

Глава IV ИЗУЧЕНИЕ ФОРМЫ ЗАЛЕЖИ

§ 1. ЗАЛЕЖЬ, МЕСТОРОЖДЕНИЕ

Залежь углеводородов — это скопление нефти, газа, конденсата и других полезных сопутствующих компонентов в едином геологическом пространстве, ограниченном поверхностями разного типа и обладающем емкостно-фильтрационными свойствами.

Залежь может быть приурочена к одному пласту-коллектору, двум-трем и более сообщающимся пластам-коллекторам геологического разреза или к большой толще пород-коллекторов месторождения. Количество залежей в разрезе месторождения может соответствовать количеству продуктивных пластов или быть меньше его.

Месторождение углеводородов — это одна или несколько залежей в геологическом разрезе, приуроченных территориально к одной площади и сведенных с благоприятной тектонической структурой или с другим типом ловушки.

Месторождение, имеющее залежи в пластах (горизонтах) разной стратиграфической принадлежности, принято называть многопластовым. Для промысловой геологии важное значение имеет расположение этих залежей относительно друг друга в плане и на площади. Они могут совпадать в плане, имея приблизительно равные размеры площадей. Залежь с большими размерами площади может сочетаться с наличием в других пластах (горизонтах) небольших залежей — единичных или нескольких. Ко всем пластам разного возраста могут быть приурочены небольшие залежи, не совпадающие в плане. Размер площади такого месторождения принимается по линии, оконтуривающей на поверхности расположение всех залежей.

При системно-структурном изучении многопластовое месторождение рассматривают в качестве высшего уровня иерархической системы, на котором эмерджентными свойствами являются количество залежей, их размеры, соотношение запасов нефти и газа, характер размещения в плане, различия в глубинах залегания и геолого-физических характеристиках. Этот уровень необходим для определения сравнительной ценности залежей, последовательности ввода их в разработку, выделения эксплуатационных объектов.

В изучении залежей большую роль играет моделирование внешней формы залежи. Форма определяется положением в пространстве различных геологических поверхностей, ограничивающих все породы (коллекторы и неколлекторы) продуктивного горизонта, включенные в общий объем залежи.

К числу таких поверхностей относятся:

- кровля и подошва залежи — верхняя и нижняя структурные поверхности, отделяющие продуктивный горизонт от непроницаемых покрывающих и подстилающих пластов;

- дизъюнктивные поверхности, обуславливающие смещение одновозрастных пород относительно друг друга;

- поверхности, разделяющие породы-коллекторы и неколлекторы по границам, связанным со сменой литологического состава пород, со стратиграфическими несогласиями и др.;

- поверхности, разделяющие части продуктивного горизонта с разным характером насыщения их флюидами, т.е. поверхности ВНК, ГVK и ГНК.

Пересекающиеся граничные поверхности образуют линии, проекции которых на карте являются границами залежи, — линии дизъюнктивных нарушений, границы распространения коллекторов, контуры нефтегазоносности.

Определение положения поверхностей и их пересечений, обуславливающих общий объем залежи (выполнение наблюдений, измерений, вычислений и графических построений), входит в общий объем процедуры геометризации залежи.

Ниже описаны пути определения названных границ по данным пробуренных скважин.

Большую помощь в этом могут оказывать материалы детальных сейсмических исследований.

§ 2. ИЗУЧЕНИЕ СТРУКТУРЫ ПОВЕРХНОСТЕЙ ЗАЛЕЖИ (КРОВЛИ, ПОДОШВЫ)

Подавляющее большинство залежей нефти и газа приурочено к тектоническим структурам — различного типа складкам, куполам и др. Поэтому форма тектонической структуры обычно во многом определяет форму залежи.

В качестве верхней границы залежи при согласном залегании пород продуктивного горизонта и перекрывающих его пород принимается кровля продуктивного горизонта, т.е. синхроничная поверхность, разделяющая породы независимо от их литологической характеристики.

В случаях, когда прикровельная часть продуктивного горизонта повсеместно выполнена проницаемой породой, верхней границей залежи служит верхняя поверхность коллекторов. Такое совпадение имеет место при монолитном строении продуктивного горизонта, выполненного по всей толщине породой-коллектором (рис. 2, а), или при многопластовом продуктивном горизонте, когда верхний проницаемый пласт (прослой) залегает повсеместно. Примером может служить нефтегазовая залежь IV мезотического горизонта Анастасиевско-Троицкого месторождения, в которой верхней границей залежи повсеместно служит поверхность мощного песчаного пласта.

Если в прикровельной части горизонта имеются участки замещения коллекторов непроницаемыми породами, то на этих участках верхние границы залежи и поверхности коллекторов не совпадают (рис. 2, б, в). В качестве примера можно привести Ромашкинское месторождение, где кровлей многопластового продуктивного горизонта D_1 (верхней границей залежи) является граница между репером "верхний известняк" и прерывистым пластом "а". На участках, где пласт "а" представлен коллектором, верхней границей залежи служит поверхность коллекторов этого пласта. На участках замещения коллекторов пласта "а" непроницаемыми породами верхняя граница поверхности коллекторов проходит по кровле лежащего ниже пласта-коллектора.

За нижнюю границу пластовой залежи нефти (газа) в пределах внутреннего контура нефтеносности (газоносности) принимают подошву продуктивного горизонта, т.е. поверхность между продуктивным горизонтом и подстилающими непроницаемыми породами. Все, что было сказано выше от-

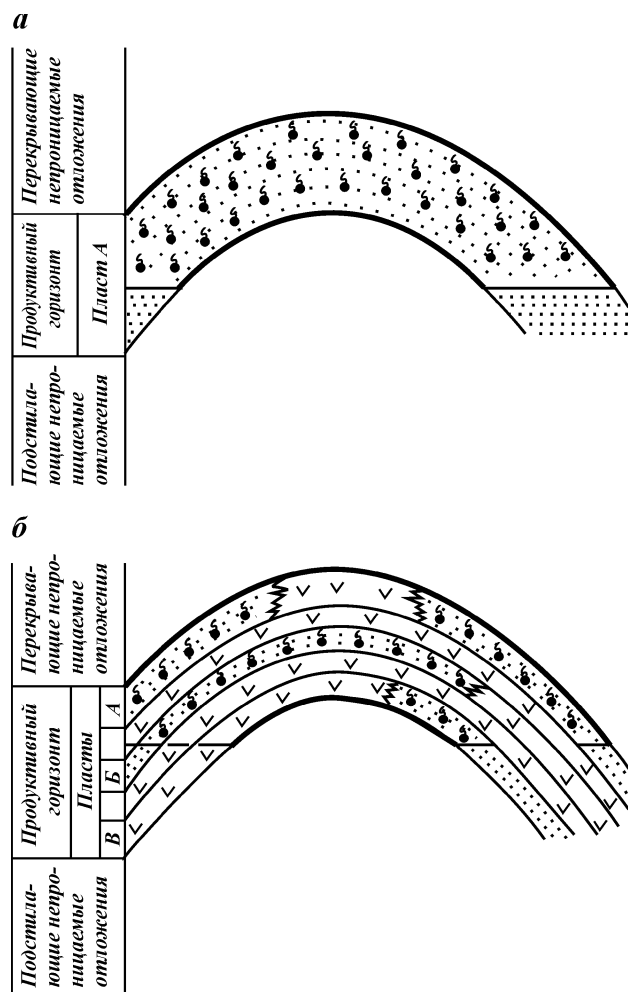


Рис. 2. Примеры проведения верхней и нижней границ залежи и коллекторов в однопластовом продуктивном горизонте (‡), залежи в многопластовом продуктивном горизонте (·), коллекторов в многопластовом продуктивном горизонте (·).

Породы-коллекторы: 1 – нефте(газо)насыщенные; 2 – водонасыщенные; 3 – породы-неколлекторы; 4 – верхняя и нижняя границы залежи (а и б) и коллекторов (а и в)

носителю проведения верхних границ залежи и коллекторов, полностью относится и к нижним границам.

Формы верхней и нижней границ залежей изучаются с

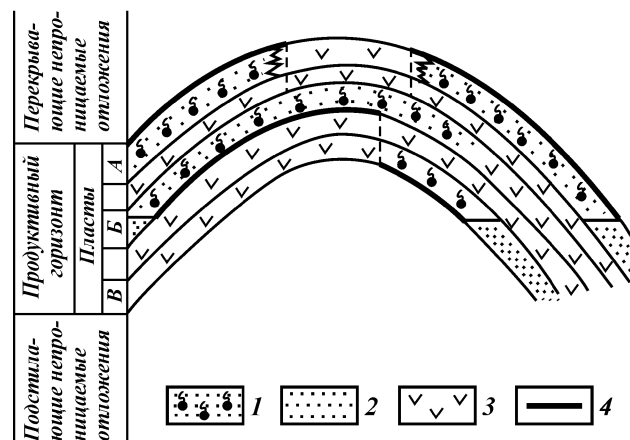


Рис. 2. Продолжение

помощью структурных карт. Сечение между изогипсами выбирают в зависимости от угла падения пластов высоты структуры, количества и качества исходной информации. Конфигурация изогипс характеризует направления падения слоев, а плотность их расположения — углы наклона.

Для построения структурной карты кровли или подошвы продуктивного горизонта необходимо нанести на план местоположение, точки пересечения поверхности стволами скважин и абсолютные отметки залегания поверхности в каждой точке. При определении положения на плане точки наблюдения учитывают ее смещение от устья скважины в результате искривления ствола.

Для определения абсолютной отметки кровли (подошвы) продуктивного горизонта необходимо знать: высоту A устья скважины; глубину L , на которой ствол скважины пересекает картируемую поверхность; удлинение ΔL ствола скважины за счет искривления.

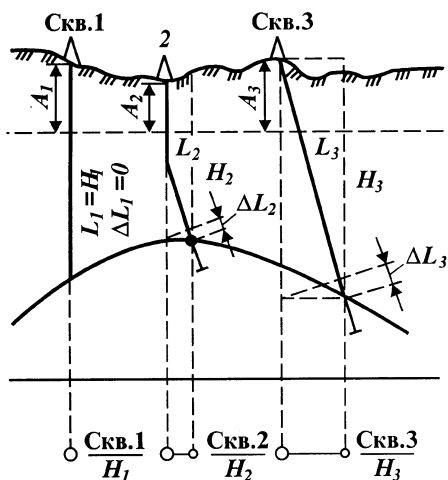
Абсолютная отметка H картируемой поверхности в точке наблюдения (рис. 3) определяется по формуле

$$H = (A + \Delta L) - L. \quad (IV.1)$$

Построение структурных карт представляет собой определение положения изогипс на плане (рис. 4). Применяют два способа построения карт:

способ треугольников, используемый при картировании

Рис. 3. Пример определения положения точки наблюдения на плане



поверхностей залежей, приуроченных к ненарушенным структурам;

способ профилей, целесообразный при картировании поверхностей залежей, приуроченных к структурам, расчлененным дизъюнктивными нарушениями на блоки.

При способе треугольников точки соседних скважин соединяют на плане линиями таким образом, что образуется

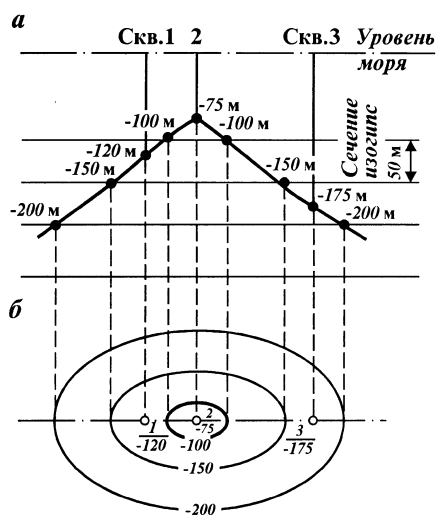


Рис. 4. Изображение глубинного рельефа с помощью изогипс:
 а — профильный разрез;
 б — структурная карта: изогипсы глубинного рельефа даны в метрах

система треугольников (рис. 5, а). Затем на каждой линии по правилу линейной интерполяции находят точки со значениями абсолютных отметок, кратными выбранной величине сечения между изогипсами.

Линейная интерполяция предполагает, что наклон линии, соединяющей две скважины, на всем ее протяжении постоянен. Расстояние любой изогипсы от одной из точек наблюдения на этой линии при линейной интерполяции можно найти по формуле

$$L_x = [(H_x - H_1)/(H_2 - H_1)]l_{1,2}, \quad (IV.2)$$

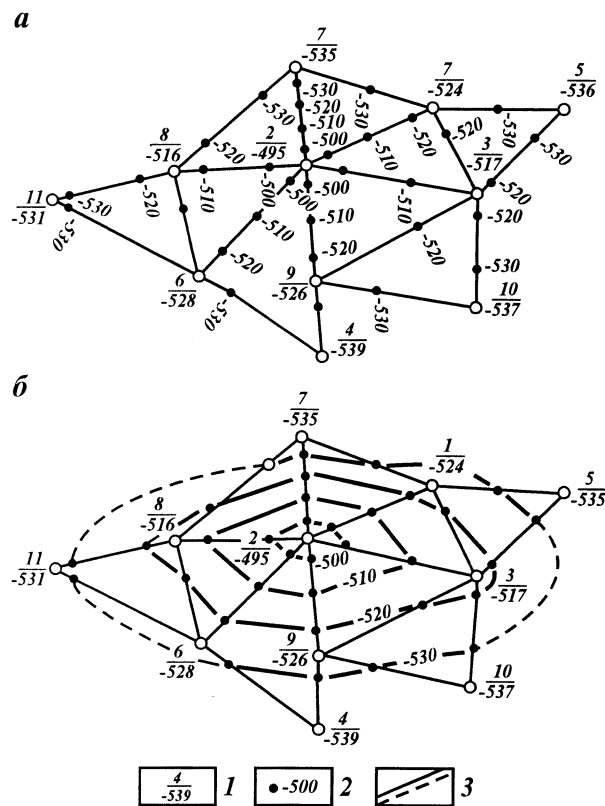


Рис. 5. Построение структурной карты методом треугольников:
 а — определение отметок изогипс между скважинами; б — проведение изогипс. 1 — скважины: в числителе — номер скважины, в знаменателе — абсолютная отметка картируемой поверхности, м; 2 — точки с отметками картируемой поверхности, м; 3 — изогипсы

где L_x — расстояние от искомой изогипсы до скв. 1 на линии, соединяющей скв. 1 и 2; H_x — значение (абсолютная отметка) искомой изогипсы; H_1 и H_2 — абсолютные отметки залегания картируемой поверхности соответственно в скв. 1 и 2; $l_{1,2}$ — расстояние между скв. 1 и 2.

Интерполяция с помощью уравнения (IV.2) — трудоемкий процесс. Удобнее пользоваться масштабной сеткой (высотной арфой), состоящей из ряда параллельных линий, проведенных на кальке на равных расстояниях друг от друга (рис. 6). Для удобства пользования масштабной сеткой линиям на ней можно присвоить значения абсолютных отметок.

Полученные на сторонах каждого треугольника одноименные точки соединяются линиями — изогипсами (см. рис. 5, б).

Чем больше точек наблюдения, тем меньше размеры треугольников и тем точнее построенная карта будет отражать форму реальной картируемой поверхности.

При построении карт поверхностей, ограничивающих залежи, способом линейной интерполяции необходимо учитывать следующее.

В распоряжении составителя структурной карты имеются точки наблюдения (скважины), расположенные без учета фактических особенностей формы картируемой поверхности и зачастую не совпадающие с местами перегиба поверхности или изменения ее наклона (рис. 7). Следовательно, строго придерживаясь линейной интерполяции, можно получить

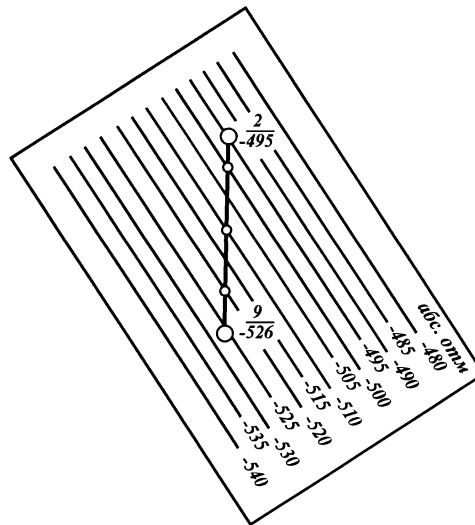


Рис. 6. Пример линейной интерполяции с помощью масштабной сетки

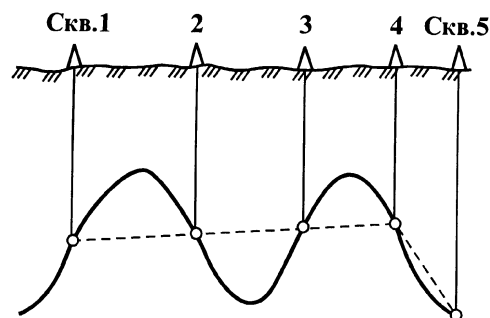


Рис. 7. Возможное положение точек наблюдения на картируемой поверхности

карту фиктивной поверхности, имеющей общие точки с картируемой поверхностью только в местах расположения скважин и далекой от ее фактической формы. Поэтому необходимо придерживаться следующих правил:

при построении структурных карт нужно учитывать всю прямую и косвенную геолого-геофизическую информацию о форме картируемой поверхности (сейсмические материалы, данные структурного бурения и др.);

до начала построений следует выявить региональные закономерности в залегании пород, такие, как направление осей структур, доминирующие углы падения на разных участках структур, положение сводов и периклинальных окончаний и др.;

нельзя объединять в один треугольник скважины, между которыми проходят вероятные линии перегиба слоев, например, скважины, расположенные на разных крыльях структуры;

следует избегать выделения треугольников с очень острыми углами, так как это может привести к неоправданному искривлению изогипс;

проведение изогипс следует выполнять плавно, без резких изгибов линий;

построение карты следует начинать с участков, наиболее полно освещенных скважинами; конфигурацию изогипс на прилегающих слабо освещенных участках следует согласовывать с направленностью изолиний, проведенных на участках с большим числом точек наблюдения.

Способ построения структурной карты по методу профилей изложен в § 2 настоящей главы.

При построении структурных карт необходимо выдерживать соответствие между точностью карты и количеством и качеством исходной информации. Показателем точности

карт является размер сечения между изолиниями. Поэтому обоснование его весьма ответственная задача. При этом необходимо учитывать плотность точек наблюдения, точность исходных данных, сложность картируемой поверхности.

Плотность точек наблюдения при выборе сечения учитывается следующим образом. Как видно на рис. 8, при наличии двух точек наблюдения A и B при линейной интерполяции фактическая кривая AB (соответствующая картируемой поверхности) заменяется фиктивной прямой AB , для характеристики которой достаточно двух изолиний с сечением между ними BC . Если взять сечение меньше, то промежуточные изолинии будут характеризовать поверхность иначе.

При увеличении количества точек наблюдения прямая AB заменится ломаной $ADMB$, более близкой к кривой AB . Чтобы ее охарактеризовать, нужно сгустить изолинии. Причем в верхней части кривой их следовало бы провести гуще (для отрезка MB сечение равно BF), а в нижней — реже: отрезку AD соответствует сечение EC . Поскольку при построении карты применяют единое значение сечения между изолиниями, рациональной величиной сечения будет значение, примерно равное средней разности между абсолютными отметками поверхности в скважинах. В рассматриваемом примере следует принять, что сечение

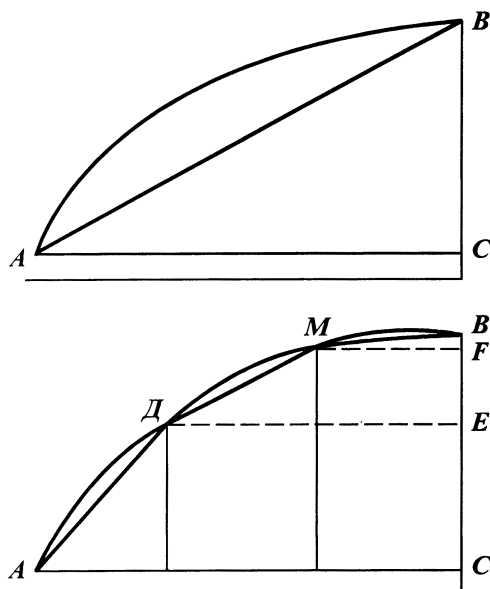


Рис. 8. Влияние количества точек наблюдения на точность отображения картируемой поверхности

$$h_{из} = (BF + FE + EC)/3. \quad (IV.3)$$

Таким образом, чем больше точек наблюдения, тем, при прочих равных условиях, меньше разность между абсолютными отметками поверхности в соседних точках (скважинах). Поэтому принятие меньшего значения сечения повысит точность карты.

Точность исходных данных учитывается при выборе величины сечения изолиний следующим образом. Абсолютная отметка картируемой поверхности в точке наблюдения (скважине) определяется с некоторой погрешностью $\pm m$. На рис. 9 $m = A - A_1 = A + A_2 = B - B_1 = B + B_2$. При этом замеренное значение абсолютной отметки может составить $A \pm m, B \pm m$.

Погрешности определения абсолютных отметок картируемых поверхностей в скважинах бывают связаны с погрешностями определений альтитуд устьев скважин, с удлинением скважин за счет искривления и неточностью его определения, с неточностями при копировании диаграмм каротажа и др. Для Волго-Уральской провинции погрешности определения абсолютных отметок маркирующих горизонтов на глубине 1000 м составляют $\pm 1,76$ м.

При погрешностях одного знака в соседних скважинах $m = A - A_1 = B - B_1$ или $m = A + A_2 = B + B_2$ относительное превышение Δ одной точки наблюдения над другой будет соответствовать фактическому: $\Delta = (A + m) - (B + m) = A - B$.

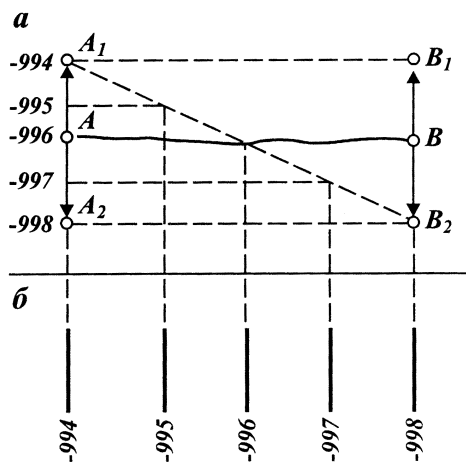


Рис. 9. Влияние погрешностей определения абсолютных отметок на точность отображения картируемой поверхности:
а — профильный разрез;
б — структурная карта

При погрешностях разного знака $m = A - A_1 = B + B_2$ разница между замеренными и фактическими значениями составит $\pm 2m$: $(A + m) - (B + m) = A + m - B + m = = A - B + 2m$. Таким образом, если фактическая разность между двумя точками меньше или равна $2m$, то все изолинии в этом интервале будут отражать не изменение самого параметра, а погрешности его определения (см. рис. 9).

Следовательно, сечение между изолиниями должно быть не менее $2m$ (для условий Волго-Уральской провинции больше 3,5 м).

Сложности поверхности учитываются следующим образом. Поверхность тем сложнее, чем больше различаются значения абсолютных отметок в отдельных ее точках.

Степень изменчивости параметра характеризуется среднеквадратическим отклонением, показывающим, насколько отдельные значения параметра в среднем отклоняются от его значения в ту или иную сторону:

$$\sigma = \pm \sqrt{\left[\sum_{i=1}^n (x - \bar{x})^2 \right] / (n-1)} \quad (\text{IV.4})$$

Чтобы карта уверенно отражала изменчивость параметра по площади, в диапазоне 2σ должно пройти несколько изолиний.

§ 3. ИЗУЧЕНИЕ ДИЗЪЮНКТИВНЫХ НАРУШЕНИЙ

В зависимости от характера смещения слоев и положения плоскости нарушения выделяются взбросы и сбросы. В условиях наклонной плоскости нарушения при взбросе приподнятое крыло располагается над плоскостью нарушения. Скважина, пересекая взброс, вскрывает дважды одни и те же слои (рис. 10, I). При сбросе приподнятое крыло располагается под плоскостью нарушения, и в скважине, пересекающей сброс, выпадают все слои (рис. 10, II) или их часть.

На наличие разрывного нарушения с наклонным положением плоскости нарушения указывают наличие разрезов скважин с повторением или выпадением некоторых пластов, а также резкие перепады гипсометрических отметок кровли и подошвы пласта изучаемого горизонта на небольшом расстоянии.

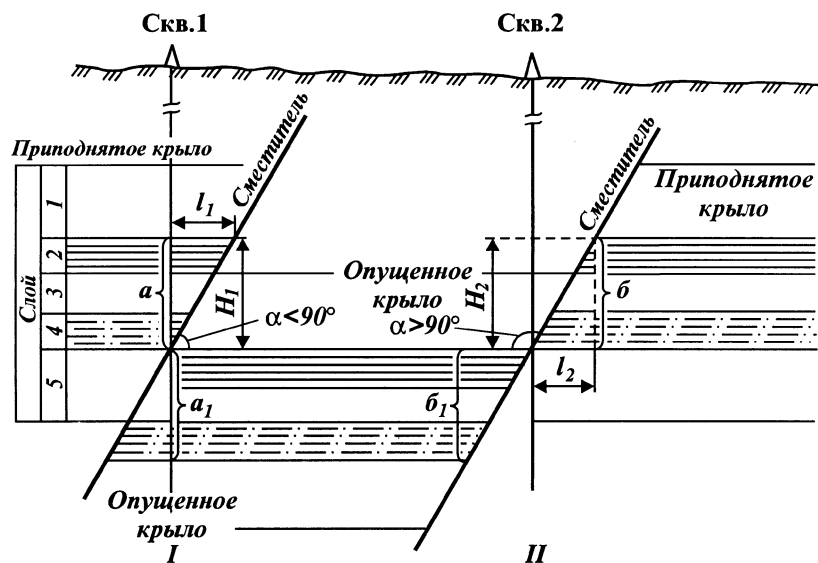


Рис. 10. Элементы дизъюнктивных нарушений:
 I – взброс; II – сброс; H_1, H_2 – высоты соответственно взброса и сброса;
 l_1, l_2 – ширина перекрытия смесителя соответственно при взбросе и сбросе;
 части разреза: a, a_1 – повторяющиеся в скв. 1, b, b_1 – выпадающие в скв. 2

Плоскость нарушения может иметь и вертикальное положение. При этом с обеих его сторон может сохраняться нормальное залегание пластов без их повторения или выпадения. В таком случае прямым указанием на наличие нарушения служит резкое различие гипсометрических отметок одноименных пластов вблизи предполагаемой плоскости нарушения.

Трещины (разломы), по которым произошло смещение слоев, могут быть закрытыми или открытыми. В зависимости от этого и от соотношения толщины продуктивного пласта и амплитуды смещения нарушения делятся на проводящие и экранирующие. Проводящие нарушения обычно не нарушают целостности залежи. Экранирующие нарушения служат естественными границами залежей или расчленяют залежи на изолированные участки.

Нарушения относят к проводящим или экранирующим на основании сопоставления абсолютных отметок контактов между нефтью, газом и водой в разных блоках. Если в пределах соседних блоков ВНК, ГНК или ГВК единого горизонта находятся на разных гипсометрических отметках или при

одинаковых отметках горизонт в одном блоке содержит нефть, а в другом — газ или воду, то разрывное нарушение является экранирующим. При единых гипсометрических отметках контактов в соседних блоках есть основания считать тектоническое нарушение проводящим.

Наличие или отсутствие связи между блоками можно выявить путем гидропрослушивания двух скважин, расположенных по разные стороны от нарушения. Если изменение режима работы в одной скважине вызовет изменение режима работы в другой, то нарушение относят к проводящему. При отсутствии взаимодействия скважин нарушение считают экранирующим.

Положение дизъюнктивных нарушений в плане, их форма, размеры и другие особенности выявляются с помощью структурных карт, построенных по способу профилей. Для этого составляется максимально возможное количество профилей по линиям, преимущественно перпендикулярным к направлению нарушений (рис. 11). На профилях выделяют кровлю или подошву продуктивного горизонта, т.е. поверхность, по которой будет строиться карта. В соответствии с принятым сечением изолиний на каждом профильном разрезе вычерчивается высотная сетка. Одна из линий сетки (на рис. 11 — с абсолютной отметкой — 500 м) принимается за базисную. На нее проектируются точки пересечения картируемой поверхности с разрывными нарушениями, а также с линиями сечения, точки перегиба картируемой поверхности. Проекция точек отмечаются разными знаками, и около них надписывается абсолютная отметка залегания картируемой поверхности в каждой точке.

На плане наносят линии профилей и на них переносят с базисных линий проекции точек и абсолютные отметки кровли (подошвы) пласта (рис. 12).

Построение структурной карты начинают с определения положения на плане следов пересечения тектонических нарушений с картируемой поверхностью. Для этого плавной линией соединяют проекции точек пересечения кровли (подошвы) с поверхностью нарушения. Затем штрихпунктирной линией, соединяя проекции точек перегибов картируемой поверхности, проводят тектонические оси структуры. И наконец, проводят изогипсы картируемой поверхности, соединяя плавными линиями одноименные абсолютные отметки.

Амплитуду нарушения определяют по разнице абсолютных отметок изогипс, примыкающих к нему с противоположных сторон.

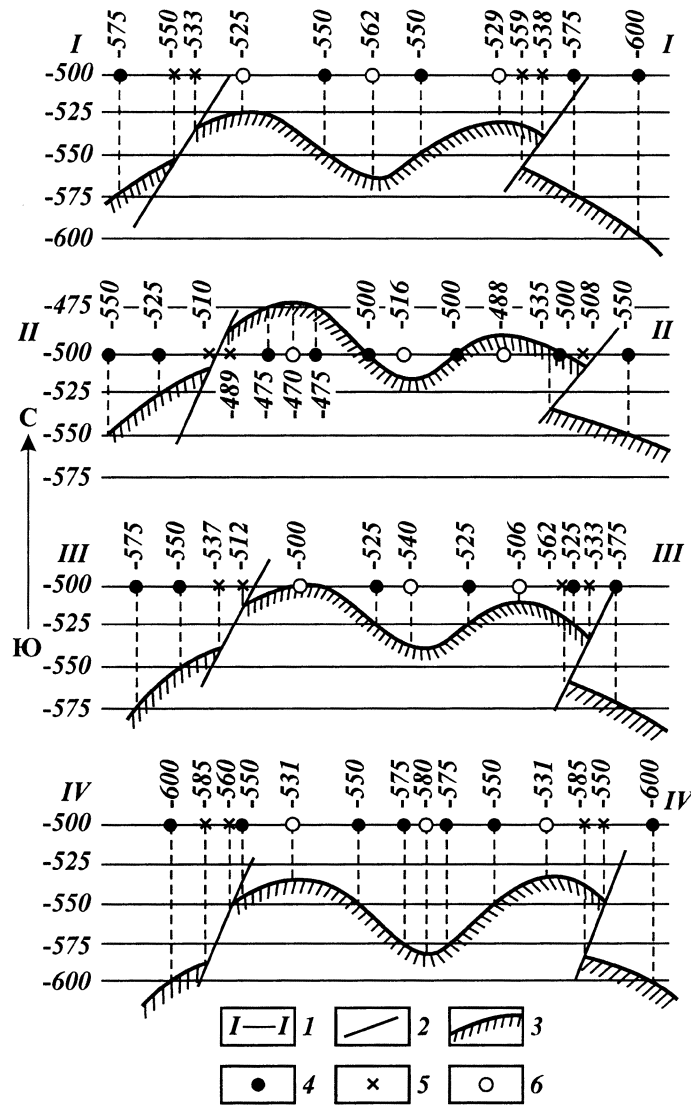


Рис. 11. Основа для построения структурной карты по способу профилей (по М.А. Жданову):

1 — профили; 2 — след пересечения поверхности нарушения плоскостью профиля; 3 — кровля (подошва) продуктивного горизонта на профиле; проекции: 4 — точек пересечения кровли продуктивного горизонта с линиями сечения; 5 — точек пересечения кровли продуктивного горизонта с поверхностью нарушения; 6 — точек перегиба кровли продуктивного горизонта

При наклонной поверхности нарушения положение дизъюнктивной границы на карте отображается двумя линиями, из которых одна соответствует границе приподнятого блока, а другая — границе опущенного. При сбросе соседние блоки на карте отдалены друг от друга, обе граничные линии как бы "видны" сверху, и поэтому на плане они изображаются сплошными линиями. Между ними картируемая поверхность отсутствует и изолинии не проводятся (на рис. 12 — левое нарушение и см. рис. 13, а). При взбросе смежные блоки частично совмещаются в плане, т.е. один блок надвинут на другой. Поэтому на структурной карте "видимая" сверху линия контакта поверхности взброса и картируемой поверхности изображается сплошной линией, а

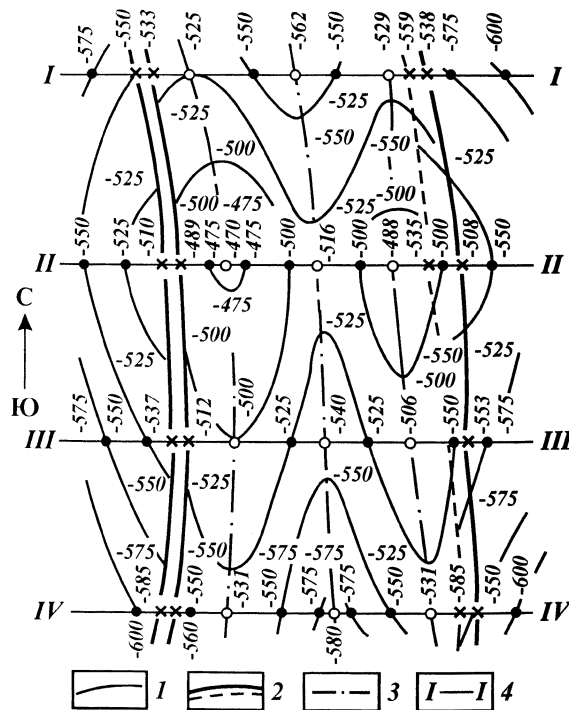


Рис. 12. Структурная карта, построенная по способу профилей (по М.А. Жданову):

1 — изогипсы кровли продуктивного горизонта, м; 2 — проекции следов пересечения кровли продуктивного горизонта с поверхностью нарушения; 3 — тектонические оси; 4 — линии профилей

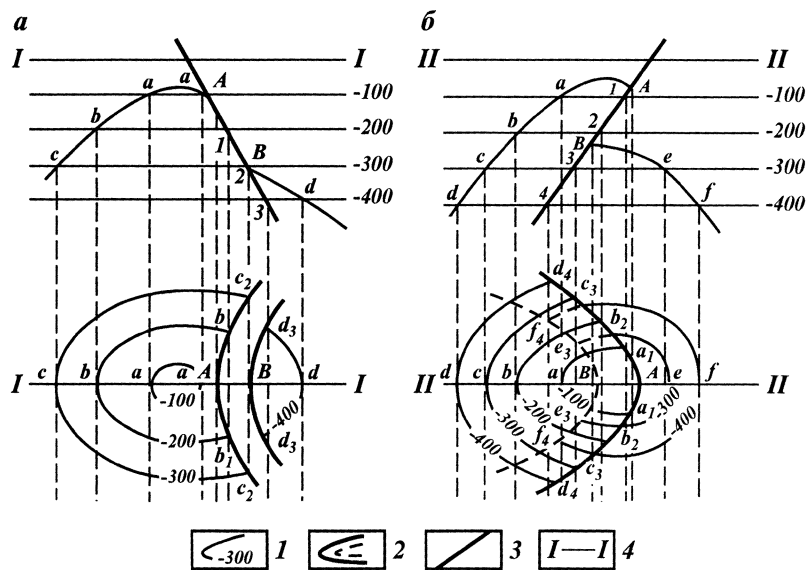


Рис. 13. Принципиальная схема изображения на карте поднятий, осложненных сбросом (а) и взбросом (б):

1 — изогипсы пласта, м; 2 — горизонтальные проекции следов пересечения кровли пласта с поверхностью нарушения; 3 — сброс и взброс; 4 — линии профилей; а-ф, 1-4, А, В — проекции точек, необходимых для построения карты

“невидимая” линия контакта опущенного крыла — пунктиром. В зоне перекрытия одного блока другим изогипсы картируемой поверхности приподнятого блока проводятся сплошными линиями, а опущенного — пунктирными (рис. 12 — правое нарушение и см. рис. 13, б).

При вертикальной поверхности нарушения положение дизъюнктивной границы на структурной карте отображается одной сплошной линией, в которую упираются изогипсы картируемой поверхности в смежных блоках.

Экранирующее дизъюнктивное нарушение, при котором в приподнятой части тектонической структуры горизонт соединяет нефть или газ, а в опущенной — воду, является одной из границ залежи.

Экранирующее дизъюнктивное нарушение в пределах тектонической структуры при разных отметках контактов нефти или газа с водой в соседних блоках может являться границей самостоятельных залежей.

§ 4. ИЗУЧЕНИЕ ГРАНИЦ ЗАЛЕЖЕЙ, СВЯЗАННЫХ С ФАЦИАЛЬНОЙ ИЗМЕНЧИВОСТЬЮ ПЛАСТОВ И СТРАТИГРАФИЧЕСКИМИ НЕСОГЛАСИЯМИ

Границы залежей можно проводить по линиям полного замещения коллекторов продуктивного горизонта на площади непроницаемыми породами или по линии выклинивания коллекторов.

Потерю горизонтом коллекторских свойств при сохранении его в разрезе называют замещением коллекторов, а соответствующую экранирующую границу — линией фациального замещения коллекторов или границей распространения коллекторов. Положение линии замещения коллекторов определяют по данным керн и промысловой геофизики о том, какими породами — проницаемыми или непроницаемыми — представлен пласт в каждой скважине.

При ограниченном числе скважин положение линии замещения может быть определено лишь приближенно. На плане расположения скважин одним знаком отмечают скважины, в которых пласт представлен проницаемыми породами, другим знаком — скважины с непроницаемыми породами. Линия замещения на площади между этими скважинами проводится условно либо строго на половине расстояния между ними, либо немного дальше от скважины, в которой отмечается большая толщина пласта, и несколько ближе к скважине с меньшей его толщиной.

Более точное положение линии замещения можно определить, если по достаточному количеству скважин можно установить градиент изменения толщины пласта-коллектора в направлении к линии замещения.

При выклинивании или размыве продуктивных отложений, сопровождающихся несогласным залеганием слоев, образуются линии выклинивания или размыва, ограничивающие площадь, за пределами которой пласт не отлагался или размывт.

Наличие выклинивания и размыва продуктивных отложений устанавливается по несогласному залеганию продуктивных и перекрывающих (подстилающих) отложений и выпадению из разрезов скважин продуктивного пласта.

Определение положения линий выклинивания или размыва возможно несколькими способами. Выбор способа зависит

от объема исходных данных. При небольшом числе пробуренных скважин линии выклинивания и размыва проводятся условно посередине между каждой парой скважин, в одной из которых имеется продуктивный пласт, а в другой — отсутствует. Этот способ обычно применяют на стадии проектирования разработки по редкой сети разведочных скважин.

После разбуривания залежи эксплуатационными скважинами положение линии выклинивания можно уточнить по градиенту уменьшения толщины продуктивных отложений в направлении к линии выклинивания. Для этого используют карту общей толщины продуктивного горизонта в изолиниях, построенную по данным всех пробуренных скважин. Нулевая изопакита на этой карте соответствует линии выклинивания и считается границей залежи (или одного из ее пластов).

Положение линий выклинивания и размыва можно также уточнить путем построения серии профилей. Для этого перпендикулярно к уточняемой линии через пробуренные скважины проводится возможно большее число профилей. В каждый профиль должно быть включено несколько скважин, расположенных в зоне распространения продуктивного пласта и в зоне его отсутствия. На профилях проводят линии, соответствующие положению кровли и подошвы продуктивного пласта. Смыкание кровли подстилающих и подошвы перекрывающих пласт отложений отмечает точку, в которой линия выклинивания или размыва пересекает профиль. Эти точки переносят на карту и, соединив их, получают в плане линию выклинивания или размыва.

