60 до 90°.

Из простых геометрических соображений вытекает, что пористость фиктивного грунта в зависимости от угла α будет равна

(1.4)



где *т —* коэффициент пористости в долях единицы; α — угол пересечения линий, соединяющих центры шаров.

Как следует из формулы (1.4), пористость фиктивного грунта не зависит от диаметра частиц, а зависит лишь от плотности укладки, т. е. от взаимного расположения шаров, определяемого величиной угла а.

Подставляя в формулу (1. 4) крайние значения угла а, которые он принимает при наиболее плотной и свободной укладке, получим пределы изменения пористости фиктивного грунта:

*т =* 0,259 при α == 60°;

*т* = 0,477 при α= 90°.

Пористость однородных естественных песков, сложенных хорошо окатанными зернами, близка к пористости фиктивного грунта.

В природных условиях наблюдаются более сложные закономерности изменения пористости пород нефтесодержащих пластов.

**6) Пористость естественных пород**

На величину пористости нефте- и газосодержащих пород, кроме расположения зерен, влияет много факторов: размер и форма частиц, неоднородность их размера, процессы цементации, растворения и переотложения солей, процессы разрушения минералов и др.

Замечено, что по мере уменьшения величины зерен пористость возрастает. Это связано с возрастанием неправильности форм частиц при уменьшении их величины. Зерна неправильной формы укладываются менее плотно, что приводит к увеличению пористости.

Чем больше неоднороден песок по размерам своих частиц, тем меньше обычно и пористость, так как мелкие зерна забивают поры песка, образованные крупными частицами (рис. 4, *Б).*

Вследствие влияния на пористость большого числа факторов величина ее изменяется в широких пределах (табл. 2).

Таблица 2

**Пределы изменения полной пористости некоторых горных пород**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Породы | Пористость, % | |
| от | до |
| Глинистые сланцы | 0,54 | 1,4 |
| Глины | 6 | 50 |
| Пески | 6 | 52 |
| Песчаники | 3,5 | 29 |
| Известняки и доломиты | 0,6 | 33 |

Широкие пределы изменения пористости одноименных пород объясняются различными геологическими условиями их отложения и разнообразием свойств частиц. Наблюдается тесная связь между пористостью и ее изменением по пласту с палеогеографическими условиями отложения пород. Наиболее равномерной и весьма большой пористостью обладают морские песчаные отложения. Прибрежные же осадки обычно меняют свои коллекторские свойства в значительных пределах и по вертикали и по горизонтали.

С увеличением глубины залегания пород пористость обычно уменьшается в связи с их уплотнением под действием веса вышележащих пород.

Карбонатные породы образовались в основном из химических и биохимических осадков. Поэтому считают, что они чаще всего обладают вторичной пористостью, связанной с развитием трещиноватости и с явлениями растворения и доломитизации, сопровождающимися сокращением объема пород.

При доломитизации пористость часто имеет равномерный характер в противоположность трещиноватой пористости, которая бывает, развита неравномерно в соответствии с условиями ее возникновения.

Изменение коллекторских свойств пород в залежи, в том числе и пористости, иногда бывает связано с наличием нефти и газа. И водоносной части вследствие отложения в порах карбонатов и других веществ коллекторские свойства пород обычно ухудшаются. И пределах залежи эти явления не происходят, и здесь может сохраняться повышенная пористость.

Наиболее неравномерна пористость карбонатных пород, в которых наряду с крупными трещинами, кавернами и пустотами имеются плотные блоки, практически лишенные пор.

Пористость коллекторов, дающих промышленную нефть, обычно следующая (в %).

Пески…………………….…… 20—25

Песчаники…........…………….. 10—30

Карбонатные коллекторы ..……10—25

и меньше

В последнее время открыт ряд месторождений в карбонатных коллекторах, поровое пространство которых состоит в основном из трещин. Пористость (коэффициент трещиноватости) таких пластов оценивается долями и единицами процентов. Однако из них получены большие промышленные притоки нефти.

В связи с неравномерной пористостью пород при гидродинамических расчетах для определения запасов нефти приходится вычислять средние величины пористости.

Если установлено, что пласт состоит из *п* пропластков, имеющих мощности *Н1, Н2,..., Нn* с пористостью пород

*m1, m2,..., mn*, то средний коэффициент пористости пласта в районе скважины будет равен

(1.5)



Если на пласт пробурено *п* скважин, площадь дренирования которых F1*, F*2,..., F*п,* а мощности пласта *Н1, Н*2,..., *Нn* и средние величины пористости пород в разрезе скважин m1'*, m*2',..., mn', то среднюю пористость пород вычисляют по формуле

(1.6)



Объем породы может быть также определен по размерам образца. Для этого керну придают правильную геометрическую форму. Объем же зерен, необходимый для определения объема пор, может быть найден приблизительно по средней плотности минералов. Для кварца, например, ρ= 2650 *кг/м3.*

Имеется множество других методов определения объемов образца, пор и частиц, слагающих породу, детальное описание которых приводится в соответствующих руководствах [2].

Считается, что метод И. А. Преображенского может быть также использован для приближенной оценки динамической полезной емкости коллектора. При этом свежие образцы, не отмытые от нефти, предварительно продуваются воздухом или азотом при перепаде давления в 2—3 *ат* (~0,2—0,3 *Мн/м2)* в течение 2—3 *мин, а* затем оценку объема пор, не занятого жидкостями, ведут методом Преображенского обычным образом. Предполагается, что при продувке образца освобождается от жидкости только та часть пор, через которую фильтруются жидкости.

Следует отметить, что достаточно обоснованные методы определения динамической полезной емкости коллектора еще не разработаны.

**7) Проницаемость горных пород**

Проницаемостью называют свойство горных пород пропускать сквозь себя жидкости и газы при наличии перепада давления. Проницаемость — важнейший параметр, характеризующий проводимость коллектора, т. е. способность пород пласта пропускать к забоям скважин нефть и газ.

Абсолютно непроницаемых тел в природе нет. Однако при существующих в нефтяных пластах сравнительно небольших перепадах давлений многие породы оказываются практически мало или совсем непроницаемыми для жидкостей и газов (глины, сланцы и др.) из-за малых размеров пор в этих породах.

Большая часть осадочных пород обладает той или иной проницаемостью. Поровое пространство осадочных пород, кроме субкапиллярных пор, слагается также порами большего размера. По экспериментальным данным подавляющая часть пор нефтесодержащих коллекторов больше 1 *мкм.*

В процессе эксплуатации нефтяных и газовых месторождений возможна различная фильтрация в пористой среде жидкостей и газов или их смесей — совместное движение нефти, воды и газа или воды и нефти, нефти и газа или только нефти или газа. При этом проницаемость одной и той же пористой среды для данной фазы в зависимости от количественного и качественного состава фаз в ней будет различной. Поэтому для характеристики проницаемости пород нефтесодержащих пластов введены понятия абсолютной, эффективной и относительной проницаемости.

Для характеристики только физических свойств пород используется ее абсолютная проницаемость.

Под абсолютной принято понимать проницаемость пористой среды, которая определена при движении в ней лишь одной какой-либо фазы (газа или однородной жидкости), химически инертной по отношению к породе. Для этой цели обычно используется воздух или газ, так как установлено, что при движении жидкостей в пористой среде на величину ее проницаемости оказывают влияние физико-химические свойства жидкостей.

Эффективной или фазовой называется проницаемость пород для данного газа или жидкости при наличии или движении в порах многофазных систем. Величина ее зависит не только от физических свойств пород, но также от степени насыщенности порового пространства жидкостями или газом и от их физико-химических свойств.

Относительной проницаемостью пористой среды называется отношение эффективной проницаемости этой среды для данной фазы к абсолютной.