§ 5. ИЗУЧЕНИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ВОДОНЕФТЯНЫХ КОНТАКТОВ В ЗАЛЕЖАХ С ПОДОШВЕННОЙ ВОДОЙ

В пределах залежей насыщающие продуктивный пласт газ, нефть и вода располагаются по высоте в соответствии с действием гравитационных и молекулярно-поверхностных сил. В результате действия гравитационных сил верхнюю часть залежи заполняет газ, имеющий минимальную плотность, ниже располагается нефть, а еще ниже — вода. Однако молекулярно-поверхностные силы препятствуют гравитационному распределению газа и жидкостей

в пористой среде. Это проявляется в том, что в продуктивных пластах содержится определенное количество остаточной воды (см. § 4 главы V), а также в сложном распределении по разрезу газа, нефти и воды в приконтактных зонах пласта. На границе воды с нефтью вода, а на границе нефти с газом нефть под действием капиллярного давления в части капилляров поднимается выше уровня, соответствующего уровню гравитационного распределения.

Значение капиллярного подъема h определяется уравнением

$$h = 2\sigma_{в.н} \cos\theta_{в.н} / [r_i g (\rho_v - \rho_n)], \quad (IV.5)$$

где $\sigma_{в.н}$ — поверхностное натяжение на границе раздела нефти и воды; $\theta_{в.н}$ — краевой угол смачивания на той же границе; r_i — радиус капиллярной трубки; g — ускорение свободного падения; ρ_v и ρ_n — плотность соответственно воды и нефти.

Исходя из (IV.5), можно отметить, что высота капиллярного подъема увеличивается:

- при уменьшении радиуса капилляров;
- при уменьшении разницы плотностей контактирующих фаз;
- при уменьшении краевого угла смачивания;
- при увеличении поверхностного натяжения на границе раздела двух фаз.

В результате четкие границы между газо-, нефте- и водонасыщенными частями пласта часто не образуются, и имеются так называемые переходные зоны. В пределах переходной зоны содержание нефти (газа) возрастает снизу вверх от нуля до предельного насыщения.

Толщина переходных зон на контакте нефть — вода в разных залежах меняется от нескольких сантиметров до десятков метров. Так, в верхнемеловых залежах Северного Кавказа на Эльдаровском, Брагунском, Малгобек-Вознесенском и других месторождениях, где нефтеносность связана с трещиноватыми известняками и плотность нефти мала, толщина переходной зоны не превышает нескольких сантиметров, а в Западной Сибири в залежах нефти, приуроченных к полимиктовым коллекторам, она достигает 12—15 м.

Переходные зоны от нефти к газу обычно имеют небольшую толщину.

На рис. 14 показано распределение газа, нефти и воды в основном продуктивном пласте с предельной нефтегазонасыщенностью 80 %. Здесь по характеру насыщенности мож-

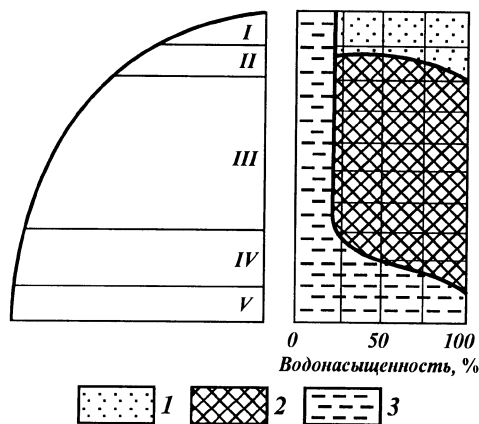


Рис. 14. Типичное размещение нефти, газа и воды в пласте (по М.И. Максимуму):

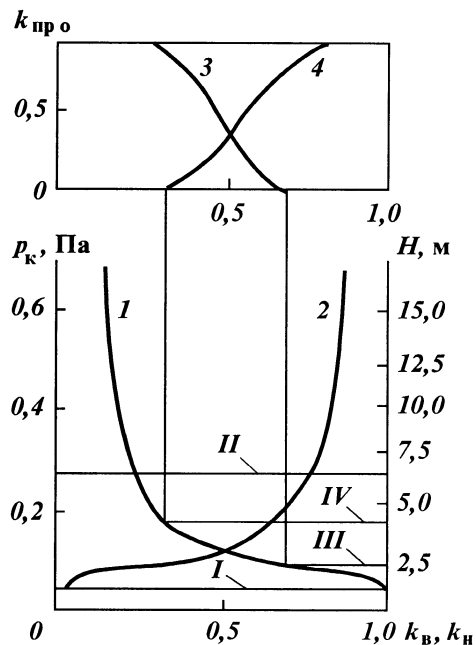
I — газовая шапка; *II* — зона перехода от нефти к газу; *III* — нефтяная часть; *IV* — зона перехода от нефти к воде; *V* — водоносная зона. 1 — газ; 2 — нефть; 3 — вода

но выделить пять интервалов (снизу вверх): *V* — водоносная зона; *IV* — переходная зона от воды к нефти; *III* — нефтяная зона; *II* — переходная зона от нефти к газу; *I* — газоносная зона. Указанные особенности распределения газа, нефти и воды по разрезу создают сложности в определении границ залежей по нефтегазонасыщенности пород — водонефтяного контакта (ВНК), газонефтяного контакта (ГНК), газовой воды контакта (ГВК).

На рис. 15 показано изменение по разрезу нефтеводонасыщенности и капиллярного давления в реальном терригенном коллекторе с высокими фильтрационно-емкостными свойствами (по данным исследования керна одного из месторождений Татарии). Из рисунка видно, что при капиллярном давлении, равном нулю, пористая среда полностью водонасыщена, т.е. коэффициент водонасыщенности $k_v = 1$. Несколько выше нулевого уровня капиллярного давления четко выделяется уровень *I*, на котором в пористой среде появляется нефть (кривая 2). Выше уровня коэффициент нефтенасыщенности k_n возрастает вначале весьма интенсивно, затем все медленнее, пока не достигает значений, близких к предельному (0,86). Соответственно k_v выше уровня *I* уменьшается вначале быстро (кривая 1), затем медленнее, до значений, близких к минимальным (0,14). По значениям k_n , близким к максимальным, а k_v — близким к минимальным, с некоторой долей условности проводится уровень *II*. Уровень *I* соответствует подошве переходной зоны, а уровень *II* — ее кровле.

Рис. 15. Пример обоснования положения границ в переходной зоне.

Зависимости коэффициентов: 1 – водонасыщенности k_v и 2 – нефтенасыщенности k_n от высоты над уровнем нулевого капиллярного давления p_k ; 3 – относительной проницаемости $k_{пр,о}$ для нефти и 4 – относительной проницаемости $k_{пр,о}$ для воды от k_v и k_n ; I – подошва переходной зоны; II – кровля переходной зоны; III – уровень появления подвижной нефти; IV – уровень перехода воды в неподвижное состояние; H – расстояние до поверхности со 100%–ным водонасыщением



Кривые 3, 4 на рис. 15 характеризуют зависимость фазовой проницаемости в переходной зоне от насыщенности нефтью и водой. По фазовой проницаемости переходную зону можно разделить на три части.

В нижней части переходной зоны фазовая проницаемость коллекторов для нефти равна нулю, и лишь по достижении определенного значения k_n нефть способна двигаться по пористой среде. Этому значению k_n соответствует уровень III, ниже которого в переходной зоне подвижной является только вода.

Выше уровня III в средней части переходной зоны подвижностью обладают как вода, так и нефть, причем постепенно фазовая проницаемость для нефти возрастает, а для воды снижается. По достижении определенного критического значения k_v фазовая проницаемость для воды становится равной нулю. Этому значению k_v соответствует уровень IV, выше которого может перемещаться только нефть.

В настоящее время нет единого подхода к выбору поверхности, принимаемой за ВНК. В одних случаях за ВНК принимают уровень IV. Так проводят ВНК при изучении формы залежей нефти в кварцевых коллекторах Урало-Поволжья,

где толщина переходной зоны 5–8 м. Расстояние между *IV* уровнем и подошвой переходной зоны здесь равно 1–1,4 м. Поэтому количество подвижной нефти ниже уровня *IV* невелико и его не учитывают в запасах.

В других случаях за ВНК принимают уровень *III*. Так проводят ВНК по залежам в полимиктовых коллекторах нефтяных месторождений Западной Сибири, где толщина переходной зоны достигает 10–15 м и более. Здесь толщина слоя между *III* и *IV* уровнем иногда 6–10 м и количество подвижной нефти в нем столь значительно, что пренебрегать им нельзя.

В некоторых случаях, когда толщина переходной зоны незначительна (до 1–1,5 м), за ВНК принимают наиболее четко фиксируемую на геофизических диаграммах поверхность, соответствующую *I* уровню, т.е. подошве переходной зоны.

Таким образом, на практике в качестве поверхности ВНК принимается одна из рассмотренных граничных поверхностей переходной зоны. Эту поверхность выбирают исходя из толщины переходной зоны в целом и отдельных ее частей.

Информацией о положении ВНК, ГНК, ГВК в каждой отдельной скважине служат данные керна, промысловой геофизики и опробования.

По керну установить положение контакта в скважине можно при незначительной толщине переходной зоны, полном выносе керна и четком фиксировании положения контакта в керне по внешним признакам.

Основную информацию о положении контактов получают методами промысловой геофизики. Нижняя граница переходной зоны обычно четко фиксируется резким скачкообразным уменьшением величины ρ_r на диаграммах электростратиграфии (рис. 16) и снижением показаний нейтронного гамма-метода. При необходимости дополнительно привлекаются данные нейтрон-нейтронных методов по тепловым нейтронам, импульсных методов, наведенной активности по натрию и хлору.

Таким образом, в случаях, когда толщина переходной зоны невелика (до 2 м) и в качестве ВНК принимают ее нижнюю границу, задача является наиболее простой. ГВК также четко фиксируется на диаграммах электростратиграфии. ГНК и ГВК уверенно выделяются на диаграммах НГК по резкому возрастанию интенсивности нейтронного гамма-излучения.

При большой толщине переходной зоны нахождение по-

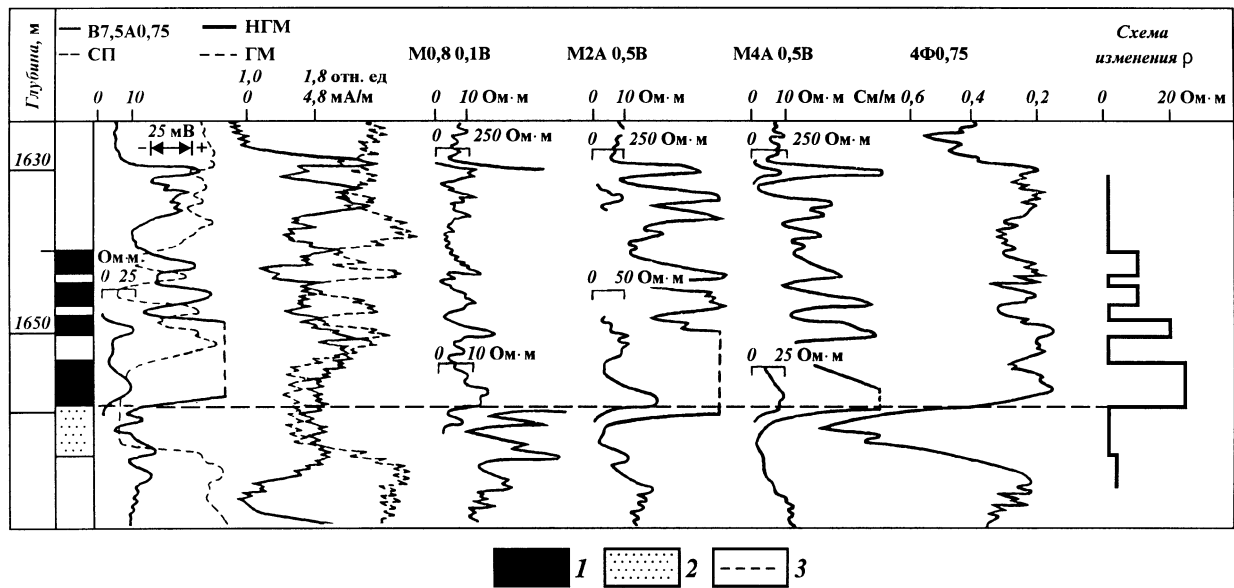


Рис. 16. Определение положения ВНК по данным электростратиграфии и радиометрии при небольшой толщине переходной зоны (по Б.М. Орлинскому).
 Коллекторы: 1 – предельно нефтенасыщенный, 2 – водонасыщенный; 3 – ВНК

положения ВНК по данным ГИС осложняется, поскольку необходимо определять положение нижней и верхней границ переходной зоны и собственно ВНК. Верхняя граница переходной зоны проводится на диаграммах электрометрии (градиент-зонда) по максимуму КС (рис. 17). Выделение по данным электрометрии граничных поверхностей с фазовой проницаемостью для каждой фазы (нефти и воды), равной нулю, осуществляется путем установления соответствующих им критических значений сопротивления $\rho_{к.кр}$. Значение $\rho_{к.кр}$ зависит от свойств коллектора, в частности от его пористости, и для каждой залежи обосновывается исходя из результатов поинтервального опробования водонефтяной зоны в скважинах с высоким качеством цементирования.

Зная величину $\rho_{к.кр}$ и значения сопротивления на верхней

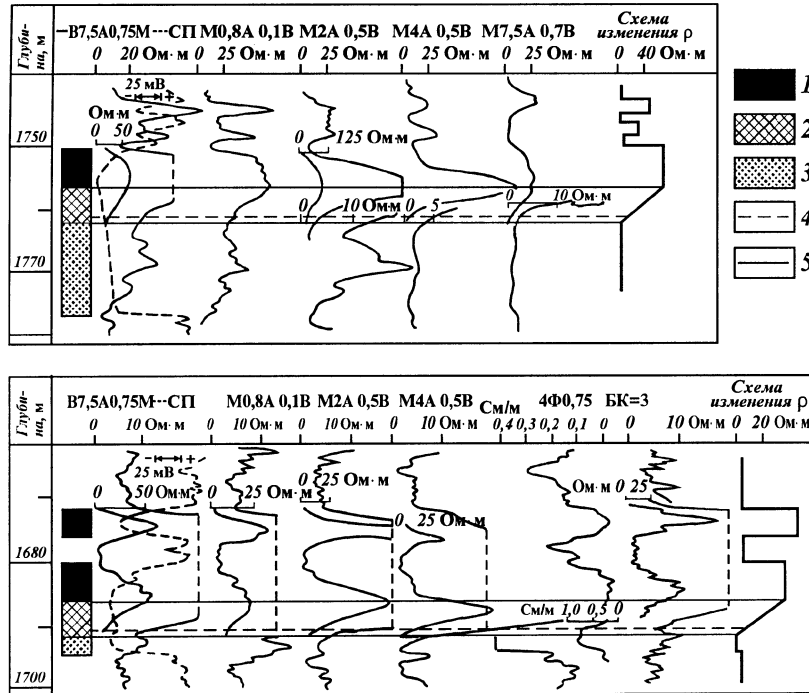


Рис. 17. Определение границ переходной зоны и ВНК по данным электрометрии в разных скважинах (по Б.М. Орлинскому). Коллекторы: 1 – предельно нефтенасыщенный, 2 – переходной зоны, 3 – водонасыщенный; границы: 4 – ВНК, 5 – переходной зоны

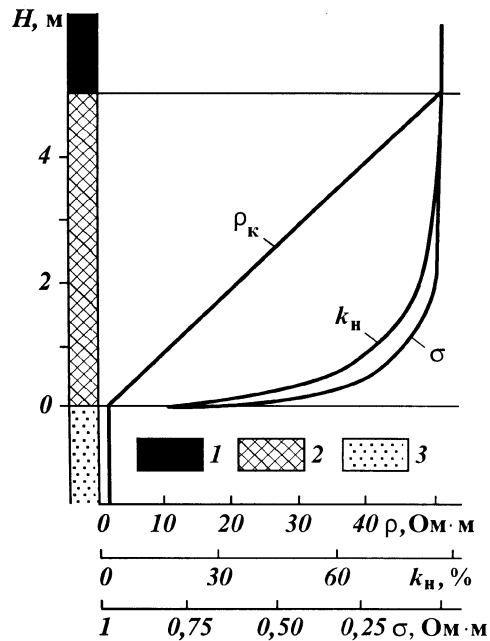
($\rho_{к.в}$) и нижней ($\rho_{к.н}$) границах переходной зоны, найти положение ВНК можно путем линейной интерполяции, учитывая, что сопротивление в переходной зоне меняется прямолинейно (рис. 18);

$$\zeta_{ВНК} = \zeta_1 - h_{п.з}[(\rho_{к.кр} - \rho_{к.в})/(\rho_{к.н} - \rho_{к.в})], \quad (IV.6)$$

где $\zeta_{ВНК}$ — глубина залегания ВНК; ζ_1 — глубина нижней границы переходной зоны; $h_{п.з}$ — толщина переходной зоны.

На практике не во всех скважинах удается точно установить положение верхней границы переходной зоны и, следовательно, определить сопротивление для чисто нефтяной части пласта. Это обычно связано с литологической неоднородностью пласта или с малой толщиной его предельно нефтенасыщенной части. В таких случаях условно принимают среднее расстояние от подошвы переходной зоны до ВНК, уверенно определенное в других скважинах.

Аналогичным образом, по значениям $\rho_{к.кр}$ можно найти и другую граничную поверхность, принимаемую за ВНК, — поверхность, на которой фазовая проницаемость для воды равна нулю.



Определение начального положения контактов путем опробования пластов в скважине проводится преимущественно в разведочных скважинах на стадии подготовки залежи к разработке. Чаще путем опробования проверяют правильность данных ГИС о положении контактов. Однако в случаях, например, карбонатных трещинных коллекторов, когда методы промышленной геофизики недостаточно эффективны, опробование служит основным или даже единственным методом. Оно может проводиться в процессе бурения в необсаженных скважинах с помощью испытателей пластов на каротажном кабеле или через бурильные трубы со специальным пакерным устройством. Наиболее результативно поинтервальное опробование пластов в обсаженных скважинах (рис. 19). Для поинтервального опробования на основании имеющихся керновых и геофизических данных о газонефте-

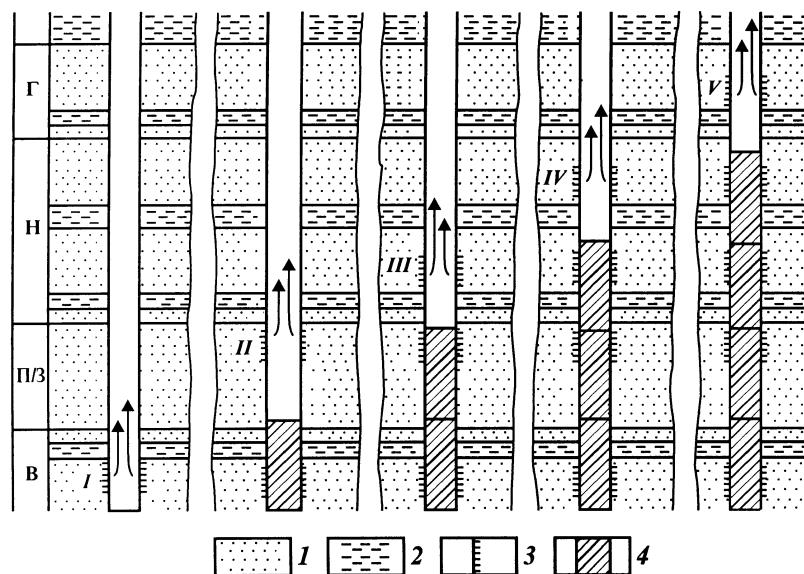


Рис. 19. Схема поинтервального опробования разреза скважины.

Г, Н, П/З, В – интервалы разреза, охарактеризованные по геофизическим данным соответственно как газонасыщенный, нефтенасыщенный, переходная зона от нефти к воде, водонасыщенный; I, II, III, IV, V – последовательные интервалы опробования; 1 – пласты-коллекторы; 2 – непроницаемые разделы между пластами-коллекторами; 3 – интервалы перфорации; 4 – цементные стаканы, устанавливаемые в стволе скважины после опробования каждого интервала

водонасыщенности разреза намечают сравнительно небольшие по толщине интервалы:

в водоносной части пласта — непосредственно под предполагаемым ВНК или ГНК;

в переходной зоне от нефти (газа) к воде (при ее значительной толщине) — несколько последовательных интервалов:

в нефтяной части пласта — выше ВНК и ниже ГНК; непосредственно над ГВК или ГНК.

Интервалы опробования следует намечать таким образом, чтобы исключить возможность поступления в скважину жидкости (газа) из выше- или нижележащих участков разреза. Для этого интервал перфорации располагают на расстоянии 2–3 м от предполагаемых границ переходной зоны. При возможности между ВНК и нижними перфорационными отверстиями следует оставлять неперфорированными непроницаемые разделы.

Поинтервальное опробование скважины проводят следующим образом. Вначале перфорируют нижний из намеченных интервалов, вызывают приток флюида из пласта в скважину и после полной замены флюидом промывочной жидкости в скважине отбирают пробу. На основании этой пробы делают вывод о характере насыщения данного интервала. Затем перфорированный интервал изолируют путем установки цементного моста под давлением и производят опробование следующего интервала. Получение безводной нефти (газа) из интервала, охарактеризованного по геофизическим данным как нефтенасыщенный (газонасыщенный), указывает на то, что ВНК (ГВК) действительно находится ниже интервала перфорации. Получение пластовой воды из интервала, охарактеризованного по данным геофизики как водоносный интервал, подтверждает, что ВНК (ГВК) находится выше испытанного интервала.

Получение при опробовании интервала, охарактеризованного по геофизическим данным как чисто нефтенасыщенный (газонасыщенный), вместе с нефтью (газом) какого-то количества воды или только воды может быть связано либо с неправильной оценкой характера насыщения по геофизическим данным, либо с некачественным цементированием скважин. В таком случае следует критически оценить все имеющиеся данные и установить истинную причину расхождения.

При опробовании переходной водонефтяной зоны из ее верхней части должна быть получена чистая нефть, из средней части — нефть с водой и из нижней — вода.

Поверхности ВНК, ГНК и ГВК могут представлять собой плоскости, горизонтальные или наклонные, но могут иметь и более сложную форму, находясь на отдельных участках залежи выше или ниже среднего положения. Форма контакта зависит от величины напора и направления движения пластовых вод, неоднородности продуктивных пластов и других факторов.

По залежам в малоактивных водонапорных системах, приуроченным к относительно однородным пластам, поверхности ГВК, ГНК и ВНК обычно представляют собой горизонтальную плоскость. Поверхность контакта в пределах залежи считается горизонтальной, если разность абсолютных отметок ее в отдельных точках (скважинах) не больше удвоенной средней квадратической погрешности определения. Для глубин залежей до 2000 м эта погрешность в среднем составляет $\pm 2,0$ м.

При значительном напоре подземных вод поверхность контакта может быть наклонена в сторону области разгрузки. Наклон может достигать 5–10 м и более на крупных залежах с обширными водонефтяными зонами.

При значительной литологической изменчивости продуктивных пластов на участках с ухудшенной коллекторской характеристикой в результате повышенного действия капиллярных сил ВНК часто находится несколько выше. В результате поверхность ВНК приобретает усложненную форму.

Для обоснования положения ВНК по залежи строят схему (рис. 20) на основе комплексного обобщения имеющихся данных и опробования разведочными и первоочередными добывающими скважинами. Для этого подбирают скважины, дающие информацию о начальном положении контакта. Обычно это скважины, расположенные в водонефтяной (газонефтяной, газоводяной) части залежи, а также в продуктивной и водяной частях пласта в непосредственной близости от контакта. В соответствии с гипсометрическим положением изучаемой части разреза на схему наносят колонку каждой скважины с указанием на ней интервалов проницаемых пластов. На каждой колонке помещают информацию для обоснования положения ВНК: данные промысловой геофизики и исследования керна о характере насыщенности пород-коллекторов, интервалы перфорации, дату и результаты опробования перфорированных интервалов (дебит нефти, газа и воды; депрессия на пласт; положение искусственных забоев после изоляции опробованных интервалов).

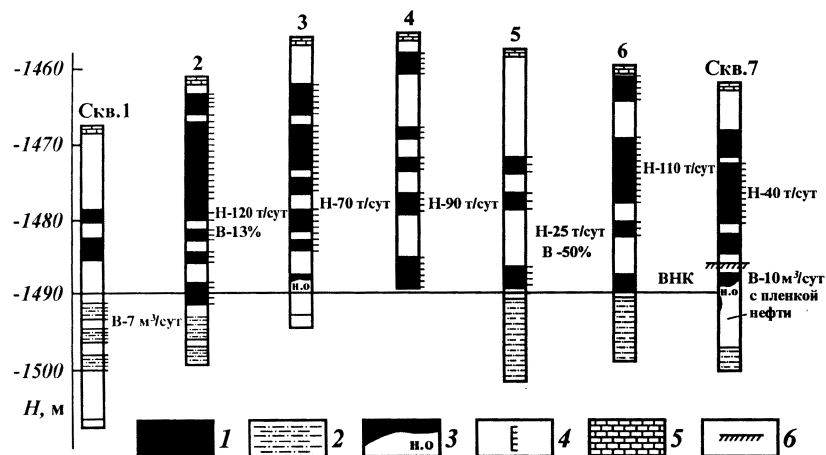


Рис. 20. Пример схемы обоснования положения ВНК.
 Терригенные пласты-коллекторы, выделенные по ГИС: 1 – нефтенасыщенные, 2 – водонасыщенные, 3 – с неопределенной насыщенностью; 4 – интервалы перфорации; 5 – “верхний известняк”; 6 – искусственный интервала; притоки: Н – нефти; В – воды

На основании нанесенной на схему информации проводят линию, отвечающую среднему положению контакта.

Если в отдельных скважинах данные о характере насыщенности пласта (прослая) не соответствуют принимаемому по большинству скважин положению контакта, необходимо выяснить причины этого.

На рис. 20 линия, соответствующая наиболее вероятному положению ВНК, проходит по отметке – 1490 м. В большинстве скважин выше этой отметки проницаемые пласты и прослой по геофизическим данным нефтенасыщены и из продуктивных интервалов получен приток нефти. Ниже этой отметки во всех скважинах, кроме скв. 2, пласты, по данным ГИС, водонасыщены. Несовпадение данных ГИС в скв. 2 с принятым положением ВНК связано с неточностью определения характера насыщения нижнего перфорированного пласта методами геофизики. Об этом свидетельствуют результаты опробования этой скважины. Получение вместе с нефтью 15 % воды указывает на то, что скв. 2 ВНК проходит в нижнем перфорированном интервале. Выше принимаемой отметки ВНК обводненная нефть получена в скв. 5. В данном случае это может быть связано с некачественным цементированием заколонного пространства. Аналогично обосновывают положение ГВК и ГНК.

При наклонном положении или сложной форме контакта для его пространственного изображения строят карту поверхности контакта в изолиниях. Для этого используют принятые по комплексу всех данных отметки контакта по каждой скважине.

Значения абсолютных отметок контакта в каждой скважине наносят на план расположения скважин и путем линейной интерполяции определяют положение изогипс поверхности контакта.

Линии пересечения ВНК, ГVK или ГНК с поверхностями пласта-коллектора являются контурами нефтеносности (газоносности), ограничивающими по площади размеры залежи и ее зон с равным характером нефтегазоводонасыщения.

Применительно к каждому контакту различают внешний и внутренний контуры. Внешний контур — линия пересечения контакта с верхней поверхностью пласта, внутренний — с нижней поверхностью. Во внутреннем контуре находится чисто нефтяная (газовая) часть пласта. Внешний контур является границей залежи. Между внешним и внутренним контурами располагается водонефтяная (водогазовая, газонефтяная) часть.

Соответственно положение внешнего контура находят на карте верхней, а внутреннего — на карте нижней поверхности пласта.

При горизонтальном контакте на карте контур проводят по изогипсе, соответствующей гипсометрическому положению контакта или параллельно изогипсе с близким значением. При горизонтальном контакте линия контура не может пересекать изогипсы.

При наклонном положении контакта, если диапазон изменения его абсолютных отметок больше принятого сечения изогипс, линии контуров пересекают изогипсы карт поверхностей пласта. В этом случае положение контуров определяется с помощью метода схождения (рис. 21). Для этого совмещают карту поверхности пласта и карту поверхности контакта, построенные с одинаковым сечением изогипс. Линия контура проводится через точки пересечения одноименных изогипс.

В случаях, когда кровля и подошва продуктивного горизонта (пласта), выделенные по стратиграфическому признаку, совпадают с кровлей и подошвой продуктивных коллекторов, положения контуров определяют по структурным картам, построенным по этим синхроничным поверхностям.

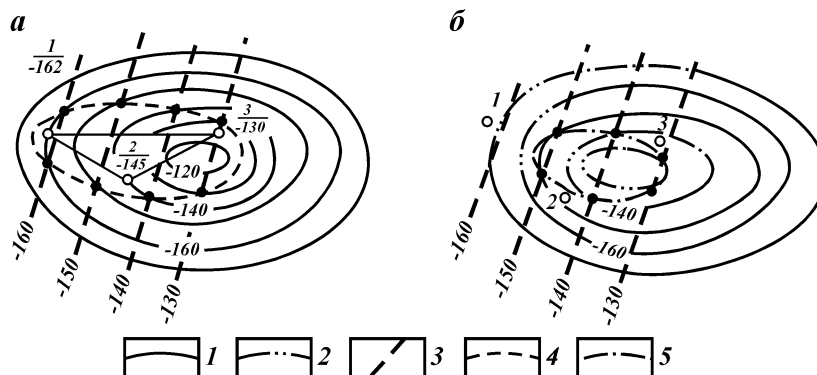


Рис. 21. Примеры определения положения внешнего (⊞) и внутреннего (·) контуров нефтеносности при наклонном контакте нефть – вода (по М.А. Жданову).

Изогипсы, м: 1 – кровли продуктивного пласта, 2 – подошвы, 3 – поверхности ВНК; контуры нефтеносности, 4 – внешний, 5 – внутренний

Если продуктивный горизонт сложен прерывистыми, литологически изменчивыми пластами и его кровля (подошва), выделенная по стратиграфическому признаку, не совпадает на отдельных участках залежи с поверхностями продуктивных коллекторов, определение положения контуров по структурным картам недопустимо. Оно может привести к завышению площади нефтегазонасыщенности. Чтобы не допустить этого, положение контуров нужно определять по картам кровли поверхностей проницаемой части горизонта.

Рассмотрим, как определить положение внешнего контура нефтеносности, на примере объекта разработки, сложенного тремя пластами с разным характером прерывистости (рис. 22). ВНК для всех трех пластов единый – горизонтальный на отметке –1202 м (залежь полностью подстилается водой). При таком строении горизонта сначала определяют положение контуров по каждому из пластов. Для этого выполняют следующее:

определяют на картах границы распространения коллекторов каждого пласта по площади (рис. 23, ⊞, ·, ,), в пределах площадей распространения коллекторов проводят изогипсы верхней поверхности каждого пласта;

на карты поверхности коллекторов каждого пласта наносят линии внешних контуров, соответствующие абсолютной отметке –1202 м.

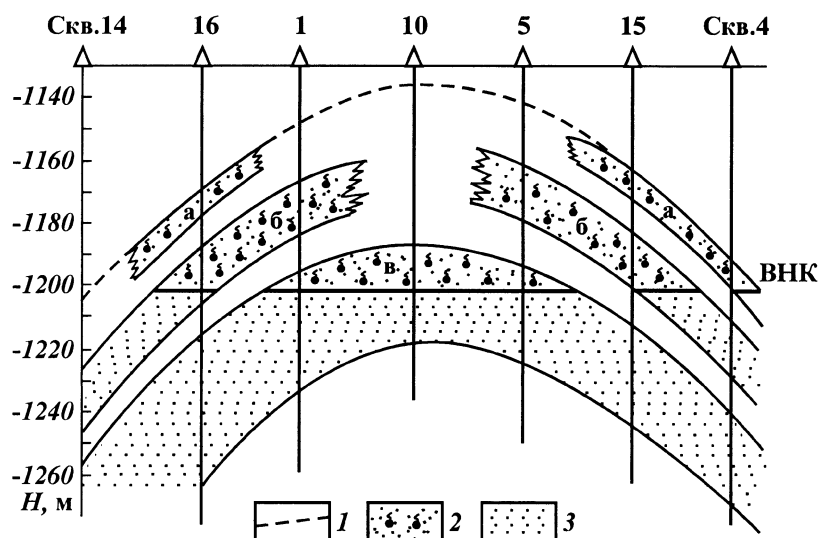


Рис. 22. Геологический профиль многопластовой залежи (к примеру определения положения контура нефтеносности на рис. 43): 1 — верхняя граница залежи; коллекторы: 2 — нефтенасыщенные, 3 — водонасыщенные; а, б, в — индексы пластов

Затем определяют положение внешнего контура нефтеносности объекта разработки в целом. Для этого совмещают карты всех трех пластов (рис. 23, „).

Совмещенная карта выглядит следующим образом. Карта верхнего прерывистого пласта "а" на ней показана полностью в границах его залегания. В "просветах" пласта "а" (в зонах отсутствия его коллекторов) помещена видимая часть карты пласта "б". В зоне отсутствия коллекторов и пластов "а" и "б" помещена видимая часть пласта "в". В результате получают в целом верхнюю границу залежи сложной формы, формируемую по фрагментам внешних контуров разных пластов и фрагментам границ распространения коллекторов этих пластов.

Начальное положение водонефтяного контакта показывают на детальном геологическом профиле. При многопластовом характере продуктивного горизонта положение ВНК (ГВК, ГНК) на профиле отражается лишь в пределах залегания пород-коллекторов.

Все рассмотренные ранее внешние границы залежей неподвижны. В отличие от них ВНК, ГНК и ГВК в процессе разработки залежей могут перемещаться.

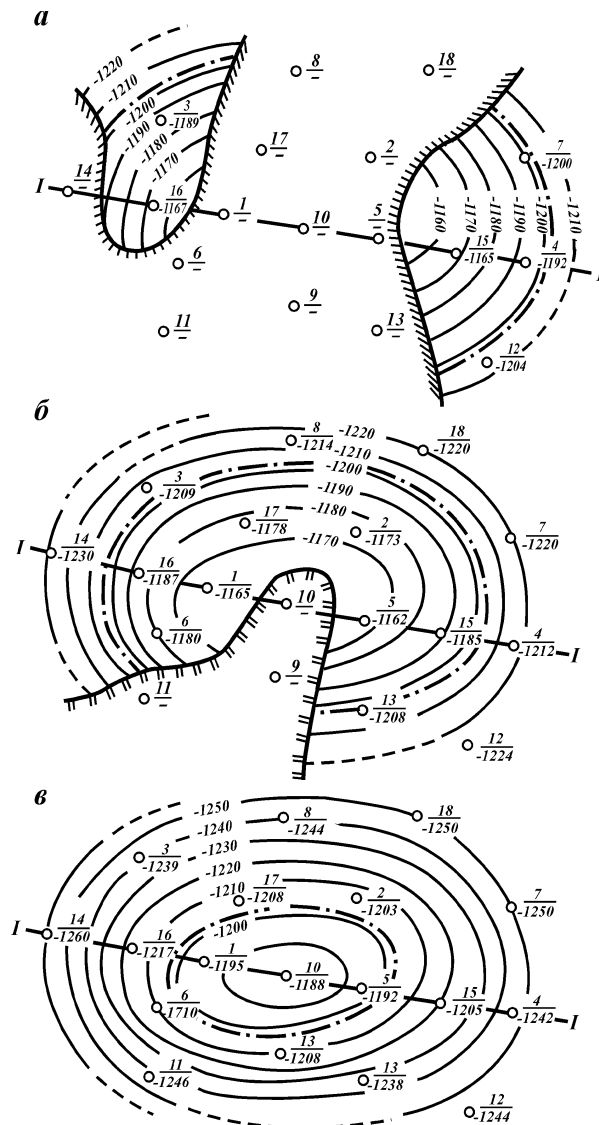


Рис. 23. Пример определения в многопластовом объекте разработки положения внешнего контура нефтеносности:
 † — пласт а; · — пласт б; , — пласт в; „ — объект разработки в целом. 1 — изогипсы кровли пластов-коллекторов, м; 2 — внешний контур нефтеносности; границы замещения коллекторов: 3 — пласта а, 4 — пласта б; 5 — линия профиля; 6 — скважины (в числителе — номер скважины, в знаменателе — абсолютная отметка, м); 7 — площадь залежи

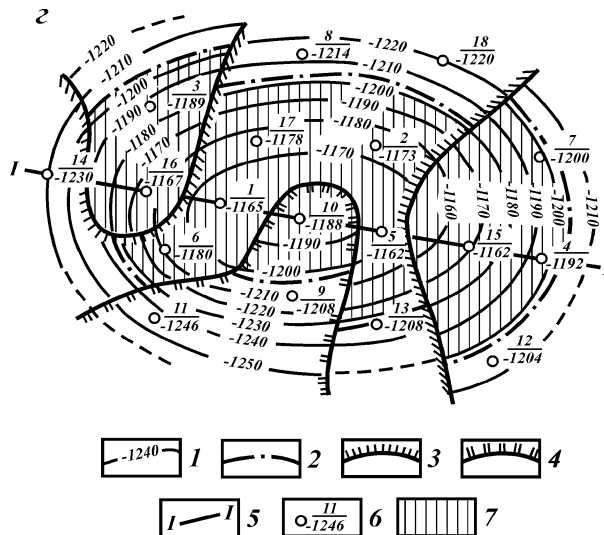


Рис. 23. Продолжение

В целом, как видно из изложенного, форма залежей определяется формой каждой из рассмотренных границ и характером линий их пересечения.

Соответственно выделяют залежи:

повсеместно оконтуренные внешним контуром нефте- или газоносности;

оконтуренные на разных участках внешним контуром и границей замещения (выклинивания) коллекторов;

оконтуренные внешним контуром и линией дизъюнктивного нарушения.

Встречаются залежи, полностью расположенные в границах залегания коллекторов, приуроченные к блоку, со всех сторон ограниченному тектоническими нарушениями, а также залежи с участием всех четырех видов границ.

Характер поверхностей, ограничивающих залежь, во многом определяет степень связи залежи с законтурной областью и ее энергетические возможности.

Глава V

ИЗУЧЕНИЕ ВНУТРЕННЕГО СТРОЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ И СВОЙСТВ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ

§ 1. ФАКТОРЫ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИЕ ВНУТРЕННЕЕ СТРОЕНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ

Породы коллекторы и неколлекторы. Одна из важнейших задач нефтегазопромысловой геологии — изучение внутреннего строения залежи нефти или газа. Суть ее сводится к выделению в объеме залежи геологических тел, сложенных породами-коллекторами, а затем к выделению в объеме, занятом породами-коллекторами, геологических тел, различающихся значениями основных геолого-промысловых параметров — 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.

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.

Породы с такими геолого-физическими свойствами, при которых движение нефти или газа в них физически невозможно, называются неколлекторами.

Внутреннее строение залежи, изучаемое нефтегазопромысловой геологией, определяется различным размещением неколлекторов и коллекторов, а также коллекторов с разными геолого-физическими свойствами как в разрезе, так и по площади залежи.

Понятие внутренних геологических границ и их виды. Выявление внутреннего строения залежи по данным измерений, наблюдений и определений представляет собой задачу построения модели структуры залежи. Важный этап в решении этой задачи — проведение необходимых внутренних геологических границ. Проведение границ означает разделение пространства залежи на области, в отношении которых делается допущение, что внутри них значения признаков изве-

стны для любой точки. В результате пространство становится полноопределенным.

По процедуре выделения внутренних геологических границ различают границы естественные и условные.

Естественные границы фиксируются в скважинах по резкой смене физических свойств пород — это поверхности напластования, разделяющие в разрезе коллекторы и неколекторы, границы зон коллекторов с разными емкостно-фильтрационными свойствами, с разным характером насыщения пород, а также дизъюнктивные, связанные с разрывными нарушениями, и др.

Условные границы принимаются по каким-либо косвенным признакам — по кондиционным свойствам коллекторов, по категоричности запасов, по комплексу свойств, определяющих технологические показатели разработки, по зонам залежей, выделенным в соответствии с системой разработки, по частям залежей, принадлежащим разным недропользователям и другим, которые не приурочиваются к каким-либо естественным границам.

Простые и сложные геологические тела. Часть геологического пространства, ограниченная геологическими границами, называется геологическим телом. Для выделения геологического тела достаточно указать его границы.

Геологические тела, внутри которых по выбранному списку свойств нельзя провести ни одной естественной или условной границы, называют простыми, а тела, внутри которых можно провести хотя бы одну такую границу, — сложными. Тело, среди границ которого имеются и условные, называется условным геологическим телом. При рассмотрении сложного тела как системы составляющие его простые и условные тела выступают как элементы системы.

Таким образом, залежь нефти или газа в природном виде в целом представляет собой геологическое тело высокой сложности, внутри которого выделяются геологические тела низших уровней структурной организации, ограничиваемые как естественными, так и условными и произвольными границами.

§ 2. РАСЧЛЕНЕНИЕ ПРОДУКТИВНОЙ ЧАСТИ РАЗРЕЗА СКВАЖИНЫ

Расчленение продуктивной части разреза скважины — это выделение слоев различного литологического состава, установление последовательности их залегания и в

конечном итоге выделение коллекторов и непроницаемых разделов между ними. Решаются эти задачи с помощью комплекса методом изучения разрезов. В этом комплексе в настоящее время основное место занимают геофизические методы, которыми в обязательном порядке исследуются скважины всех категорий (поисковые, разведочные, нагнетательные и др.). Данные геофизических исследований увязываются с имеющимися геологическими данными описания и анализа образцов пород (шлама, керна), с данными опробования интервалов на приток и с результатами исследования скважин гидродинамическими методами.

Достоверность расчленения зависит от степени изученности геологического разреза, уровня теоретической разработки геофизических методов исследования скважин и общей геофизической характеристики района, полученной сейсмическими методами. Выделению коллекторов по геофизическим данным способствует наличие характерных показаний на различных геофизических кривых. Интерпретация кривых наиболее достоверна при совместном использовании в комплексе геофизических и геологических исследований. При этом следует иметь в виду, что керн в ряде случаев не дает достаточно полного представления о положении границ в разрезе залежи. Это связано с низким процентом выноса керна, обусловленным несовершенством колонковых долот, вследствие чего на поверхность поднимаются преимущественно более крепкие и глинистые породы, а рыхлые и сильно трещиноватые не всегда выносятся. Длина полученного керна может быть меньше длины интервала проходки, что затрудняет точную привязку керна к глубинам.

Выделение коллекторов в терригенном и карбонатном разрезах имеет свои особенности.

Песчаные и алевролитовые коллекторы в терригенных разрезах, являющиеся обычно поровыми коллекторами, выделяются наиболее надежно по совокупности диаграммы ПС, кривой ГК и кавернограммы — по наибольшему отклонению кривой ПС от линии глин, по минимальной гамма-активности на кривой ГК, по сужению диаметра скважины на кавернограмме в результате образования глинистой корки при бурении скважины. Для выделения малопористых плотных песчано-алевролитовых коллекторов проводят дополнительно электрическое микрозондирование, нейтронный гамма-каротаж, гамма-гамма-каротаж и акустический каротаж.

Для распознавания глинистых коллекторов используют следующий комплекс: амплитуды кривой ПС, удельные со-

противления, кавернограммы, кривые микрокаротажа, гамма-каротажную кривую.

Коллекторы в карбонатном разрезе (известняки и доломиты) имеют различные структуры пустотного пространства. Распознавание отдельных типов по геологическим и геофизическим материалам весьма сложно.

Петрофизические свойства микрокавернового ("порового") карбонатного коллектора близки к таким же свойствам гранулярных песчаных коллекторов. Выделение коллекторов в карбонатном разрезе в этом случае заключается в расчленении разреза теми же методами на плотные и пустотные породы и в выделении среди последних высокопористых разновидностей. При тонком переслаивании плотных и пористых разновидностей наиболее надежные результаты могут быть получены по данным микрозондирования.

Для выделения в карбонатном разрезе трещиноватых и кавернозных пород разработаны специальные комплексы геофизических исследований и их интерпретации:

электрометрия, нейтронный каротаж, результаты анализа керна; проведение повторных измерений в скважине при смене растворов (метод двух растворов); совместное использование данных радиометрии и акустического каротажа и др.

Учитывая отмеченные особенности подходов к расчленению терригенного и карбонатного разрезов, для каждого конкретного объекта (продуктивного горизонта, толщи) в зависимости от литологического состава пород, слагающих разрез, толщин отдельных слоев и пластов выбирается определенный комплекс геофизических исследований скважин, включающий методы, наиболее информативные в данных конкретных условиях.

На рис. 24 приведены типичные кривые различных геофизических методов, позволяющих выделять интервалы пород-коллекторов в разрезах скважин. Эти методы следующие:

1 — метод сопротивлений — по расхождению кривых кажущихся сопротивлений ρ_k зондов малого и большого размера;

2 — метод микрозондов (МЗ) — по положительному приращению микропотенциал-зонда (МПЗ) над микроградиент-зондом (МГЗ): $\Delta\rho_{к.МЗ} = \rho_{к.МЗ} + \rho_{к.МГЗ}$;

3 — метод потенциалов собственной поляризации (СП) — по отрицательной аномалии $\Delta U_{СП}$;

4 — метод естественного гамма-излучения (ГМ) — по низким значениям I_γ ;

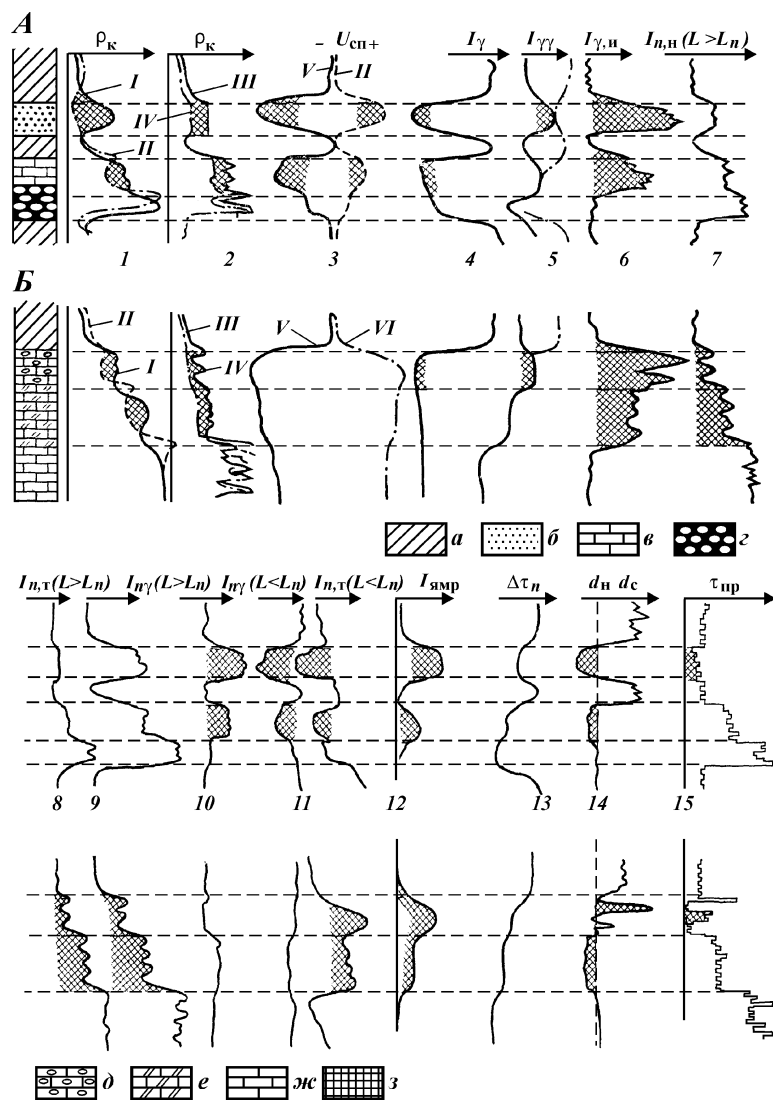


Рис. 24. Характеристика коллекторов по данным различных геофизических методов исследования скважин (по В.Н. Дахнову).

Разрезы: А – песчано-глинистый; В – карбонатный. а – глины; б – пески; песчаники: , – рыхлые, „ – плотные; известняки: % – кавернозные и закарстованные, е – трещиноватые, ж – плотные; з – участки кривых, соответствующие коллекторам; кривые ρ_{κ} : I – малого потенциала-зонда, II – среднего градиент-зонда, III – микропотенциал-зонда; кривые $U_{сп+}$: V – $\rho_{\phi} > \rho_{\psi}$, VI – $\rho_{\phi} < \rho_{\psi}$; 1–15 – способы выделения коллекторов по ГИС

5 — гамма-гамма метод (ГГМ) — по повышенным значениям I_γ ;

6 — метод изотопов — по повышенным значениям I_γ в сравнении с фоновыми значениями после закачки изотопов;

7–11 — нейтронные и нейтронные гамма-методы (ННМ и НГМ) — по понижающимся значениям $I_{n, t}$; $I_{n, H}$; $I_{n, \gamma}$ (карбонатные коллекторы); при высокой минерализации вод по хлору коллекторы могут выделяться повышенными значениями $I_{n, \gamma}$ и пониженными значениями $I_{n, t}$ измеренными зондами разного размера (L и L_n);

12 — метод ядерного магнитного резонанса (ЯМР) — по повышенному значению $I_{\text{ЯМР}}$;

13 — ультразвуковой метод — по достаточно высоким значениям интервального времени пробега волны $\Delta\tau_n$;

14 — метод кавернометрии — по увеличению толщины глинистой корки (сужению диаметра ствола скважины d_c по сравнению с номинальным ее диаметром d_n);

15 — метод продолжительности проходки — по низким значениям $\tau_{\text{пр}}$.

Песчаники характеризуются:

широким диапазоном изменения ρ_k ; для газоносных и нефтеносных пород обычно характерны высокие значения ρ_k , для водонасыщенных — низкие;

отрицательными аномалиями $\Delta U_{\text{СП}}$, уменьшающимися при увеличении глинистости песчаного пласта;

более высокими, чем у глин, значениями $\rho_{k, \text{э}}$, при этом $\rho_{k, \text{МПЗ}} > \rho_{k, \text{МГЗ}}$ (кривые расходятся);

низкими значениями I_γ , повышающимися против глинистых полимиктовых и глауконитовых песчаников;

понижением значений $I_{\gamma n}$ и $\Delta\tau_n$ с уменьшением пористости и возрастанием их с увеличением глинистости;

широким диапазоном изменений $I_{n, \gamma}$ и I_n в зависимости от пористости, степени цементации и характера насыщенности;

уменьшением d_c из-за образования глинистой корки.

Определение литологического состава пород-неколлекторов по промыслово-геофизическим данным основывается на следующих геофизических признаках.

Глины обычно характеризуются:

низкими значениями ρ_k , которые увеличиваются при повышении плотности и карбонатности глин;

положительными аномалиями $\Delta U_{\text{СП}}$ (кривая занимает крайнее правое положение);

совмещением значений $\rho_{k, \text{МГЗ}}$ и $\rho_{k, \text{МПЗ}}$, примерно равных

сопротивлению промывочной жидкости (глинистого раствора ρ_p): $\rho_{кМГЗ} = \rho_{кМПЗ} = \rho_p$ (кривые почти сливаются);
высокими значениями I_γ ;
высокими значениями $I_{\gamma\gamma}$, снижающимися в более плотных разностях;

низкими показаниями $I_{n,\gamma}$ и I_n ;
максимальными значениями $\Delta\tau_n$;
увеличением d_c по сравнению с d_n ;
ростом геотермического градиента Γ .

Глинистые сланцы характеризуются более высокими, чем у глин, значениями ρ_k , I_γ , $I_{n,\gamma}$, большими показаниями $\Delta U_{СП}$, более низкими значениями $I_{\gamma\gamma}$ и $\Delta\tau_n$; незначительным увеличением d_c или номинальным его значением.

Карбонатные породы (известняки и доломиты) характеризуются:

широким диапазоном изменения ρ_k в зависимости от типа и значения пористости, характера насыщения; нефтегазонасыщенные породы имеют более высокие значения ρ_k , чем водонасыщенные;

отрицательными амплитудами $\Delta U_{СП}$, уменьшающимися при увеличении глинистости;

низкими значениями I_γ , возрастающими с увеличением глинистости;

низкими значениями $I_{\gamma,\gamma}$, возрастающими с увеличением пористости пород;

широким диапазоном изменения $I_{n,\gamma}$ и I_n в зависимости от пористости, плотности пород и характера их насыщения;

низкими значениями $\Delta\tau_n$, увеличивающимися при повышении глинистости;

зависимостью величины d_c от структуры пустотного пространства: в плотных разностях $d_c = d_n$, в карстовых полостях $d_c \gg d_n$, в карбонатных породах с трещинным пустотным пространством возможно $d_c > d_n$, в породах с межзерновой пористостью $d_c < d_n$;

небольшими значениями Γ .

Гидрохимические осадки (ангидриты, соли) характеризуются очень высокими значениями ρ_k ; незначительными амплитудами $\Delta U_{СП}$; минимальными значениями I_γ и низкими $I_{\gamma\gamma}$; максимальными показаниями $I_{n,\gamma}$ и I_n ; низкими значениями $\Delta\tau_n$; номинальными значениями d_c ; очень низкими значениями Γ .

На рис. 25 приведены характерные кривые геофизических методов для различных типов пород.

От полноты комплекса геофизических исследований, пра-

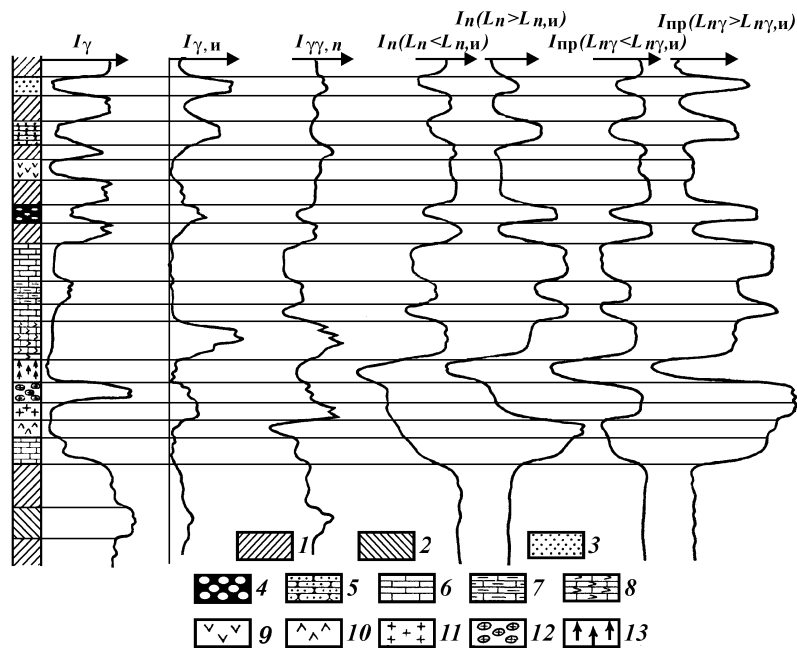


Рис. 25. Кривые радиометрии скважин в осадочных породах (по В.Н. Дахнову):
 1 – глины; 2 – аргиллиты; 3 – пески; песчаники; 4 – плотные; 5 – рыхлые; известняки: 6 – чистые; 7 – глинистые; 8 – высокопористые; 9 – гипсы; 10 – ангидриты; 11 – галит; 12 – калийные соли; 13 – борсодержащие соли

вильного его выбора для конкретных условий, освещенности разреза керном зависит степень детальности расчленения разреза скважины.

Еще раз следует отметить, что в терригенном разрезе петрофизические свойства пород обусловлены глинистостью и поэтому здесь наиболее информативны показания ρ_k , $U_{сп}$ и I_γ . Карбонатные породы в основном различаются по типу пустотного пространства и его величине, поэтому в карбонатном разрезе более информативны нейтронные и акустические методы и метод сопротивлений.

Результаты расчленения разреза скважины представляются в виде литологической колонки, на которой приводятся кривые основного комплекса геофизических исследований.

Выделение коллекторов и неколекторов позволяет определить в каждой скважине один из важных параметров, необходимый как для подсчета запасов, так и для эффективной

организации разработки залежей и эксплуатации отдельных скважин, — толщины пластов и горизонта.

При изучении разрезов скважин выделяются: 1) общая толщина горизонта (пласта) — расстояние от кровли до подошвы, определяемое в стратиграфических границах; 2) эффективная толщина, равная общей толщине за вычетом толщины прослоев неколекторов, выделенных в разрезе горизонта; 3) нефтенасыщенная (газонасыщенная) толщина, равная суммарной толщине прослоев нефтегазонасыщенных коллекторов. В чисто нефтяной зоне залежи (во внутреннем контуре нефтеносности) эффективная толщина равна нефтенасыщенной. В водонефтяной (водогазовой) зоне пласта нефтенасыщенная (газонасыщенная) толщина определяется как часть эффективной в интервале от его кровли до поверхности ВНК или ГВК.

Значения эффективной и нефтегазонасыщенной толщин в пределах площади залежи различаются, иногда довольно существенно. Для отображения изменения названных толщин строятся карты в изолиниях, называемые картами изопакит (изопакиты — линии равных значений толщины). Метод построения карты изопакит такой же, как и структурной карты, — линейная интерполяция. В пределах внутреннего контура нефтегазонасыщенности значения конфигурации изопакит эффективной и продуктивной толщин совпадают. От внутреннего контура к внешнему идет закономерное уменьшение нефтегазонасыщенной толщины. Внешний контур нефтегазонасыщенности одновременно является линией нулевых значений эффективной нефтегазонасыщенной толщины, т.е. фактически границей залежи.

§ 3. ЕМКОСТНЫЕ СВОЙСТВА ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ

Способность пород-коллекторов содержать нефть, газ и воду обуславливается наличием в породах пустот, т.е. существованием пустотного (емкостного) пространства, которое может быть представлено порами, кавернами и трещинами. Соответственно емкостные свойства коллекторов нефти и газа обуславливаются пористостью, кавернозностью и трещиноватостью.

Под пористостью горной породы понимается наличие в ней первичных межгранулярных пор. Различают пористость полную (абсолютную) и открытую. Полная пористость вклю-

чает в себя все поры горной породы, как изолированные (замкнутые), так и открытые, сообщающиеся друг с другом. Открытая пористость образуется сообщающимися порами.

Количественно пористость породы характеризуется коэффициентом пористости, который измеряется в долях единицы. Пористость можно выразить также в процентах от объема породы. Пористость породы в большой степени зависит от размеров пор и соединяющих их поровых каналов, которые в свою очередь определяются гранулометрическим составом слагающих породу частиц и степенью их цементированности.

По величине поры нефтяных и газовых коллекторов условно разделяются на три группы: 1) сверхкапиллярные — диаметром 2–0,5 мкм; 2) капиллярные — 0,5–0,0002 мкм; 3) субкапиллярные — менее 0,0002 мкм.

По крупным (сверхкапиллярным) порам и каналам движение нефти, воды и газа происходит свободно, а по капиллярным — при значительном участии капиллярных сил. В субкапиллярных каналах в природных условиях жидкости практически перемещаться не могут. Породы, пустоты в которых представлены в основном субкапиллярными порами и каналами, независимо от значения коэффициента пористости практически непроницаемы для жидкостей и газов, т.е. относятся к неколлекторам (глины, глинистые сланцы, плотные известняки и др.).

Коэффициентом полной пористости $k_{п}$ называется отношение суммарного объема всех пор $V_{пор}$ в образце породы к видимому его объему $V_{обр}$:

$$k_{п} = V_{пор} / V_{обр} = (V_{обр} - V_{зер}) / V_{обр}, \quad (V.1)$$

где $V_{зер}$ — суммарный объем зерен.

Коэффициентом открытой пористости $k_{п.о}$ называется отношение суммарного объема открытых, сообщающихся пор $V_{п.о}$ к видимому объему образца:

$$k_{п.о} = V_{п.о} / V_{обр}. \quad (V.2)$$

При решении задач нефтегазопромысловый геологии используется коэффициент открытой пористости $k_{п.о}$, который определяется как по образцам в лаборатории, так и по данным геофизических исследований скважин. Существует несколько способов определения $k_{п.о}$ по образцам. С ними можно познакомиться в пособиях по подсчету запасов и по физике нефтяного и газового пласта. Наиболее широко применяют методы И.А. Преображенского и с использованием

газового порометра. По образцам может быть определена и полная, и открытая пористость.

Поровыми в основном являются терригенные коллекторы и переотложенные карбонатные. Значения открытой и полной пористости песков практически совпадают. В песчаниках и алевролитах, по данным А.А. Ханина, полная пористость на 5–6 % больше открытой.

Наиболее тесная связь пористости с показаниями геофизических методов отмечается для методов сопротивления, нейтронных и акустического. Оценка пористости по данным методов сопротивления осуществляется по параметру пористости P_{Π} , представляющему собой отношение удельного сопротивления водонасыщенного пласта $\rho_{\text{вп}}$ к удельному сопротивлению насыщающей его воды $\rho_{\text{в}}$. Параметр P_{Π} для гранулярных пород может быть выражен через $k_{\text{п.о}}$ следующим образом:

$$P_{\Pi} = a / k_{\text{п.о}}^m, \quad (\text{V.3})$$

где a — некоторая постоянная; m — так называемый структурный коэффициент, характеризующий структуру порового пространства. Величина a чаще всего принимается равной 1, а значение m колеблется от 1,3 (для песков) до 2,4 (для песчаников).

Открытая пористость коллекторов нефти и газа изменяется в широких пределах — от нескольких процентов до 35 %. По большинству залежей она составляет в среднем 12–25 %.

Кавернозность горных пород обуславливается существованием в них вторичных пустот в виде каверн. Кавернозность свойственна карбонатным коллекторам. Следует различать породы микрокавернозные и макрокавернозные. К первым относятся породы с большим количеством мелких пустот, с диаметром каверн (пор выщелачивания) до 2 мм, ко вторым — с рассеянными в породе более крупными кавернами — вплоть до нескольких сантиметров.

Микрокавернозные карбонатные коллекторы на практике нередко отождествляют с терригенными поровыми, поскольку и в тех, и в других открытая емкость образована мелкими сообщающимися пустотами. Но и по происхождению, и по свойствам между ними имеются существенные различия (см. § 7 настоящей главы).

Средняя пустотность микрокавернозных пород обычно не превышает 13–15 %, но может быть и больше.

Макрокавернозные коллекторы в чистом виде встречаются редко, их пустотность достигает не более 1–2 %. При

больших толщинах продуктивных карбонатных отложений и при такой емкости коллектора запасы залежей могут быть весьма значительными.

Коэффициент кавернозности K_k равен отношению объема каверн V_k к видимому объему образца $V_{обр}$.

$$K_k = V_k/V_{обр}. \quad (V.4)$$

Если порода целиком кавернозна, то

$$K_k = (V_{обр} - V_{мин})/V_{обр}, \quad (V.5)$$

где $V_{мин}$ — объем минеральной части породы.

Выразив объемы $V_{мин}$ и $V_{обр}$ через плотности соответственно минеральной части породы $\rho_{мин}$ и всего образца $\rho_{обр}$, получим

$$K_k = 1 - \rho_{обр}/\rho_{мин}. \quad (V.6)$$

Микрокавернозная пустотность может быть определена как по образцам пород, так и по данным геофизических нейтронных методов. Макрокавернозная пустотность не может быть в достаточной мере отражена образцами и потому оценивается по геофизическим данным. Поскольку в процессе дренирования залежи в основном могут участвовать макрокаверны, пересеченные макротрещинами, изучение макрокавернозности следует проводить вместе с изучением трещиноватости.

Трещиноватость горных пород (трещинная емкость) обуславливается наличием в них трещин, не заполненных твердым веществом. Залежи, связанные с трещиноватыми коллекторами, приурочены большей частью к плотным карбонатным коллекторам, а в некоторых районах (Восточные Карпаты, Иркутский район и др.) — и к терригенным отложениям. Наличие разветвленной сети трещин, пронизывающих эти плотные коллекторы, обеспечивает значительные притоки нефти к скважинам.

Качество трещиноватой горной породы как коллектора определяется густотой и раскрытостью трещин.

Интенсивность трещиноватости горной породы характеризуется объемной T и поверхностной Π плотностью трещин: $T = S/V$; $\Pi = l/F$, где S — суммарная площадь продольного сечения всех трещин, секущих объем V породы; l — суммарная длина следов всех трещин, пересекаемых поверхностью площадью F .

Еще одной характеристикой трещиноватости служит густота трещин

$$G = \Delta n / \Delta L,$$

где Δn — число трещин, пересекающих линию длиной ΔL , перпендикулярную к направлению их простирания. Размерность густоты трещин — 1/м.

Трещинная емкость K_T по данным исследования шлифа под микроскопом равна

$$K_T = bl/F,$$

где b — раскрытость трещин в шлифе; l — суммарная протяженность всех трещин в шлифе; F — площадь шлифа.

Исследованиями Е.М. Смехова и других установлено, что интенсивность трещиноватости и раскрытость трещин зависят от литологического состава пород. Трещиноватость карбонатных пород обычно выше, чем терригенных.

По величине раскрытости трещин в нефтегазопромысловой геологии выделяют макротрещины шириной более 40–50 мкм и микротрещины шириной до 40–50 мкм.

Макротрещиноватость в основном свойственна карбонатным коллекторам.

Макротрещиноватость изучить по керну не удастся. Трещины, влияющие на процесс фильтрации и работу скважин, в керне обычно не фиксируются, так как при отборе керн распадается на части по этим трещинам. Изучение макротрещиноватости проводят на основе визуального исследования стенок скважины по фотографиям, полученным с помощью глубинных фотокамер или телекамер, а также по данным гидродинамических исследований скважин. Методика обработки результатов наблюдений описана в пособиях по физике пласта.

Из геофизических методов изучения трещиноватых пород применяют метод двух растворов, согласно которому в скважине дважды с двумя разными промывочными жидкостями определяют удельное сопротивление пластов по данным бокового каротажа. В этом случае

$$K_T = 1,5[\rho_{\phi 1}\rho_{\phi 2}(\rho_2 - \rho_1)]/[\rho_1\rho_2(\rho_{\phi 2} - \rho_{\phi 1})],$$

где ρ_1 — удельное сопротивление породы при заполнении трещин фильтратом первой промывочной жидкости с удельным сопротивлением $\rho_{\phi 1}$; ρ_2 — то же, при заполнении трещин фильтратом второй промывочной жидкости с удельным электрическим сопротивлением $\rho_{\phi 2}$.

Микротрещиноватость изучают на образцах — на больших шлифах с площадью до 2000 мм² или крупных образцах кубической формы со стороной куба 5 см.

Трещинная емкость пород-коллекторов составляет от долей процента до 1–2 %.

Трещиноватая порода представляет собой совокупность огромного количества элементарных геологических тел, ограниченных макротрещинами. Объем породы такого элементарного тела называют матрицей.

Коллектор является чисто трещиноватым, если плотная матрица не содержит других пустот или содержит микротрещины. Но матрице часто свойственно наличие пор. При этом матрица может быть малопроницаемой и дренироваться только за счет связи с макротрещинами, а может обладать и собственной достаточно высокой проницаемостью.

Наличие макротрещиноватости обеспечивает включение в процесс дренирования и каверн в кавернозном коллекторе.

Таким образом, чаще всего трещины играют роль каналов фильтрации жидкости и газа, связывающих воедино все сложное пустотное пространство пород-коллекторов.

При одновременном участии в дренировании двух или всех трех видов пустот (пор, каверн, трещин) коллектор относят к типу смешанных.

Из числа коллекторов с одним из видов пустотности наи-

Т а б л и ц а 1

**Промышленно-геологическая классификация нефти и газа
(по М.И. Максиму, с изменениями)**

Коллектор		Литологический состав
Тип	Порода	
Поровый	Пористая	Гранулярные коллекторы, несцементированные и сцементированные (пески, песчаники, алевролиты, переотложенные известняки) Карбонатные крупно- и мелкокавернозные породы (известняки, доломитизированные известняки, доломиты) Плотные породы (плотные известняки, мергели, алевролиты, хрупкие сланцы) Гранулярные коллекторы, сцементированные (песчаники, алевролиты, переотложенные карбонатные породы) Карбонатные породы
Каверновый	Кавернозная	
Трещинный	Трещиноватая	
Трещинно-поровый	Трещиновато-пористая	
Трещинно-каверновый	Трещиновато-кавернозная	
Трещинно-порово-каверновый	Трещиновато-пористо-кавернозная	То же
Керново-поровый	Кавернозно-пористая	"

более широко распространены поровые терригенные коллекторы — на многочисленных месторождениях земного шара, в том числе и в России (Волго-Урал, Западная Сибирь, Северный Кавказ и др. районы).

Трещинные коллекторы в чистом виде встречаются весьма редко. В карбонатных отложениях они характерны, например, для всей залежи в верхнемеловых карбонатных отложениях месторождения Хаян-Корт в Грозненском нефтяном районе. Они часто встречаются в объеме крупных залежей в карбонатных коллекторах, в зонах с наибольшей плотностью пород и обеспечивают гидродинамическую связь всех участков залежи между собой.

Из кавернозных пород в чистом виде распространены микрокавернозные (Волго-Урал, Тимано-Печорская провинция и др.). Макрокавернозные встречаются редко.

Коллекторы смешанного типа, наиболее свойственные карбонатным породам, характерны для месторождений Прикаспийской низменности, Тимано-Печорской провинции, Волго-Урала, Белоруссии и других районов.

В табл. 1 приведена промыслово-геологическая классификация пород-коллекторов нефти и газа по их емкостным свойствам.

§ 4. НЕФТЕ-, ГАЗО-, ВОДОНАСЫЩЕННОСТЬ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ

Полагают, что нефтенасыщенные и газонасыщенные пласты первоначально были полностью насыщены водой. При образовании залежей нефть и газ вследствие их меньшей плотности мигрировали в повышенные части пластов, вытесняя оттуда воду. Однако вода из пустотного пространства вытеснялась не полностью, вследствие чего нефтегазонасыщенные пласты содержат некоторое количество воды, называемой остаточной. Относительное содержание этой воды в пустотном пространстве тем больше, чем меньше размер пустот и проницаемость коллектора.

Остаточная вода содержится в залежах в виде молекулярно-связанной пленки на стенах пор, каверн, трещин, в изолированных пустотах и в капиллярно-связанном состоянии в непроточной части пустот. Для нефтегазопромысловой геологии интерес представляет остаточная вода, содержащаяся в открытом пустотном пространстве.

Определение коэффициентов нефтегазоводонасыщенности занимает большое место в промысловой геологии.

Коэффициентом нефтенасыщенности K_n (газонасыщенности K_r) называется отношение объема нефти (газа), содержащейся в открытом пустотном пространстве, к суммарному объему пустотного пространства.

Коэффициентом водонасыщенности K_v коллектора, содержащего нефть или газ, называется отношение объема остаточной воды, содержащейся в открытом пустотном пространстве, к суммарному объему открытых пустот.

Иногда K_n , K_r , K_v выражают в процентах от объема открытого пустотного пространства.

Указанные коэффициенты связаны следующими соотношениями:

для нефтенасыщенного коллектора

$$K_n + K_v = 1;$$

для газонасыщенного коллектора

$$K_r + K_v = 1;$$

для газонасыщенного коллектора, содержащего кроме остаточной воды еще и остаточную нефть

$$K_r + K_n + K_v = 1.$$

При подсчете запасов нефти и газа и проектировании разработки требуется знание коэффициентов нефте- и газонасыщенности.

Однако и прямое (по образцам нефтегазонасыщенных пород), и косвенное (по геофизическим данным) определение этих коэффициентов не дает надежных результатов. По керну нефтегазоносность не может быть определена потому, что при выбуривании образца часть нефти или газа вытесняется из него фильтратом промывочной жидкости; при подъеме образца на поверхность вследствие снижения давления в нем от пластового до атмосферного происходит увеличение объема нефти и газа, и они вытекают из образца; кроме того, при снижении давления из нефти выделяется растворенный в ней газ, который также вытесняет некоторую часть нефти.

Значение коэффициента водонасыщенности пород в меньшей степени подвержено влиянию внешних факторов, и при соблюдении определенных условий отбора образцов и проведения опытов оно устанавливается с удовлетворительной точностью. Поэтому значения коэффициентов нефтегазонасыщенности обычно находят, определив содержание остаточной воды, из соотношений (V.7) и (V.8):

$$K_n = 1 - K_v, \quad (V.10)$$

$$K_r = 1 - K_v. \quad (V.11)$$

Коэффициент водонасыщенности может быть наиболее надежно определен, если керн выбуривается при использовании промывочной жидкости, не проникающей в пласт, например, приготовленной на известково-битумной или нефтяной основе.

Количество остаточной воды может быть определено способами экстрагирования образцов в приборе Дина и Старка или в приборах С.Л. Закса. В обоих случаях взвешенный образец помещают в емкость, где он обрабатывается кипящим растворителем нефти. При кипении вода испаряется вместе с растворителем, попадая в холодильник, где и конденсируется. Так как вода тяжелее применяемых углеводородных растворителей, то она накапливается в нижней части градуированной ловушки. Быстро и просто количество связанной воды определяется методом центрифугирования. Образец, полностью насыщенный водой, помещают в центрифугу, в которой под действием центробежных сил вода выбрасывается в градуированную ловушку. Вытеснению воды из породы препятствуют капиллярные силы. Поэтому по мере увеличения частоты вращения ротора центрифуги вода вытесняется сначала из более крупных пустот, в которых силы слабее, а затем из все более и более мелких.

По геофизическим данным коэффициент нефтегазонасыщенности определяют через величину P_n , называемую параметром нефтегазонасыщения или коэффициентом увеличения сопротивления:

$$P_n = \rho_{н.п} / \rho_{в.п},$$

где $\rho_{н.п}$ — удельное электрическое сопротивление продуктивного пласта, пустоты которого заполнены нефтью или газом и остаточной водой; $\rho_{в.п}$ — удельное электрическое сопротивление этого же пласта при 100 %-ном заполнении его пор водой с теми же значениями минерализации и температуры.

Между параметрами нефтегазонасыщения и коэффициентом водонасыщения существует зависимость

$$P_n = 1 / K_v^{\pi}, \quad (V.12)$$

где π — показатель, зависящий от литологической характеристики пород и свойств нефти и воды; он может меняться в диапазоне 1,73–4,33, в большинстве случаев принимается равным 2.

Определив из (IV.12) значение K_v , по (IV.18) и (IV.19) находят значения K_n и K_r .

Изучение водонасыщенности имеет большое значение не только для количественной оценки нефтегазонасыщенности. Важно выяснить и качественную роль водонасыщенности. Содержание в породах-коллекторах остаточной воды и ее состояние оказывают большое влияние на процессы вытеснения углеводородов из пустотного объема при разработке залежей.

Количество, состав и состояние остаточной воды связаны со свойствами поверхности минерального вещества, с характером пустот, со свойствами нефти, газа и самой воды. Породы-коллекторы даже в пределах одной залежи могут отличаться по характеру смачиваемости. Остаточная вода может в виде тонкой пленки покрывать всю поверхность пустот. Такую поверхность называют гидрофильной (хорошо смачиваемой водой). В других случаях поверхности зерен могут не смачиваться водой вследствие адсорбции на них пленки нефти. Такие породы называют гидрофобизированными нефтью или гидрофобными.

По мнению ряда исследователей, к гидрофобным следует относить породы, содержащие менее 10 % остаточной воды ($K_v \leq 0,1$). При значении коэффициента водонасыщенности более 0,1 породы считают гидрофильными.

Необходимость различать гидрофильные и гидрофобные коллекторы обусловлена тем, что в первых процесс вытеснения нефти из пустотного пространства при прочих равных условиях и высокой проницаемости протекает значительно легче, чем во вторых.

В гидрофильном коллекторе вся нефть находится в подвижном состоянии и при ее вытеснении как бы скользит по пленке воды.

В гидрофобном коллекторе часть нефти, образуя пленку на стенках пустот, не участвует в процессе движения, вследствие чего увеличиваются потери нефти в пласте. Эти особенности следует изучать и учитывать при подсчете запасов и проектировании разработки, определяя величину конечного нефтеизвлечения при возможных системах разработки.

В зависимости от условий формирования залежей, характеристики пород-коллекторов, их емкостного объема и фильтрационных свойств, характера смачиваемости и других параметров, значение начальной нефтегазонасыщенности продуктивных пластов находится в пределах 97–50 % при соответствующей начальной водонасыщенности 3–50 %.

Для подсчета запасов, определения нефтегазоотдачи и решения других задач нефтегазопромысловой геологии необходимо знать значения эффективной и динамической пористости пород, связанные с значениями водо- и нефтенасыщенности.

Эффективная пористость $K_{п.эф}$ — это доля пор, занятая нефтью или газом, т.е. значение открытой пористости за вычетом коэффициента остаточной водонасыщенности. Динамическая пористость $K_{п.д}$ — это объем пор, в которых возможно движение нефти или газа при их извлечении из пласта. При этом следует иметь в виду, что нефть и газ извлекаются при разработке не полностью, в результате чего по окончании эксплуатации пласт содержит некоторую остаточную нефтенасыщенность $K_{о.н}$ (или газонасыщенность $K_{о.г}$).

Таким образом:

$$K_{п.эф} = K_{п.о}(1 - K_v), \quad (V.13)$$

$$K_{п.д} = K_{п.о}(1 - K_v - K_{о.н}). \quad (V.14)$$

§ 5. ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ СВОЙСТВА ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ

Важнейшим свойством пород-коллекторов является их способность к фильтрации, т.е. к движению в них жидкостей и газов при наличии перепада давления. Способность пород-коллекторов пропускать через себя жидкости и газы называется проницаемостью.

Породы, не обладающие проницаемостью, относятся к неколлекторам.

В процессе разработки залежей в пустотном пространстве пород-коллекторов может происходить движение только нефти, газа или воды, т.е. однофазовая фильтрация. При других обстоятельствах может происходить двух- или трехфазовая фильтрация — совместное перемещение нефти и газа, нефти и воды, газа и воды или смеси нефти, газа и воды.

В разных условиях фильтрации проницаемость породы-коллектора для каждой фазы будет существенно иной. Поэтому для характеристики проницаемости нефтегазосодержащих пород введены понятия абсолютной, фазовой (эффективной) и относительной проницаемостей.

Под **абсолютной проницаемостью** понимается проницаемость, определенная при условии, что порода насыщена од-

нофазным флюидом, химически инертным по отношению к ней. Для ее оценки обычно используются воздух, газ или инертная жидкость, так как физико-химические свойства пластовых жидкостей оказывают влияние на проницаемость породы. Величина абсолютной проницаемости выражается коэффициентом проницаемости $k_{пр}$.

Значение $k_{пр}$ в лабораторных условиях обычно определяют по керну на основе линейного закона фильтрации Дарси:

$$v = (k_{пр} \Delta p) / \mu \Delta L, \quad (V.15)$$

где v — скорость фильтрации; μ — вязкость газа (жидкости); Δp — перепад давления; ΔL — длина образца. В этом уравнении коэффициент пропорциональности $k_{пр}$ представляет собой коэффициент абсолютной проницаемости.