Для оценки проницаемости горных пород обычно пользуются линейным законом фильтрации Дарси, по которому скорость фильтрации жидкости в пористой среде пропорциональна градиенту давления и обратно пропорциональна динамической вязкости:

(1.8)



где Q — объемный расход жидкости в единицу времени; υ *—* скорость линейной фильтрации; μ, — динамическая вязкость жидкости; F *—* площадь фильтрации; Δр — перепад давления; *L —* длина пористой среды.

В этом уравнении способность породы пропускать сквозь себя жидкости и газы характеризуется коэффициентом пропорциональности k, который называют коэффициентом проницаемости:

(1.9)



При измерении проницаемости пород газом в формулу (1. 9) следует подставлять средний расход газа в условиях образца:

(1.10)



где — объемный расход газа, приведенный к среднему давлению в образце.



Необходимость использования среднего расхода газа при определении проницаемости по газу объясняется непостоянством его объемного расхода при уменьшении давления по длине образца.

При малых длинах испытуемых образцов среднее давление по длине керна может быть принято



где р1 и р2 — соответственно давление газа на входе в образец и на выходе из него.

Полагая, что процесс расширения газа при фильтрации через образец происходит изотермически, и используя закон Бойля-Мариотта, получим

(1.10’)



где Q0 — расход газа при атмосферном давлении *р0.*

Тогда формула для определения проницаемости пород по газу запишется в виде

(1.10’’)



Единицы измерения проницаемости

В Международной системе единиц величины, входящиев формулу проницаемости, имеют размерности

*[L] = м; [F] = м2; [Q] = м3/сек; [р] — н/м2; [μ] = н • сек/м2.*

При *L = 1 м; F = 1 м2, Q = 1 м3/сек, р = 1 н/м2 и μ = н•сек/м2* получим значение коэффициента проницаемости *k = 1 м2.*

Действительно, подставив единицы измерения соответствующих величин в формулу (1.9), получим

(1.11)



Таким образом, в Международной системе (СИ) за единицу проницаемости в 1 м2 принимается проницаемость такой пористой среды, при фильтрации через образец которой площадью 1 *м2* и длиной 1 *м* при перепаде давления 1 *н/м2* расход жидкости вязкостью 1 *н • сек/м2* составляет 1 *м3/сек.*

Физический смысл размерности k (площадь) заключается в том, что проницаемость как бы характеризует величину площади сечения каналов пористой среды, по которым в основном происходит фильтрация. Для оценки проницаемости обычно пользуются практической единицей *д а р с и*, которая приблизительно в 1012 раз меньше, чем проницаемость в 1 *м2.*

За единицу проницаемости в 1 дарси (1 *д)* принимают проницаемость такой пористой среды, при фильтрации через образец которой площадью 1 *см2* и длиной 1 *см* при перепаде давления 1 *кГ/см2* расход жидкости вязкостью 1 *спз* (сантипуаз) составляет 1 *см3/сек.* Величина, равная 0,001 *д,* называется миллидарси *(мд).* Учитывая, что 1 *кГ/см2* = ~105 *н/м2,* 1 *см3 =* 10-6 *м3,* 1 *см2* = 10-4 м2, 1 *спз =* 10-3 *н • сек/м2,* из (1. 12) получим следующее соотношение:

(1.12)



Проницаемость пород нефтяных и газовых пластов изменяется от нескольких миллидарси до 2—3 *д* и редко бывает выше.

Как уже отмечалось, формула (1. 8) соответствует закону Дарси при линейном потоке. Иногда возникает необходимость определять проницаемость образцов при радиальной фильтрации жидкости и газа, т. е. как бы при воспроизведении условий притока их в скважину. При этом образец породы подготовляют к опыту в виде цилиндрического кольца с осевым отверстием — «скважиной», а фильтрация жидкости или газа происходит в радиальном направлении от наружной поверхности образца к внутренней. Тогда проницаемость пород по данным опыта определяют по формулам:

при фильтрации жидкости



при фильтрации газа

(1.13)



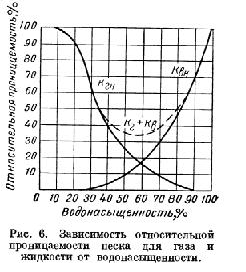
где *Qж* — расход жидкости или газа (при атмосферном давлении) в *мэ/сек; QГ, QГ —* расход газа при атмосферном и среднем давлении в образце в *м3/сек; μж* и *μг* — вязкость жидкости и газа в *н·сек/м2; рн* и *рв* — давление у наружной и внутренней поверхностей кольцевого образца в *н/м2;* rн и *rв* — наружный и внутренний радиусы кольца в *м; h —* высота цилиндра в *м*; *kр* — проницаемость в *м2.*

**8) Эффективная (фазовая) и относительная проницаемости горных пород**

При эксплуатации нефтяных и газовых месторождений чаще всего в породе присутствуют и движутся две и три фазы одновременно. В этих условиях проницаемость породы для одной какой-либо фазы всегда меньше ее абсолютной проницаемости.

Исследования показывают, что эффективная и относительные проницаемости для различных фаз находятся в тесной зависимости от нефте-, газо- и водонасыщенности порового пространства породы и физико-химических свойств жидкостей.

Зависимость относительной проницаемости песка для газа и жидкости от водонасыщенности (двухфазный поток) аналогична и для относительной проницаемости при движении нефти и воды (рис. 6).



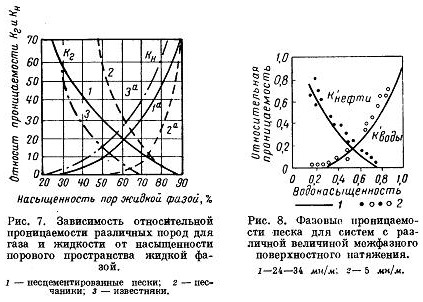
Только левая кривая будет соответствовать изменению относительной проницаемости песков для нефти в зависимости от водонасыщенности пористой среды, а правая — для воды. Подобный же характер имеют кривые относительной проницаемости песков для нефти и газа. Рассматривая эти графики, можно сделать ряд выводов, которые необходимо учитывать при эксплуатации нефтяных месторождений. Так, например, если вода занимает несколько более 20% объема пор, то проницаемость породы для нефти резко снижается, в то время как движение воды в породе почти не наблюдается. При малой водонасыщенности породы водой почти вся она размещается на поверхности зерен, в тонких порах и в углах контакта между частицами. В таком состоянии вода прочно удерживается молекулярно-поверхностными и капиллярными силами. Поэтому при градиентах давлений большинства природных пластов вода при небольшой водонасыщенности остается неподвижной. Однако сечение проходных каналов сокращается, что ведет к уменьшению эффективной проницаемости породы для нефти. При увеличении содержания воды проницаемость для нефти падает и при водонасыщенности, равной около 80%, движение нефти прекращается.Из этого следует, что нужно беречь нефтяные пласты от преждевременного обводнения и прорыва вод к забоям нефтяных скважин.

При небольших количествах свободного газа, находящегося в поровом пространстве, сильно снижается проницаемость среды для нефти (рис. 6). Следовательно, в процессе эксплуатации нефтяных месторождений нежелательно выделение из нефти значительных количеств газа, так как это приводит к ухудшению условий фильтрации нефти к скважинам.

При изменении состава горных пород характер кривых относительных проницаемостей не меняется. Они лишь смещаются в соответствии с их свойствами в ту или иную сторону (рис. 7).

Изменение физико-химических свойств жидкостей и пористой среды отражается на движении нефти, воды и газа. В связи с этим при сохранении общего характера зависимости проницаемости пористой среды для жидкостей и газов от ее насыщенности нефтью, водой и газом относительное расположение кривых фазовых проницаемостей для систем с различными физико-химическими свойcтвами неодинаковое.

Закономерности изменения относительных и фазовых проницаемостей пористой среды для нефти, воды и газов в зависимости от физико-химических свойств системы могут быть установлены, исходя из тех изменений, которые при этом возникают в условиях движения фаз.