Скорость фильтрации v можно определить следующим образом:

$$v = Q/F, \quad (V.16)$$

где Q — объемный расход газа (жидкости) через образец в единицу времени, приведенный к давлению и температуре газа в образце; F — площадь фильтрационного сечения образца.

Для определения абсолютной проницаемости пользуются формулой, полученной из (V.15) и (V.16):

$$k_{пр} = (Q \mu \Delta L) / (\Delta p F). \quad (V.17)$$

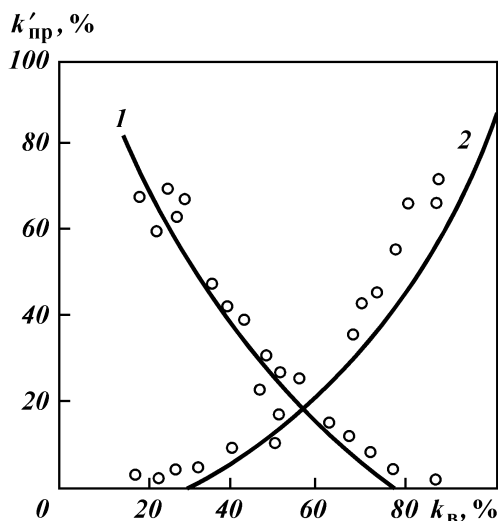
Абсолютная проницаемость зависит только от физических свойств породы.

В Международной системе единиц (СИ) за единицу проницаемости принимается проницаемость такой породы, при фильтрации через образец которой площадью 1 м^2 , длиной 1 м и перепаде давления 1 Па расход жидкости вязкостью $1 \text{ Па}\cdot\text{с}$ составляет $1 \text{ м}^3/\text{с}$. Размерность единиц — м^2 . Физический смысл размерности $k_{пр}$ (площадь) заключается в том, что проницаемость характеризует площадь сечения каналов пустотного пространства, по которым происходит фильтрация.

На практике, учитывая небольшие значения проницаемости в м^2 , используют размерность мкм^2 или 10^{-3} мкм^2 .

Абсолютная проницаемость продуктивных нефтегазовых коллекторов колеблется в очень широких пределах — от нескольких тысячных до 5 мкм^2 . В числе разрабатываемых широко распространены залежи со средней проницаемостью коллекторов $0,05 - 1,0 \text{ мкм}^2$. В последние годы в связи с ухудшением состояния сырьевой базы вводятся в разработку нефтяные залежи и с $k_{пр}$ менее $0,05$ (вплоть до $0,005 - 0,01$).

Рис. 26. Зависимость относительных проницаемостей $k'_{пр}$ пористой среды для нефти (1) и воды (2) от водонасыщенности $k_в$ пустотного пространства (по Ф.И. Котяхову)



Фазовой называется проницаемость $k_{пр.ф}$ пород для данной жидкости или газа при движении в пустотном пространстве многофазных систем. Значение ее зависит не только от физических свойств пород, но и от степени насыщенности пустотного пространства каждой из фаз и от их физико-химических свойств.

Относительной проницаемостью $k_{пр.о}$ породы называется отношение фазовой проницаемости для данной фазы к абсолютной. Экспериментально исследован характер потоков с разным сочетанием фаз. Результаты исследований обычно представляют в виде графиков зависимости относительных проницаемостей от изменяющейся в процессе разработки степени насыщенности пустотного пространства разными фазами.

В качестве примеров на рис. 26 и 27 показаны графики зависимости от водонасыщенности пористой среды относительных проницаемостей соответственно при совместном движении для нефти и воды, а также для газа и воды.

Из приведенных зависимостей видно, что в принципе с ростом обводненности пластов фазовая (и соответственно относительная проницаемость) нефти и газа снижается. Но по каждой залежи это происходит по-своему и поэтому требует индивидуального изучения.

Анализ таких графиков позволяет сделать важные выводы о закономерностях притока нефти, газа, воды в скважины,

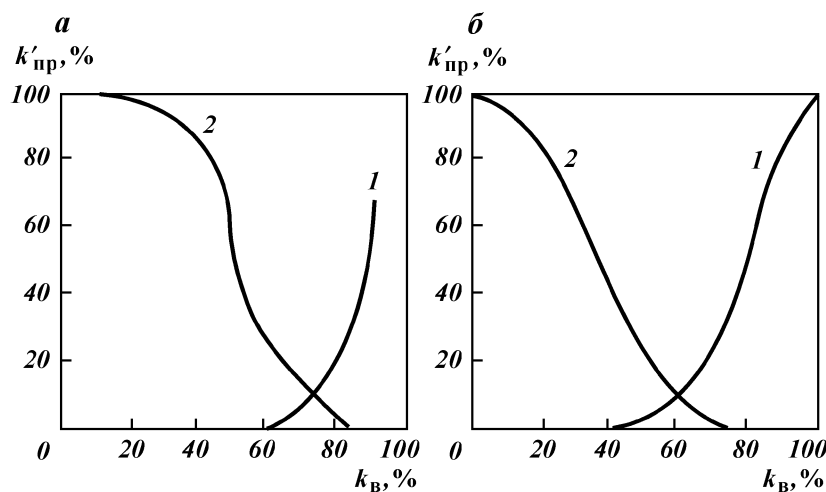


Рис. 27. Зависимость относительных проницаемостей $k'_{пр}$ пористой среды для жидкости (1) и газа (2) от водонасыщенности $k_{в}$ пустотного пространства в песчаниках (а) и пористых известняках и доломитах (б) (по Ш.К. Гиматудинову)

что используется при проектировании систем и динамики показателей разработки и решении других задач добычи нефти и газа.

Из изложенного видно, что проницаемость пород можно определить путем исследования их образцов.

При разведке и разработке месторождений нефти и газа проницаемость реальных продуктивных пластов определяют также по результатам гидродинамических исследований скважин (см. главу XIII настоящего учебника). Надежных методов определения проницаемости по данным геофизических исследований скважин пока нет.

§ 6. СРАВНИТЕЛЬНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ТЕРРИГЕННЫХ И КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

Как было отмечено в настоящей главе, терригенные породы обычно относятся к коллекторам порового типа. Карбонатные породы имеют пустоты различного вида — микрокаверны (поры выщелачивания), макрокаверны, трещины. Карбонатные породы с развитой системой трещин и каверн явно отличаются от терригенных условиями фильт-

рации. Вместе с тем имеются залежи, в которых большое место занимают коллекторы, пустотное пространство которых представлено в основном микрокавернами, соизмеримыми по размерам с породами. В.Д. Викториним показано, что при поровом типе терригенных коллекторов и микрокаверновом карбонатных также имеются существенные различия между ними, влияющие на условия разработки залежей нефти и газа в этих породах.

1. Прежде всего, различны условия залегания пород-коллекторов — если терригенные породы залегают в виде пористых пластов толщиной от единиц до нескольких десятков метров, то карбонатные формируют массив или горизонты толщиной в несколько сот метров, часто со смешанным типом коллекторов. Соответственно к первым обычно приурочены залежи пластового типа, ко вторым — в зависимости от степени трещиноватости пород — залежи массивно-пластового и пластового типов. Это предопределяет применение весьма различных систем разработки залежей.

2. Поровые терригенные и карбонатные коллекторы различаются по структуре пустотного пространства.

В терригенных коллекторах диаметры пор и соединяющих их каналов различаются ненамного. В карбонатных коллекторах диаметры соединяющих каналов на один-два порядка меньше диаметров микрокаверн, составляющих основную емкость коллектора. Поэтому при равной величине пустотности терригенных и карбонатных коллекторов карбонатные обычно имеют меньшую естественную проницаемость.

3. В связи с разной структурой пустотного пространства микрокаверновые карбонатные и поровые терригенные коллекторы различаются по величине удельной поверхности, под которой понимается суммарная поверхность пустот, содержащихся в единице объема образца. От удельной поверхности пустотного пространства породы, которая может достигать огромных размеров, зависят содержание остаточной воды, нефтегазонасыщенность, адсорбционная способность породы и другие свойства. При низкой и средней проницаемости удельная поверхность карбонатных коллекторов значительно ниже, чем терригенных; лишь при высокой проницаемости их удельные поверхности почти соизмеримы. Из изложенного ясно, что коэффициенты нефтегазонасыщенности карбонатных микрокаверновых коллекторов обычно выше, чем аналогичных по проницаемости терригенных коллекторов.

4. Во многих карбонатных толщах присутствуют одновременно продуктивные коллекторы с разными видами пустотности и с большим диапазоном проницаемости, вплоть до очень низкой (менее $0,001 \text{ мкм}^2$). В связи с этим карбонатные горизонты в значительно большей степени, чем терригенные, обладают слоистой и зональной неоднородностью по емкостно-фильтрационным и упруго-механическим свойствам. В результате даже монолитные карбонатные толщи представляют собой сложные объекты разработки. Это делает процессы вытеснения из карбонатных коллекторов нефти и газа водой и вытеснения нефти другими агентами более сложными.

5. Карбонатные коллекторы гораздо в большей степени, чем терригенные, подвержены трещиноватости. Макротрещины имеют преимущественно вертикальную или наклонную к слоистости ориентировку, а их раскрытость определяется превышением пластового давления над боковым горным. Боковое горное давление даже для одной залежи меняется в широких пределах (от 0,05 до 0,75 вертикального горного давления), т.е. так же, как и все физические свойства карбонатного коллектора, характеризуется неоднородностью. Раскрытость трещин часто меняется по высоте и длине, вследствие чего в сумме они создают относительно невысокую проницаемость. Однако и при этом трещины могут являться основными каналами для перемещения нефти и газа и обеспечивать гидродинамическую связь различных частей резервуара и даже его единство в целом.

Терригенным же пластам обычно свойственна разобценность различных их частей непроницаемыми и по толщине, и по простиранию породами.

6. В терригенных коллекторах макротрещиноватость проявляет себя положительно в виде системы каналов для фильтрации нефти лишь в очень плотных коллекторах с непроницаемой матрицей.

В карбонатных коллекторах трещиноватость играет большую роль в плотных непроницаемых породах, в коллекторах с нефте(газо)насыщенной, но малопроницаемой матрицей, и в коллекторах с высокопроницаемой матрицей (в последнем случае она играет все же подчиненную роль).

7. При вскрытии бурящейся скважиной продуктивного пласта в условиях создания репрессии в скважине проницаемость всех коллекторов — и терригенных, и карбонатных — значительно ухудшается по сравнению с естественной. В терригенных коллекторах, несмотря на проведение работ по

очистке прискважинной зоны, это в значительной мере остается необратимым. В карбонатных коллекторах применение солянокислотных обработок, в процессе которых происходит растворение карбонатных пород в соляной кислоте, позволяет не только восстановить естественную проницаемость, но и увеличить ее в радиусе нескольких метров вокруг скважины. Особенно глубоко кислота внедряется в пласт по трещинам, что резко увеличивает трещиноватость и трещинную проницаемость. В результате этого при высокой нефтегазоносности пород создаются условия для промышленной разработки залежей в карбонатных пластах при таких низких природных значениях проницаемости, при которых терригенные коллекторы могут считаться непродуктивными.

§ 7. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ НЕОДНОРОДНОСТЬ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ПЛАСТОВ

Под **геологической неоднородностью** понимают изменчивость природных характеристик нефтегазонасыщенных пород в пределах залежи.

Развитие методов изучения геологической неоднородности и учета ее при подсчете запасов и разработке залежей — важнейшая задача промысловой геологии. Предложено несколько подходов к оценке неоднородности, предусматривающих различную степень детализации структуры залежи. Один из них — с выделением пяти видов неоднородности — принадлежит Л.Ф. Дементьеву и подробно им описан. Не имея возможности представить все взгляды на геологическую неоднородность и учитывая объективную необходимость постоянного развития методов ее изучения, в том числе и компьютерных, излагаем основные отправные промыслово-геологические представления о неоднородности продуктивных пластов.

Геологическая неоднородность оказывает огромное влияние на выбор систем разработки и на эффективность извлечения нефти из недр — на степень вовлечения объема залежи в процессе дренирования. Различают два основных вида геологической неоднородности — макронеоднородность и микронеоднородность.

Макронеоднородность отражает морфологию залегания пород-коллекторов в объеме залежи углеводородов, т.е. характеризует распределение в ней коллекторов и неколлекторов.

Для изучения макронеоднородности используются материалы ГИС по всем пробуренным скважинам. Надежную оценку макронеоднородности можно получить только при наличии квалифицированно выполненной детальной корреляции продуктивной части разрезов скважин.

Особую важность детальная корреляция и изучение макронеоднородности приобретают при расчлененности продуктивных горизонтов непроницаемыми прослоями.

Макронеоднородность изучают по вертикали (по толщине горизонта) и по простиранию пластов (по площади).

По толщине макронеоднородность проявляется в присутствии в разрезе горизонта нескольких продуктивных пластов и прослоев коллекторов — обычно в разном количестве на различных участках залежей — вследствие наличия мест их слияния, отсутствия в разрезе некоторых пластов, уменьшения нефтенасыщенной толщины в водонефтяной (газовой) части залежи за счет неучета водоносных нижних пластов и др. Соответственно макронеоднородность проявляется и в изменчивости нефтенасыщенной толщины горизонта в целом.

По простиранию макронеоднородность изучается по каждому из выделенных в разрезе горизонта пластов-коллекторов. Она проявляется в изменчивости их толщин вплоть до нуля, т.е. наличии зон отсутствия коллекторов (литологического замещения или выклинивания). При этом важное значение имеет характер зон распространения коллекторов.

Макронеоднородность отображается графическими построениями и количественными показателями.

Графически макронеоднородность по вертикали (по толщине объекта) отображается с помощью профилей (рис. 28) и схем детальной корреляции. По площади она отображается с помощью карт распространения коллекторов каждого пласта (рис. 29), на которых показываются границы площадей распространения коллектора и неколектора, а также участки слияния соседних пластов.

Существуют следующие количественные показатели, характеризующие макронеоднородность пласта по разрезу и по площади:

коэффициент расчлененности, показывающий среднее число пластов (прослоев) коллекторов в пределах залежи,

$$K_p = \left(\sum_{i=1}^N n_i \right) / N, \quad (V.18)$$

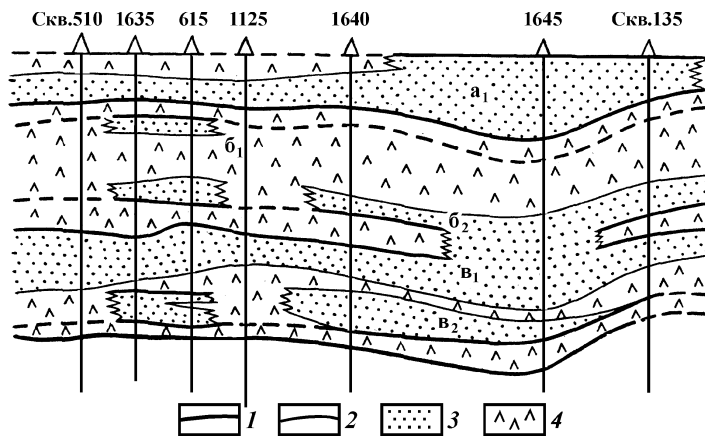


Рис. 28. Отображение макронеоднородности на фрагменте геологического разреза горизонта XIII месторождения Узень.
Кровля и подошва: 1 — пласта, 2 — прослоя; 3 — коллектор; 4 — неколлектор; а-в — индексы пластов-коллекторов

где n_i — число прослоев коллекторов в i -й скважине; N — число скважин;

коэффициент песчанистости, показывающий долю объема коллектора (или толщины пласта) в общем объеме (толщине) залежи,

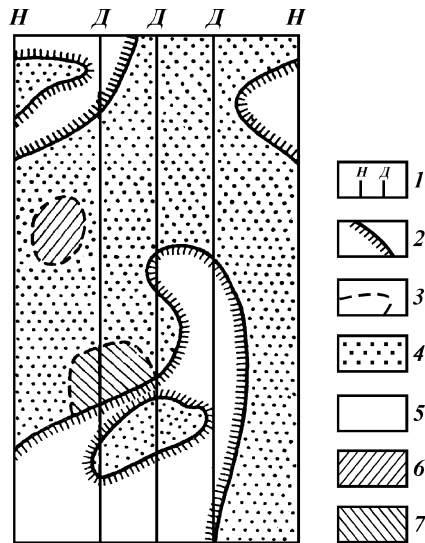


Рис. 29. Фрагмент карты распространения коллекторов одного из пластов горизонта:
1 — ряды скважин: Н — нагнетательных, Д — добывающих; 2 — границы распространения коллекторов; 3 — границы зон слияния; участки: 4 — распространения коллекторов, 6 — слияния пласта с вышележащим пластом, 7 — слияния пласта с нижележащим пластом.

$$K_{\text{пес}} = \left[\sum_{i=1}^N (h_{\text{эф}} / h_{\text{общ}}) \right] i / N, \quad (\text{V.19})$$

где $h_{\text{эф}}$ — эффективная толщина пласта в скважине; N — число скважин;

коэффициент литологической связанности, оценивающий степень слияния коллекторов двух пластов (прослоев),

$$K_{\text{св}} = F_{\text{св}} / F_{\text{к}}, \quad (\text{V.20})$$

где $F_{\text{св}}$ — суммарная площадь участков слияния; $F_{\text{к}}$ — площадь распространения коллекторов в пределах залежи;

коэффициент распространения коллекторов на площади залежи, характеризующий степень прерывистости их залегания,

$$K_{\text{расп}} = F_{\text{к}} / F, \quad (\text{V.21})$$

где $F_{\text{к}}$ — суммарная площадь зон распространения коллекторов пласта (прослоя);

коэффициент сложности границ распространения коллекторов пласта

$$K_{\text{сл}} = L_{\text{кол}} / \Pi, \quad (\text{V.22})$$

где $L_{\text{кол}}$ — суммарная длина границ участков с распространением коллекторов; Π — периметр залежи (длина внешнего контура нефтеносности);

три коэффициента, характеризующие зоны распространения коллекторов с точки зрения условий вытеснения из них нефти:

$$K_{\text{спл}} = F_{\text{спл}} / F_{\text{к}}; K_{\text{пл}} = F_{\text{пл}} / F_{\text{к}}; K_{\text{л}} = F_{\text{л}} / F_{\text{к}}, \quad (\text{V.23})$$

где $K_{\text{спл}}$, $K_{\text{пл}}$, $K_{\text{л}}$ — соответственно коэффициенты сплошного распространения коллекторов, полулинз и линз; F — суммарная площадь зон распространения коллекторов; $F_{\text{спл}}$ — площадь зон сплошного распространения, т.е. зон, получающих воздействие вытесняющего агента не менее чем с двух сторон; $F_{\text{пл}}$ — площадь полулинз, т.е. зон, получающих одностороннее воздействие; $F_{\text{л}}$ — площадь линз, не испытывающих воздействия;

$$K_{\text{спл}} + K_{\text{пл}} + K_{\text{л}} = 1. \quad (\text{V.24})$$

На рис. 20 стрелками показаны направления воздействия вытесняющего агента на зоны коллекторов с разными условиями залегания.

Комплекс названных коэффициентов дает достаточно представительную картину макронеоднородности.

Для характеристики макронеоднородности пласта по площади применяются статистические числовые характеристики. Так, используются дисперсия σ^2 статистической совокупности с качественным признаком, с помощью которой оценивается пространственная выдержанность пластов:

$$\sigma^2 = \omega(1 - \omega), \quad (V.25)$$

где $\omega = N_i/N$; N_i — число скважин, вскрывающих коллектор; N — общее число пробуренных скважин.

В табл. 2 приведены вычисленные В.А. Бадьяновым значения для пластов горизонта Δ_1 по двум площадям Ромашкинского месторождения.

Для характеристики макронеоднородности горизонта Δ_1 в целом в пределах площади вычисляется

$$\sigma_{\text{ср}}^2 = (1 - \omega_{\text{ср}}),$$

где $\omega_{\text{ср}} = (\sum N_i / (\sum N))$.

Для приведенных в табл. 2 площадей $\sigma_{\text{ср}}^2$ соответственно равны 0,17 и 0,19. Следовательно, макронеоднородность горизонта Δ_1 на Миннибаевской площади несколько больше, чем на Альметьевской.

Во ВНИИнефти предложен ряд коэффициентов макронеоднородности по площади и по объему, производных от σ^2 или ω и $K_{\text{св}}$.

Изучение макронеоднородности позволяет решать следующие задачи при подсчете запасов и проектировании разработки:

моделировать форму сложного геологического тела (пород-коллекторов), служащего вместилищем нефти или газа;

выявлять участки повышенной толщины коллекторов,

Таблица 2

Оценка выдержанности пластов горизонта Δ_1 по площади

Пласт	N_i	ω	σ^2	Пласт	N_i	ω	σ^2
<i>Альметьевская площадь</i>				<i>Миннибаевская площадь</i>			
а	129	0,82	0,14	а	195	0,48	0,24
б	133	0,84	0,12	б	289	0,72	0,20
в	97	0,61	0,23	в	295	0,73	0,19
г	146	0,92	0,06	г	390	0,97	0,02
д	106	0,67	0,21	д	305	0,76	0,18

Примечание. Для Альметьевской площади $N = 157$, для Миннибаевской $N = 401$.

возникающей в результате слияния прослоев (пластов), и соответственно возможные места перетока нефти и газа между пластами при разработке залежи;

определять целесообразность объединения пластов в единый эксплуатационный объект;

обосновывать эффективное расположение добывающих и нагнетательных скважин;

прогнозировать и оценивать степень охвата залежи разработкой;

подбирать аналогичные по показателям макронеоднородности залежи с целью переноса опыта разработки ранее освоенных объектов.

В процессе разработки залежей знание макронеоднородности способствует:

квалифицированному планированию и проведению промыслово-геологического контроля разработки;

оценке фактического охвата залежи процессом дренирования;

обоснованию и реализации технологических мероприятий по регулированию разработки для повышения их эффективности;

выбору идентичных, опытных и эталонных участков для проведения и оценки результатов опытно-промышленного испытания новых процессов разработки;

обоснованному группированию залежи при обобщении опыта их разработки.

Микронеоднородность продуктивных пластов выражается в изменчивости емкостно-фильтрационных свойств в границах присутствия коллекторов в пределах залежи углеводородов. Промысловой геологией изучается неоднородность по проницаемости, нефтенасыщенности и при необходимости по пористости. Для изучения микронеоднородности используют данные определения этих параметров по образцам пород и геофизическим данным.

Для оценки характера и степени микронеоднородности продуктивных пластов применяют два основных способа — вероятностно-статистический, базирующийся на результатах изучения керна, и графический, использующий данные интерпретации геофизических исследований скважин.

Вероятностно-статистические методы обычно применяются при эмпирических гидродинамических расчетах. Из них наиболее распространен метод анализа характеристик распределения того или иного фильтрационно-емкостного свойства пород, слагающих продуктивные пласты.

Изучение законов распределения свойств нефтегазоносных пластов показало общность форм гистограмм и полигонов распределения одних и тех же свойств для различных геологических условий. Это свидетельствует о том, что статистические распределения значений признаков по интервалам существуют объективно и что эти распределения представляют характеристику структуры пород на микроуровне. Все разнообразие форм распределений свойств нефтегазоносных пластов сводится к пяти основным типам (рис. 30).

В результате теоретического анализа установлено, что пористость терригенных и карбонатных коллекторов подчиняется закону нормального распределения. Значения начальной нефтенасыщенности распределяются по еще не установленному закону, отличающемуся от закона нормального распределения. В распределении проницаемости отмечается резкая и даже крайняя левая асимметрия.

В связи с особой важностью изучения изменчивости проницаемости предприняты попытки свести эмпирическое распределение ее значений к какому-либо функционально-нормальному. В настоящее время при решении практических задач для описания распределения проницаемости чаще всего используют логарифмически нормальный закон.

Для количественной оценки микронеоднородности широко используются также числовые характеристики распределений случайных величин, такие как

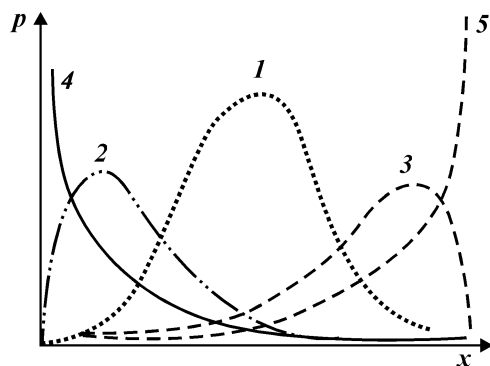


Рис. 30. Основные типы кривых распределения значений геологических признаков.

x — значения переменной величины; p — частота; распределение: 1 — симметричное, 2 — левонаклонное, 3 — правонаклонное, 4 — крайнеасимметричное, 5 — гиперболическое

среднее квадратическое отклонение

$$\sigma = \sqrt{\left[\sum_{i=1}^n (\chi_i - \bar{\chi})^2 \right] / (n - 1)}, \quad (\text{V.26})$$

коэффициент вариации

$$\omega = (\sigma/\bar{x})100 \%; \quad (\text{V.27})$$

среднее абсолютное отклонение

$$\delta = \geq \left[\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x}) \right] / n; \quad (\text{V.28})$$

вероятное отклонение

$$Q = (Q_3 - Q_1)/2; \quad (\text{V.29})$$

энтропия

$$H[x] = \sum_{i=1}^n p_i \log P_i, \quad (\text{V.30})$$

где x_i – i -е значение признака; \bar{x} – среднее арифметическое значение признака; Q_1 – первый или нижний квартиль, т.е. значение признака, меньше которого в данной совокупности 1/4 всех значений; Q_3 – верхний квартиль, т.е. значение признака, меньше которого 3/4 всех значений; n – общее число значений признака; P_i – вероятность (или частность, доля) значения x_i .

Необходимо четко представлять, что энтропия и остальные числовые характеристики отражают разные стороны неоднородности. Покажем это на следующем условном примере.

Допустим, что имеются три совокупности образцов карбонатных пород. В 1-ю совокупность входят образцы с открытой пористостью $k_{п.о.}$, имеющей только два различных значения, во 2-ю – образцы с пористостью, принимающей четыре разных значения, и в 3-ю – шесть разных значений.

Примем, что в каждой совокупности количество образцов с одинаковыми значениями пористости равно, т.е. равны относительные частоты таких образцов. Пусть также во всех трех совокупностях будут одни и те же интервалы изменения

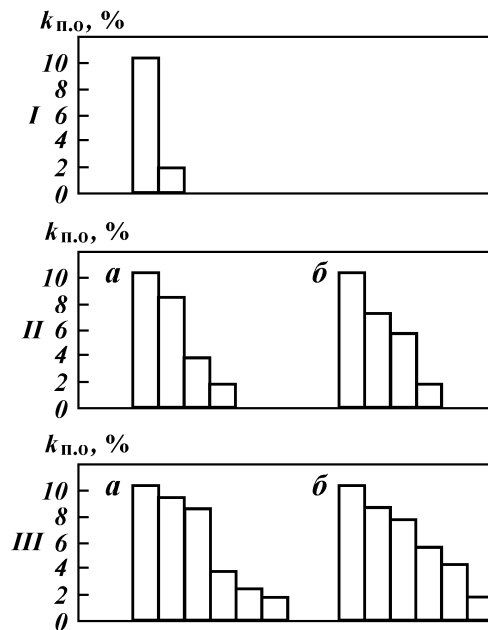


Рис. 31. Соотношение значений пористости $k_{п.о}$ образцов трех совокупностей: I, II, III – совокупности соответственно с двумя, четырьмя и шестью значениями пористости: а и б – варианты соотношения пористости во 2-й и 3-й совокупностях

пористости (т.е. размах R) и среднее значение $k_{п.о}$; $R = 8$; $k_{п.о} = 6$. Характеристики всех трех совокупностей с возможными вариантами (а и б) приведены на рис. 31 и в табл. 3.

От 1-й совокупности к 3-й $\sigma_{k_{п.о}}$ и $\omega_{k_{п.о}}$ убывают, а $H(k_{п.о})$ возрастает.

Таблица 3

Характеристики трех совокупностей образцов для условного примера

Совокупность		Число возможных значений $k_{п.о}$	Относительная частота возможных значений	Возможные значения $k_{п.о}$	$\sigma_{k_{п.о}}$	$\omega_{k_{п.о}}$	$H(k_{п.о})$
Номер	Вариант						
1	—	2	1/2	10	4,00	67	0,69
2	а	4	1/4	2	3,16	53	1,10
	б	4	1/4	2	3,05	51	1,10
3	а	6	1/6	2, 3, 4, 8, 9	3,11	52	1,79
	Б	6	1/6	2, 4, 5, 7, 8, 10	2,64	44	1,79

Рассмотренный пример раскрывает важное различие статистических характеристик геологической неоднородности. Энтропия H отражает неоднородность совокупности образцов по числу разных значений пористости, т.е. является прямой мерой неоднородности. Среднее квадратическое отклонение σ и коэффициент вариации ω отражают интенсивность неоднородности, т.е. являются ее опосредованной мерой.

В табл. 3 приведены характеристики интенсивности микронеоднородности терригенных отложений горизонта Δ_1 на некоторых площадях и месторождениях Татарии и Башкирии.

Из данных таблицы следует, что для терригенных коллекторов наиболее интенсивно изменяется проницаемость, наименее интенсивно — нефтенасыщенность. Вместе с тем неоднородность пород по проницаемости больше, чем по пористости.

Графически микронеоднородность отображают на детальных профилях и картах, характеризующих и макронеоднородность. В качестве примера приведен профиль на рис. 32,

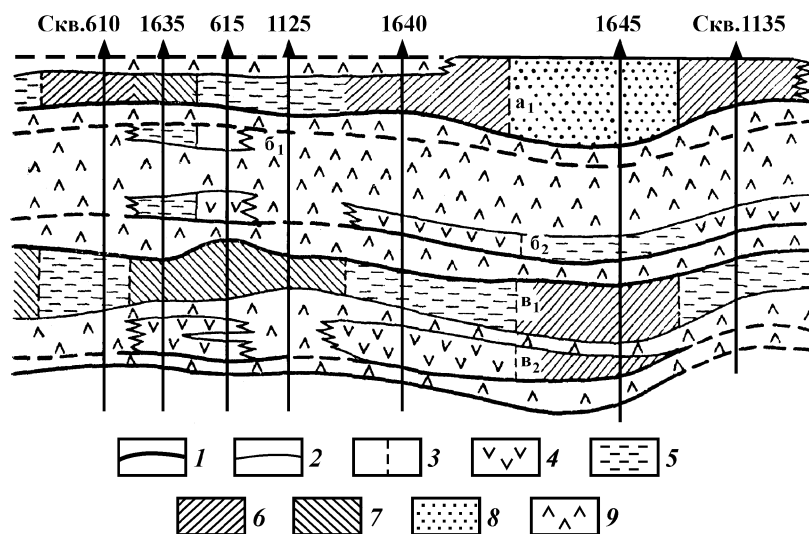


Рис. 32. Отображение макро- и микронеоднородностей на геологическом разрезе (на примере фрагмента горизонта XIII месторождения Узень).

Кровля и подошва: 1 — пласта; 2 — прослоя; 3 — условные границы между частями пласта с различной проницаемостью; проницаемость, мкм^2 : 4 — $< 0,01$; 5 — $0,01 - 0,05$; 6 — $0,05 - 0,1$; 7 — $0,1 - 0,4$; 8 — $> 0,4$; 9 — непроницаемые породы; а — з — индексы пластов

где показано распределение проницаемости в пределах XIII горизонта месторождения Узень по толщине и по линии профиля. В границах залегания пород-коллекторов выделены пять интервалов зон с разной проницаемостью. Видно большое несоответствие зон с различной проницаемостью пластов в плане, что создает сложности для извлечения запасов из всех пластов горизонта при осуществляемой совместной их разработке одной серией скважин.

Поскольку геологический профиль не дает представления об изменении свойств пластов по площади, для каждого из них строят специальную карту.

На карту наносят граничные значения изучаемого свойства (проницаемость, пористость и др.) или изолинии значений изучаемого параметра, что позволяет показать их изменение по площади залежи.

На рис. 33 приведен фрагмент карты для одного из пла-

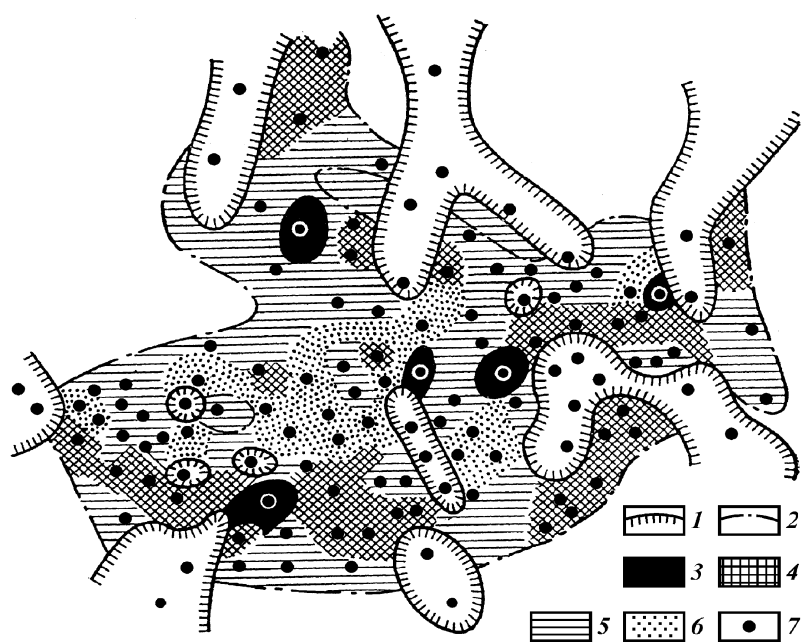


Рис. 33. Фрагмент карты распространения коллекторов разной продуктивности пласта G_{2a} Павловского месторождения:

1 — граница зоны распространения коллекторов; 2 — внешний контур нефтеносности; коллекторы: 3 — непродуктивные; 4 — низкопродуктивные; 5 — среднепродуктивные; 6 — высокопродуктивные; 7 — скважины

тов Павловского месторождения Пермской области, на которой показано распространение коллекторов с разной продуктивностью. Из карты следует, что по периферии залежи пласт в основном сложен среднепродуктивными породами, в центре располагается зона высокопродуктивных коллекторов, а по большей части площади залежи без четко выраженной закономерности фиксируются сравнительно небольшие участки с низкопродуктивными или непродуктивными коллекторами и зоны отсутствия коллекторов.

Серия таких карт, построенных для всех пластов продуктивного горизонта, дает объемное представление о характере изменения свойств пластов в пределах залежи.

Такие карты широко применяются при моделировании процессов фильтрации на ЭВМ для расчета технологических показателей и создания постоянно действующих динамических моделей.

Изучение микронеоднородности позволяет:

определять кондиционные пределы параметров продуктивных пород;

прогнозировать при проектировании разработки характер и темп включения в работу различных частей залежи и соответственно процесс обводнения скважин и добываемой продукции из залежи в целом;

оценивать охват пластов воздействием, выявлять участки, не вовлеченные в разработку, и обосновать мероприятия по улучшению использования недр.

§ 8. ДЕТАЛЬНАЯ КОРРЕЛЯЦИЯ РАЗРЕЗОВ СКВАЖИН

Составление адекватной модели залежи возможно лишь при наличии надежной детальной корреляции продуктивных разрезов пробуренных скважин.

В строении осадочной толщи, в том числе и продуктивных отложений, принимают участие породы, различающиеся по времени образования, литологическому составу, коллекторским свойствам и т.п. Эти породы располагаются в геологическом разрезе в определенной последовательности, при чередовании пачек, пластов, слоев с разными свойствами.

Выделение в разрезе и прослеживание по площади одноименных комплексов, горизонтов и пластов, выяснение условий их залегания, степени постоянства состава и толщины осуществляют с помощью корреляции разрезов скважин.

Корреляция основана на сопоставлении разрезов скважин. Сопоставление может проводиться по разным признакам: биостратиграфическим, хроностратиграфическим и литостратиграфическим (литогенетическим).

К биостратиграфическим признакам относят различия в фаунистической и флористической характеристике пород разреза, связанные с последовательной сменой одних биоценозов другими в процессе осадконакопления. По биостратиграфическим признакам сопоставление разрезов скважин может производиться по макрофауне (брахиоподы, кораллы и др.), микрофауне (фораминиферы, диатомеи, остракоды и др.), палинологическим данным (спорово-пыльцевым комплексам).

К хроностратиграфическим признакам относятся специфические физико-химические свойства породы (определенное содержание акцессорных минералов, типоморфные особенности — форма зерен, окраска, характерные включения), геохимические соотношения элементов породы, конфигурация кривых на диаграммах электро- и радиометрии разрезов скважин и другие, которые характерны для определенных промежутков времени накопления осадков.

Литогенетические признаки основаны на различиях литолого-коллекторской характеристики пород. К таким признакам относятся вещественный состав пород (песчаники, алевролиты, глины, известняки и др.), их емкостные и фильтрационные свойства.

В зависимости от решаемых задач различают региональную, общую и детальную корреляцию.

Региональную корреляцию проводят в пределах региона или бассейна седиментации в целях стратиграфического расчленения разреза, определения последовательности напластования литолого-стратиграфических комплексов, выявления несогласий в залегании пород. Ведущую роль при этом играет биостратиграфическая идентификация сопоставляемых отложений. Результаты региональной корреляции используют при решении поисковых задач и в качестве основы для общей корреляции.

Общую корреляцию выполняют на более поздних стадиях разведочных работ в пределах месторождений с целью выделения в разрезах скважин одноименных стратиграфических свит, литологических пачек, продуктивных и маркирующих горизонтов. При общей корреляции сопоставляются разрезы скважин по всей вскрытой толщине от их устьев до забоев. Сопоставление ведется по биостратиграфическим и лито-

стратиграфическим признакам, получаемым при обработке кернa и по данным геофизических исследований (ГИС). Результаты общей корреляции используются при решении разведочных задач, таких как обоснование выделения этажей разведки, а также учитываются при детальной корреляции.

Детальную корреляцию проводят для продуктивной части разреза на стадии подготовки залежи к разработке и в период разработки. Основная задача детальной корреляции – обеспечить построение модели, адекватной реальному продуктивному горизонту. При этом должны быть решены задачи выделения границ продуктивного горизонта, определения расчлененности горизонта на пласты и прослои, выявления соотношений в залегании проницаемых и непроницаемых пород, характера изменчивости по площади каждого отдельного пласта, положения стратиграфических и других несогласий в залегании пород и др.

При детальной корреляции основное место отводится хроностратиграфическим и литостратиграфическим признакам, определенным по промыслово-геофизическим данным с привлечением результатов исследования кернa.

На разрабатываемых месторождениях при детальной корреляции за основу берутся материалы ГИС, которые комплексуются с данными, получаемыми при исследовании кернa, опробовании скважин и др. Чем шире комплекс привлекаемых данных, тем надежнее будет проведена детальная корреляция.

На основе детальной корреляции делаются все геологические построения, отображающие строение залежей нефти и газа. От правильного ее проведения во многом зависят обоснованность принимаемых технологических решений при разработке залежей нефти и газа, точность подсчета запасов, надежность прогноза конечной нефтеотдачи и др.

Основные положения, учитываемые при детальной корреляции. Основой детальной корреляции является выявление и **учет последовательности напластования пород.** Разрезы, сложенные осадочными образованиями, представляют собой чередование прослоев разного возраста и различного литолого-фациального состава.

При согласном залегании пород последовательность их напластования не нарушена, т.е. каждый вышележащий прослой отлагается непосредственно на нижележащем.

При несогласном залегании пород последовательность напластования нарушена в результате перерывов в осадконакоплении, размывов, дизъюнктивных нарушений с наруше-

нием сплошности пластов. Несогласное залегание проявляется в существенном различии углов наклона вышележащих и подстилающих слоев, выпадении из разреза отдельных прослоев, пластов, пачек или их частей или повторе в разрезе одних и тех же пачек пород.

Коррелируются только те адекватные интервалы сопоставляемых разрезов скважин, внутри которых установлено согласное залегание слоев. В пределах этих интервалов могут быть выделены и прослежены границы всех одноименных прослоев и пластов.

В интервалах, внутри которых установлено несогласное залегание слоев, выявляются и прослеживаются границы несогласного залегания пород или другие нарушения.

Следующее положение, учитываемое при детальной корреляции, касается **расположения границ между разновозрастными прослоями**. Внутри интервалов разреза с согласным залеганием слоев при незначительном изменении толщин коррелируемых интервалов в разрезах скважин границы между разновозрастными прослоями примерно параллельны друг другу.

Если общая толщина продуктивного горизонта в целом меняется мало и в его пределах нет несогласий в залегании пород, границы составляющих его пластов и прослоев практически параллельны кровле и подошве продуктивного горизонта.

Преимущественная параллельность синхроничных границ свойственна большинству продуктивных горизонтов.

Если толщина всех прослоев интервала (и в целом продуктивного горизонта) с согласным залеганием пород закономерно изменяется в определенном направлении, то границы между ними имеют веерообразный характер.

При общем согласном залегании пород может происходить изменение толщин отдельных слоев или пачек на локальных, ограниченных по площади участках, что приводит к некоторому отклонению от параллельного или веерообразного залегания их границ на этих участках. Увеличение толщины слоя обычно связано с повышением песчаности (в результате повышенной скорости отложения осадков), и, наоборот, уменьшение толщины обуславливается повышением глинистости пород (в результате меньшей скорости осадко-накопления и более значительного уплотнения пород). При нормальном залегании пород такие аномальные отклонения в толщинах отдельных пластов часто наблюдаются при неизменной толщине горизонта в целом. Это связано с тем, что

уменьшение толщины одной части разреза компенсируется увеличением толщины другой его части.

Корреляция часто бывает затруднена из-за литолого-фациальной изменчивости по площади прослоев пород, слагающих горизонт. Особенно подвержены литолого-фациальной изменчивости песчаные пласты-коллекторы, которые могут полностью или частично замещаться на коротких расстояниях алевролитами, глинистыми алевролитами, а нередко и глинами.

В карбонатных разрезах границы между прослоями (пластами) зачастую становятся нечеткими вследствие вторичных процессов. Поэтому детальная корреляция разрезов, сложенных карбонатными отложениями, особенно сложна.

При детальной корреляции важное значение имеет **выделение в разрезе реперов и реперных границ**. Репером называется достаточно выдержанный по площади и по толщине пласт, литологически отличающийся от выше- и нижележащих пород и четко фиксируемый на диаграммах ГИС. Иногда на диаграммах четко фиксируется только одна граница пласта (его подошва или кровля). Четко фиксируемая синхроничная поверхность пласта может быть принята в качестве **реперной границы**.

Хорошими реперами считаются пачки и прослои, представленные глинами, так как обычно они залегают на значительной площади и имеют четко выраженные граничные поверхности. На диаграммах ГИС они четко фиксируются по кавернограммам, кривым ПС, диаграммам микрозондов и радиокаротажа.

Наибольшей устойчивостью свойств могут обладать небольшие по толщине (до 10 м) прослои известняков, залегающие среди терригенных пород. Так, в западной и юго-восточной частях Татарии на огромной площади прослеживаются слои известняков толщиной 2–6 м; в основании тульского горизонта среднего карбона — “тульский известняк”; в кровле горизонта D_1 пашийских отложений — “верхний известняк”; в кровельной части малиновских отложений — “средний известняк” и др., служащие идеальными реперами. Наличие реперов и реперных границ — основа надежной корреляции.

Детальной корреляции способствует **учет ритмичности осадкообразования**, приводящей к последовательной смене пород разного литологического состава. Ритмичность связана с колебательными движениями дна седиментационного бассейна — наступлением (трансгрессией) и отступлением

(регрессией) береговой линии. Соответственно выделяются трансгрессивный и регрессивный циклы осадконакопления. Трансгрессивный цикл характеризуется увеличением грубозернистости пород вверху по разрезу, а регрессивный — уменьшением.

Методические приемы детальной корреляции. Детальная корреляция представляет собой ряд последовательно выполняемых операций, заканчивающихся составлением корреляционной схемы, на которой отображено соотношение в пределах продуктивной части разреза (продуктивного горизонта) преимущественно проницаемых прослоев-коллекторов и преимущественно непроницаемых разделов между ними.

Детальную корреляцию начинают с **выделения реперов и реперных границ**, которые позволяют установить характер напластования пород в изучаемом разрезе. Реперы или реперные границы необходимо выделять в пределах продуктивного горизонта, а также непосредственно выше его кровли и ниже подошвы.

Если в пределах продуктивного горизонта отмечено несогласное залегание слоев (что обычно фиксируется на стадии общей корреляции), то необходимо иметь реперы выше и ниже поверхности несогласия.

По корреляционной значимости реперные пласты разделяют на категории. К I категории относят реперы, фиксируемые на каротажных диаграммах всех пробуренных скважин. Эти реперы — основные. Обычно они бывают известны по результатам общей корреляции. В пределах продуктивного горизонта или в непосредственной близости от его кровли и подошвы обычно удается выделить не более одного-двух реперов I категории. Иногда в пределах коррелируемой части разреза реперы этой категории вообще отсутствуют.

Ко II категории относят реперные пласты, которые хотя и повсеместно распространены, но из-за литолого-фациальной изменчивости выделяются по геофизическим данным менее уверенно. В комплексе с реперами I категории, а при их отсутствии — самостоятельно реперы II категории позволяют проводить корреляцию достаточно уверенно.

К III категории относят реперы, которые прослеживаются в части скважин. Обычно это прослой небольшой толщины, фиксируемые на каротажных диаграммах по характерной конфигурации одной или нескольких кривых ГИС. Реперы I и II категорий наносят на литологические колонки сопоставляемых скважин с расчленением разрезов по типам пород.

После выделения реперов I и II категорий производят выбор опорного разреза. Опорным называется наиболее полный, четко расчлененный и характерный для площади разрез продуктивного горизонта в какой-либо скважине. На опорном разрезе должны четко выделяться все пласты продуктивного горизонта, реперы и реперные границы. Он используется в качестве эталонного при проведении детальной корреляции.

Для небольших и средних по размерам залежей обычно может быть подобран один опорный, характерный для всей исследуемой площади разрез. Для крупных залежей могут потребоваться два или больше опорных разрезов.

Проницаемым пластам-коллекторам, выделенным на опорном разрезе, присваиваются соответствующие индексы. Индексацию пластов в каждом районе производят исходя из сложившейся традиции. Например, в горизонте D_1 Ромашкинского месторождения выделяются (сверху вниз) пласты а, б, в, г, и д, в бобриковском горизонте Арланского месторождения выделяются пласты I, II, III, IV, V и VI.

Следующим этапом работы по детальной корреляции является сопоставление разрезов каждой пробуренной на месторождении скважины с разрезом опорной скважины. Для сопоставления берут каротажные диаграммы, на которые нанесены результаты расчленения разреза по типам пород и реперы I и II категорий.

При выделении двух или более опорных разрезов сопоставляемые скважины разделяют на группы, в каждую из которых включают скважины, разрезы которых наиболее полно отвечают тому или иному опорному разрезу.

Попарное сопоставление начинают с совмещения реперов I и II категорий, выделенных на каротажных диаграммах. По поведению толщины между реперами, полноте и расчлененности разреза сопоставляемой скважины по сравнению с опорным разрезом судят о характере напластования. Решению этого вопроса помогает выделение на опорном и сопоставляемом разрезах реперов III категории.

Совмещая одноименные реперы, устанавливают, какому проницаемому пласту опорного разреза в этом интервале соответствует проницаемый пласт сопоставляемого разреза. Одноименным пластам присваивают индексы, принятые для пластов опорного разреза.

Затем приступают к последовательному сопоставлению разрезов всех скважин между собой в определенном порядке (например, по линии профиля или по типам разрезов).

В результате выясняется соотношение в продуктивном горизонте пластов-коллекторов и непроницаемых разделов между ними, выдержанность или прерывистость пластов-коллекторов и их частей и др.

Последовательное сопоставление выполняют путем построения корреляционной схемы. Обосновывается выбор линии корреляции (привязки). В качестве этой линии принимают кровлю или подошву одного из наиболее надежных реперов I или II категории. Если в интервале продуктивного горизонта последовательность слоев не нарушена и границы пластов примерно параллельны, то положение в разрезе репера, принимаемого за линию сопоставления, не играет существенной роли. При веерообразном расположении границ пластов за линию привязки удобнее принимать кровлю или подошву репера, расположенного в средней части продуктивного горизонта.

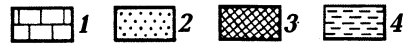
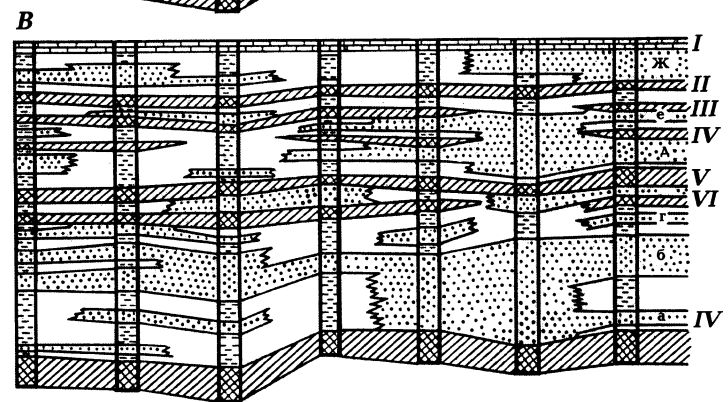
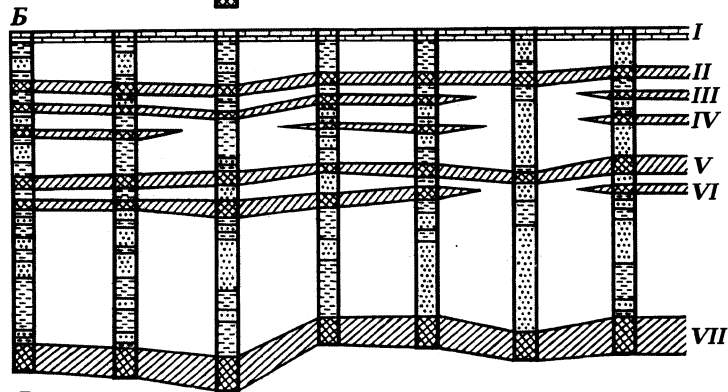
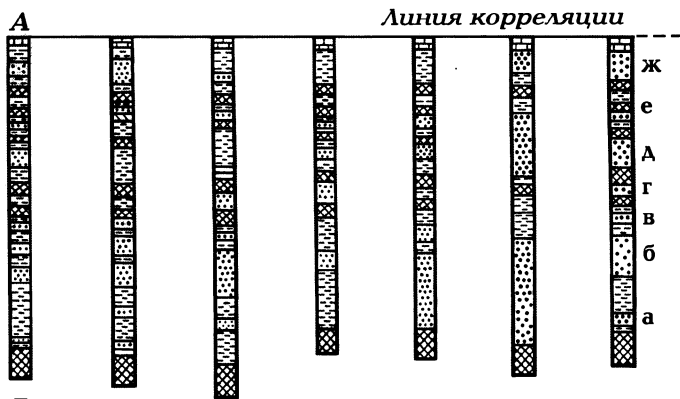
Если изменение толщины продуктивного горизонта связано с нарушением последовательности напластования (например, с размывом) в его верхней части, то за линию привязки принимают кровлю или подошву репера, расположенного ниже поверхности несогласия. При изменении толщины продуктивного горизонта за счет его нижней части (например, вследствие его несогласного залегания на подстилающих размывных отложениях) в качестве линии привязки выбирают репер, расположенный в верхней части продуктивного горизонта, как можно выше от границы несогласия.

После выбора линии привязки начинают непосредственно построение корреляционной схемы.

На листе бумаги проводят горизонтальную линию привязки, перпендикулярно к которой на произвольных равных расстояниях наносят оси коррелируемых разрезов скважин. Вправо от осей вычерчивают в вертикальном масштабе 1:200 привязанные к линии корреляции наиболее информативные геофизические диаграммы скважин. Порядок построения корреляционных схем показан на рис. 34. Во избежание громоздкости рисунка геофизические диаграммы заменены на их основе литологическими разрезами.

На оси каждого разреза показывают интервалы залегания реперов и их индексы, положение кровли и подошвы непроницаемых прослоев и пачек, а также непроницаемых пластов и прослоев (рис. 34, А).

Затем приступают к прослеживанию одновозрастных (синхроничных) границ путем соединения прямыми линиями кровли и подошвы каждого выделенного репера (рис. 34, Б).



Вначале прослеживаются кровля и подошва реперов I категории, затем — II и III категорий. После этого проводят верхнюю и нижнюю границы горизонта — при согласном залегании прямыми линиями, при несогласном — волнистыми. При наличии внутри горизонта несогласия, связанного с размывом или перерывом в осадконакоплении, его поверхность также показывается волнистой линией. Линии дизъюнктивных нарушений выделяются вертикальными или наклонными прямыми линиями, проводимыми на половине расстояния между скважинами, находящимися по разные стороны нарушения.

Затем приступают к прослеживанию границ проницаемых пластов и прослоев. Положение кровли и подошвы каждого из них показывают прямыми линиями, примерно параллельными ранее проведенным линиям одновозрастных (синхроничных) границ (рис. 34, В).

Если в одной из скважин пласт сложен породами-коллекторами, а в соседней скважине они замещены породами-неколлекторами, то на половине расстояния между скважинами вертикальной ломаной линией показывают условную границу фациального замещения. При фациальном замещении части толщины пласта вертикальной ломаной линией показывают, какая часть пласта замещена.

При детальной корреляции нередко используются так называемые геолого-статистические разрезы.

Геолого-статистический разрез (ГСР) представляет собой кривую вероятностей появления коллектора в интервале продуктивного горизонта, построенную по данным разрезов скважин, пробуренных на изучаемой площади.

Геолого-статистический разрез горизонта может быть построен в пределах залежи в целом или для крупного фрагмента залежи при нормальном залегании пластов, подтверждаемом относительно небольшими колебаниями значений его общей толщины в скважинах, а также при нормальном залегании пластов, но с закономерным изменением толщины горизонта в некотором направлении.

Геолого-статистический разрез строят следующим образом. Разрезы продуктивного горизонта в его стратиграфиче-

Рис. 34. Пример построения корреляционной схемы.

А — расчленение разрезов скважин и привязка их к линии сопоставления; *Б* — прослеживание одновозрастных реперных границ; *В* — прослеживание одноименных пластов-коллекторов (песчаников). *1* — "верхний известняк"; *2* — песчаники; *3* — глины; *4* — глинистые алевролиты; *I–VII* — реперы трех категорий; *а–ж* — индексы пластов в опорной скважине

ских границах расчленяют по признаку коллектор — неколлектор и привязывают к корреляционной поверхности (кровле или подошве), принимаемой за горизонтальную плоскость.

По данным всех скважин определяют среднее значение толщины горизонта \bar{h} и разделяют ее на равные интервалы с шагом $h^* = 1-2$ м. Затем толщину горизонта в каждой скважине h_i расчленяют на то же количество интервалов. При этом шаг для каждой скважины h_i^* составляет: $h_i^* = (h_i / \bar{h})h^*$.

Границы между интервалами являются точками наблюдения. В каждой точке наблюдения устанавливают, какой породой — коллектором или неколлектором — представлен разрез в скважине на данной палеоглубине. Данные по всем скважинам представляют в виде графика, на оси ординат которого откладывают палеоглубину от корреляционной поверхности, а на оси абсцисс — долю скважин (%), в которых разрез на данной палеоглубине сложен коллекторами (рис. 35).

В результате получают дифференцированную кривую, на которой максимумами отмечают интервалы разреза, сложенные преимущественно коллекторами, и минимумами — интервалы, сложенные непроницаемыми породами. На геоло-

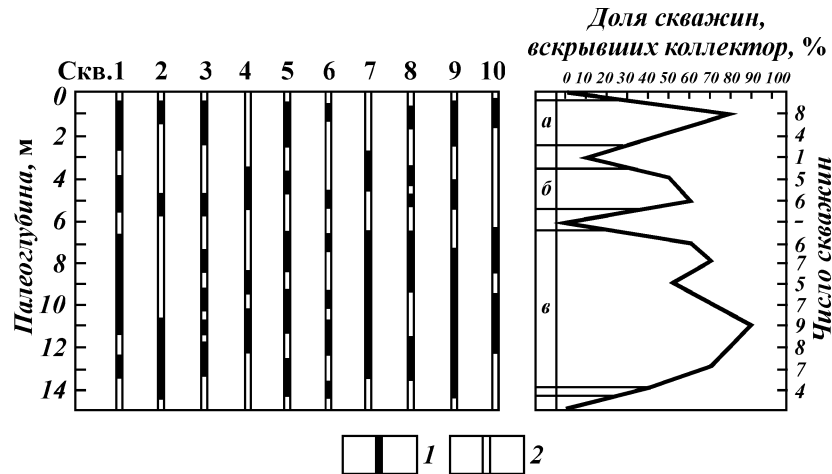


Рис. 35. Пример построения геолого-статистического разреза.

Порода: 1 — коллекторы, 2 — неколлекторы; а — в — индексы пластов

го-статистическом разрезе, представленном на рис. 35, четко выделяются три пласта-коллектора: *а* — в интервале палеоглубин 1–2 м; *б* — в интервале 4–6 м; *в* — в интервале 7–14 м.

При значительном количестве скважин построение геолого-статистических разрезов — весьма трудоемкая работа и поэтому выполнять ее целесообразно с помощью ЭВМ.

Рассмотрим примеры использования геолого-статистических разрезов при детальной корреляции.

При детальной корреляции важно установить, с чем связано начальное изменение общей мощности продуктивного горизонта. Достаточно уверенно решить эту задачу можно с помощью ГСР. Для этого разрезы скважин делят на несколько групп, различающихся общей толщиной продуктивного горизонта.

Для каждой выделенной группы строят ГСР, которые сравнивают между собой. На групповых ГСР с повышенной толщиной обычно можно четко видеть, за счет какой части разреза происходит увеличение общей мощности продуктивного горизонта. На рис. 36 показаны групповые ГСР продуктивных отложений яснополянского надгоризонта Арланского месторождения. Здесь выделены три

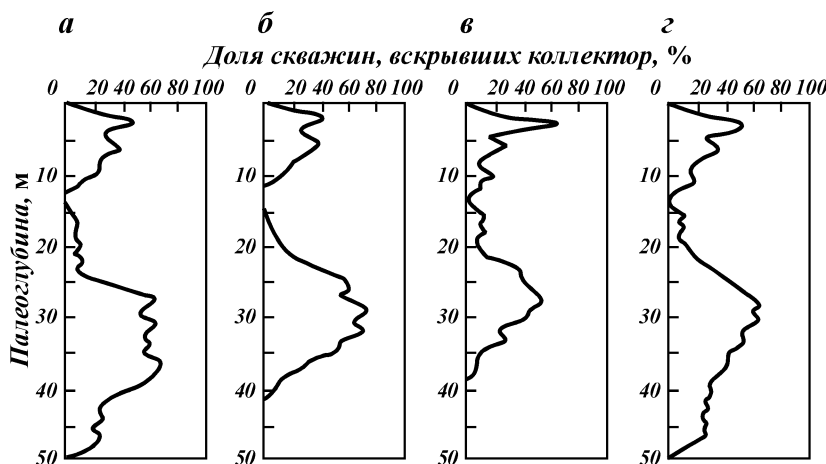


Рис. 36. Групповые геолого-статистические разрезы продуктивных отложений яснополянского надгоризонта Арланского месторождения.
 Групповые разрезы по скважинам с толщиной продуктивных отложений, м: *а* — 42–49, *б* — 38–41,9, *в* — 31–37,9; *г* — сводный геолого-статистический разрез

группы скважин с толщиной продуктивного горизонта 42–49 м (24 скважины), 38–41,9 м (39 скважин) и 31–37,9 м (37 скважин). В качестве линии привязки принята кровля продуктивных отложений.

Отчетливо видно, что в верхней части продуктивного горизонта кривые ГСР имеют одинаковую конфигурацию и изменения толщины здесь не отмечается. В нижней части конфигурации кривых существенно различаются, причем можно видеть, что увеличение общей толщины происходит в результате увеличения толщины нижнего песчаного пласта (залегающего на размывтой поверхности подстилающих турнейских отложений).

Другой важный вопрос, который позволяют решать ГСР, – это выяснение степени выдержанности по площади проницаемых прослоев и разделов между ними. При детальной корреляции не всегда бывает ясно, прослеживаются отдельные прослои по всей площади или представляют собой ограниченные по размерам и не связанные друг с другом линзы.

С точки зрения разработки объекта продуктивный горизонт или отдельные его интервалы могут соответствовать одной из следующих основных моделей.

Модель 1 – монолитный пласт-коллектор с линзовидными прослоями непроницаемых пород. Каждый непроницаемый прослой имеет ограниченную площадь распространения и поэтому не может коррелироваться между разрезами соседних скважин. Эти прослои не могут служить гидродинамическими экранами, и поэтому пластовое давление при его изменении в любой части продуктивного разреза хорошо перераспределяется как по вертикали, так и по горизонтали.

Модель 2 – переслаивание выдержанных по площади проницаемых прослоев и в такой же степени выдержанных по площади непроницаемых разделов между ними. Такие непроницаемые прослои могут служить гидродинамическими экранами, и при изменении пластового давления в одном проницаемом прослое его перераспределение между другими прослоями сильно затруднено либо совсем не происходит. Хорошо перераспределяется пластовое давление лишь по простиранию данного прослоя.

Модель 3 – продуктивный горизонт, сложенный преимущественно непроницаемыми породами с линзообразно залегающими разобщенными проницаемыми прослоями. Проницаемые прослои имеют прерывистый характер и между соседними скважинами не прослеживаются. При такой модели

разработка может происходить без перераспределения пластового давления между отдельными линзовидными проницаемыми прослоями и частями разреза.

Специальными исследованиями установлено, что к моделям 1 относятся интервалы ГСР с долей скважин, вскрывших коллектор, более 70 %. В пределах этих интервалов непроницаемые прослои, выделенные в разрезах соседних скважин, не коррелируются и изображаются в виде изолированных линз.

Интервалы ГСР с долей скважин, вскрывших коллектор, 30–70 % относятся к модели 2, и в их пределах все проницаемые и непроницаемые прослои, вскрытые соседними скважинами, должны коррелироваться между собой.

Если доля скважин, вскрывших в рассматриваемом интервале коллектор, менее 30 %, то этот интервал ГСР относится к модели 3. В его пределах проницаемые прослои соседних скважин не коррелируются между собой, так как представляют собой несвязанные изолированные линзы.

В реальных продуктивных горизонтах и эксплуатационных объектах иногда весь разрез соответствует одной схеме модели. Например, на Мухановском месторождении I объект разработки (пласт С-I) целиком соответствует модели 1 (рис. 37), и при его разработке вытеснение нефти водой происходит за счет подъема ВНК практически по всей площади залежи.

До последнего времени детальная корреляция продуктивных разрезов скважин в основном проводилась "вручную". К сожалению, промысловым геологам не всегда удавалось с ее помощью проводить достаточно надежную корреляцию при большой макронеоднородности продуктивных горизонтов. В таких случаях нередко утерждалось, что изучаемый горизонт детальная корреляция не поддается. Соответственно фактически не обеспечивалась возможность составления адекватной модели залежи, что приводило к ошибкам выбора системы разработки и организации управления процессами разработки.

Наряду с этим даже при владении методикой детальная корреляция физически не удавалось выполнить ее "вручную" по крупным месторождениям, где пробурены тысячи и десятки тысяч скважин.

Поэтому в последние годы некоторыми специалистами — В.Ф. Гришкевичем, И.С. Гутманом, В.А. Бадьяновым, Т.А. Бохановым и другими велись исследования по созданию автоматизированных методов расчленения и детальная корреляция продуктивных разрезов скважин с помощью ЭВМ.

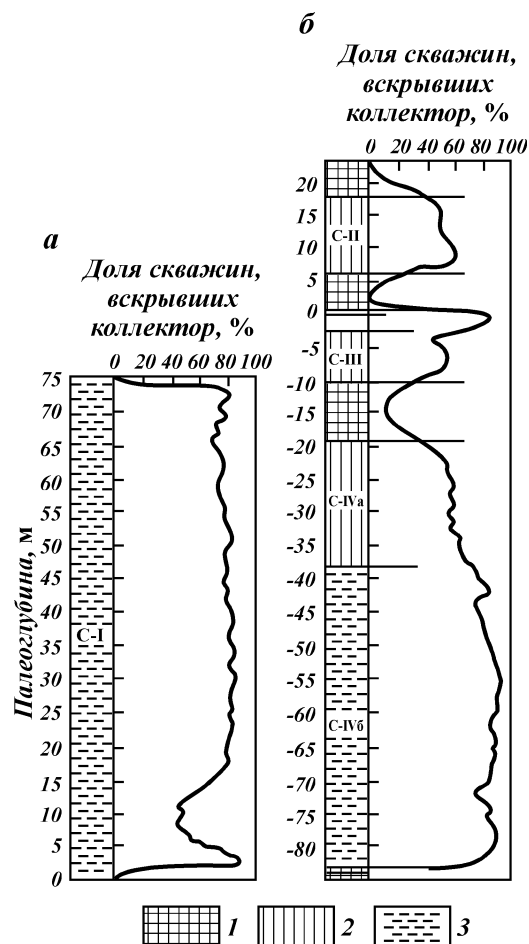


Рис. 37. Геолого-статистические разрезы.

Объекты разработки Мухановского месторождения: а – I (пласт С-1), б – II (пласты С-II, С-III, С-IVа, С-IVб); интервалы разреза, в которых доля скважин, вскрывших коллектор, составляет, %: 1 – до 30, 2 – 30–70, 3 – более 70

Наиболее детальную корреляцию с выделением и прослеживанием прослоев небольшой толщины обеспечивает программа, разработанная в РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина под руководством И.С. Гутмана с участием сотрудников МГУ и Института прикладной математики.

Предложенная программа реализует подход, при котором процесс детальной корреляции полностью автоматизирован. Это обеспечивает большую надежность выполняемых процедур при огромном быстродействии программы – массив из 3500 скважин с толщиной разреза до 200 м может быть де-

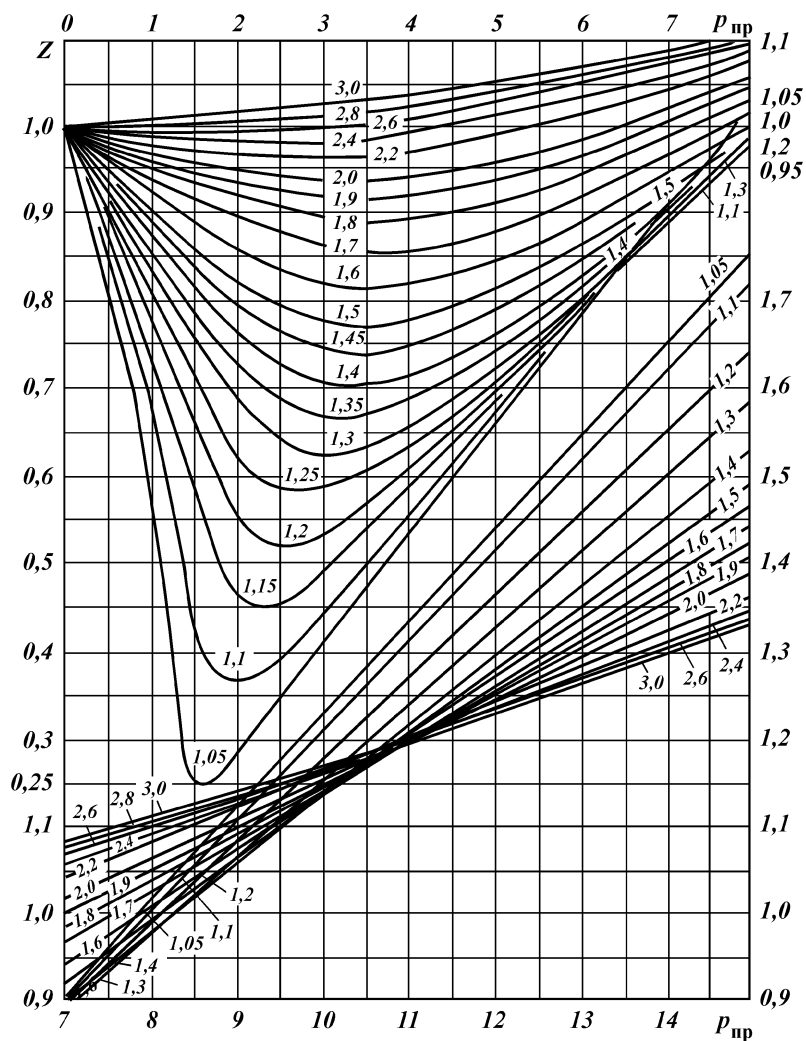


Рис. 38. Графики зависимости коэффициента сверхсжимаемости Z углеводородного газа от приведенных псевдокритических давления $p_{пр}$ и температуры $T_{пр}$ (по Г. Брауну). Шифр кривых — значения $T_{пр}$

тально откоррелирован в зависимости от класса машин за 10–12 часов.

Программа ориентирована на использование IBM Pentium II, обеспечивающей связь с другими программами (построение

профилей, карт и т.п.). Она предусматривает одновременную обработку по скважине комплекта из шести и более геофизических диаграмм, оценку дифференцированности формы каждой из кривых и выбор наиболее представленных кривых.

Алгоритм программы основан на опыте выполнения детальной корреляции вручную. Программа предусматривает проведение детальной корреляции в два этапа.

На первом этапе строится корреляция всех пар скважин по всему коррелируемому разрезу. При этом обеспечиваются применение при выборе корреляционных пар скважин принципа триангуляционных сетей и постоянная проверка получаемых результатов с включением в процесс уже откоррелированных скважин. При неправильном соединении интервалов разрезов программа вносит коррективы.

На втором этапе, после выполнения всех парных корреляций, программа обеспечивает процесс проверки их согласованности и строит схему детальной корреляции (рис. 38). Схема может быть построена по любому количеству скважин по всему разрезу или только с выделением пластов-коллекторов (на основе индексации этих пластов в одной из скважин).

Все это выполняется в автоматическом режиме.

Глава VI СВОЙСТВА ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ

§ 1. ФИЗИЧЕСКОЕ СОСТОЯНИЕ НЕФТИ И ГАЗА В УСЛОВИЯХ ЗАЛЕЖЕЙ

Свойства углеводородов (УВ) в пластовых условиях весьма разнообразны. Наряду с условиями залегания пород-коллекторов они во многом определяют природные энергетические возможности залежей, выбор методов искусственного воздействия на пласты и систем разработки, характер динамики годовых показателей разработки, возможную степень извлечения запасов из недр и др.

Свойства и состояние УВ зависят от их состава, давления и температуры в пластах. В залежах они находятся в жидком и газообразном состоянии или в виде газожидкостных сме-

сей. В процессе разработки залежей в пластах и при подъеме на поверхность давление, а иногда и температура непрерывно меняются, что может сопровождаться изменениями состава газовой и жидкой фаз и переходом УВ из одной фазы в другую. Необходимо знать закономерности фазовых переходов, состояние и свойства УВ при различных условиях и учитывать их при подсчете запасов, проектировании и регулировании разработки, проектировании эксплуатации систем сбора и транспорта нефти и газа.

Нефть и газ представляют собой смесь УВ преимущественно метанового (парафинового) ($C_n H_{2n+2}$), нафтенового ($C_n H_{2n}$) и в меньшем количестве ароматического ($C_n H_{2n-6}$) рядов. В поверхностных условиях УВ от CH_4 до C_4H_{10} — газы, от C_5H_{12} до $C_{16}H_{34}$ — жидкости, от $C_{17}H_{36}$ до $C_{35}H_{72}$ и выше — твердые вещества, называемые парафинами и церезинами.

При большом количестве газа в пласте он может располагаться в виде газовой шапки над нефтью в повышенной части структуры. При этом часть жидких УВ нефти может находиться в виде паров также и в газовой шапке. При высоком давлении в пласте плотность газа становится весьма большой (приближается по величине к плотности легких углеводородных жидкостей). В этих условиях в сжатом газе растворяются значительные количества легкой нефти ($C_5H_{12} + C_6H_{14}$). Иногда нефть оказывается полностью растворенной в газе. При извлечении такого газа на поверхность в результате снижения давления и температуры растворенная в нем нефть выпадает в виде конденсата.

Если количество газа в залежи по сравнению с количеством нефти мало, а давление достаточно высокое, то газ полностью находится в растворенном состоянии в нефти, и тогда газонефтяная смесь находится в пласте в жидком виде.

При извлечении нефти на поверхность в результате снижения давления растворенный газ выделяется в виде газовой фазы.

С учетом сказанного залежи УВ подразделяются на: 1) чисто газовые; 2) газоконденсатные; 3) газонефтяные или нефтегазовые (в зависимости от относительных размеров газовой шапки и нефтяной части залежи); 4) нефтяные (с различным содержанием растворенного газа).

§ 2. ПЛАСТОВЫЕ НЕФТИ

Состав нефтей. Как уже отмечалось, нефть состоит преимущественно из углеводородных соединений парафинового, нафтенового и ароматического рядов.

В состав нефти входят также высокомолекулярные соединения, содержащие кислород, серу, азот, т.е. нафтеновые кислоты, смолы, асфальтены, парафин и др. Хотя их содержание в нефтях невелико, они существенно влияют на свойства поверхностей раздела в пласте (в частности, поверхности пустотного пространства), на распределение жидкостей и газов в пустотном пространстве и, следовательно, на закономерности движения нефти при разработке залежей.

Нефти содержат от долей процента до 5–6 % серы. Она присутствует в них в виде свободной серы, сероводорода, а также сернистых соединений и смолистых веществ — меркаптанов, сульфидов, дисульфидов и др.

По содержанию серы нефти делятся на малосернистые (содержание серы не более 0,5 %), сернистые (0,5–2,0 %), высокосернистые (более 2 %).

Асфальтосмолистые вещества нефти — высокомолекулярные соединения, включающие кислород, серу и азот и состоящие из большого числа нейтральных соединений непостоянного состава. Содержание асфальтосмолистых веществ в нефтях колеблется в пределах от 1 до 40 %. Наибольшее их количество отмечается в тяжелых темных нефтях, богатых ароматическими УВ.

По содержанию смол нефти подразделяются на малосмолистые (содержание смол ниже 18 %), смолистые (18–35 %), высокосмолистые (свыше 35 %).

Нефтяной парафин — это смесь твердых УВ двух групп — парафинов $C_{17}H_{36}$ – $C_{35}H_{72}$ и церезинов $C_{36}H_{74}$ – $C_{55}H_{122}$. Температура плавления первых 27–71 °С, вторых — 65–88 °С. Нефти относят к малопарафинистым при содержании парафина менее 1,5 % по массе, к парафинистым — 1,5–6,0 % по массе, к высокопарафинистым — более 6 %.

В отдельных случаях содержание парафина превышает 25 %. При температуре его кристаллизации, близкой к пластовой, реальна возможность выпадения парафина в пласте в твердой фазе при разработке залежи.

Физические свойства нефтей. Нефти разных пластов одного и того же месторождения и тем более разных месторождений могут отличаться друг от друга. Их различия во многом определяются их газосодержанием.

Все нефти в пластовых условиях содержат в растворенном (жидком) состоянии газ.

Газосодержание пластовой нефти — это объем газа V_r , растворенного в 1 м пластовой нефти $V_{п.н.}$:

$$G = V_r/V_{п.н.} \quad (VI.1)$$

Газосодержание пластовой нефти выражают в $\text{м}^3/\text{м}^3$. Максимальное количество газа, которое может быть растворено в единице объема пластовой нефти при определенных давлении и температуре, называется растворимостью газа γ . Газосодержание может быть равным растворимости или меньше ее. Его определяют в лаборатории по пластовой пробе нефти, постепенно снижая давление от пластового, при котором отобрана проба, до атмосферного. Процесс дегазирования пробы может быть контактным или дифференциальным.

Контактным (одноступенчатым) называют процесс, при котором весь выделяющийся газ находится над нефтью в контакте с ней. При дифференциальном процессе дегазирования выделяющийся из раствора газ непрерывно отводится из системы.

При дифференциальном дегазировании в нефти остается больше газа, чем при том же давлении в условиях контактного дегазирования. Дегазирование нефти при поступлении ее из пласта в промысловые сепараторы более сходно с контактным. Это и следует принимать во внимание при учете изменения свойств нефти вследствие перехода от пластовых условий к поверхностным.

Газосодержание пластовых нефтей может достигать 300—500 $\text{м}^3/\text{м}^3$ и более, обычное его значение для большинства нефтей 30—100 $\text{м}^3/\text{м}^3$. Вместе с тем известно большое число нефтей с газосодержанием не выше 8—10 $\text{м}^3/\text{м}^3$.

Промысловым газовым фактором Г называется количество газа в 1 м^3 (т) добытой дегазированной нефти. Он определяется по данным о добыче нефти и попутного газа за определенный отрезок времени. Различают начальный газовый фактор, обычно определяемый по данным за первый месяц работы скважины, текущий газовый фактор, определяемый по данным за любой промежуточный отрезок времени, и средний газовой фактор, определяемый за период с начала разработки до какой-либо даты. Значение промыслового газового фактора зависит как от газосодержания нефти, так и от условий разработки залежи. Если при разработке в пласте газ не выделяется из нефти, то газовый фактор близок к газосодержанию пластовой нефти.

Давлением насыщения пластовой нефти называется давление, при котором газ начинает выделяться из нее. Давление насыщения зависит от соотношения объемов нефти и газа в залежи, их состава и пластовой температуры.

Давление насыщения может быть равным природному пластовому давлению или быть меньше его. Разница между пластовым давлением и давлением насыщения может колебаться от нуля до десятков мегапаскалей. В первом случае нефть будет полностью насыщена газом, во втором — недо-насыщена. Пробы нефти, отобранные с разных участков одной залежи, могут характеризоваться различными значениями давления насыщения. Так, на Туймазинском месторождении в Башкирии оно меняется от 8 до 9,4 МПа. Это связано с различием в свойствах нефти и газа в пределах площади.

Сжимаемость пластовой нефти обуславливается тем, что, как и все жидкости, нефть обладает упругостью, которая измеряется коэффициентом сжимаемости (или объемной упругости)

$$\beta_n = (1/V_0)(\Delta V/\Delta p), \quad (\text{VI.2})$$

где V_0 — исходный объем нефти; ΔV — изменение объема нефти; Δp — изменение давления.

Размерность β_n — $1/\text{Па}$, или Па^{-1} .

Коэффициент сжимаемости характеризует относительное приращение объема нефти при снижении давления на единицу. Значение его для большинства пластовых нефтей лежит в диапазоне $(1\div 5)10^{-3} \text{ МПа}^{-1}$. Сжимаемость нефти наряду со сжимаемостью воды и коллекторов проявляется главным образом при разработке залежей в условиях постоянного снижения пластового давления.

Коэффициент теплового расширения α_n показывает, на какую часть ΔV первоначального объема V_0 изменяется объем нефти при изменении температуры на 1°C :

$$\alpha_n = (1/V_0)(\Delta V/\Delta t). \quad (\text{VI.3})$$

Размерность α_n — $1/^\circ\text{C}$. Для большинства нефтей значения коэффициента теплового расширения колеблются в пределах $(1\div 20)10^{-4} 1/^\circ\text{C}$.

Коэффициент теплового расширения нефти необходимо учитывать при разработке залежи в условиях нестационарного термогидродинамического режима при воздействии на пласт различными холодными или горячими агентами. Его влияние сказывается как на условиях текущей фильтрации

нефти, так и на значение конечного коэффициента извлечения нефти. Особенно важную роль коэффициент теплового расширения нефти играет при применении тепловых методов воздействия на пласт.