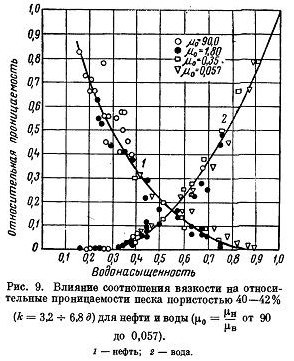


Следовательно, с увеличением подвижности смеси нефти и воды и уменьшением прилипаемости жидкостей к стенкам поровых каналов, а значит, с сокращением сопротивления пористой среды движению фаз растут относительные проницаемости среды для нефти и воды. Это обстоятельство позволяет установить характер зависимости относительных проницаемостей от физико-химических свойств системы.

Известно, например, что уменьшение поверхностного натяжения нефти на разделе с водой сопровождается снижением капиллярного давления и способствует отделению нефти от стенок поровых каналов, что приводит к уменьшению сопротивления среды при движении жидкостей и как следствие этого к росту относительных проницаемостей породы для жидкостей (рис. 8).

Аналогично можно установить изменение относительных проницаемостей среды при совместной фильтрации нефти со щелочной и жесткой водами. Поверхностное натяжение нефти и капиллярное давление менисков на границе со щелочными водами меньше, чем на границе с жесткими. Щелочная вода способствует лучшему отделению пленок нефти от породы, и в результате относительные проницаемости на всем интервале изменения водонасыщенности оказываются большими и для нефти и для щелочной воды.

При высокой проницаемости пород с изменением вязкости нефти соотношение относительных проницаемостей для жидкостей изменяется незначительно. Оно зависит только от насыщенности (рис. 9)

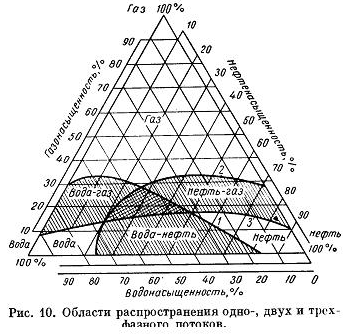


Для пород малой проницаемости влияние соотношения вязкостей нефти и воды исследовано пока недостаточно. Мало изучена также зависимость относительных проницаемостей от других свойств пластовой системы и условий вытеснения, как проницаемость, состав жидкостей и пород, содержание остаточной воды, градиенты давлений и т. д. Вероятные же изменения относительных проницаемостей от этих факторов можно установить, исходя из особенностей, которые при этом возникают в процессе движения смесей нефти, воды и газа.

С уменьшением проницаемости, например, при одинаковом значении пористости повышается суммарная поверхность поровых каналов. Это означает, что вода, являющаяся чаще всего лучшей смачивающей поверхность породы фазой, чем нефть, начнет фильтроваться в пористой среде с пониженной проницаемостью при больших значениях водонасыщенности. Малопроницаемые породы меньше отдают нефть, так как подвижность ее и воды в этих породах невысока. Поэтому линии проницаемостей располагаются ниже, чем соответствующие кривые, полученные для пористых сред большой проницаемости.

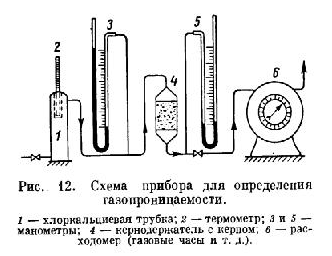
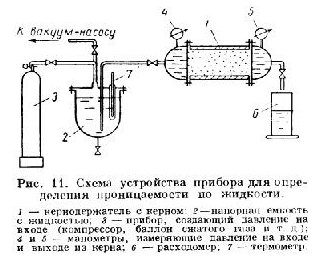
Экспериментально изучали также и трехфазный поток в пористой среде при наличии в ней нефти, воды и газа одновременно. Опытами установлено, что в зависимости от объемного насыщения порового пространства различными компонентами возможно одно-, двух- и трехфазное движение. Результаты этих опытов обычно изображают в виде треугольных диаграмм (рис. 10). На этом графике нанесены кривые, соединяющие точки с одинаковым содержанием (на данной диаграмме 5%) соответствующей компоненты смеси в потоке. Кривая 1соединяет точки, в которых содержание воды в потоке равно 5%; кривая *2 —* с содержанием в потоке 5% нефти и кривая *3 —* с содержанием в потоке 5% газа. Вершины треугольника отвечают 100% -ному насыщению породы одной из фаз; стороны треугольника, противолежащие соответствующим вершинам, — нулевому насыщению этой фазой. Кривые линии, проведенные на основании экспериментальных данных, ограничивают на диаграмме возможные области одно-, двух- и трехфазного потоков. Так, при газонасыщенности среды меньше 10% и нефтенасыщенности меньше 23% в потоке практически будет одна вода. Область существования трехфазного потока (заштрихованная часть) лежит в пределах насыщенности песка: нефтью от 23 до 50%, водой от 33 до 64%, газом от 14 до 30%. Эти пределы получены для несцементированных песков; для других пород они будут несколько другими.

Диаграммы фазовых проницаемостей находят очень широкое применение в промысловой практике, когда необходимо определить соотношение нефти, воды и газа в потоке в зависимости от насыщенности порового пространства пластовыми жидкостями (при проектировании разработки нефтяных месторождений, выборе методов воздействия на пласты истощенных месторождений с целью увеличения отбора нефти из них и т. д.).



**9) Лабораторные методы определения проницаемости пород**

Для определения абсолютной проницаемости горных пород существуют разнообразные приборы. Однако принципиальные схемы их устройства большей частью одинаковы — все они содержат одни и те же основные элементы: кернодержатель, позволяющий фильтровать жидкости и газы через пористую среду, приборы для измерения давления на входе и выходе из керна, расходомеры и приспособления, создающие и поддерживающие постоянный расход жидкости или газа через образец породы. Разница между ними заключается в том, что одни из них служат для измерения проницаемости при больших давлениях, другие при малых, а третьи при вакууме. Одни приборы предназначены для определения проницаемости по воздуху, другие по жидкости. Поэтому приборы и отдельные их узлы имеют соответственно различное конструктивное оформление (рис. 11 и 12).



При определении проницаемости породы для жидкости весь прибор вакуумируют, чтобы удалить воздух из жидкости и из керна. После этого кернодержатель заполняют жидкостью из напорной емкости. Фильтрация жидкости через керн осуществляется под давлением, создаваемым в напорной емкости *2* (рис. 11) при помощи баллона *3.* При достижении установившейся фильтрации снимают отсчеты давлений по манометрам *4* и *5* и определяют расход жидкости. Полученные данные подставляют в формуле (1.9).

При определении газопроницаемости воздух (или газ), освобожденный от водяных паров в хлоркальциевой трубке *1* (рис. 12), пропускают через образец, помещенный в кернодержатель *4.* Объем прошедшего воздуха учитывается газовыми часами или другим расходомером, а время фильтрации — секундомером.

На практике оказывается, что проницаемость для жидкости обычно почти всегда меньше, чем для газа. Лишь при высокой проницаемости пород значения ее примерно одинаковы для жидкости и газа. Уменьшение проницаемости одной и той же породы для жидкости по сравнению с проницаемостью для газа происходит вследствие разбухания глинистых частиц и адсорбции жидкости при фильтрации нефти и воды через породы. (В последующих разделах мы увидим, что толщина адсорбционных слоев нефти может достигать величин, сравнимых с размерами поровых каналов малопроницаемой породы.) Поэтому абсолютную проницаемость пород принято определять воздухом или газом. Состав газа на проницаемость пород влияет только при высоком вакууме (при так называемом кнудсеновском режиме течения газа, когда столкновения молекул друг с другом крайне редки по сравнению с ударами о стенки пор, т. е. когда газ настолько разрежен, что средняя длина пробега молекул сравнима с диаметром поровых каналов). В этих условиях проницаемость пород зависит от среднего давления, молекулярной массы газа и температуры и тем выше, чем меньше молекулярная масса и давление.