Объемный коэффициент пластовой нефти b_n показывает, какой объем занимает в пластовых условиях 1 м^3 дегазированной нефти:

$$b_n = V_{\text{пл.н}}/V_{\text{дег.н}}, \quad (\text{VI.4})$$

где $V_{\text{пл.н}}$ — объем нефти в пластовых условиях; $V_{\text{дег.н}}$ — объем того же количества нефти после дегазации при атмосферном давлении и $t = 20^\circ\text{C}$.

Объем нефти в пластовых условиях больше объема в нормальных условиях в связи с наличием газа, растворенного в нефти.

Значения объемного коэффициента всех нефтей больше единицы и иногда достигают 2–3. Наиболее характерна величина 1,2–1,8.

Объемный коэффициент пластовой нефти учитывается при определении геологических запасов нефти методом материального баланса и коэффициента нефтеизвлечения при разработке залежей на режимах, связанных с расходом естественной энергии пласта. Этот параметр широко используется также при анализе разработки залежей, при определении объема пласта, который занимала добытая нефть.

При подсчете запасов нефти объемным методом изменение объема пластовой нефти при переходе от пластовых условий к поверхностным учитывают с помощью так называемого пересчетного коэффициента θ .

Пересчетный коэффициент

$$\theta = 1/b = V_{\text{дег.н}}/V_{\text{пл.н}}.$$

Под **плотностью пластовой нефти** понимается масса нефти, извлеченной из недр с сохранением пластовых условий, в единице объема. Она обычно в 1,2–1,8 раза меньше плотности дегазированной нефти, что объясняется увеличением ее объема в пластовых условиях за счет растворенного газа. По плотности пластовые нефти делятся на легкие с плотностью менее $0,850 \text{ г/см}^3$ (например, нефти девонских залежей в Татарии) и тяжелые с плотностью более $0,850 \text{ г/см}^3$ (нефти залежей в каменноугольных отложениях в том же районе). Легкие нефти характеризуются высоким газосодержанием, тяжелые — низким. Известны нефти, плотности которых в пласте всего $0,1–0,4 \text{ г/см}^3$.

Вязкость пластовой нефти μ_n , определяющая степень подвижности нефти в пластовых условиях, существенно меньше вязкости ее в поверхностных условиях. Это обусловлено повышенными и газосодержанием, и пластовой температурой, а также плотностью нефти: легкие нефти менее вязкие, чем тяжелые. Давление оказывает небольшое влияние на изменение вязкости нефти в области выше давления насыщения. В пластовых условиях вязкость нефти может быть в десятки раз меньше вязкости дегазированной нефти. Например, для Арланского месторождения это соотношение больше 20, для Ромашкинского — 5,5.

Вязкость нефти измеряется в мПа·с. Различают пластовые нефти с незначительной вязкостью ($\mu_n < 1$ мПа·с), маловязкие ($1 < \mu_n < 5$ мПа·с), с повышенной вязкостью ($5 < \mu_n < 30$ мПа·с) и высоковязкие ($\mu_n > 30$ мПа·с).

Например, вязкость нефтей залежей в верхнемеловых отложениях Северного Кавказа 0,2–0,3 мПа·с; в девонских отложениях Татарии, Башкирии, в меловых отложениях Татарии, Башкирии и Пермской области — 5–30 мПа·с; в сеноманских отложениях Русского месторождения в Западной Сибири — 300 мПа·с; в Ярегском месторождении — 2000–22 000 мПа·с.

Вязкость пластовой нефти — очень важный параметр, от которого существенно зависят эффективность процесса разработки и конечный коэффициент извлечения нефти. Соотношение вязкостей нефти и вытесняющей ее воды — один из важнейших показателей, определяющий условия извлечения нефти из залежи с применением заводнения и темпы обводнения скважин.

При значительном содержании в нефти парафина, асфальтенов и смол нефть приобретает свойства неньютоновских жидкостей вследствие возникновения в ней пространственной структуры, образованной коллоидными частицами названных компонентов. Процесс образования и упрочнения пространственной структуры в нефтях протекает тем интенсивнее, чем меньше проницаемость породы. Кроме того, вязкость неньютоновской жидкости зависит от времени ее нахождения в спокойном состоянии. Установлено, что проводимость горных пород для структурированных нефтей в значительной степени зависит от градиентов давления. При небольших градиентах проводимость песчаников может быть в десятки раз меньше, чем при высоких. Проявлением структурно-механических свойств нефтей в ряде случаев могут быть объяснены низкое нефтеизвлечение, быстрое обводне-

ние добывающих скважин, неравномерность профилей притока.

Колориметрические свойства нефти характеризуются коэффициентом светопоглощения $K_{\text{сп}}$. Они зависят от содержания в нефти окрашенных веществ (смол, асфальтенов). Специальными исследованиями установлено, что слои вещества одинаковой толщины при прочих равных условиях поглощают одну и ту же часть падающего на них светового потока. Зависимость между интенсивностью светового потока I_t после прохождения через раствор какого-либо вещества и толщиной слоя раствора l описывается основным уравнением (законом) колориметрии:

$$I_t = I_0 e^{-K_{\text{сп}} C l}, \quad (\text{VI.5})$$

где I_0 — интенсивность падающего светового потока; $K_{\text{сп}}$ — коэффициент светопоглощения; C — концентрация вещества в растворе.

Размерность коэффициента светопоглощения — 1/см. За единицу $K_{\text{сп}}$ принят коэффициент светопоглощения такого вещества, в котором при пропускании света через слой толщиной 1 см интенсивность светового потока падает в $e = 2,718$ раз. Значение $K_{\text{сп}}$ зависит от длины волны падающего света, природы растворенного вещества, температуры раствора.

$K_{\text{сп}}$ определяется при помощи фотоколориметра. Фотоколориметрия — один из методов изучения изменения свойств нефти в пределах изменяющегося (текущего) объема залежи или месторождения. Контроль за значением $K_{\text{сп}}$ нефти в процессе разработки позволяет при определенных условиях контролировать перемещение нефти в пластах.

Значения коэффициента светопоглощения на Бавлинском месторождении колеблются в диапазоне 190–450, на Ромашкинском месторождении в пластах а, б, в девонской залежи — 200–350, а в нижележащих пластах г и д — 400–500. На Западно-Сургутском месторождении значение этого коэффициента меняется в пласте БС₁ от 300 до 550, а в пласте БС₁₀ — от 120 до 310.

Для нефтяных залежей в их природном виде характерно закономерное изменение в большей или меньшей мере основных свойств нефти в объеме залежи: увеличение плотности, вязкости, коэффициента светопоглощения, содержания асфальтосмолистых веществ, парафина и серы по мере возрастания глубины залегания пласта, т.е. от свода к крыльям и от кровли к подошве.

Одновременно в указанных направлениях уменьшаются газосодержание и давление насыщения растворенного газа. Так, на месторождении Календо (о-в Сахалин) газовый фактор меняется от 70 до 49 м³/т, плотность нефти — от 0,830 до 0,930 г/см³.

В процессе разработки большинства залежей в связи с изменением термодинамических условий свойства нефти могут претерпевать изменения. Поэтому для контроля изменения свойств нефтей в процессе разработки необходимо знать закономерности изменения этих свойств по объему залежи до начала разработки. Эти закономерности, как правило, отображаются на специальных картах изолиниями (карты плотности, газосодержания, $K_{сп}$ и др.).

Физические свойства пластовых нефтей исследуют в специальных лабораториях по глубинным пробам, отобранным из скважин герметичными пробоотборниками. Плотность и вязкость находят при давлении, равном начальному пластовому. Остальные характеристики определяют при начальном пластовом и постепенно снижающемся давлении. В итоге строят графики изменения различных коэффициентов в зависимости от давления, а иногда и от температуры. Эти графики используют при решении геолого-промысловых задач.

§ 3. ПЛАСТОВЫЕ ГАЗЫ, КОНДЕНСАТЫ, ГАЗОГИДРАТЫ

Природные углеводородные газы представляют собой смесь предельных УВ вида C_nH_{2n+2} . Основным компонентом является метан CH_4 . Наряду с метаном в состав природных газов входят более тяжелые УВ, а также неуглеводородные компоненты: азот N, углекислый газ CO_2 , сероводород H_2S , гелий He, аргон Ar.

Природные газы подразделяют на следующие группы.

1. Газ чисто газовых месторождений, представляющий собой сухой газ, почти свободный от тяжелых УВ.

2. Газы, добываемые из газоконденсатных месторождений, — смесь сухого газа и жидкого углеводородного конденсата. Углеводородный конденсат состоит из C_{5+} высш.

3. Газы, добываемые вместе с нефтью (растворенные газы). Это физические смеси сухого газа, пропан-бутановой фракции (жирного газа) и газового бензина.

Компонентный состав природного газа трех месторождений приведен в табл. 5.

Таблица 5

Компонентный состав, % по объему, газов некоторых месторождений

Месторождение	СН ₄	С ₂ Н ₆	С ₃ Н ₈	С ₄ Н ₁₀	С ₅₊ выс
Газлинское (сухой газ)	97,2	1,3	0,9	0,47	0,13
Вуктыльское (газоконденсат)	71,8	8,7	3,9	2,8	12,8
Мухановское (попутный газ)	32,1	20,2	23,6	10,6	13,5

Газ, в составе которого УВ (С₃, С₄) составляют не более 75 г/м³, называют сухим. При содержании более тяжелых УВ (свыше 150 г/м³) газ называют жирным.

Газовые смеси характеризуются массовыми или молярными концентрациями компонентов. Для характеристики газовой смеси необходимо знать ее среднюю молекулярную массу, среднюю плотность или относительную плотность по воздуху.

Молекулярная масса природного газа

$$M = \sum_{i=1}^n M_i X_i, \quad (\text{VI.6})$$

где M_i — молекулярная масса i -го компонента; X_i — объемное содержание i -го компонента, доли ед.

Для реальных газов обычно $M = 16 - 20$.

Плотность газа ρ_r рассчитывается по формуле

$$\rho_r = M/V_M = M/24,05, \quad (\text{VI.7})$$

где V_M — объем 1 моля газа при стандартных условиях.

Обычно значение ρ_r находится в пределах 0,73 — 1,0 кг/м³.

Чаще пользуются относительной плотностью газа по воздуху $\rho_{r,v}$, равной отношению плотности газа ρ_r к плотности воздуха ρ_v , взятой при тех же давлении и температуре:

$$\rho_{r,v} = \rho_r/\rho_v. \quad (\text{VI.8})$$

Если ρ_r и ρ_v определяются при стандартных условиях, то $\rho_v = 1,293$ кг/м³ и $\rho_{r,v} = \rho_r/1,293$ кг/м³.

Уравнения состояния газов используются для определения многих физических свойств природных газов. Уравнением состояния называется аналитическая зависимость между давлением, объемом и температурой.

Состояние газов в условиях высоких давления и температуры определяется уравнением Клайперона — Менделеева:

$$pV = NRT,$$

где p — давление; V — объем идеального газа; N — число

киломолей газа; R – универсальная газовая постоянная; T – температура.

Эти уравнения применимы для идеальных газов.

Идеальным называется газ, силами взаимодействия между молекулами которого пренебрегают. Реальные углеводородные газы не подчиняются законам идеальных газов. Поэтому уравнение Клайперона – Менделеева для реальных газов записывается в виде

$$pV = ZNRT, \quad (\text{VI.9})$$

где Z – коэффициент сверхсжимаемости реальных газов, зависящий от давления, температуры и состава газа и характеризующий степень отклонения реального газа от закона для идеальных газов.

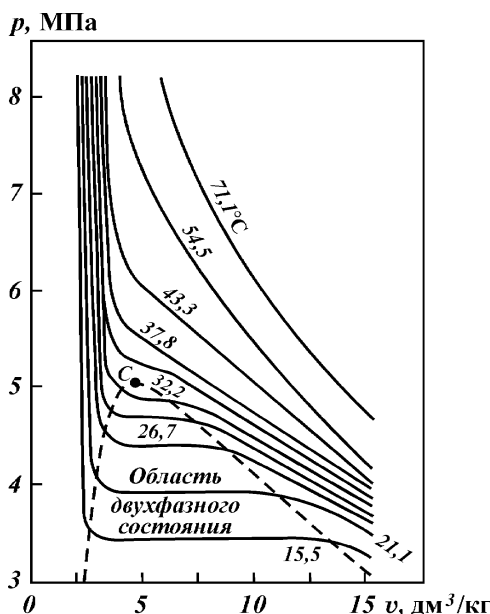
Коэффициент сверхсжимаемости Z реальных газов – это отношение объемов равного числа молей реального V и идеального $V_{\text{и}}$ газов при одинаковых термобарических условиях (т.е. при одинаковых давлении и температуре):

$$Z = V/V_{\text{и}}. \quad (\text{VI.10})$$

Значения коэффициентов сверхсжимаемости наиболее надежно могут быть определены на основе лабораторных исследований пластовых проб газов. При отсутствии таких исследований прибегают к расчетному методу оценки Z по графику Г. Брауна (см. рис. 38). Для пользования графиком необходимо знать так называемые приведенные псевдокритическое давление и псевдокритическую температуру. Суть этих понятий состоит в следующем.

Объем углеводородных газов меняется в зависимости от температуры и давления примерно в соответствии с рис. 39. Каждая из кривых соответствует фазовым изменениям однокомпонентного газа при постоянной температуре и имеет три участка. Отрезок справа от пунктирной линии соответствует газовой фазе, участок под пунктирной линией – двухфазной газожидкостной области и отрезок слева от пунктирной линии – жидкой фазе. Отрезок пунктирной кривой вправо от максимума в точке C называется кривой точек конденсации (точек росы), а влево от максимума – кривой точек парообразования. Точка C называется критической. Значения давления и температуры, соответствующие критической точке C , также называются критическими. Другими словами, критической называется такая температура, выше которой газ не может быть превращен в жидкость ни при каком давлении. Критическим давлением называется дав-

Рис. 39. Диаграмма фазового состояния чистого этана (по Ш.К. Гиматудинову):
 v — удельный объем; p — давление



ление, соответствующее критической точке перехода газа в жидкое состояние.

С приближением значений давления и температуры к критическим свойства газовой и жидкой фаз становятся одинаковыми, поверхность раздела между ними исчезает и плотности их уравниваются.

С появлением в системе двух и более компонентов в закономерностях фазовых изменений возникают особенности, отличающие их поведение от поведения однокомпонентного газа. Не останавливаясь на подробностях, следует отметить, что критическая температура смеси находится между критическими температурами компонентов, а критическое давление смеси всегда выше, чем критическое давление любого компонента.

Для определения коэффициента сверхсжимаемости Z реальных газов, представляющих собой многокомпонентную смесь, находят средние из значений критических давлений и температур каждого компонента. Эти средние называются псевдокритическим давлением $p_{\text{пкр}}$ и псевдокритической температурой $T_{\text{пкр}}$. Они определяются из соотношений:

$$p_{\text{пкр}} = \sum_{i=1}^n p_{\text{кри}i} X_i, \quad (\text{VI.11})$$

$$T_{\text{пкр}} = \sum_{i=1}^n T_{\text{кри}i} X_i, \quad (\text{VI.12})$$

где $p_{\text{кри}i}$ и $T_{\text{кри}i}$ — критические давление и температура i -го компонента; x_i — доля i -го компонента в объеме смеси (в долях единицы).

Приведенные псевдокритические давление и температура, необходимые для пользования графиком Брауна, представляют собой псевдокритические значения, приведенные к конкретному давлению и температуре (к пластовым, стандартным или каким-либо другим условиям):

$$p_{\text{пр}} = p/p_{\text{пкр}i} \quad (\text{VI.13})$$

$$T_{\text{пр}} = T/T_{\text{пкр}i} \quad (\text{VI.14})$$

где p и T — конкретные давление и температура, для которых определяется Z .

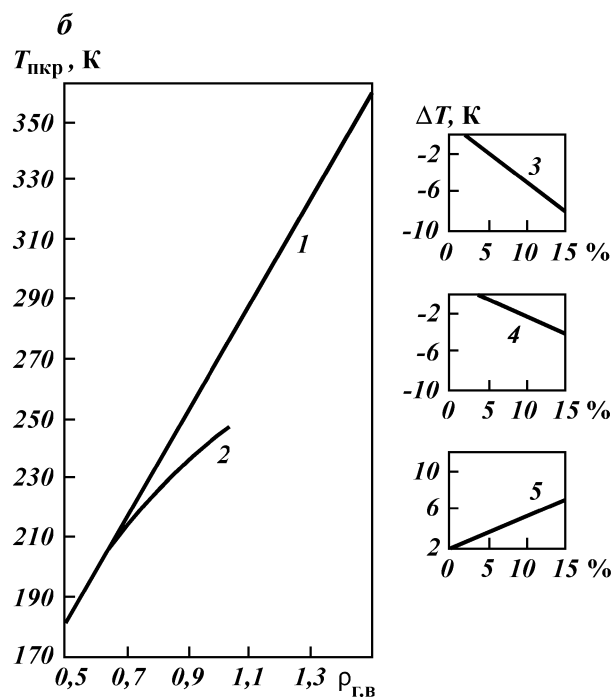
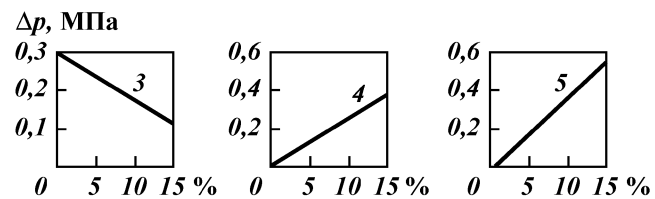
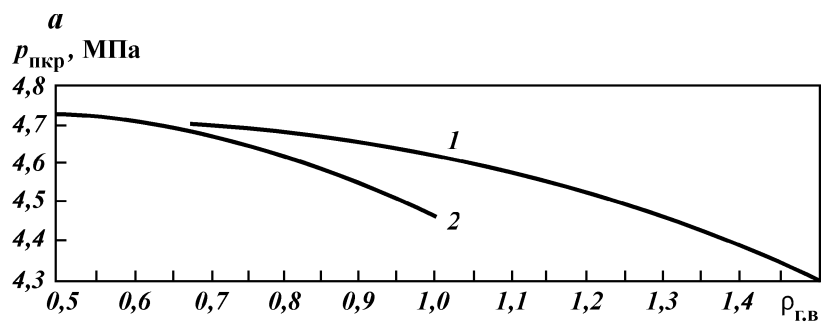
Если состав газа неизвестен, то его псевдокритические давление и температуру определяют по графикам (рис. 40). В том случае, когда в газе содержатся H_2S , N_2 и CO_2 , в значения, снятые с этих графиков, вводят поправки с соответствующим знаком. Если углеводородных компонентов в газе более 15 %, графиками на рис. 40 пользоваться не рекомендуется.

Коэффициент сверхсжимаемости Z обязательно используется при подсчете запасов газа, прогнозировании изменения давления в газовой залежи и решении других задач.

Влагосодержание природных газов связано с тем, что природные газы и газоконденсатные смеси контактируют с пластовыми водами различных форм и видов (см. раздел 4 настоящей главы), вследствие чего содержат определенное количество паров воды. Концентрация водяных паров в газе зависит от его состава, давления, температуры. Отношение количества водяных паров (в долях единицы или процентах), находящихся в газе, к максимально возможному содержанию водяных паров в том же газе при тех же условиях называют относительной влажностью газа. Она характеризует степень насыщения газа водяным паром. Количество водяных паров, находящихся в единице объема или массы газа (г/м^3 или г/кг), называют абсолютной влажностью.

Рис. 40. Графики зависимости псевдокритических давления $p_{\text{пкр}}$ (а) и температуры $T_{\text{пкр}}$ (б) от плотности углеводородных газов по воздуху $\rho_{\text{г.в}}$ (по Ю.П. Гаттенбергеру).

Месторождения: 1 — газовые, 2 — газоконденсатные; поправки, %, к величинам псевдокритических давления Δp и температуры ΔT за счет содержания: 3 — N_2 , 4 — CO_2 , 5 — H_2S



Пары воды, присутствующие в газах и газоконденсатных смесях, влияют на фазовые превращения углеводородных систем. При определенных термодинамических условиях вода может выделяться из газа (конденсироваться), т.е. переходить в капельно-жидкое состояние. В газоконденсатных системах могут одновременно выделяться вода и конденсат. В присутствии воды давление начала конденсации УВ увеличивается.

Объемный коэффициент пластового газа b_g , представляющий собой отношение объема газа в пластовых условиях $V_{плг}$ к объему того же количества газа $V_{стг}$, который он занимает в стандартных условиях, можно найти с помощью уравнения Клайперона – Менделеева:

$$b_g = V_{плг}/V_{стг} = Z(p_{ст}T_{пл})/(p_{пл}T_{ст}), \quad (VI.15)$$

где $p_{пл}$, $T_{пл}$, $p_{ст}$, $T_{ст}$ – давление и температура соответственно в пластовых и стандартных условиях.

Значение величины b_g имеет большое значение, так как объем газа в пластовых условиях на два порядка (примерно в 100 раз) меньше, чем в стандартных условиях.

Конденсатом называют жидкую углеводородную фазу, выделяющуюся из газа при снижении давления. В пластовых условиях конденсат обычно весь растворен в газе. Различают конденсат сырой и стабильный.

Сырой конденсат представляет собой жидкость, которая выпадает из газа непосредственно в промысловых сепараторах при давлении и температуре сепарации. Он состоит из жидких при стандартных условиях УВ, т.е. из пентанов и высших ($C_{6+высш.}$), в которых растворено некоторое количество газообразных УВ-бутанов, пропана и этана, а также H_2S и других газов.

Важной характеристикой газоконденсатных залежей является **конденсатно-газовый фактор**, показывающий содержание сырого конденсата ($см^3$) в $1 м^3$ отсепарированного газа.

На практике используется также характеристика, которая называется газоконденсатным фактором, – это количество газа ($м^3$), из которого добывается $1 м^3$ конденсата. Значение газоконденсатного фактора колеблется для разных месторождений от 1500 до 25 000 $м^3/м^3$.

Стабильный конденсат состоит только из жидких УВ – пентана и высших ($C_{6+высш.}$). Его получают из сырого конденсата путем дегазации последнего. Температура выкипания основных компонентов конденсата находится в диапазоне 40–200 °С. Молекулярная масса 90–160. Плотность стабиль-

ного конденсата в стандартных условиях изменяется от 0,6 до 0,82 г/см³ и находится в прямой зависимости от компонентного углеводородного состава.

Газы газоконденсатных месторождений делятся на газы с низким содержанием конденсата (до 150 см³/м³), средним (150–300 см³/м³), высоким (300–600 см³/м³) и очень высоким (более 600 см³/м³).

Большое значение имеет такая характеристика газа конденсатных залежей, как **давление начала конденсации**, т.е. давление, при котором конденсат выделяется в пласте из газа в виде жидкости. Если при разработке газоконденсатной залежи в ней не поддерживать давление, то оно с течением времени будет снижаться и может достигнуть величины меньше давления начала конденсации. При этом в пласте начнет выделяться конденсат, что приведет к потерям ценных УВ в недрах. Это надо учитывать при подсчете запасов и определении показателей проектов разработки. Исследования газоконденсатных залежей нужно производить с самого начала освоения залежи. При этом необходимо устанавливать:

- состав пластового газа и содержание в нем конденсата;

- давление начала конденсации УВ в пласте и давление максимальной конденсации;

- фазовое состояние конденсатной системы в пластовых условиях;

- количество и состав конденсата, выделяющегося из 1 м³ газа при различных давлениях и температуре;

- возможные потери конденсата в недрах при разработке залежи без поддержания пластового давления в зависимости от степени падения давления;

- фазовые превращения и свойства газоконденсатных смесей в стволах скважин, газосепараторах и газопроводах.

О свойствах газа и газоконденсата в пластовых условиях обычно судят на основании данных об их свойствах в стандартных условиях и расчетов без отбора и анализа глубинных проб газа. Основой таких расчетов являются результаты моделирования фазовых превращений углеводородной смеси в лабораторных установках. Однако следует учитывать, что этот метод недостаточно точен.

Гидраты газов представляют собой твердые соединения (клатраты), в которых молекулы газа при определенных давлении и температуре заполняют структурные пустоты кристаллической решетки, образованной молекулами воды с помощью водородной связи. Молекулы воды как бы раздвига-

ются молекулами газа — плотность воды в гидратном состоянии возрастает до $1,26-1,32 \text{ см}^3/\text{г}$ (плотность льда $1,09 \text{ см}^3/\text{г}$).

Один объем воды в гидратном состоянии связывает в зависимости от характеристики исходного газа от 70 до 300 объемов газа.

Условия образования гидратов определяются составом газа, состоянием воды, внешним давлением и температурой и выражаются диаграммой гетерогенного состояния в координатах $p-T$ (рис. 41). Для заданной температуры повышение давления выше давления, соответствующего равновесной кривой, сопровождается соединением молекул газа с молекулами воды и образованием гидратов. Обратное снижение давления (или повышение температуры при неизменном давлении) сопровождается разложением гидрата на газ и воду.

Плотность гидратов природных газов составляет от $0,9$ до $1,1 \text{ г}/\text{см}^3$.

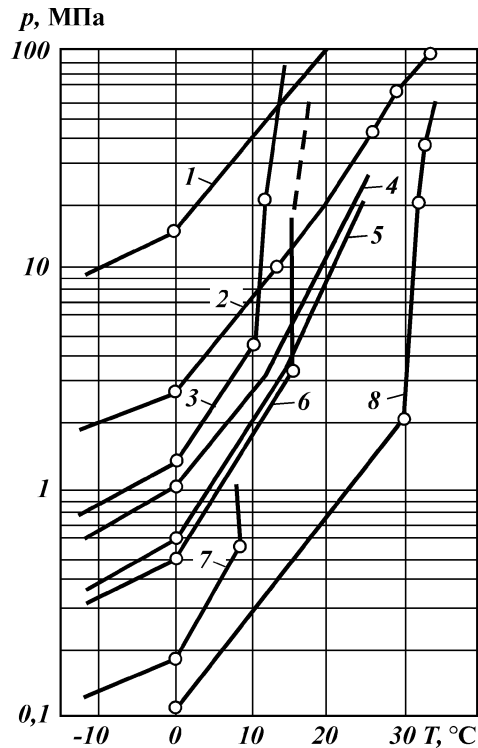


Рис. 41. Диаграмма гетерогенного состояния газов (по Ю.Ф. Макогону):
 1 — N_2 ; 2 — CH_4 ; 3 — CO_2 ;
 природная газовая смесь с относительной плотностью по воздуху: 4 — 0,6, 5 — 0,8;
 6 — C_2H_6 ; 7 — C_3H_8 ; 8 — H_2S

Газогидратные залежи — это залежи, содержащие газ, находящийся частично или полностью в гидратном состоянии (в зависимости от термодинамических условий и стадии формирования). Для формирования и сохранения газогидратных залежей не нужны литологические покрышки: они сами являются непроницаемыми экранами, под которыми могут накапливаться залежи нефти и свободного газа. Газогидратная залежь внизу может контактировать с пластовой подошвенной водой, газовой залежью или непроницаемыми пластами.

Присутствие гидратов в разрезе можно обнаружить стандартными методами каротажа. Гидратсодержащие пласты характеризуются:

- незначительной амплитудой ПС;
- отсутствием или малым значением приращения показаний микроградиент-зонда;
- интенсивностью вторичной α -активности, близкой к интенсивности водонасыщенных пластов;
- отсутствием глинистой корки и наличием каверн;
- значительной (в большинстве случаев) величиной ρ_k ;
- повышенной скоростью прохождения акустических волн и др.

В основе разработки газогидратных залежей лежит принцип перевода газа в залежи из гидратного состояния в свободное и отбора его традиционными методами с помощью скважин. Перевести газ из гидратного состояния в свободное можно путем закачки в пласт катализаторов для разложения гидрата;

повышения температуры залежи выше температуры разложения гидрата; снижения давления ниже давления разложения гидрата; термохимического, электроакустического и других воздействий на газогидратные залежи.

При вскрытии и разработке газогидратных залежей необходимо иметь в виду их специфические особенности, а именно: резкое увеличение объема газа при переходе его в свободное состояние; постоянство пластового давления, соответствующего определенной изотерме разработки газогидратной залежи; высвобождение больших объемов воды при разложении гидрата и др.

§ 4. ПЛАСТОВЫЕ ВОДЫ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Вода — неизменный спутник нефти и газа. В месторождении она залегает в тех же пластах, что и нефтяная или газовая залежь, а также в собственно водоносных пластах (горизонтах). В процессе разработки вода может внедряться в нефтяную или газовую залежь, продвигаясь по нефтегазоносному пласту, или поступать в скважины из других водоносных горизонтов. В соответствии с принятой технологией разработки вода может закачиваться в залежь и перемещаться по пластам. Чтобы разобраться, какая вода появилась в пласте и скважинах, промысловый геолог должен хорошо знать, в каких видах она может залегать в недрах нефтяных и газовых месторождений, и ее свойства.

Формы залегания воды в породах. В горных породах вода находится в субкапиллярных, капиллярных и сверхкапиллярных пустотах. В зависимости от размера пустот она находится в различных формах (рис. 42). В субкапиллярных пустотах вода обволакивает минеральные частицы и как бы входит в состав минералов. На поверхности минерального основания находится связанная вода, образующая два слоя. Непосредственно поверхность минералов обволакивается адсорбированной водой слоем в несколько молекул. Эта вода удерживается очень большим давлением (до 1000 МПа) и по свойствам близка к твердому телу. Слой адсорбированной

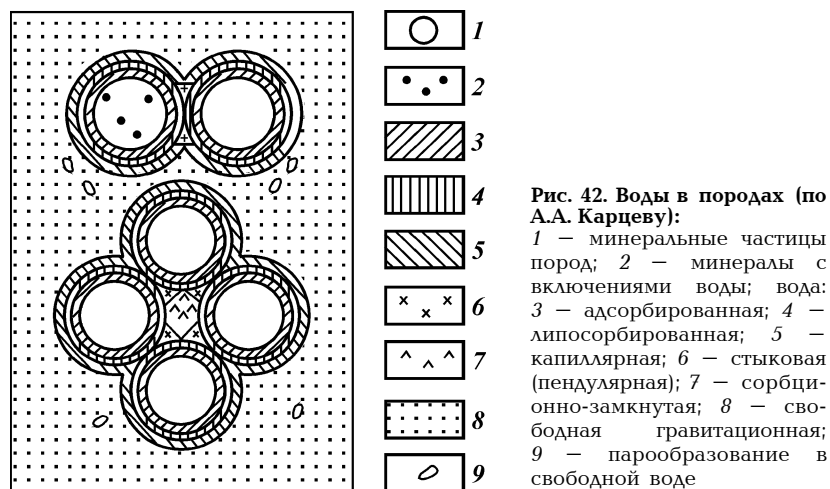


Рис. 42. Воды в породах (по А.А. Карцеву):
 1 — минеральные частицы породы; 2 — минералы с включениями воды; вода: 3 — адсорбированная; 4 — липосорбированная; 5 — капиллярная; 6 — стыковая (пендулярная); 7 — сорбционно-замкнутая; 8 — свободная гравитационная; 9 — парообразование в свободной воде

воды покрывается слоем рыхлосвязанной лиосорбированной воды, толщина которого может достигать нескольких сот диаметров молекул. В поровом пространстве в местах сближения минеральных частиц появляется так называемая стыковая (пендулярная) вода, которая в свою очередь отделяет от основной массы сорбционно-замкнутую (капельно-жидкую) воду.

В капиллярных пустотах находится капиллярная вода. При сплошном заполнении пор она может передавать гидростатическое давление, при частичном заполнении подчиняется лишь менисковым силам. В сверхкапиллярных пустотах в капельно-жидком состоянии находится свободная гравитационная вода. Эта вода свободно передвигается под действием гравитационных сил и передает гидростатическое давление. Именно она замещается нефтью и газом при формировании залежей. Субкапиллярная часть капиллярной воды и вода, оставшаяся в сверхкапиллярных пустотах после образования залежей нефти или газа, составляют остаточную воду нефтегазонасыщенных пород.

Подземные воды попадают в горные породы как в процессе осадконакопления (седиментационные воды), так и в результате последующего проникновения их в формирующиеся или уже сформировавшиеся горные породы (инфильтрационные и элизионные воды). Инфильтрационные воды попадают в фильтрационные водонапорные системы за счет поступления атмосферных осадков, речных, озерных и морских вод. Проникая в пласты-коллекторы, они движутся от зоны питания к зоне разгрузки.

Элизионные воды — это воды, попадающие в водоносные или нефтеносные пласты (горизонты) в элизионных водонапорных системах вследствие выжимания поровых вод из уплотняющихся осадков и пород-неколлекторов при увеличивающейся в процессе осадконакопления геостатической нагрузке (см. главу VII).

При инфильтрационных и элизионных процессах вследствие смешения вод, а также выщелачивания горных пород состав воды и по площади отдельного пласта, и по разрезу месторождения меняется.

Виды вод нефтяных и газовых месторождений. С позиций промысловой геологии воды нефтяных и газовых месторождений делятся на собственные, чуждые и техногенные (искусственно введенные в пласт).

К собственным относятся остаточные и пластовые напорные воды, залегающие в нефтегазонасном пласте (горизонте).

Понятие “остаточные воды” рассмотрено выше (см. § 4 главы V).

Собственные пластовые воды — один из основных природных видов вод месторождений УВ. Они подразделяются на контурные (краевые), подошвенные и промежуточные.

Контурными называются воды, залегающие за внешним контуром нефтеносности залежи. Вода, залегающая под ВНК (ГВК), называется подошвенной. К промежуточным относятся воды водоносных пропластков, иногда залегающих внутри нефтегазоносных пластов.

К чужим (посторонним) относятся воды верхние и нижние, грунтовые, тектонические.

Верхними называются воды водоносных горизонтов (пластов), залегающих выше данного нефтегазоносного, а нижними — воды всех горизонтов (пластов), залегающих ниже его.

К грунтовой относится гравитационная вода первого от поверхности земли постоянного горизонта (расположенного на первом водоупорном слое), имеющая свободную поверхность.

Тектоническими называют воды, циркулирующие в зонах нефтегазоносности по дизъюнктивным нарушениям. Эти воды могут проникать в нефтегазоносные пласты и вызывать обводнение скважин при разработке залежей.

Положение грунтовых пластовых и тектонических вод в разрезе месторождения схематично показано на рис. 43.

Искусственно введенными, или техногенными, называют воды, закачанные в пласт для поддержания пластового давления, а также попавшие при бурении скважин (фильтрат промывочной жидкости) или при ремонтных работах.

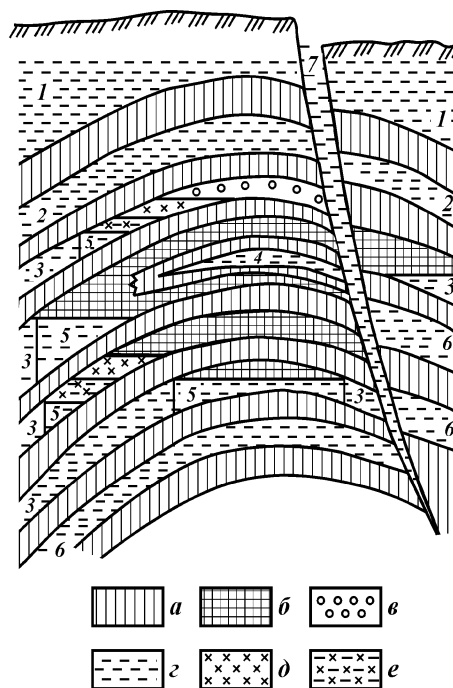
Основную массу природных вод нефтяных и газовых месторождений составляют более или менее минерализованные воды.

Состав и свойства пластовых вод имеют большое значение для разработки залежей нефти и газа и их добычи, так как от них зависит течение многих процессов в дренируемом пласте. Поэтому их значение позволяет намечать более эффективные мероприятия по контролю и регулированию разработки и эксплуатации скважин и промысловых систем. Все это заставляет уделять большое внимание вопросам состава и физических свойств подземных вод.

Химическая классификация подземных вод. Под химическим составом воды понимают состав растворенных в ней химических веществ. Существует ряд химических классифи-

Рис. 43. Схема залегания подземных вод нефтегазового месторождения:

a — непроницаемые породы; *б* — нефть; \cdot — газ; вода: „ — минерализованная; *г* — конденсационная; *е* — смешанная конденсационная и минерализованная; виды вод: 1 — грунтовые; 2 — верхние пластовые; 3 — краевые или контурные; 4 — промежуточные; 5 — подошвенные; 6 — нижние пластовые; 7 — тектонические



каций подземных вод (С.А. Щукарева, О.А. Алекина, Ч. Пальмера, В.И. Вернадского и др.). Среди нефтяников общее признание получила классификация В.А. Сулина. Она основана на генетическом принципе, согласно которому формирование химического состава вод происходит в определенных природных условиях (континентальных, морских, глубинных) и вследствие процессов взаимодействия вод с породами или вод различного генезиса между собой. При этом происходит их обогащение специфическими компонентами.

В основу классификации положены три основных коэффициента, в %-экв/л: $r Na/r Cl$, $(r Na - r Cl)/r SO_4$, $(r Cl - r Na)/r Mg$. Буква перед химическим символом иона означает, что содержание данного иона выражено в эквивалентной форме.

Пользуясь этими коэффициентами, выделяют четыре генетических типа вод (табл. 6).

При небольших отклонениях коэффициентов от единицы, т.е. в зонах перехода от одного типа к другому, воды следует относить к переходным типам.

Классификация подземных вод по В.А. Сулину

Тип вод	rNa/rCl	$\frac{rNa-rCl}{rSO_4}$	$\frac{rCl-rNa}{rMg}$
I – сульфатно-натриевый	> 1	< 1	–
II – гидрокарбонатно-натриевый	> 1	> 1	–
III – хлоридно-кальциевый	< 1	–	> 1
IV – хлоридно-магниевый	< 1	–	< 1

Каждый тип вод по преобладающему аниону делится на три группы – хлоридную, сульфатную и гидрокарбонатную. По преобладающему катиону группы делятся на подгруппы – натриевую, магниевую и кальциевую. Подгруппу следует выделять лишь в том случае, если преобладающий катион соединяется с преобладающим анионом, а не с другими.

Физические свойства пластовых вод. Минерализацией воды называется суммарное содержание в воде растворенных солей, ионов и коллоидов, выражаемое в г/100 или в г/л раствора. Минерализация вод нефтяных и газовых месторождений меняется в очень широких пределах – от менее 1 г/л (пресные воды) до 400 г/л и более (крепкие рассолы). Она определяется наличием шести главных ионов (Cl^- , SO_4^{2-} , HCO_3^- , Na^+ , Ca^{2+} , Mg^{2+}).

Значительно распространены в водах также карбонат-ион (CO_3^{2-}), ионы калия (K^+) и железа (Fe^{2+} и Fe^{3+}). Остальные элементы встречаются в ничтожных количествах (микрокомпоненты).

Минерализация и химический состав вод определяют их физические свойства (плотность, вязкость, поверхностное натяжение, электропроводность и др.).

Для нефтегазопромысловой геологии существенно то, что минерализованные воды имеют повышенную отмывающую способность нефтяных пластов-коллекторов. Их использование при заводнении залежей способствует повышению коэффициента вытеснения нефти, а следовательно, и конечного коэффициента извлечения нефти (см. главу VIII). В то же время высокая минерализация пластовых вод в определенных условиях может приводить к выпадению солей на забое добывающих скважин и в прискважинной зоне пласта, что ухудшает условия эксплуатации пласта в районе таких скважин.

Газосодержание пластовой воды не превышает 1,5–2,0 м³/м³, обычно оно равно 0,2–0,5 м³/м³. В составе водора-

створенного газа преобладает метан, затем следует азот, углекислый газ, гомологи метана, гелий и аргон.