В практических условиях проницаемость горных пород не зависит от состава газа. Проницаемости пород для нефти и воды пресной или пластовой обычно определяют при специальных исследованиях. При этом всегда необходимо указывать, какой жидкостью определялась проницаемость породы и каковы ее физические свойства в условиях опыта.

Разница проницаемости одной и той же породы для воздуха, воды и нефти может достигать значительной величины. В табл. 4 приведены значения проницаемости некоторых илистых песков для воздуха, соленой и пресной воды.

Экспериментальные установки для изучения относительной проницаемости среды более сложны, так как при этом необходимо моделировать многофазный поток, регистрировать насыщенность порового пространства различными фазами и регистрировать расход нескольких фаз. Установки для исследования многофазного потока обычно состоят из следующих основных частей.

Таблица 4

**Проницаемость илистых песков Клинского карьера для воздуха, пресной воды и туймазннской-пластовой**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| № образцов | Проницаемость, *мд* | | |
| для воздуха | для пластовой воды | для московской  водопроводной  воды |
| Образец 1 | 3700 | 1220 | 7,0 |
| Образец 2 | 2100 | 300 | 2,0 |

1. Приспособления для приготовления смесей и питания керна.

2. Кернодержатель специальной конструкции.

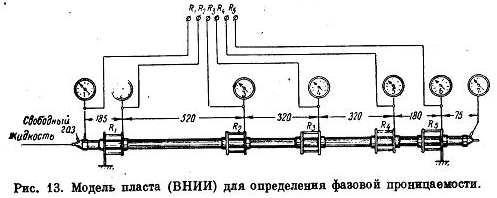
3. Приспособления и устройства для приема, разделения и измерения раздельного расхода жидкостей и газа.

4. Устройства для измерения насыщенности различными фазами пористой среды.

5. Приборы контроля и регулирования процесса фильтрации.

Насыщенность порового пространства различными фазами может быть установлена несколькими способами: измерением электропроводности пористой среды, взвешиванием образца и т. д. При использовании первого из них для определения насыщенности фазами различных участков пористой среды измеряется электропроводность этого участка и сравнением полученных данных с тарировочной кривой (заранее составленной и представляющей собой зависимость электропроводности среды от содержания в порах различных фаз) определяется насыщенность порового пространства соответствующими фазами. Этот метод пригоден, если одна из жидкостей, пользуемых при исследовании, является проводником электричества (соленая вода, водоглицериновые смеси и т. д.). Для этой цели используются специальные кернодержатели. На рис. 13 показана модель пласта ВНИИ, изготовленная из металлических труб, служащих одновременно и электродами, которые отделены друг от друга не проводящими электричество пластмассовыми муфтами.

При «весовом» методе среднюю насыщенность образца жидкостью и газом определяют по изменению его массы, происходящему вследствие изменения газосодержания в поровом пространстве среды.



По результатам измерений для расчета значения эффективной проницаемости для каждой фазы при движении многофазных систем пользуются следующими формулами, которые могут быть написаны по аналогии с формулами (1.9) и (1. 10):

,



, (1.14)



,



где *Qц*, *Qн* и *—* соответственно расходы в единицу времени воды, нефти и средний расход газа в условиях образца; kн, *kГ* и *kB —* эффективные проницаемости для нефти, газа и воды; *μB, μв, μГ —* соответственно абсолютные вязкости воды, нефти и газа; *F —* площадь фильтрации; — градиент давления.



**10) Проницаемость горных пород в условиях залегания продуктивных пластов**

Керны, отобранные из скважин, недостаточно характеризуют строение пород и изменение их физических свойств по залежи. Исследования условий залегания пород, проведенные на многочисленных естественных отложениях пластов и в песчаных карьерах, каменоломнях и нефтяных шахтах, показывают, что они имеют крайне сложный и причудливый характер строения и по вертикали и по горизонтали. В породе легко обнаруживаются многочисленные пропластки и жилы глинистого материала с самой различной ориентацией в пространстве.

Обычно во всех направлениях наблюдаются изменения структуры, состава, строения и физических свойств пород. Сложность строения песчаников и других твердых пород усугубляется наличием многочисленных микротрещин, ориентированных преимущественно поперек и вдоль напластования пород. В результате столь сложного строения даже рядом залегающие небольшие участки пласта могут обладать практически любым соотношением проницаемости.

Несмотря на сложный характер изменения физических свойств горных пород по залежи, для большинства пластов могут быть установлены некоторые общие черты их строения.

Неоднородность физических свойств пород начинается с микронеоднородного характера строения поровых каналов всех природных нефтяных и газовых коллекторов.

Иногда микронеоднородные породы слагают весь пласт на некоторых участках той или иной длины без заметных изменений общих физических свойств (проницаемости, пористости и т. д.). Такие пласты или участки пластов принято называть однородными. Большинство же пород-коллекторов имеет более сложное строение. Различные пропластки отлагались в разные геологические времена, и процесс осадконакопления проходил не в одинаковых палеогеографических условиях. Поэтому, как правило, большинство нефтегазосодержащих пород имеет слоистое строение. Причем мощности пропластков и физические свойства пород, слагающих их, могут отличаться в очень широких пределах.

Чаще всего проницаемость пласта в перпендикулярном к напластованию направлений меньше его проницаемости вдоль напластования. Это связано с характером отложения частиц в процессе осадконакопления. Наблюдения показывают, что при оседании частицы наибольшее ее поперечное сечение располагается в горизонтальной плоскости, а направление длинной оси совпадает с направлением течения воды.

Условия осадконакопления, последующие процессы уплотнения пород и их цементации, пере отложение солей и цементирующих веществ и многие другие процессы, связанные с изменением строения пород и геометрии их порового пространства, способствовали образованию пластов, обладающих неоднородными физическими свойствами пород по площади залегания. Поэтому значительная часть коллекторов характеризуется неоднородностью текстуры, минералогического состава и физических свойств по вертикали и горизонтали. Разница заключается лишь в том, что горизонтальные изменения свойств пород обычно более плавные и поэтому менее заметные при визуальном наблюдении. Анализы кернов, отобранных из одного и того же пропластка, позволяют иногда обнаружить существенные изменения свойств пород на небольших расстояниях. В табл. 5 в качестве примера приведены типичные результаты измерений проницаемости образцов (вдоль напластования). Они были отобраны через каждые 5—6 *см* в шахте из горизонтально залегающего нефтяного пласта, совершенно однородного по внешнему виду. Неоднородность естественных пластов не ограничивается только теми видами, которые были упомянуты выше. В естественных условиях наблюдается безграничное разнообразие форм неоднородности.

Таблица 5

**Пример изменения проницаемости пород нефтяного пласта в зависимости от расстояния от начальной точки отбора**

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № образца | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| Расстояние от начальной точки отбора, *см.* | 6 | 12 | 18 | 24 | 30 | 36 |
| Проницаемость вдоль на пластования, *д* | 1,22 | 0,87 | 1,18 | 0,9 | 1,33 | 0,86 |

Можно привести много примеров резкой изменчивости свойств нефтяных коллекторов по залежи. Особенно третичные отложения почти на каждом продуктивном участке характеризуются многочисленными фациальными изменениями. Пески появляются в разрезе, исчезают и отличаются обычно косой слоистостью. Площадь их распространения также неправильной формы: она может быть удлиненной и волнистой или же широкой и неправильной. Почти все коллекторы нефти, залегающие, например, в третичных породах Румынии и Кавказско-Апшеронской провинции в СССР, характеризуются изменчивостью по простиранию, постепенным переходом от чистых песков к илам и глинам, поверхностям эрозии, образованием протоков и колебаниями размеров зерен в широких пределах.

Особо большой изменчивостью физических свойств обладают породы, отлагавшиеся в ближайших к берегу зонах (неритовая область — 0—200 *м* воды). В отложениях этой зоны обычно содержатся крупно- и мелкозернистые пески, илы, ракушечник, глины и сланцы. Все эти породы подвержены быстрым изменениям текстуры и состава по вертикали и горизонтали. В этой зоне наиболее активно протекают химические и биохимические процессы. Поэтому глинистые и песчаные отложения переслаиваются здесь обломочными породами, остатками органических веществ. Большинство песчаных коллекторов нефти образовалось, вероятно, в этой изменчивой прибрежной зоне.