Растворимость газов в воде значительно ниже их растворимости в нефти. При увеличении минерализации воды их растворимость уменьшается.

Сжимаемость воды — обратимое изменение объема воды, находящейся в пластовых условиях, при изменении давления. Значение коэффициента сжимаемости колеблется в пределах $(3\div 5)10^{-4} \text{ МПа}^{-1}$. Сжимаемость воды, содержащей растворенный газ, увеличивается; сжимаемость минерализованной воды уменьшается с увеличением концентрации солей. Это свойство играет существенную роль при формировании режимов залежей.

Объемный коэффициент пластовой воды нефтяных и газовых месторождений V_v зависит от минерализации, химического состава, газосодержания, пластовых давления и температуры и колеблется от 0,8 до 1,2. Наиболее влияют на его величину пластовая температура и минерализация.

Плотность пластовой воды зависит главным образом от ее минерализации, пластовых давления и температуры. В большинстве случаев она меньше плотности в поверхностных условиях (не более чем на 20 %), поскольку пластовая температура выше стандартной. Однако в условиях пониженных пластовых температур, например, в зоне развития многолетнемерзлых пород, плотность воды может быть равной плотности воды в поверхностных условиях или даже больше ее.

Вязкость пластовой воды зависит в первую очередь, от температуры, а также от минерализации и химического состава. Газосодержание и давление оказывают меньшее влияние. В большинстве случаев вязкость пластовых вод нефтяных и газовых месторождений составляет 0,2–1,5 мПа·с.

Поверхностное натяжение пластовой воды, т.е. свойство ее противодействовать нормальным силам, приложенным к ее поверхности и стремящимся изменить ее форму, в значительной степени зависит от химического состава и при соответствующей химической обработке воды может быть значительно снижено. Это имеет существенное значение для разработки нефтяных залежей с заводнением — уменьшение поверхностного натяжения повышает ее вымывающую способность, что способствует увеличению коэффициента вытеснения нефти водой.

Электропроводность воды зависит от ее минерализации. Пресные воды плохо проводят или почти не проводят электрический ток. Минерализованные воды относятся к хоро-

шим проводникам. Мерой электропроводности служит удельное электрическое сопротивление, за единицу измерения которого принят 1 Ом·м. Знание удельного сопротивления подземных вод необходимо для интерпретации материалов электрометрии скважин.

Все рассмотренные физические свойства подземных вод наиболее надежно определяются по глубинным пробам, отбор которых осуществляется специальными глубинными герметичными пробоотборниками. При отсутствии таких определений эти свойства могут быть с меньшей точностью установлены по специальным графикам, приведенным в монографиях по физике пласта или в справочниках.

Техногенные воды по своим свойствам обычно отличаются по минерализации от пластовых. Они менее минерализованы. Исходя из экологических соображений, там, где это возможно, для нагнетания в пласт используют воду, попутно добываемую вместе с нефтью, в полном ее виде или в смеси с поверхностной водой. В результате в состав попутной воды могут входить пластовая и ранее закачанная вода.

Глава VII

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

Все залежи углеводородов обладают большим или меньшим запасом различных видов энергии для перемещения нефти и газа к забоям скважин. Потенциальные возможности залежей в этом плане зависят от разновидностей природных режимов залежей. В проявлении режимов большее место занимают значение начального пластового давления и поведение давления в процессе разработки.

§ 1. НАЧАЛЬНОЕ ПЛАСТОВОЕ ДАВЛЕНИЕ

Пластовое давление — один из важнейших факторов, определяющих энергетические возможности продуктивного пласта, производительность скважин и залежи в

целом. Под пластовым понимают давление, при котором в продуктивном пласте нефть, газ, вода, а в водоносном — вода находятся в пустотах пластов-коллекторов.

Если вскрыть скважиной водоносный пласт-коллектор и снизить в ее стволе уровень промывочной жидкости, то под действием пластового давления в эту скважину из пласта начнет поступать вода. Ее приток прекращается после того, как столб воды уравнивает пластовое давление.

Аналогичный процесс — поступление в скважину нефти, газа — протекает при вскрытии нефтегазонасыщенного пласта. Следовательно, пластовое давление может быть определено по высоте столба пластовой жидкости в скважине при установлении статического равновесия в системе пласт — скважина:

$$p_{\text{пл}} = h\rho g, \quad (\text{VII.1})$$

где h — высота столба жидкости, уравнивающего пластовое давление, м; ρ — плотность жидкости в скважине, кг/м³; g — ускорение свободного падения, м/с². При практических расчетах давление определяют в МПа и формулу используют в следующем виде:

$$p_{\text{пл}} = h\rho/102. \quad (\text{VII.2})$$

В этой формуле значение ρ принимается в г/см³.

Устанавливающийся в скважине уровень жидкости, соответствующий пластовому давлению, называется пьезометрическим уровнем. Его положение фиксируется расстоянием от устья скважины или значением его абсолютной отметки.

Поверхность, проходящая через пьезометрические уровни в различных точках водонапорной системы (в скважинах), называют пьезометрической поверхностью.

Высоту столба жидкости h в (VII.1) и (VII.2) в зависимости от решаемой задачи определяют по всем скважинам или как расстояние от пьезометрического уровня до середины пласта-коллектора — такой столб жидкости h называют пьезометрической высотой, или как расстояние от пьезометрического уровня до условно принятой для всех скважин горизонтальной плоскости — этот столб жидкости $h_2 = h_1 + z$, где z — расстояние между серединой пласта и условной плоскостью, называют пьезометрическим напором (рис. 44).

Давление, соответствующее пьезометрической высоте, называют абсолютным пластовым давлением $p_{\text{пл.аб}}$; давление, соответствующее пьезометрическому напору, — приведенным пластовым давлением $p_{\text{пл.пр}}$. Зная расстояние z и плотность

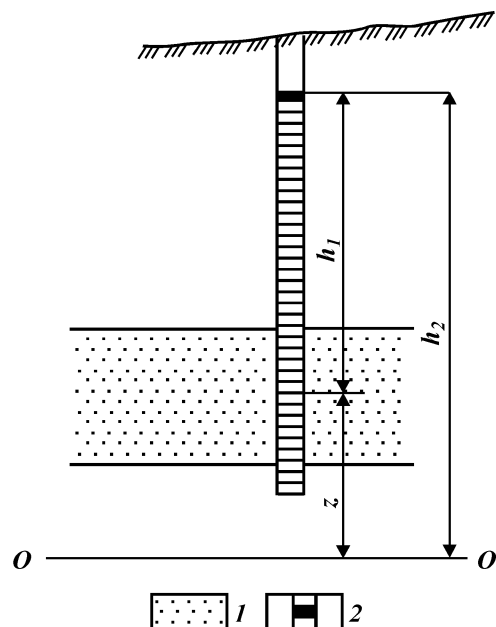


Рис. 44. Пьезометрические высота и напор в скважине: 1 – пласт-коллектор; 2 – пьезометрический уровень в скважине; $O-O$ – условная плоскость; h_1 – пьезометрическая высота; z – расстояние от середины пласта до условной плоскости; h_2 – пьезометрический напор

жидкости в скважине ρ , при необходимости всегда можно перейти от абсолютного пластового давления к приведенному (и наоборот):

$$p_{\text{пл.пр}} = p_{\text{пл.а}} + z\rho/102 = (h_1 + z)\rho/102. \quad (\text{VII.3})$$

В связи со сложностью рельефа земной поверхности устья скважин, пробуренных в разных точках на водоносный пласт, обладающий давлением, могут быть выше, ниже и на уровне пьезометрической поверхности. Это можно видеть на примере водонапорной системы, показанной на рис. 45. В скважинах с устьями выше пьезометрической поверхности (скв. 1) абсолютное пластовое давление можно определить, зная глубину скважины H_1 до середины пласта и глубину пьезометрического уровня h_1 от устья скважины, а также плотность воды $\rho_{\text{в}}$ (она обычно больше единицы вследствие того, что пластовые воды минерализованы):

$$p_{\text{пл1}} = [(H_1 - h_1)/102]\rho_{\text{в}}. \quad (\text{VII.4})$$

В скважинах с устьями, совпадающими с пьезометрической поверхностью (рис. 45, скв. 2),

$$p_{\text{пл2}} = H_2\rho_{\text{в}}/102. \quad (\text{VII.5})$$

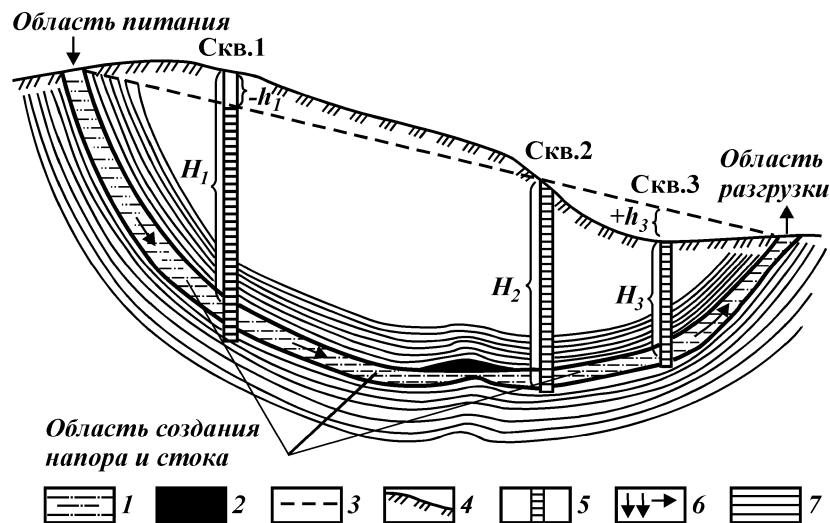


Рис. 45. Схема инфильтрационной водонапорной системы:
 1 — водонасыщенный пласт-коллектор; 2 — залежь нефти; 3 — пьезометрическая поверхность; 4 — земная поверхность; 5 — скважина со столбом пластовой воды, уравнивающим начальное пластовое давление; 6 — направление движения жидкости; 7 — водоупорные породы

Скважины с устьями ниже пьезометрической поверхности (рис. 45, скв. 3) будут фонтанировать. Пластовое давление в таких скважинах можно определить, замерив манометром давление p_y на их герметизированных устьях:

$$p_{\text{плз}} = (H_3 \rho_v / 102) + p_y, \quad (\text{VII.6})$$

где $p_y = h_3 \rho_v / 102$; h_3 — превышение пьезометрического уровня над устьем скважины.

Для характеристики изменения пластового давления в водонапорных системах и залежах пользуются вертикальным градиентом пластового давления $\text{grad } p$, отражающим величину изменения $p_{\text{пл}}$ на 1 м глубины скважины:

$$\text{grad } p = p_{\text{пл}} / H. \quad (\text{VII.7})$$

Из рис. 45 видно, что на величину $\text{grad } p$ в различных скважинах заметное влияние оказывает разность абсолютных отметок пьезометрической поверхности и устьев скважин. В скважинах, устья которых находятся выше пьезометрической поверхности, значения $\text{grad } p$ меньше, а в скважинах, устья которых находятся ниже этой поверхности, значения $\text{grad } p$ больше по сравнению с его значениями в сква-

жинах, устья которых совпадают с пьезометрической поверхностью. Градиент пластового давления имеет значения от 0,008 до 0,025 МПа/м и иногда более. Его величина зависит от характера водонапорной системы, взаимного расположения поверхности земли и пьезометрической поверхности.

Каждая залежь УВ имеет некоторое природное пластовое давление. В процессе разработки залежи пластовое давление обычно снижается. Соответственно различают начальное (статическое) и текущее (динамическое) пластовое давление. В настоящем разделе освещаются вопросы, связанные с начальным пластовым давлением (динамическое пластовое давление рассмотрено в главе XIII).

Начальное (статическое) пластовое давление — это давление в пласте-коллекторе в природных условиях, т.е. до начала извлечения из него жидкостей или газа. Значение начального пластового давления в залежи и за ее пределами определяется особенностями природной водонапорной системы, к которой приурочена залежь, и местоположением залежи в этой системе.

Природной водонапорной системой называют систему гидродинамически сообщающихся между собой пластов-коллекторов и трещинных зон с заключенными в них напорными водами, которая характеризуется едиными условиями возникновения и общим механизмом непрерывного движения подземных вод, т.е. единым генезисом напора. Изучению водонапорных систем посвящены исследования А.А. Карцева, С.Б. Вагина и других гидрогеологов.

В пределах каждой водонапорной системы могут быть выделены три основных элемента (см. рис. 45; рис. 46):

область питания — зоны, в которых в систему поступают воды, за счет чего создается давление, обуславливающее движение воды;

область стока — основная по площади часть резервуара, где происходит движение пластовых вод;

область разгрузки — части резервуара, выходящие на земную поверхность или расположенные в недрах (например, связанные с дизъюнктивным нарушением), в которых происходит разгрузка подземных вод.

Природные водонапорные системы подразделяют на **инфильтрационные** и **элизионные**, различающиеся взаимным расположением указанных зон, условиями создания и значениями напора (см. следующие разделы настоящей главы). Соответственно залежи УВ, приуроченные к водонапорным системам указанных видов, обычно обладают различными по

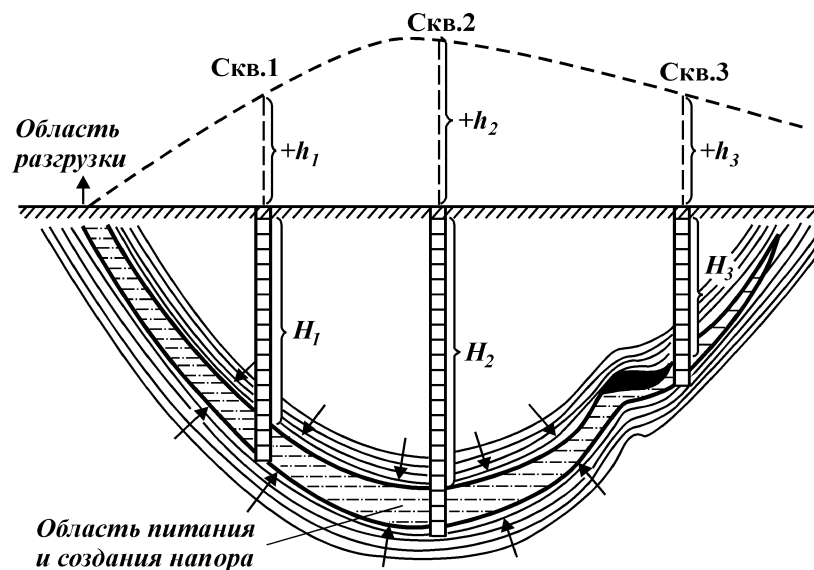


Рис. 46. Схема элизионной водонапорной системы.
Условные обозначения см. на рис. 45

величине значениями начального пластового давления при одинаковой глубине залегания продуктивных пластов.

В зависимости от степени соответствия начального пластового давления глубине залегания пластов-коллекторов выделяют две группы залежей УВ:

залежи с начальным пластовым давлением, соответствующим гидростатическому давлению;

залежи с начальным пластовым давлением, отличающимся от гидростатического.

В геолого-промысловой практике принято называть залежи первого вида залежами с нормальным пластовым давлением, второго вида — залежами с аномальным пластовым давлением. Подобное разделение следует считать условным, так как любое значение начального пластового давления связано с геологическими особенностями района и для рассматриваемых геологических условий является нормальным.

Залежи с начальным пластовым давлением, соответствующим гидростатическому. Гидростатическим пластовым давлением (ГПД) называют давление в пласте-коллекторе, возникающее под действием гидростатической нагрузки вод, перемещающихся по этому пласту в сторону его регионального погружения.

В водоносном пласте начальное пластовое давление считают равным гидростатическому, когда соответствующая ему пьезометрическая высота в каждой его точке примерно соответствует глубине залегания пласта. Пластовое давление, близкое к гидростатическому, характерно для инфильтрационных водонапорных систем и приуроченных к ним залежей (см. рис. 45).

Инфильтрационную систему отличают следующие особенности. Она является "открытой", т.е. сообщается с земной поверхностью в областях как разгрузки, так и питания. Область питания системы расположена гипсометрически выше области разгрузки. Природный резервуар пополняется атмосферными и поверхностными водами. Движение жидкости в пласте-коллекторе происходит в основном в соответствии с влиянием гравитационных сил в сторону регионального погружения пластов. Пьезометрическая поверхность системы условно (в предположении, что пласты содержат пресную воду плотностью 1 г/см^3) представляется в виде наклонной плоскости, соединяющей области питания и разгрузки. Фактически вследствие изменчивости плотности пластовых вод в системе (обычно в пределах $1-1,25 \text{ г/см}^3$) она имеет несколько более сложный характер.

За пределами залежей нефти и газа, т.е. в основной по площади водоносной части инфильтрационных систем, значение вертикального градиента пластового давления обычно не выходит за пределы $0,008-0,013 \text{ МПа/м}$ и в среднем составляет около $0,01 \text{ МПа/м}$. Редкие исключения могут быть обусловлены весьма резким различием абсолютных отметок устьев скважин и пьезометрической поверхности.

В инфильтрационных водонапорных системах начальное пластовое давление возрастает практически пропорционально увеличению глубины залегания водоносных пластов-коллекторов. Его значения всегда намного ниже значений геостатического давления, т.е. давления на пласт массы вышележащей толщи пород. Это иллюстрируется рис. 47. Инфильтрационные водонапорные системы наиболее характерны для древних платформ.

В пределах нефтегазовых залежей значения начального пластового давления и статических уровней превышают значения этих показателей в водоносной части пласта при тех же абсолютных отметках залегания пластов. Величина превышения зависит от степени различий плотности пластовой воды, нефти и газа и от расстояния по вертикали от рассматриваемых точек залежи до ВНК. На рис. 48 приведена схема

Рис. 47. График изменения пластового давления с глубиной в инфильтрационной водонапорной системе терригенных отложений девона Волго-Уральской нефтегазодонной провинции (по Ю.П. Гаттенбергеру).

Давление: 1 — гидростатическое в различных точках системы; 2 — геостатическое

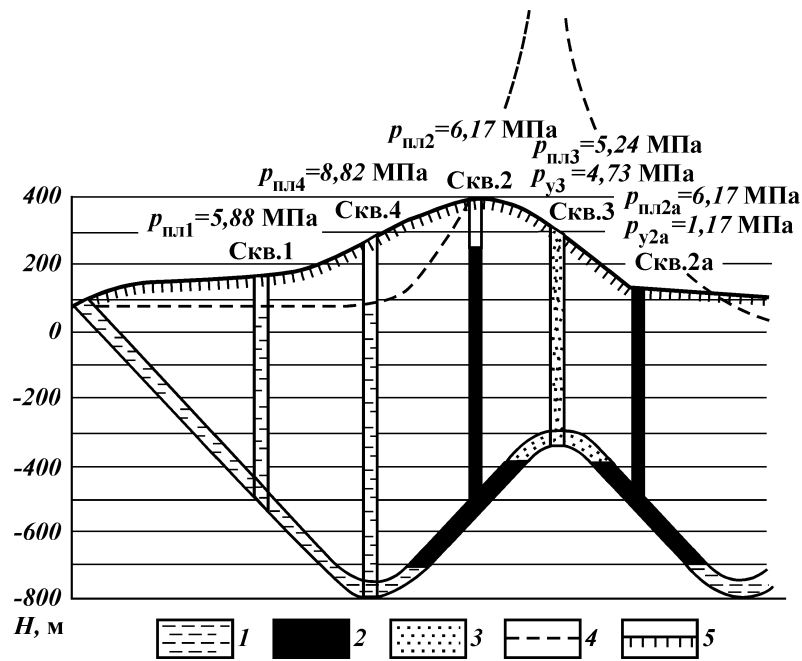
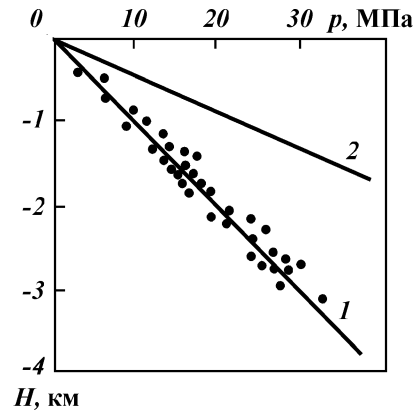


Рис. 48. Схема распределения пластового давления $p_{пл}$ и пьезометрических высот в районе расположения нефтегазовой залежи: 1 — вода; 2 — нефть; 3 — газ; поверхности: 4 — пьезометрическая, 5 — земная; p_y — давление на устье скважины

фрагмента инфильтрационной системы с приуроченной к ней газонефтяной залежью.

Область питания водонапорной системы расположена на абсолютной отметке 100 м. Общая высота приуроченной к этой системе газонефтяной залежи 400 м, отметки ВНК — 700 м, ГНК — 400 м, кровли пласта в своде залежи — 300 м.

Проследим распределение начальных значений пластового давления и пьезометрической высоты в пласте в районе залежи. Примем, что плотность пластовых вод, нефти и газа (в г/см^3) соответственно равна: $\rho_{\text{в}} = 1,0$, $\rho_{\text{н}} = 0,85$, $\rho_{\text{г}} = 0,1 \text{ г/см}^3$.

В водяной скв. 1 пьезометрическая высота $h_{\text{в}} = 600$ м. Соответственно $p_{\text{пл1}} = h_{\text{в}} \rho_{\text{в}} / 102 = (600 \cdot 1,0) / 102 = 5,88$ МПа.

В водяной скв. 4 при пьезометрической высоте $h_{\text{в}} = 900$ м $p_{\text{пл4}} = 900 \cdot 1,0 / 102 = 8,82$ МПа; $p_{\text{пл1}} < p_{\text{пл4}}$ на 2,94 МПа, т.е. на величину, соответствующую разнице в глубинах залегания пласта в рассмотренных скважинах.

В нефтяной скв. 2 при той же абсолютной отметке залегания пласта, что и в скв. 1, пластовое давление тоже меньше, чем в скв. 4, но на иную величину, поскольку столб жидкости, соответствующий разнице их глубин, состоит на 100 м из воды и на 200 м из нефти. Определяя пластовое давление в скв. 2, исходя из величины $p_{\text{пл4}}$, получим $p_{\text{пл2}} = 8,82 - (100 \cdot 1,0 + 200 \cdot 0,85) / 102 = 6,17$ МПа, что на 0,29 МПа больше, чем в водяной скв. 1. Пьезометрическая высота в нефтяной скв. 2 составляет: $h_2 = 6,17 - 102 / 0,85 = 740$ м, что на 140 м больше, чем в водяной скв. 1 при той же абсолютной отметке пласта. При значительной абсолютной отметке устья скв. 2 пьезометрический уровень в ней находится на отметке 240 м.

Нефтяная скв. 2а с той же абсолютной отметкой пласта, что и скв. 2, но с меньшей отметкой устья (100 м) при таком же пластовом давлении будет фонтанировать, поскольку пьезометрическая высота на 140 м выше устья скважины. Давление на ее устье при герметизации $p_{\text{у2а}} = 140 \cdot 0,85 / 102 = 1,17$ МПа.

Пластовое давление в газовой скв. 3 можно определить, исходя из $p_{\text{пл2}} : p_{\text{пл3}} = 6,17 - (100 \cdot 0,85 + 100 \cdot 0,1) / 102 = 5,24$ МПа. В скв. 3 в условиях насыщенности пласта водой пьезометрическая высота составила бы 400 м, а пластовое давление 3,92 МПа, т.е. пластовое давление газонасыщенной части пласта в своде структуры в рассматриваемом случае на 1,32 МПа больше, чем оно могло бы быть при заполнении резервуара водой.

Таким образом, уменьшение начального пластового давле-

ния от периферии к сводовой части залежи нефти и газа происходит непропорционально уменьшению абсолютных отметок залегания пласта.

Особенно большое превышение значений фактических пьезометрических высот h и значений начального пластового давления $p_{\text{пл нач}}$ над гидростатическими $h_{\text{г}}$ и $p_{\text{г}}$ имеется в сводовых частях газовых залежей с большой высотой.

Разницу между пластовым давлением и гидростатическим (при $p_{\text{в}} = 1$) на одной абсолютной отметке пласта принято называть избыточным пластовым давлением $p_{\text{изб}}$.

В инфильтрационных системах вертикальный градиент пластового давления залежей нефти и газа, даже с учетом избыточного давления, обычно не выходит за указанные ранее пределы 0,008–0,013 МПа/м. Верхний предел обычен для газовых залежей большой высоты. Иногда в свободной части газовой залежи, приуроченной к инфильтрационной системе, значение градиента может выходить за названный предел. Повышенное пластовое давление в сводовых частях залежей инфильтрационных водонапорных систем не следует смешивать со сверхгидростатическим давлением.

О соответствии или несоответствии пластового давления гидростатическому (т.е. глубине залегания пласта) следует судить по значению давления в водоносной части пласта, непосредственно у границ залежи, или, если замеров давления здесь нет, по значению давления, замеренного в пределах залежи и приведенного к горизонтальной плоскости, соответствующей средней отметке ВНК или ГВК (см. главу XIII).

Залежи с начальным пластовым давлением, отличающимся от гидростатического. Начальное пластовое давление в водоносных пластах, а также на ВНК и ГВК залежей, вертикальный градиент которого выходит за пределы значений этого показателя, характерных для пластового давления, соответствующего гидростатическому, называется давлением, отличающимся от гидростатического. При $\text{grad} p > 0,013$ пластовое давление обычно считают сверхгидростатическим (СГПД), при $\text{grad} p < 0,008$ — меньшим гидростатического (МГПД).

Наличие в пластах-коллекторах СГПД можно объяснить тем, что на определенном этапе геологической истории резервуар получает повышенное количество жидкости в связи с превышением скорости ее поступления над скоростью оттока. Сверхгидростатическое пластовое давление характерно для элизионных водонапорных систем. В таких системах напор создается за счет выжимания вод из вмещающих плас-

ты-коллекторы уплотняющихся осадков и пород и частично за счет уплотнения самого коллектора под влиянием геостатического давления, возрастающего в процессе осадконакопления (геостатические элизионные системы), или в результате геодинамического давления при тектонических напряжениях (геодинамические элизионные системы). Более распространены геостатические системы (см. рис. 46).

В элизионной системе областью питания является наиболее погруженная часть пласта-коллектора. Отсюда вода, поступившая в нее, перемещается в направлении восстания пласта к областям разгрузки, когда имеется связь пласта-коллектора с земной поверхностью, или к границам распространения пласта-коллектора, если такой связи нет. В первом случае принято называть элизионные системы полузакрытыми, во втором — закрытыми. Вместе с водами, выжимаемыми из породы-коллектора, последним передается часть геостатического давления. При этом пластовое давление повышается по сравнению с нормальным гидростатическим $p_{\text{п.г}}$ на величину $p_{\text{доп}}$:

$$p_{\text{п.л}} = p_{\text{п.г}} + p_{\text{доп}}, \quad (\text{VII.8})$$

где

$$p_{\text{доп}} = V_{\text{доп}}/\beta_{\text{в}}V_{\text{в}}; \quad (\text{VII.9})$$

$V_{\text{доп}}$ — превышение количества поступающей в пласт-коллектор воды над количеством ее, удаляющимся в область разгрузки; $\beta_{\text{в}}$ — коэффициент сжимаемости воды; $V_{\text{в}}$ — общий объем воды в пласте-коллекторе.

С увеличением закрытости водонапорной системы и объемов выжимаемой в нее воды $p_{\text{доп}}$ возрастает и СГПД приближается по величине к геостатическому давлению. СГПД наиболее характерно для пластов, залегающих на больших глубинах между мощными толщами глинистых пород, в межсолевых и подсолевых отложениях.

Образование СГПД связывают также с уплотнением пород-коллекторов в результате цементации, с освобождением дополнительного объема воды при переходе монтмориллонита в иллит, с тепловым расширением воды и другими процессами, протекающими в недрах земли. СГПД, являющееся следствием тектонических напряжений, может быть свойственно пластам-коллекторам в пределах локальных тектонических СГПД или даже отдельных тектонических блоков.

СГПД характерно для районов с повышенной неотектонической активностью и соответственно с высокой скоро-

стью осадкообразования – для Северного Кавказа, Азербайджана, Средней Азии, Предкарпатья. В этих районах СГПД встречается и на малых глубинах. Градиент СГПД может достигать 0,017–0,025 МПа/м и более.

В пределах элизионных водонапорных систем давление в гипсометрически высоких частях залежей нефти и газа, так же как и в пределах инфильтрационных систем, несколько повышено за счет избыточного давления.

Пластовое давление, меньшее гидростатического, т.е. с вертикальным градиентом менее 0,008 МПа/м встречается относительно редко. Наличие в пластах-коллекторах МГПД может быть объяснено тем, что на определенном этапе геологической истории создавались условия, приводящие к дефициту пластовой воды в резервуаре. Одним из таких условий может быть увеличение пористости, например при выщелачивании или перекристаллизации пород. Возможно также уменьшение объема жидкости, насыщающей пустотное пространство, например вследствие снижения температуры пластов-коллекторов в результате их перемещения при тектонических движениях на меньшие глубины.

Роль начального пластового давления. Начальное пластовое давление залежи во многом определяет природную энергетическую характеристику залежи, выбор и реализацию системы ее разработки, закономерности изменения параметров залежи при ее эксплуатации, особенности годовой добычи нефти и газа.

Начальное пластовое давление в значительной мере определяет природное фазовое состояние УВ в недрах и, следовательно, также обуславливает определение рациональных условий разработки.

Значение начального пластового давления залежи необходимо учитывать при оценке по керну значений пористости и проницаемости пластов в их естественном залегании. Указанные параметры, определенные по керну в поверхностных условиях, могут быть существенно завышены, что приведет к неправильному определению емкости резервуара и запасов УВ.

Знание значения начального пластового давления залежей и всех вышележащих пластов-коллекторов необходимо при обосновании технологии бурения и конструкции скважин. При этом следует исходить из двух основных требований: обеспечения нормальной проходки ствола скважины (без поглощений промывочной жидкости, выбросов, обвалов, прихватов труб) и повышения степени совершенства вскрытия

пластов (минимального "загрязнения" продуктивных пластов промывочной жидкостью), т.е. предотвращения снижения производительности пласта по сравнению с его природными возможностями.

Природа пластового давления в залежи в значительной мере предопределяет изменение пластового давления в процессе разработки. Соответствие пластового давления гидростатическому может служить показателем приуроченности залежи к инфильтрационной водонапорной системе. В этих условиях можно ожидать, что в процессе разработки залежи пластовое давление будет снижаться относительно замедленно. СГПД¹ свидетельствует о замкнутости элизионной водонапорной системы. Снижение пластового давления в залежах с СГПД происходит быстрее, темпы его падения возрастают с уменьшением размеров водонапорных систем. Таким образом, по значению начального пластового давления можно прогнозировать закономерности падения пластового давления в залежи при ее разработке, что позволяет обоснованно решать вопросы о целесообразности применения методов искусственного воздействия на пласты и о времени начала воздействия.

При составлении первого проектного документа на разработку значение начального пластового давления используют для определения уровней добычи в начальный период разработки залежи.

§ 2. ТЕМПЕРАТУРА В НЕДРАХ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Известно, что в недрах месторождений температура возрастает с глубиной, начиная от так называемого нейтрального слоя с неизменной температурой. Продуктивные пласты имеют природную (начальную) температуру, значение которой определяется закономерностями изменения температуры по разрезу месторождения.

Начальная температура продуктивных пластов оказывает большое влияние на фазовое состояние УВ в пластовых условиях, на вязкость пластовых жидкостей и газов и, следовательно, на условия их фильтрации.

¹ Соответствие пластового давления гидростатическому может отличаться и в древних элизионных системах, СГПД которых постепенно расформировалось.

В процессе разработки залежей природные термические условия могут претерпевать устойчивые или временные изменения в связи с нагнетанием в больших объемах в пласты различных агентов, имеющих температуру, большую или меньшую начальной пластовой, — в результате нагнетания воды, теплофизических и термохимических методов разработки залежей, а также вследствие неизотермических процессов фильтрации. Наряду с этим в скважинах и в прискважинных зонах горных пород при бурении, цементировании и эксплуатации возникают теплообменные процессы, нарушающие начальное тепловое поле, и для его восстановления требуется продолжительное время — от нескольких суток до месяца и более.

Изменение теплового режима пластов может оказывать существенное влияние на условия разработки залежей. Вместе с тем изучение вторичных термических аномалий имеет большое значение для контроля за процессом разработки эксплуатационных объектов, за работой пластов в скважинах и за техническим состоянием скважин. В связи с этим изучение теплового режима как при подготовке месторождения к разработке (для обоснованного подсчета запасов всех компонентов залежей и проектирования разработки), так и при его разработке имеет большое значение.

Термометрические методы исследования скважин и пластов довольно глубоко обоснованы теоретически и экспериментально российскими (В.Н. Абрамов, А.Л. Абрикин, В.Н. Дахнов, Д.И. Дьяконов, А.Ю. Намиот, Н.Н. Непримеров, Н.А. Огильви, М.Д. Розенберг, Е.В. Теслюк и др.) и зарубежными учеными.

Природная геотермическая характеристика месторождения служит фоном для выявления всех проявляющихся при разработке вторичных аномалий температуры. Процесс изучения природного теплового режима месторождения включает температурные измерения в скважинах, построение геотерм и геотермических разрезов скважин, определение значений геотермического градиента и геотермической ступени, определение температуры в кровле продуктивных пластов, построение геолого-геотермических профилей и геотермических карт.

Для получения природной геотермической характеристики температурные замеры должны проводиться до начала или в самом начале разработки залежей по возможно большему числу скважин, равномерно размещенных по площади. Поскольку в действующих и даже только что пробуренных

скважинах температурные условия отличаются от начальных, температурные замеры проводят преимущественно в продолжительно простаивающих скважинах — наблюдательных, пьезометрических и законченных бурением, но ожидающих ввода в эксплуатацию. Время, необходимое для восстановления теплового равновесия после бурения и цементирования, должно быть обоснованно специальными исследованиями.

Сверху вниз по стволу скважины высокоточным электрическим, самопишущим и другими приборами, а также максимальным ртутным термометром проводят измерение температуры с определенным шагом, равным единицам метров в продуктивных интервалах разреза и десяткам метров в остальной его части.

По данным температурных исследований строят термограмму, т.е. кривую, отражающую рост естественной температуры пород с увеличением глубины. Такие термограммы называют геотермами Γ_0 . Сочетание геотермы с литолого-стратиграфической колонкой скважины представляет собой геолого-геотермический разрез скважины (рис. 49). На геотерме обычно выделяются прямолинейные участки с разными углами наклона, отвечающие геолого-стратиграфическим пакетам с неодинаковой теплопроводностью пород.

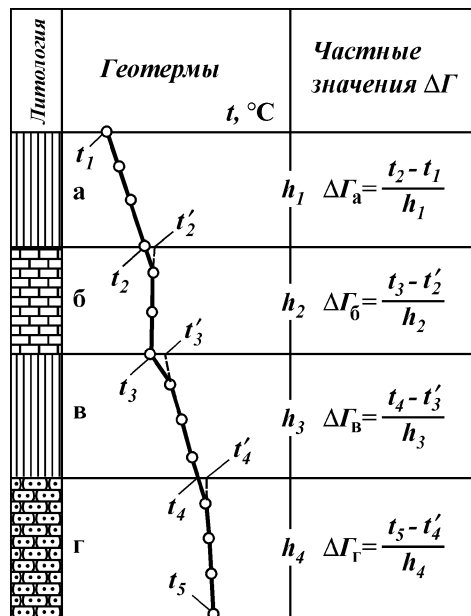


Рис. 49. Геолого-геотермический разрез скважины (по В.А. Луткову): а, б, в, г — литолого-стратиграфические пакеты пород

С помощью геолого-геотермического разреза скважины определяют значения геотермического градиента — частные и среднее взвешенное. Геотермический градиент $\Delta\Gamma$ характеризует изменение температуры при изменении глубины на 100 м.

Частным называют значение геотермического градиента в пределах литолого-стратиграфической пачки, характеризующейся углом наклона соответствующего ей отрезка геотермы. Пример определения частных значений геотермического градиента для пачек а, б, в и г показан на рис. 49. Указанным пачкам соответствуют геотермические градиенты $\Delta\Gamma_a$, $\Delta\Gamma_b$, $\Delta\Gamma_v$, $\Delta\Gamma_r$. Для определения частного значения геотермического градиента температуру на границах литолого-стратиграфической пачки берут в точках пересечения соответствующего прямолинейного отрезка геотермы с границами пачки. Так определены значения температуры t_1 и t_2 в кровле и подошве пачки а, t_4 — в подошве пачки в, t_5 — в подошве пачки г. В случаях, когда границы литологической пачки не пересекаются соответствующим прямолинейным отрезком геотермы, температуру на границе пачки принимают в точке, полученной в результате экстраполяции соответствующего отрезка геотермы до границы пачки. Таким путем определены значения температуры t_2 , t_3 и t_4 в кровлях пачек б, в и г.

Среднее взвешенное значение геотермического градиента $\Delta\Gamma$ характеризует начальную температуру геологического разреза в целом от нейтрального слоя до забоя скважины:

$$\Delta\Gamma = \left(\sum_{i=1}^n \Delta\Gamma_i h_i \right) / \left(\sum_{i=1}^n h_i \right), \quad (\text{VII.10})$$

где $\Delta\Gamma_i$ — частные значения геотермического градиента; h_i — толщины соответствующих литолого-стратиграфических пачек пород; n — количество выделенных в геологическом разрезе пачек.

Средние взвешенные значения геотермических градиентов различны для геологических разрезов разных участков земной коры. По данным М.А. Жданова, для грозненских месторождений они составляют 8–12 °С, для Апшеронского п-ова — 3–5 °С, для ряда месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции — 1–1,2 °С. С помощью геолого-геотермического разреза определяют также значения геотермической ступени — толщины разреза недр в метрах, соответствующей изменению температуры на 1 °С.

Наиболее полная температурная характеристика геологического разреза месторождения в целом или его определенной части может быть получена с помощью серии геолого-геотермических профилей (рис. 50).