В результате специфических условий отложения и последующих геологических процессов, протекавших в недрах, пласты иногда обладают «направленной» или «ориентированной» проницаемостью. Это свойство некоторых пластов заключается в том, что породы на значительных участках обладают большей проницаемостью в одном определенном направлении, чем в любом другом. Иногда причина этого явления обусловлена наличием массы микротрещин, расположенных в пространстве пласта в определенном направлении**.**

Повышенная проницаемость пород в каком-либо определенном направлении, по-видимому, объясняется специфическими палеогеографическими условиями отложения пород и последующими процессами промывки их в этом направлении.

Из всего этого следует, что при оценке проницаемости пород в целом в районе какой-либо скважины необходимо исходить из средних ее величин. Если пласт состоит из *п* пропластков различной мощности и проницаемость кернов, отобранных из них, составила к, k1,k2,…,kn, то средний коэффициент проницаемости пород пласта в районе данной скважины по результатам анализа кернов определится по формуле

(1.41)



где h1,h2,...hn *—* мощности соответствующих пропластков; *Н —* суммарная мощность n пропластков.

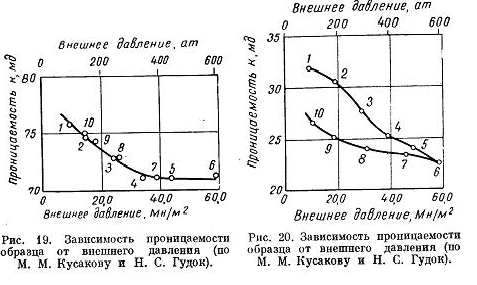
Средняя же проницаемость всего пласта в целом может быть оценена по формуле

(1.42)



где hi*—* мощности участков пласта, приходящихся на скважину; ki — средний коэффициент проницаемости этих участков; fi — площади этих участков.

При определении проницаемости нефте и газосодержащих пластов по кернам следует иметь в виду, что в условиях естественного залегания проницаемость их может быть в некоторой степени иной вследствие сжатия вышележащими породами (рис. 19 и 20). Установлено, что существуют зависимости проницаемости горных пород от внешнего давления двух основных типов. Первый из них характеризуется обратимым изменением проницаемости (т. е. отсутствием остаточных деформаций) образцов при увеличении и уменьшении нагрузок в пределах опорного давления в залежи (рис. 19). Отсутствие остаточных деформаций после разгрузки образца обычно наблюдаются у мелко- и крупнозернистых алевролитов с примесью песчаных зерен со смешанным цементирующим веществом, заполняющим поры, и у доломитизированных известняков. Большая же часть пород (мелкозернистые кварцевые песчаники с глинистым и смешанным цементом, известняки, составленные из микрозернистого кальцита и сцементированные кальцитом, и все нефтесодержащие породи, имеющие в составе цементирующего вещества глину, как правило, обнаруживают необратимый характер изменения проницаемости от внешнего давления (рис. 20).



Для изучения проницаемости горных пород в условиях высокого внешнего давления созданы специальные приборы, позволяющие воспроизводить давления на образец, близкие по величине к горному.

**11) Коллекторские свойства трещиноватых пород**

Вследствие совершенствования методов исследования коллекторов нефтяных месторождений и накопления богатого промыслового материала в последние годы стало известно, что во многих залежах коллекторские свойства пластов определяются не только обычной межзерновой пористостью, но в значительной степени также и наличием большого количества трещин.

Иногда емкость коллектора и промышленные запасы нефти в нем определяются преимущественно объемом трещин.

Число нефтяных и газовых месторождений, приуроченных к трещинным коллекторам, в нашей стране и за рубежом продолжает нарастать, и поэтому проблема изучения свойств трещинных коллекторов приобрела актуальное значение.

В Советском Союзе месторождения нефти и газа с трещинными коллекторами обнаружены в Волго-Уральской области, в Грозном (Карабулак — Ачалуки, Заманкул, Малгобек — Рождественка), Дагестане, в Западной Украине (Долина) и др. В Куйбышевском Поволжье открыто до 50 месторождений в карбонатных породах и т. д.

Залежи, связанные с трещинными коллекторами, приурочены большей частью к плотным карбонатным породам, а в некоторых районах (Восточные Карпаты, Иркутский район и др.) и к терригенным отложениям. Пласты этих месторождений сложены плотными породами, не способными практически фильтровать сквозь себя жидкости (т. е. обладающими низкой межзерновой проницаемостью). Вместе с тем из них получают значительные притоки нефти к скважинам, что обеспечивается наличием разветвленной сети трещин, пронизывающих эти коллекторы.

Существуют различные мнения о том, что составляет емкость трещинного коллектора. По мнению одних исследователей, емкость трещинного коллектора определяется только объемом трещин. По мнению других, емкость трещинного коллектора обусловливается пустотами трех видов.

1. Межзерновым поровым пространством. Величина пористости: блоков обычно невелика (2—10%).

2. Кавернами и микрокарстовыми пустотами. Пористость, слагаемая пустотами этого вида, характерна для карбонатных пород, где она составляет значительную часть (13—15%) полезной емкости трещинного коллектора.

3. Пространством самих трещин, составляющих трещинную пористость. Пустоты этого вида составляют десятые и сотые доли процента относительно объема трещиноватой породы. Пока известно мало залежей, где трещинная пористость оказалась бы соизмеримой с объемом добываемой из них нефти. Чаще всего трещины, по-видимому, играют в основном роль путей фильтрации нефти и газа, связывающих воедино межзерновое пространство блоков, пустоты каверн и микрокарстов.

Исходя из основных коллекторских свойств, обусловливающих емкость и пути фильтрации в трещиноватых коллекторах, последние можно разделить на следующие основные виды.

1. Коллекторы кавернозного типа. Емкость пород слагается из полостей каверн и карстов, связанных между собой и скважинами системой микротрещин. Приурочены в основном к карбонатным породам. Фильтрация жидкостей и газов в них осуществляется по микротрещинам, соединяющим мелкие каверны.

2. Коллекторы трещиноватого типа. Емкость коллектора определяется в основном трещинами. Коллекторы такого типа приурочены к карбонатным породам, а также к плотным песчаникам, хрупким сланцам и другим плотным породам. Фильтрация нефти и газа происходит только по системам микротрещин с раскрытостью свыше 5—10 *мк.* Такие виды коллекторов пока имеют малое распространение.

3. Коллекторы смешанные, представляющие собой сочетания и переходы по площади и по разрезу трещинного или кавернозного коллекторов с нормальными. Коллекторы этого вида имеют, по-видимому, широкое распространение.

Установлено, что закономерности развития трещиноватости в горных породах связаны с тектоникой и направлением дизъюнктивных дислокаций и трещиноватость, как правило, выражена правильными геометрическими системами трещин.

По результатам обширных исследований Е. М. Смехова и других сеть трещин обычно состоит из двух основных систем вертикальных нарушений сплошности, обладающих двумя взаимно-перпендикулярными направлениями. Иногда сетка оказывается представленной одной системой горизонтальных трещин по отношению к плоскостям напластования (тонкослоистые и сланцеватые породы) или системой трещин с различной ориентацией (глины). Значительная же часть систем трещин имеет падения, близкие к вертикальным (относительно слоистости пород).

Часто наблюдается ориентированность трещиноватости по странам света. Простирание основных систем трещиноватости в общем согласуется с основным направлением крупных тектонических деформаций. В отдельных районах основные системы трещиноватости совпадают по всей толще осадочных пород независимо от их возраста.

Все это дает основание полагать, что ориентированность величины проницаемости отдельных участков продуктивных пластов относительно залежи, по-видимому, объясняется ориентированной системой трещин и зависимостью между направлениями основных систем трещиноватости и простираниями складок. Это подтверждается совпадением линий, соединяющих скважины с относительно большими дебитами, с направлением простирания основных систем трещиноватости.

Обычно строгой закономерности в распределении систем трещиноватости по элементам структур, к которым приурочено нефте- и газосодержащие залежи, не наблюдается, так как предполагается, что, кроме тектонического фактора, на распределение систем трещин на структуре влияют в некоторой степени и свойства самих пород. Вообще же наиболее трещиноваты те участки структуры, где происходит изменение углов падения пород — периклинали на пологих складках и своды на структурах с крытыми крыльями.

О раскрытости трещин на глубине также существуют различные мнения. В шахтах, которые по сравнению с нефтяными скважинами имеют незначительную глубину, иногда встречаются трещины с раскрытостью до 10 *см* (шахты Норильского района и Ухты, озокеритовые месторождения Борислава). Большинство исследователей, однако, считают, что при значительных величинах горного давления на больших глубинах зияющие трещины не могли сохраниться. По результатам исследования ВНИГРИ открытость трещин нефтесодержащих пластов обычно характеризуется 10—20 *мкм,* и лишь иногда она возрастает до 30 *мкм.* В породах же, подверженных процессам растворения и перекристаллизации минералов, встречаются каверны и карсты значительных размеров.

Методика исследования коллекторских свойств трещинных горных пород имеет свои особенности. Их качества как коллектора характеризуются густотой и раскрытостью трещин, которые определяют трещинную пористость и проницаемость, обусловленную наличием в породе трещин.

Коэффициент густоты трещин а равен отношению суммарной протяженности трещин к поверхности фильтрации:

(1.43)



где *а —* суммарная протяженность трещин; F *—* площадь фильтрации.

Трещинная пористость *тT* (ее иногда по аналогии с коэффициентом пористости обычных коллекторов называют коэффициентом трещиноватости) определяется отношением объема трещин к объему образца породы. Очевидно, что

(1.44)



где b *—* раскрытие трещины.

Зависимость проницаемости пород от трещинной пористости и величины раскрытия трещин может быть получена при помощи уравнения Буссинека, согласно которому расход жидкости, приходящийся на единицу протяженности щели, равен

(1.45)



где q *—* расход жидкости на единицу протяженности щели; μ*—* динамическая вязкость жидкости; *—* градиент давления; b *—*раскрытие трещины.



Следовательно, расход жидкости через площадь фильтрации F породы будет равен



или, учитывая соотношения (1.44) и (1.45),

(1.46)



Расход жидкости через эту же породу по закону Дарси будет равен

(1.47)



где kтр—проницаемость трещин.

Приравнивая правые части уравнений (1.46) и (1.47), получим

(1.48)



где b *—* раскрытие трещины в *мм; k*т — проницаемость в дарси; mт — трещинная пористость в долях единицы.

Для определения трещинной пористости и проницаемости применяется ряд методов: изучение шлифов, измерение объема трещин путем насыщения керна жидкостями, использование данных исследования скважин на приток.

При определении свойств трещинных коллекторов по шлифам все необходимые для подсчета параметры трещиноватости (площадь шлифа, протяженность и раскрытие трещин) измеряются под микроскопом по шлифу и полученные значения параметров подставляют в формулы (1. 43), (1. 44) и (1. 48).

Методика оценки коллекторских свойств трещиноватых пород еще недостаточно разработана. В этой области в настоящее время ведутся усиленные поиски.

**12) Удельная поверхность горных пород**

Удельной поверхностью пород называется суммарная поверхность частиц или поровых каналов, содержащихся в единице объема образца. Удельная поверхность пористых тел зависит от степени дисперсности частиц, из которых они слагаются. Вследствие малых размеров отдельных зерен песка и большой плотности их укладки поверхность порового пространства пласта может достигать огромных размеров, что значительно осложняет задачу полного извлечения нефти из породы.

Величиной удельной поверхности определяются многие свойства горной породы: проницаемость, адсорбционная способность, содержание остаточной (реликтовой) воды и др. Очень важно знать удельную поверхность нефтеносных пород также в связи с большим влиянием молекулярно-поверхностных сил на процессы фильтрации нефти. Установлено, что, кроме объемных свойств жидкостей и газов, как, например, плотность, вязкость, на законы фильтрации влияют еще и молекулярные явления, происходящие на контактах жидкости и породы. Эти молекулярно-поверхностные явления могут существенным образом изменять характер фильтрации. Обычные объемные свойства жидкостей (вязкость, плотность) обусловливаются молекулами, распространенными внутри жидкой фазы, и поэтому при фильтрации жидкости через крупнозернистую породу с относительно небольшой удельной поверхностью роль молекул, находящихся на поверхности, невелика, так как их число весьма мало по сравнению с числом молекул, находящихся внутри объема жидкости. Если же пористая среда, через которую движется жидкость, имеет большую удельную поверхность, то число поверхностных молекул жидкости возрастает и становится сравнимым с числом объемных молекул. Поэтому поверхностные явления могут оказать большое влияние на процесс фильтрации жидкости.

Таким образом, удельная поверхность представляет одну из важнейших характеристик горной породы.

Следует отметить, что, несмотря на кажущуюся простоту понятия удельной поверхности, изучение и точное определение ее величины — сложная задача. Дело в том, что поры в пористой среде представлены каналами размером от десятков и сотен микрон до размеров, сравнимых с размерами молекул. Поэтому удельная поверхность глин или других адсорбентов, играющая, например, роль в процессах адсорбции, не имеет для данного пористого вещества определенной величины, а зависит от размера адсорбируемых молекул. Только для молекул с близкими размерами принципиально возможно из опытных данных получить близкие значения удельных поверхностей одного и того же адсорбента.

Для мелкопористых адсорбентов и существенно отличающихся по размерам адсорбируемых молекул наблюдаются значительные отклонения в величинах удельной поверхности (явление это носит название ультрапористости).

Чтобы представить, какова удельная поверхность естественных пород, подсчитаем общую поверхность песчинок (шаровых) радиусом r= 0,1 *мм* в 1 *м3* песка.

Поверхность одной песчинки будет равна , а объем



Если пористость фиктивного грунта, сложенного песчинками одинакового диаметра, равна m, то объем, занятый песчинками в единице объема породы, будет *V = 1—m*, а число песчинок в единице объема породы будет равно



Очевидно, что суммарная поверхность всех песчинок в единице объема породы будет равна

,



или

, (1.49)



где *d —* диаметр песчинок в *м; S —* удельная поверхность в *м2/м3; т —* пористость в долях единицы.

Для песчинок радиусом г = 0,1 *мм,* следовательно, удельная поверхность будет равна (если пористость *т* = 0,26)



т. е. в 1 *м3* песка общая поверхность частиц составит 22000 *м2.*

Очевидно, что удельная поверхность глинистых пород может достигать еще большей величины и если поверхность пористой среды нефтяного пласта после окончания эксплуатации залежи останется смоченной хотя бы тончайшей пленкой нефти, это приведет к тому, что большие количества ее не будут извлечены на поверхность (табл. 6).

Таблица 6

**Удельная поверхность кернов в *м2/м3* некоторых нефтяных месторождений Советского Союза (по Ф.И. Котяхову и Л.И. Рубинштейну)**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| № образца | Ташкала | Ромашкино | Туймазы |
| 1 | 121500 | 73000 | 38000 |
| 2 | 214000 | 85000 | 54000 |
| 3 | 330000 | 113000 | 52000 |
| 4 | 191000 | 72500 | 55000 |
| 5 | 56600 | 73000 | 90000 |

По результатам исследований Козени, Л. С. Лейбензона, К. Г. Оркина и других с удельной поверхностью связан ряд других свойств пород. Так, например, при использовании уравнения (1. 49) удельная поверхность породы по ее гранулометрическому составу может быть определена по формуле

(1.50)



где *Р —* масса породы в *кг;* Рi — масса данной фракции в *кг; di —* средние диаметры фракций в *м,* определяемые по формуле

, (1.50’),



*гд*е *d’i* и *д’’i* — ближайшие стандартные размеры отверстий сит.

По экспериментальным данным К. Г. Оркина при определении дельной поверхности по механическому составу в формулу (1. 50) следует ввести поправочный коэффициент, учитывающий повышение удельной поверхности вследствие нешаровидности формы зерен, величина которого равна . Меньшие значения α относятся к окатанным зернам, большие — к угловатым.



Используя уравнения, связывающие параметры фиктивного грунта, аналогичные формуле (1. 49), можно также установить зависимость между удельной поверхностью и другими параметрами реальных пород. Для этого при выводе соответствующих формул реальный грунт с неоднородными частицами заменяют эквивалентным естественному фиктивным грунтом, который обладает одинаковым гидравлическим сопротивлением фильтрации жидкости, с такой же удельной поверхностью, как и естественный грунт. Диаметр частиц фиктивного грунта, обладающего этими свойствами, принято называть эффективным (dэф). Сопоставляя формулы (1. 49) и (1. 50), можно видеть, что

, (1.51)



или

, (1.52)



С другой стороны, удельную поверхность можно выразить через гидравлический радиус δ:

или , (1.53)



Гидравлический радиус, как известно, равен отношению площади порового канала к его периметру и для поры с круглым сечением, с радиусом *R*



Тогда можно написать

, (1.54)



Подставляя значение *R* из формулы (1. 19), получи

, (1.55)



где k *—* проницаемость в м2; S — удельная поверхность в *м2/м3.* Если выразить проницаемость в дарси, то получим удельную поверхность в *м2/м3:*

, (1.56)



Из формул (1. 56) и (1. 54) следует, что чем меньше радиус поровых каналов и проницаемость породы, тем больше ее удельная поверхность.

**13) Механические свойства коллекторов**

Упругость, прочность на сжатие и разрыв, пластичность — наиболее важные механические свойства горных пород, с которыми приходится сталкиваться при разработке и эксплуатации нефтяных месторождений. Перечисленные механические свойства пород влияют на ряд процессов, происходящих в пласте в период разработки и эксплуатации месторождения.

Так, например, упругие свойства горных пород совместно с упругостью пластовых жидкостей влияют на перераспределение давления в пласте при эксплуатации месторождения. Запас упругой энергии, освобождающейся при снижении давления, может служить значительным источником движения нефти по пласту к забоям скважин. Действительно, если пластовое давление снижается, то жидкость — вода и нефть — расширяется, а поровые каналы сужаются. Упругость пород и жидкостей очень мала, но вследствие огромных размеров пластовых водонапорных систем в процессе эксплуатации значительное количество жидкости (упругий запас) дополнительно вытесняется из пласта в скважину за счет расширения объема жидкости и уменьшения объема пор при снижении пластового давления.

Не менее существенный эффект упругости жидкости и пласта представляет не мгновенное, а постепенное перераспределение давления в пласте после всякого изменения режима работы скважины, после ввода новой или остановки старой скважины. Таким образом, при большой емкости пласта и высоком пластовом давлении с самого начала эксплуатации пласт будет находиться в условиях, для которых характерны длительные неустановившиеся процессы перераспределения пластового давления. Скорости этих процессов в значительной мере определяются упругими свойствами пород и жидкостей. Оказывается, что по скорости перераспределения давления при известных упругих свойствах пород и жидкости можно судить о проницаемости и других параметрах.

В процессе эксплуатации месторождения весьма важно знать также и прочность пород на сжатие и разрыв. Эти данные наряду с модулем упругости необходимы при изучении процессов искусственного воздействия на породы призабойной зоны скважин (торпедирование, гидроразрыв пластов), широко применяемых в нефтепромысловом деле для увеличения притока нефти.

Весьма важно также знать пластические свойства пород.

Известно, что породы пластов в естественном состоянии находятся в упруго-сжатом состоянии под действием веса вышележащих отложений. При проведении горных выработок это состояние всестороннего сжатия нарушается и создаются условия «вытекания» пород в выработку. Очевидно, что при этом нарушается существовавшее ранее естественное поле напряжений в районе выработки и при проведении гидравлического разрыва пластов, при торпедировании, при исследовании процессов разрушения призабойной зоны необходимо исходить из новых условий напряженного состояния пород в районе выработки, обусловленных соответствующим горным давлением, величина которого, кроме всех прочих свойств пород, как мы увидим дальше, зависит также и от пластичности породы, в которой проведена выработка.

Из сказанного следует, что физико-механические характеристики горных пород чрезвычайно важно знать при разработке месторождения и проведении различных мер воздействия на призабойную зону скважин.

При рассмотрении физических свойств горных пород следует учитывать, что в зависимости от условий залегания механические свойства породы могут резко изменяться.

Основные факторы, определяющие физико-механические свойства породы, следующие:

1) глубина залегания породы, определяющая величину давления, испытываемого породой от веса вышележащей толщи (горное давление);

2) тектоника района, определяющая характер и степень интенсивности испытанных породой деформаций;

3) стратиграфические условия залегания;

4) внутрипластовое давление и условия насыщения пор жидкостями.

Горные породы, налегая друг на друга, находятся в определенном напряженном состоянии, вызванном собственным весом пород и определяющимся глубиной залегания и характером самих пород. До нарушения условий залегания пород скважиной внешнее давление от собственного веса вышележащих пород и возникающие в породе ответные напряжения находятся в условиях равновесия.

Составляющие этого нормального поля напряжений имеют следующие значения:

по вертикали



где σ — вертикальная составляющая напряжений в н/м2; γ — удельный вес породы в *н/м3; Н —* глубина залегания пласта в *м;* ρ— плотность породы в *кг//м3; g —* ускорение силы тяжести в *м/сек2.*

по горизонтали



где *п —* коэффициент бокового распора.

Величина *п* для пластичных и жидких пород типа плывунов равна единице (и тогда горизонтальное напряжение определяется гидростатическим законом), а для плотных и крепких пород в нормальных условиях, не осложненных тектонически, коэффициент бокового распора выражается долями единицы.

Величина коэффициента бокового распора и горизонтального давления может быть приближенно оценена из следующего [35].

Выделим элементарный объем горной породы (рис. 21). Относительная деформация, которую это тело получило бы, например, вдоль оси *х* при сжатии его тремя взаимно-перпендикулярными, равномерно распределенными силами, выраженными главными напряжениями (;), была бы равна



*,* (1.59)



где E *—* модуль Юнга в *н/м2; ν*— коэффициент поперечной деформации (коэффициент Пуассона).

Eсли принять, что в процессе осадконакопления происходило только сжатие пород в вертикальном направлении, а в горизонтальном направлении деформаций не происходило, то



Тогда, исходя из уравнения (1.59), получим

, (1.60)

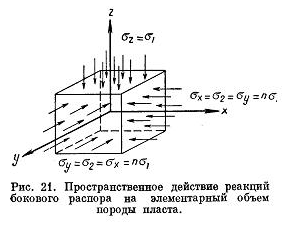


т.е. коэффициент бокового распора



Если принять для пород значение коэффициента Пуассона равным ν = 0,3, то получим [13]

σ = 0,43·σ z , (1.61)



Формула (1. 60) выведена для условий, когда справедливо предположение об отсутствии деформаций пласта в горизонтальном направлении и когда не учитывается пластичность горных пород. В условиях реальных пластов эти предположения не всегда справедливы, и в них поэтому возможны более сложные напряженные состояния горных пород.

При достаточно больших давлениях на значительных глубинах, по-видимому, происходит выравнивание напряжений вплоть до величин, определяемых гидростатическим законом, так как предполагается, что за длительные геологические периоды породы испытывают пластические деформации. Однако чаще всего вследствие интенсивных тектонических процессов, происходивших в земной коре в течение геологических периодов, горные породы многократно деформировались, что, по-видимому, сопровождалось возникновением значительных различий между главными напряжениями.

В областях, где в результате тектонических процессов происходили боковое сдавливание пород и образование надвигов, наибольшим должно быть горизонтальное напряжение, которое, по-видимому, может иногда в 2—3 раза превышать вертикальное горное давление. В зонах возникновения обычных сбросов, не сопровождающихся боковым сжатием, вертикальные напряжения пород должны значительно превышать горизонтальные.

С появлением скважины изменяется напряженное состояние пород, так как происходят возмущения в естественном поле напряжений. В глубине пластов породы всесторонне сжаты, а по мере приближения к скважине они будут находиться в условиях, близких к одноосному сжатию. В результате пластичные породы (некоторые глины и глинистые сланцы) частично выдавливаются в скважину и удаляются в процессе бурения. В результате вертикальное горное давление на породы нефтяного пласта в районе скважины оказывается частично уменьшенным. При этом в районе скважины в простом естественном поле напряжений появляется зона аномалий. В горном деле установлено, что область аномалий, имеющая практическое значение, невелика; она только в несколько раз превосходит размеры горной выработки.

Из сказанного следует, что горные породы в продуктивных пластах могут находиться в условиях различного напряженного состояния. Это надо учитывать при работах, связанных с воздействием на пласт с целью разрушения пород призабойной зоны и образования искусственной трещиноватости, проводимых для улучшения притока нефти в скважины.

**14) Электрические и радиоактивные свойства горных пород. Определение коллекторских свойств пластов геофизическими методами**

Изучение коллекторских свойств пласта по данным анализа кернов не дает полного представления о породах нефтесодержащих пластов вследствие неполного выноса керна и нарушения свойств пород при извлечении их на поверхность.

Важную роль в установлении коллекторских свойств пород играют методы их изучения, основанные на исследовании работы скважин. Вместе с тем промысловые методы определения коллекторских свойств нефтесодержащих пластов дают общие осредненные значения пластовых параметров, относящиеся ко всему разрезу эксплуатируемой пачки пластов. Эти данные весьма удобны для проведения гидродинамических расчетов, но в процессе эксплуатации месторождения, а иногда и каждой скважины возникает необходимость в изучении коллекторских свойств пласта по всей его мощности более детально. Подробно изучить геологические разрезы месторождения можно методами промысловой геофизики, представляющими мощное средство бескернового изучения пород призабойной зоны скважин. Эти методы дают возможность изучить физические свойства пород в условиях залегания в природных коллекторах. Известно, что при отборе керна часто нарушается его структура, а вследствие понижения давления до атмосферного при подъеме с глубин более 2000 *м* пористость образцов может возрастать до 6% и проницаемость до 50% от их значений в пластовых условиях.

Установлено, что между физическими свойствами горных пород— электрическими, радиоактивными, тепловыми, магнитными, с одной стороны, и нефте-, водо- и газонасыщенностью, пористостью и проницаемостью, с другой стороны, — существуют количественные связи, которые позволяют широко использовать геофизические методы исследования для изучения коллекторских свойств пород.

**15) Состояние остаточной (связанной) воды в нефтяных и газовых коллекторах**

Состояние остаточной воды и начальное распределение нефти, газа и воды в пористой среде пласта определяются многочисленными свойствами пористой среды и пластовых жидкостей — структурой пор и составом пород, физико-химическими свойствами пород и пластовых жидкостей, количеством и составом остаточной воды и т. д.

Начальное распределение нефти, остаточной воды и газа в пористой среде пласта имеет чрезвычайно важное значение в процессах движения нефти в пористой среде и вытеснения ее водой из пласта. В зависимости от количества, состава и состояния остаточных вод находится молекулярная природа поверхности нефтяного коллектора. Если остаточная вода находится в пласте в виде тонкой пленки, покрывающей поверхность поровых каналов, то поверхность твердой фазы остается гидрофильной. Если же свойства фаз таковы, что пленка воды отсутствует, то нефть непосредственно соприкасается с твердой поверхностью и вследствие адсорбции поверхностно-активных веществ нефти поверхность нефтяного коллектора становится в значительной степени гидрофобной. Следовательно, формы существования остаточной воды необходимо учитывать во всех процессах, в которых молекулярная природа поверхности твердой фазы имеет существенное значение. Это относится прежде всего к нефтеотдаче пласта.

Существенное влияние распределения остаточной воды в поровом пространстве оказывает на фазовые проницаемости породы для нефти, воды и газа. Многие другие явления, происходящие в пласте, как-то: смачиваемость пород вытесняющими жидкостями, интенсивность капиллярных процессов, количество и формы существования нефти, остающейся в поровом пространстве пласта после истощения пластовой энергии, и др., во многом также зависят от первоначального распределения жидкостей в пласте.

По распространенной гипотезе о происхождении нефтяных месторождений предполагается, что породы большинства нефтяных и газовых коллекторов были вначале заполнены и смочены водой, а нефть, по-видимому, появилась в пласте в более поздний период. Как отмечалось, вода, первоначально заполнявшая породу, не могла быть удалена полностью из пласта при образовании залежи и часть ее оставалась в виде остаточной.

По вопросу о том, в каком виде остаточная вода находится в пористой среде и других дисперсных телах, различные исследователи высказывают не одинаковое мнение. Однако большинство из них приходит к заключению о существовании:

1) капиллярно связанной воды, находящейся в узких капиллярных каналах, где интенсивно проявляются капиллярные силы;

2) адсорбционной воды, удерживаемой молекулярными силами у поверхности твердого тела и прочно связанной с частицами пористой среды; молекулы адсорбированной воды ориентированы; по свойствам адсорбированная вода значительно отличается от свободной;

3) пленочной воды, покрывающей гидрофильные участки поверхности твердой фазы;

4) свободной воды, удерживаемой капиллярными силами в дисперсной структуре, захваченной механически; ограничивается менисками на поверхностях раздела вода — нефть, вода — газ.

При анализе кернового материала в образце породы обычно определяется общее количество остаточной воды без количественной оценки различных ее видов. Это объясняется неопределенностью условий существования и классификации остаточной воды и сложностью раздельного их определения, так как недостаточно хорошо известно распределение воды и нефти в пористой среде.

Вначале предполагалось, что остаточная вода вследствие гидрофильных свойств нефтесодержащих пород покрывает всю поверхность каналов пористой среды. Исследования М. М. Кусакова и Л. И. Мекеницкой показали, что закономерности распределения связанной воды имеют более сложный характер. Состояние остаточной воды в нефтяном и газовом пластах определяется физико-химическими свойствами жидкостей. Чаще всего сплошная пленка воды между нефтью и твердой фазой отсутствует и большая часть остаточной воды находится в капиллярно удержанном состоянии. При этом свойства воды имеют решающее влияние на состояние связанной воды. Увеличение концентрации солей в жесткой остаточной воде, первоначально заполнявшей керн, приводит в последующем к увеличению степени гидрофобизации твердой фазы нефтью вследствие десольватирующего (т. е. разрушающего сольватные соли) действия ионов солей. Устойчивые пленки воды на поверхности твердого тела возникают только при очень низком значении поверхностного натяжения между водой и нефтью, при слабой минерализации воды. На этом основании можно предполагать, что в пластах, содержащих высокополярные нефти и слабо минерализованные сильно щелочные остаточные воды, последние находятся в капиллярноудержанном и пленочном состоянии.

Опытами М.М. Кусакова также доказано, что сильно минерализованные остаточные воды в газовом коллекторе также не образуют равновесной смачивающей пленки. Это также объясняется десольватирующим действием ионов солей, находящихся в остаточной воде. Средняя равновесная толщина слоя слабо минерализованной воды на поверхности кварца на границе с воздухом составляет 5-10-6 см (50 нм)

Общее количество различных форм остаточной воды в породе зависит от состава и физических свойств пород и пластовых жидкостей.