Изменение температуры продуктивного пласта по площади хорошо иллюстрируется геотермической картой (картой изотерм) по кровле пласта (рис. 51). При многопластовом строении эксплуатационного объекта карты изотерм следует строить по кровле каждого из пластов. Природная температура в кровле пласта обычно имеет различные значения на разных участках залежи. В пределах антиклинальных поднятий она возрастает от сводовой части к периферии залежи в соответствии с увеличением глубины залегания пород. На этом фоне могут быть аномалии, обусловленные особенностями перемещения пластовых вод в водонапорной системе, возможной гидрогазодинамической сообщаемостью частей разреза с неодинаковой температурой на отдельных участках месторождений и другими причинами. Соответственно гео-

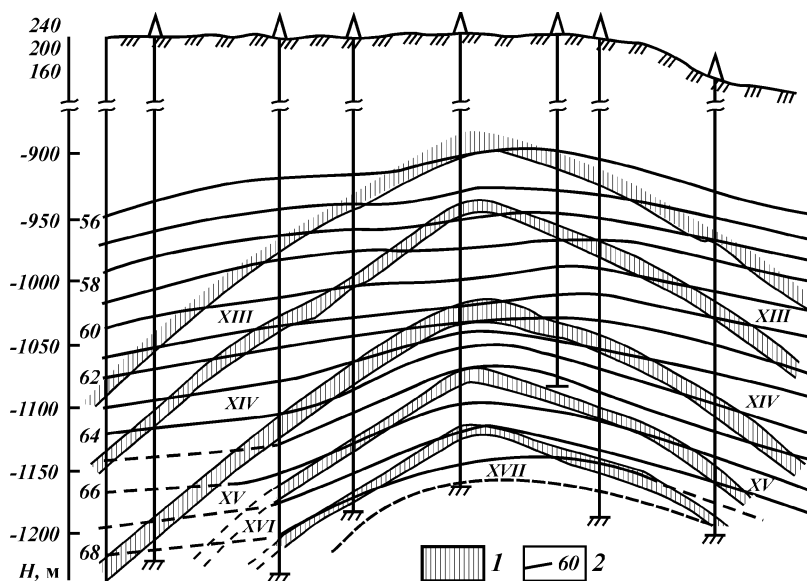


Рис. 50. Схематический геолого-геотермический профиль месторождения Узень (по В.А. Луткову):
 1 — непроницаемые разделы между горизонтами; 2 — изотермы, °С; XIII — XVII — продуктивные горизонты

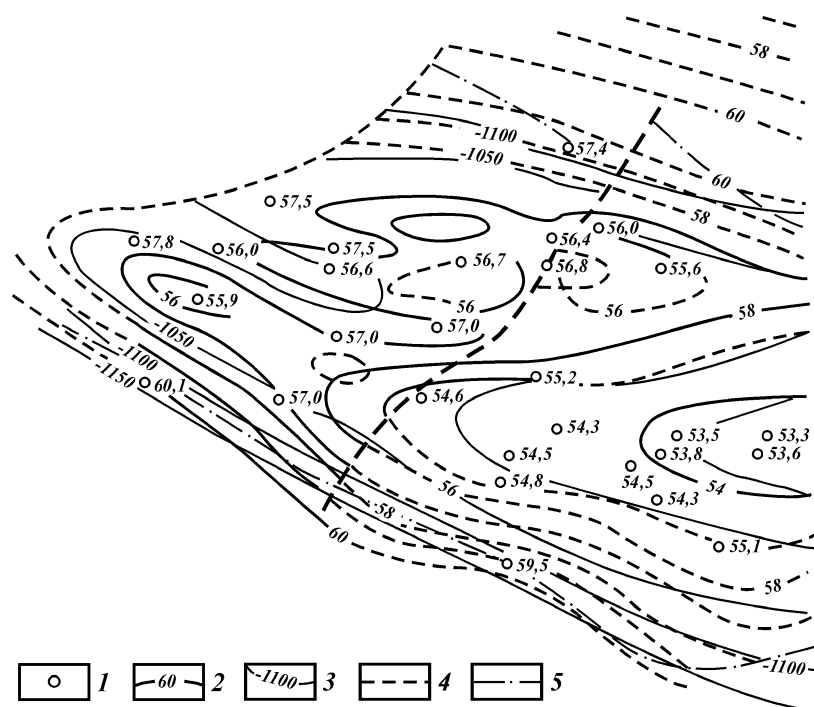


Рис. 51. Геотермическая карта по кровле горизонта XIII месторождения Узень (фрагмент, по В.А. Луткову):
 1 – скважины (цифры у скважин – природная температура в кровле пласта, °С); 2 – изотермы, °С; 3 – изогипсы, м; 4 – предполагаемое дизъюнктивное нарушение; 5 – внешний контур нефтеносности

термы скважин на разных участках месторождения могут различаться. Причины изменчивости природной температуры в пределах каждого месторождения следует тщательно изучать.

§ 3. ПРИРОДНЫЕ РЕЖИМЫ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

Природным режимом залежи называют совокупность естественных сил (видов энергии), которые обеспечивают перемещение нефти или газа в пласте к забоям добывающих скважин.

Учение о природных режимах нефтяных пластов создано

главным образом российскими учеными на базе теоретических исследований в области подземной гидрогазодинамики и промысловой геологии.

В нефтяных залежах к основным силам, перемещающим нефть в пластах, относятся: напор контурной воды под действием ее массы; напор контурной воды в результате упругого расширения породы и воды; давление газа газовой шапки; упругость выделяющегося из нефти растворенного в ней газа; сила тяжести нефти. При преобладающем проявлении одного из названных источников энергии соответственно различают режимы нефтяных залежей: водонапорный, упруговодонапорный, газонапорный (режим газовой шапки), растворенного газа, гравитационный.

В газовых и газоконденсатных залежах источниками энергии являются давление, под которым находится газ в пласте, и напор краевых пластовых вод. Соответственно различают газовый и упруговодогазонапорный режимы.

Природный режим залежи определяется главным образом геологическими факторами: характеристикой водонапорной системы, к которой принадлежит залежь, и расположением залежи в этой системе относительно области питания; геолого-физической характеристикой залежи — термобарическими условиями, фазовым состоянием УВ, условиями залегания и свойствами пород-коллекторов и другими факторами; степенью гидродинамической связи залежи с водонапорной системой. На режим пласта существенное влияние могут оказывать условия эксплуатации залежей. При использовании для разработки залежи природных видов энергии от режима зависят интенсивность падения пластового давления и, следовательно, энергетический запас залежи на каждом этапе разработки, а также поведение подвижных границ залежи (ГНК, ГВК, ВНК) и соответствующие тенденции изменения ее объема по мере отбора запасов нефти и газа. Все это необходимо учитывать при выборе плотности сети и расположения скважин, установлении их дебита, выборе интервалов перфорации, а также при обосновании рационального комплекса и объема геолого-промысловых исследований для контроля за разработкой. Природный режим при его использовании обуславливает эффективность разработки залежи — темпы годовой добычи нефти (газа), динамику других важных показателей разработки, возможную степень конечного извлечения запасов нефти (газа) из недр. Продолжительность эксплуатации скважин различными способами, выбор схемы промыслового обустройства месторождения и характери-

ка технологических установок по подготовке нефти и газа также во многом зависят от режима залежи. Знание природного режима позволяет решить один из центральных вопросов обоснования рациональной системы разработки нефтяных и газоконденсатных залежей: возможно ли применение системы с использованием природных энергетических ресурсов залежи или необходимо искусственное воздействие на залежь?

Режим залежи при ее эксплуатации хорошо характеризуется кривыми, отражающими в целом по залежи поведение пластового давления, динамику годовой добычи нефти (газа) и воды, промыслового газового фактора. Все эти кривые в совокупности с другими данными об изменении фонда скважин, среднего дебита на одну скважину и т.д. представляют собой график разработки залежи.

Ниже рассмотрим режимы с преобладанием одного из видов природной энергии.

Нефтяные залежи. При водонапорном режиме основным видом энергии является напор краевой воды, которая внедряется в залежь и относительно быстро полностью компенсирует в объеме залежи отбираемое количество нефти и попутной воды. В процессе эксплуатации залежи в ее пределах происходит движение всей массы нефти. Объем залежи постепенно сокращается за счет подъема ВНК (рис. 52, а).

При этом режиме с целью уменьшения отборов попутной воды из пласта в скважинах, пробуренных вблизи ВНК или в его пределах, нижнюю часть нефтенасыщенного пласта обычно не перфорируют.

Режим свойственен залежам, приуроченным к инфильтрационным водонапорным системам, при хорошей гидродинамической связи залежи с законтурной зоной пласта и с областью питания. Эти предпосылки обеспечиваются при следующих геологических условиях: больших размерах законтурной области; небольшой удаленности залежи от области питания; высокой проницаемости и относительно однородном строении пласта-коллектора как в пределах залежи, так и в водоносной области; отсутствии тектонических нарушений, затрудняющих движение воды в системе; низкой вязкости пластовой нефти; при небольших размерах залежи и соответственно умеренных отборах жидкости из продуктивного горизонта, благодаря чему они могут полностью компенсироваться внедряющейся в залежь водой. Одна из важнейших предпосылок действия водонапорного режима — значительная разница между начальным пластовым давлением и

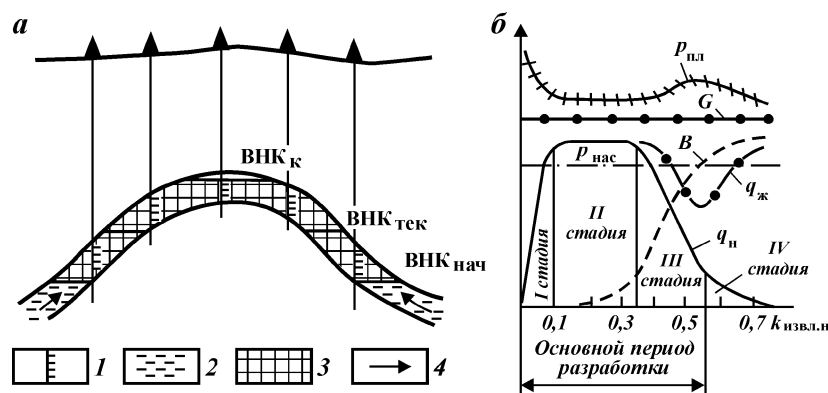


Рис. 52. Пример разработки нефтяной залежи при природном водонапорном режиме:
a — изменение объема залежи в процессе разработки; *б* — динамика основных показателей разработки. 1 — интервалы перфорации; 2 — нефть; 3 — вода; 4 — направление движения воды и нефти; положение ВНК: ВНК_{нач} — начальное, ВНК_{тек} — текущее; ВНК_к — конечное; давление: $p_{пл}$ — пластовое, $p_{нас}$ — насыщения; годовые отборы: q_n — нефти, $q_ж$ — жидкость; B — обводненность продукции; G — промысловый газовый фактор; $k_{извл.н}$ — коэффициент извлечения нефти

давлением насыщения, обеспечивающая в сочетании с другими факторами превышение текущего пластового давления над давлением насыщения на протяжении всего периода разработки и сохранение газа в растворенном состоянии.

Водонапорный режим отличают следующие особенности динамики показателей разработки (рис. 52, б):

тесная связь поведения динамического пластового давления с величиной текущего отбора жидкости из пласта — относительно небольшое снижение его при увеличении отбора, неизменная величина при постоянном отборе, увеличение при уменьшении отбора, восстановление почти до начального пластового давления при полном прекращении отбора жидкости из залежи; область снижения давления обычно ограничивается площадью залежи;

практически неизменные на протяжении всего периода разработки средние значения промыслового газового фактора;

достигаемый высокий темп годовой добычи нефти в период высокой стабильной добычи нефти, называемый II стадией разработки, — до 8–10 % в год и более от начальных извлекаемых запасов (НИЗ); отбор за основной период разработки (за первые три стадии) около 85–90 % извлекаемых запасов нефти;

извлечение вместе с нефтью в период падения добычи нефти попутной воды, в результате чего к концу разработки отношение накопленных отборов воды и нефти (водо-нефтяной фактор – ВНФ) может достигать 0,5–1.

При водонапорном режиме достигается наиболее высокий коэффициент извлечения нефти – до 0,6–0,7. Это обусловлено способностью воды, особенно пластовой минерализованной, хорошо отмывать нефть и вытеснять ее из пустот породы-коллектора, а также сочетанием исключительно благоприятных геолого-физических условий, в которых действует рассматриваемый режим. Водонапорным режимом характеризуются отдельные залежи в терригенных отложениях Грозненского района, Куйбышевской, Волгоградской и Саратовской областей и некоторых других районов.

Упруговодонапорный режим – режим, при котором нефть вытесняется из пласта под действием напора краевой воды, но в отличие от водонапорного режима основным источником энергии при этом служит упругость пород-коллекторов и насыщающей их жидкости. При этом режиме отбор жидкости не полностью компенсируется внедряющейся в залежь водой. В результате снижение давления в пласте постепенно распространяется за пределы залежи и захватывает большую область водоносной части пласта. В этой области происходит соответствующее расширение породы и пластовой воды. Коэффициенты упругости воды и породы незначительны, однако при больших размерах области сниженного давления, во много раз превышающих размеры залежи, упругие силы пласта служат источником значительной энергии.

Объем нефти ΔV_n , получаемой из залежи за счет упругих сил при снижении в ней пластового давления на Δp^* , можно выразить формулой

$$\Delta V_n = \Delta V_n' + \Delta V_n'' = V_n \Delta p^* \beta_n^* + V_v \Delta p^* \beta_v^*, \quad (\text{VII.11})$$

где $\Delta V_n'$, $\Delta V_n''$ – объемы нефти, полученные соответственно за счет упругих сил самой залежи и водоносной области пласта; V_n , V_v – объемы нефтеносной и вовлеченной в процесс снижения пластового давления водоносной частей пласта; β_n^* , β_v^* – коэффициенты объемной упругости пласта в нефтеносной и водоносной частях ($\beta^* = k_n \beta_{ж} + \beta_c$, где k_n – средний коэффициент пористости; $\beta_{ж}$, β_c – коэффициенты объемной упругости жидкости и породы).

Доля нефти, добываемой за счет упругости нефтеносной

области пласта, обычно невелика в связи с небольшим объемом залежи относительно водоносной области.

Упруговодонапорный режим может проявляться в различных геологических условиях. Им могут обладать залежи инфильтрационных водонапорных систем, имеющие слабую гидродинамическую связь (или не имеющие ее) с областью питания вследствие большой удаленности от нее, пониженной проницаемости и значительной неоднородности пласта, повышенной вязкости нефти, а также вследствие больших размеров залежи и соответственно значительных отборов жидкости, которые не могут полностью возмещаться внедряющейся в залежь пластовой водой. Упруговодонапорный режим характерен для всех залежей, приуроченных к элизионным водонапорным системам.

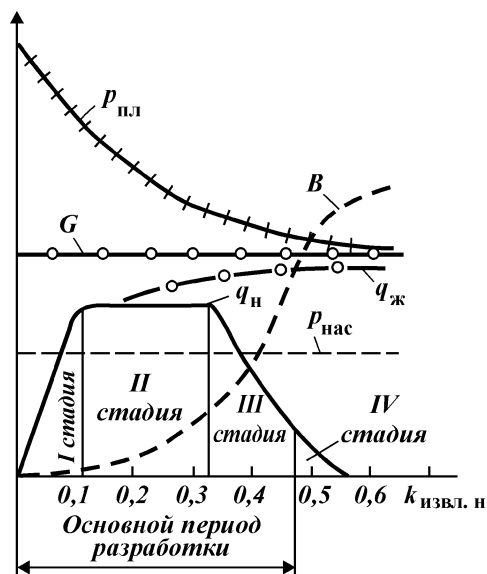
Проявлению упруговодонапорного режима способствует залегание пласта-коллектора на большой площади за пределами залежи. Так же, как и при водонапорном режиме, обязательным условием является превышение начального пластового давления над давлением насыщения.

Перфорация нефтенасыщенной части пласта выполняется, как и при водонапорном режиме.

Процесс вытеснения нефти водой из пласта аналогичен водонапорному режиму (см. рис. 52, а), однако вследствие менее благоприятных геолого-физических условий доля неизвлекаемых запасов по сравнению с водонапорным режимом несколько возрастает. Динамика показателей разработки при упруговодонапорном режиме (рис. 53) имеет сходства с динамикой водонапорного режима, и отличия от нее.

Основное сходство состоит в том, что на протяжении всего периода разработки промысловый газовый фактор остается постоянным вследствие превышения пластового давления над давлением насыщения. Отличия заключаются в следующем: при упруговодонапорном режиме на протяжении всего периода разработки происходит снижение пластового давления; по мере расширения области снижения давления вокруг залежи темп падения давления постепенно замедляется (см. рис. 53), в результате отбор жидкости при падении давления на 1 МПа во времени постепенно возрастает. Интенсивность замедления падения давления при этом зависит от размеров законтурной области залежи. Кривая 1 на рис. 54 соответствует случаю, когда упруговодонапорная система имеет большие размеры. Кривая 2 отражает случай с относительно небольшой законтурной областью, что характерно для продуктивных горизонтов, в которых или проницаемость

Рис. 53. Динамика основных показателей разработки нефтяной залежи при упруговодонапорном режиме. Условные обозначения см. на рис. 52

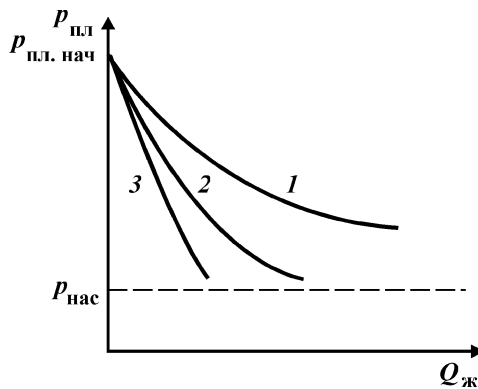


резко снижается в законтурной области, или имеются дизъюнктивные нарушения на небольшом удалении от залежи.

Зависимость, представленная прямой линией 3, указывает на то, что добыча жидкости осуществляется лишь за счет упругих сил собственно нефтеносной области (залежь литологического типа или запечатанная). Такой режим залежей в практике называют упругим.

При элизионном характере водонапорной системы, когда залежь обладает СГПД, упруговодонапорный режим, соот-

Рис. 54. Зависимость динамического пластового давления $p_{пл}$ от накопленной добычи жидкости $Q_{ж}$ при упруговодонапорном режиме нефтяной залежи с начала ее разработки. Размеры законтурной области: 1 — большие; 2 — небольшие; 3 — законтурная область практически отсутствует



ветствует кривой 2. При высокой продуктивности залежей режим может обеспечивать значительные коэффициенты извлечения нефти и темпы разработки.

Темп добычи нефти при упруговодонапорном режиме во II стадии разработки обычно не превышает 5–7 % в год от НИЗ (см. рис. 53). К концу основного периода разработки обычно отбирается около 80 % извлекаемых запасов. Добыча нефти сопровождается более интенсивным обводнением продукции, чем при водонапорном режиме. Значение водонефтяного фактора к концу разработки может достигнуть 2–3. Значения конечного коэффициента извлечения нефти обычно не превышают 0,5–0,55. В связи со значительными различиями в активности режима диапазон значений относительных годовых и конечных показателей разработки при нем довольно широк.

Природный упруговодонапорный режим, сохраняющийся до конца разработки, характерен для верхнемеловых залежей Малгобек-Вознесенского и других месторождений Грозненского района, Восточной Украины и других районов.

Газонапорный режим — это режим нефтяной части газонефтяной залежи, при котором нефть вытесняется из пласта под действием напора газа, заключенного в газовой шапке. В результате снижения пластового давления в нефтяной части залежи происходит расширение газовой шапки и соответствующее перемещение вниз ГНК. Процесс расширения газовой шапки может несколько активизироваться в связи с поступлением в нее газа, выделяющегося из нефти: поскольку в нефтегазовых залежах давление насыщения часто близко к начальному пластовому, то вскоре после начала разработки пластовое давление оказывается ниже давления насыщения, в результате начинается выделение из нефти растворенного газа; при высокой вертикальной проницаемости пласта газ частично пополняет шапку.

Режим в чистом виде может действовать в залежах, не имеющих гидродинамической связи с законтурной областью, или при весьма слабой активности краевых вод. Причинами разобщения залежи и законтурной области могут быть резкое снижение проницаемости в периферийной зоне залежи, наличие запечатывающего слоя вблизи ВНК, наличие тектонических нарушений, ограничивающих залежь, и др. Геологические условия, способствующие проявлению газонапорного режима: наличие большой газовой шапки, обладающей достаточным запасом энергии для вытеснения нефти; значительная высота нефтяной части залежи; высокая проницае-

мость пласта по вертикали; малая вязкость пластовой нефти (не более 2–3 МПа·с).

Объем нефтяной части залежи при ее разработке сокращается в связи с опусканием ГНК. Размер площади нефтеносности остается постоянным (рис. 55, а).

С целью предотвращения преждевременных прорывов газа в нефтяные скважины в них перфорируют нижнюю часть нефтенасыщенной толщины, т.е. отступают от ГНК.

При разработке залежи в условиях газонапорного режима пластовое давление постоянно снижается (рис. 55, б). Темпы его снижения зависят от соотношения объемов газовой и нефтяной частей залежи и от темпов отбора нефти из пласта. Темпы годовой добычи нефти в процентах от НИЗ во II стадии могут быть довольно высокими — примерно такими же, как и при водонапорном режиме. Однако следует учитывать, что в этом случае темпы рассчитывают, исходя из меньших извлекаемых запасов, поскольку коэффициент извлечения нефти при газонапорном режиме достигает около 0,4. Поэтому при равных балансовых запасах и равных темпах раз-

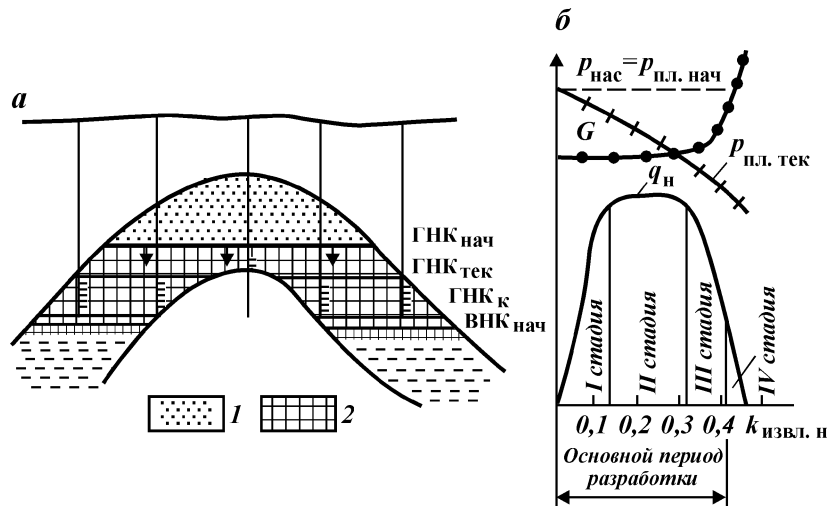


Рис. 55. Пример разработки нефтяной залежи при природном газонапорном режиме:
 а — изменение объема залежи в процессе разработки; б — динамика основных показателей разработки. 1 — газ; 2 — запечатывающий слой на границе ВНК_{нач}; положение ГНК: ГНК_{нач} — начальное, ГНК_{тек} — текущее, ГНК_к — конечное; остальные условные обозначения см. на рис. 52

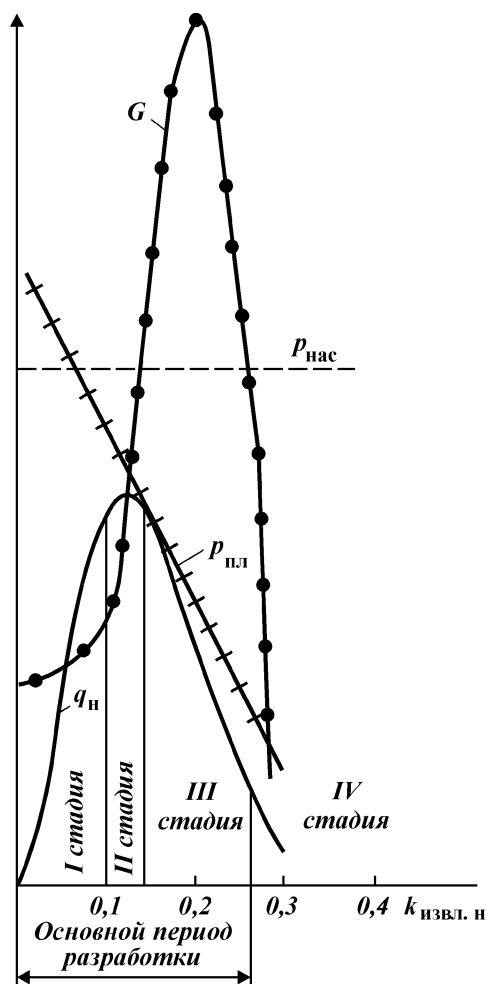
работки абсолютная величина годовой добычи при газонапорном режиме меньше, чем при водонапорном. Сравнительно невысокое значение коэффициента извлечения нефти объясняется неустойчивостью фронта вытеснения (опережающим перемещением газа по наиболее проницаемым частям пласта), образованием конусов газа, а также пониженной эффективностью вытеснения нефти газом по сравнению с водой. Средний промысловый газовый фактор по залежи в начальные стадии разработки может оставаться примерно постоянным. По мере опускания ГНК в скважины поступает газ из газовой шапки, происходит выделение газа из нефти и значение газового фактора начинает резко возрастать, что приводит к снижению уровня добычи нефти. Добыча нефти осуществляется практически без попутной воды. В чистом виде газонапорный режим отмечался на некоторых залежах Краснодарского края и в других районах.

Режим растворенного газа — режим нефтяной залежи, при котором пластовое давление падает в процессе разработки ниже давления насыщения, в результате чего газ выделяется из раствора и пузырьки окклюированного газа, расширяясь, вытесняют нефть к скважинам. Режим в чистом виде проявляется при отсутствии влияния законтурной области, при близких или равных значениях начального пластового давления и давления насыщения, при повышенном газосодержании пластовой нефти, при отсутствии газовой шапки.

В процессе разработки происходит уменьшение нефтенасыщенности пласта, объем же залежи остается неизменным. В связи с этим в добывающих скважинах перфорируют всю нефтенасыщенную толщину пласта.

Динамика годовых показателей разработки залежи при этом режиме имеет следующие особенности (рис. 56). Пластовое давление интенсивно снижается на протяжении всего периода разработки, в результате чего разница между значениями давления насыщения и текущим пластовым давлением со временем нарастает. Промысловый газовый фактор некоторое время остается постоянным. Затем с увеличением количества выделяющегося газа фазовая проницаемость для него возрастает и значение промыслового газового фактора увеличивается до значений, в несколько раз превышающих пластовое газосодержание. Это обусловлено тем, что в скважины поступает газ, выделившийся из нефти, не только извлекаемой на поверхность, но и остающейся в пласте. Дегазация пластовой нефти может приводить к существенному повышению ее вязкости. Позже вследствие дегазации пласто-

Рис. 56. Динамика основных показателей разработки нефтяной залежи при режиме растворенного газа. Условные обозначения см. на рис. 52



вой нефти происходит уменьшение и промыслового газового фактора — до нескольких кубометров на 1 м^3 . В общей сложности за весь период разработки среднее значение промыслового газового фактора namного (в 4–5 раз и более) превышает начальное газосодержание пластовой нефти. Добыча нефти после достижения ее максимального уровня сразу же начинает снижаться, т.е. II стадия разработки продолжается обычно всего один-два года. Нефть добывают практически без воды.

Для режима характерно образование возле каждой скважины узких воронок депрессии, что вызывает необходимость размещения добывающих скважин более плотно, чем при режимах с вытеснением нефти водой. Конечный коэффициент извлечения нефти не превышает 0,2–0,3, а при небольшом газосодержании нефти имеет и меньшие значения — 0,1–0,15.

Рассматриваемый режим отмечался на целом ряде залежей Северного Кавказа, Сахалина и др.

Гравитационный режим — это режим, при котором нефть перемещается в пласте к скважинам под действием силы тяжести самой нефти. Этот вид энергии может действовать, когда другими ее видами залежь не обладает. Режим может быть природным, но чаще проявляется после завершения действия режима растворенного газа, т.е. после дегазации нефти и снижения пластового давления. Его проявлению способствует значительная высота залежи. Нефть в пласте стекает в пониженные части залежи. Дебит скважин в целом низок и возрастает с понижением гипсометрических отметок интервалов вскрытия пласта. Дебит присводовых скважин постепенно уменьшается в результате “осушения” пласта. По той же причине сокращается объем залежи. Динамика годовой добычи нефти при этом режиме показана на рис. 57, б. Нефть отбирается очень низкими темпами — менее 2–1 % в год от начальных извлекаемых запасов. Силы тяжести в пласте действуют очень медленно, но за их счет в течение длительного времени может быть достигнут высокий коэффициент извлечения нефти — с учетом коэффициента извлечения, полученного при предшествующем режиме растворенного газа, вплоть до 0,5. Пластовое давление при рассматриваемом режиме обычно составляет десятые доли мегапаскалей, газосодержание пластовой нефти — единицы кубометров в 1 м³.

Гравитационный режим в практике разработки месторождений использовался на Сахалине и в других районах до перехода к массовому внедрению искусственного воздействия на пласты. При прогрессивных системах разработки, когда она завершается при высоком пластовом давлении, гравитационный режим практически не проявляется.

Газовые и газоконденсатные залежи. При газовом режиме (режиме расширяющегося газа) приток газа к забоям скважин обеспечивается за счет потенциальной энергии давления, под которым находится газ в продуктивном пласте. Ее запас обычно оказывается достаточным для довольно полной

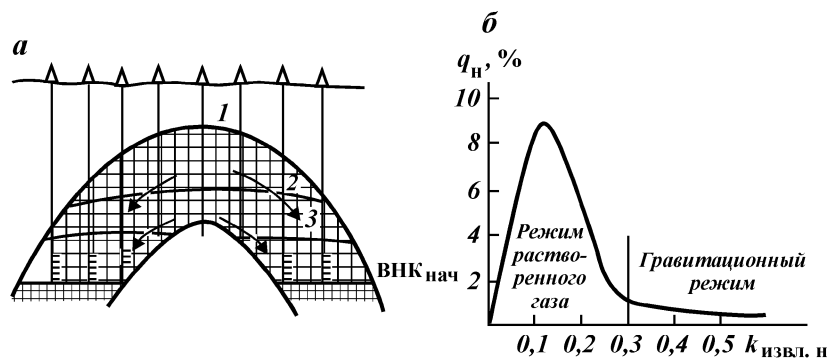


Рис. 57. Пример разработки нефтяной залежи при природном гравитационном режиме:

а — изменение объема залежи в процессе разработки; *б* — динамика годовых отборов нефти q_n ; 1–3 — последовательные границы нефтенасыщения пласта (в результате "осушения" верхней части залежи); стрелками показано направление фильтрации нефти; остальные условные обозначения см. на рис. 52, 55.

выработки залежи (сжимаемость газа на три порядка более сжимаемости воды и породы). Режим формируется при отсутствии влияния законтурной области и может иметь место в условиях как инфильтрационной, так и элизионной водонапорной системы.

При газовом режиме в процессе разработки залежи объем залежи практически не меняется. Некоторое уменьшение пустотного пространства залежи может происходить вследствие деформации пород-коллекторов или выпадения конденсата в пласте в результате снижения пластового давления.

Пластовое давление залежи $p_{пл}$ в процессе ее разработки непрерывно снижается. Для газового режима характерен прямолинейный характер зависимости $(p_{пл}/Z) - \Sigma Q$, где Z — коэффициент сверхсжимаемости газа; ΣQ — накопленная с начала эксплуатации добыча газа. Таким образом, удельная добыча газа на 0,1 МПа снижения пластового давления при газовом режиме обычно постоянна на протяжении всего периода разработки. Эта особенность широко используется для подсчета оставшихся в залежи запасов газа по данным истекшего периода разработки. Следует отметить, что по газоконденсатным залежам зависимость пластового давления от добытого количества газа может отличаться от прямолинейной.

Режим обеспечивает достаточно высокие темпы добычи газа — по крупным залежам в период максимальной добычи

до 8–10 % начальных запасов в год и более. Значительного поступления попутной воды в скважины обычно не происходит. Однако иногда, несмотря на неподвижность ГВК, в часть скважин поступает некоторое количество воды, что может быть связано с перемещением ее из водоносной части пласта по трещинам или по тонким высокопроницаемым прослоям, из водосодержащих линз, прослоев или каверн, имеющих в объеме самой залежи, и с другими причинами. Выявление источника и путей поступления воды в скважины в таких случаях требует проведения специальных геолого-промысловых исследований. Значения коэффициента извлечения газа при газовом режиме обычно высокие – 0,9–0,97. Газовый режим характерен для многих крупных газовых месторождений нашей страны.

Упруговодогазонапорный режим – режим, при котором в процессе разработки залежи отмечается подъем ГВК, т.е. происходит внедрение в залежь краевой воды. При этом режиме напор краевой воды всегда сочетается с действием упругих сил газа.

Масштабы внедрения в залежь воды принято оценивать коэффициентом возмещения, который равен отношению объема воды, внедрившейся в залежь за определенный период времени, к объему газа в пластовых условиях, отобранному из залежи за этот же период. Так, при внедрении в залежь 0,2 млн. м³ воды в результате отбора 1 млн. м³ газа в пластовых условиях (при пластовом давлении 10 МПа на поверхности это составит около 100 млн. м³ газа) коэффициент возмещения будет равен 0,2. Повышенные его значения указывают на большую роль водонапорной составляющей режима.

При этом режиме при прочих равных условиях пластовое давление снижается медленнее, чем при газовом. Интенсивность падения давления возрастает при невысокой активности законтурной области (при приуроченности залежи к элизионной водонапорной системе, при пониженной проницаемости коллекторов и др.), с увеличением темпов добычи газа и под влиянием других причин.

Действие упруговодогазонапорного режима сопровождается постепенным обводнением части скважин, в связи с чем они рано (в то время, когда залежь еще имеет высокое пластовое давление) выходят из эксплуатации. Возникает необходимость бурения вместо них дополнительных скважин. Вследствие неоднородности продуктивных отложений и неравномерности отбора газа из прослоев с разной проницае-

мостью происходит опережающее продвижение воды в глубь залежи по наиболее проницаемым прослоям. Это приводит к появлению воды в продукции скважин, усложнению условий их эксплуатации и раннему отключению. В итоге коэффициенты извлечения газа часто бывают меньшими, чем при газовом режиме, диапазон их значений может быть весьма широким — от 0,5 до 0,95 в зависимости от степени неоднородности продуктивных пластов.

Смешанные природные режимы залежей. При рассмотренных природных режимах залежей с одним преобладающим видом энергии относительно небольшое действие оказывают и другие природные силы. Так, при режимах нефтяных залежей, характеризующихся значительным снижением пластового давления при разработке (режим растворенного газа, газонапорный), некоторую роль играют упругие силы породы и жидкости в пределах самой залежи; при газонапорном режиме заметное действие оказывает режим растворенного газа и т.д.

Вместе с тем в природе широко распространены режимы залежей, при которых нефть или газ извлекаются из пластов за счет "равноправного" действия двух или даже трех видов энергии. Такие природные режимы называют смешанными.

В газонефтяных залежах природный режим часто складывается из одновременного действия напора краевых вод и газовой шапки (залежь бобриковского горизонта Коробковского месторождения в Волгоградской области, залежь горизонта IV Анастасиевско-Троицкого месторождения в Краснодарском крае и др.).

Упруговодогазонапорный режим газовых залежей — по существу также смешанный режим с изменяющейся ролью напора вод и потенциальной энергии давления газа на разных этапах разработки. В начальный период разработки обычно действует лишь газовый режим, а действие напора вод проявляется после существенного снижения пластового давления.

В нефтяных залежах упруговодонапорный режим в чистом виде действует обычно лишь при отборе первых 5—10 % извлекаемых запасов нефти, после чего пластовое давление падает ниже давления насыщения, и основное значение приобретает режим растворенного газа (девонские залежи нефти Татарии и Башкирии, многие залежи Западной Сибири и др.).

Изучение природных режимов залежей. В настоящее время нефтяные залежи разрабатывают с использованием

природных видов энергии в основном в тех случаях, когда они обладают водонапорным или достаточно активным упруговодонапорным режимом, т.е. когда за счет природных сил нефтеотдача может достигать 40 % и более. Малоэффективные природные режимы в самом начале разработки нефтяных залежей преобразуют в более эффективные путем искусственного воздействия на пласт. Поэтому природный режим нефтяных залежей должен устанавливаться уже ко времени составления первого проектного документа на разработку залежи для обоснования системы разработки, в том числе для решения вопроса о необходимости воздействия на пласт и для выбора метода воздействия. К этому времени по нефтяной залежи обычно еще не бывает данных о ее эксплуатации, достаточных для того, чтобы судить о природном режиме. Поэтому вид режима определяют на основе изучения геологических и гидрогеологических особенностей водонапорной системы в целом и геолого-физической характеристики самой залежи.

Изучение водонапорной системы предусматривает выяснение региональных условий залегания горизонта, характера природной водонапорной системы (инфильтрационная, элизионная) и ее размеров, положения областей питания и стока, расположения залежи в водонапорной системе относительно области питания, а также факторов, определяющих гидродинамическую связь различных точек системы (условия залегания, проницаемость, характер неоднородности пласта, наличие тектонических нарушений и др.).

По изучаемой залежи должны быть получены данные о ее размерах, степени сообщаемости залежи с законтурной областью, о строении и свойствах пласта-коллектора в пределах залежи, фазовом состоянии и свойствах пластовых нефти и газа, термобарических условиях продуктивного пласта.

Введенные ранее в разработку залежи того же горизонта с близкой геолого-физической характеристикой, для которых природный режим установлен достаточно надежно, могут быть использованы в качестве аналога при определении режима новой залежи. В комплексе перечисленные данные обычно бывают остаточными для определения природного режима новой залежи.

В случаях, когда косвенных геологических данных оказывается недостаточно, необходим ввод нефтяной залежи или ее части в непродолжительную пробную (опытную) эксплуатацию с организацией контроля за изменением пластового давления в самой залежи и в законтурной области, за пове-

дением промыслового газового фактора, обводненностью скважин, их продуктивностью. Особое внимание следует уделять изучению взаимодействия залежи с законтурной областью и активностью последней путем наблюдения за давлением в законтурных (пьезометрических) скважинах. При расположении их на разном удалении от залежи может быть выявлен не только сам факт этого взаимодействия, но и характер общей воронки депрессии в пласте. Для получения нужных сведений в относительно короткий срок отборы нефти из залежи должны быть достаточно высокими, поэтому кроме разведочных скважин для пробной эксплуатации бурят опережающие добывающие скважины (см. главу XI).

Газовые залежи разрабатывают без искусственного воздействия на пласт, поэтому промышленная добыча газа может быть начата, когда возможный режим залежи по косвенным геологическим и другим данным установлен лишь предварительно. Вместе с тем правильное определение природного режима и энергетических возможностей газовых залежей имеет огромное значение для обоснования динамики добычи газа, пластового давления, масштабов и закономерностей обводнения скважин и соответственно для решения вопросов обустройства месторождения, выбора количества скважин и принципов их размещения, выбора интервалов перфорации и др. Исходя из этого, для определения природного режима используют данные начального периода разработки залежи.

В этот период устанавливают характер кривой, отражающей зависимость $(p_{пл}/Z) - \Sigma Q$. Учитывая, что прямолинейную зависимость не всегда можно однозначно истолковать в пользу газового режима, необходимо одновременно обеспечивать получение дополнительных данных. Так, следует организовать контроль за поведением ГВК с помощью геофизических методов и путем наблюдения за обводнением скважины. Обязателен контроль за поведением давления в пьезометрических скважинах, вскрывших водоносную часть пласта за контуром нефтеносности и под ГВК. Неизменность пластового давления в этих скважинах указывает на то, что значительные отборы газа из залежи не оказывают влияния на водонапорную систему и что залежи свойствен газовый режим. Снижение давления в пьезометрических скважинах, наоборот, свидетельствует о наличии гидродинамической связи с законтурной областью и о внедрении воды в залежь, т.е. об упругогазонапорном режиме последней.

Глава VIII

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ЗАПАСАХ НЕФТИ, ГАЗА И КОНДЕНСАТА

§ 1. ПОНЯТИЕ “ЗАПАСЫ УГЛЕВОДОРОДОВ”

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, любой части каждого из указанных геологических тел, месторождения, группы месторождений и т.п. Процедуру определения количества УВ называют подсчетом запасов. Объект, в котором подсчитываются запасы, называют подсчетным.

Запасы нефти и газа — важнейший показатель значимости залежи, месторождения, района и т.п.

Чтобы единообразно оценивать и учитывать запасы, государственная комиссия по запасам (ГКЗ) разрабатывает классификации запасов и инструкции по их применению. На классификации запасов основана система государственного учета количества, качества, степени изученности, условий залегания и промышленного освоения запасов, а также сведений о добыче и потерях нефти, газа и конденсата при разработке месторождений.

В настоящее время в стране действует Классификация запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов, утвержденная в 1983 г.

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

Категории запасов — интегральный показатель степени изученности и подготовленности залежи или ее части к разработке.

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 примене-

нию классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов.

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

В балансовых запасах нефти, растворенного газа, конденсата и содержащихся в них компонентов подсчитываются и учитываются извлекаемые запасы, т.е. часть балансовых запасов, которую экономически целесообразно извлечь из пласта при рациональном использовании современной техники и технологии добычи нефти и газа.

Различают начальные и текущие запасы нефти, газа и конденсата.

Начальные балансовые (соответственно начальные извлекаемые) запасы УВ — это запасы залежи или месторождения начала разработки. Текущие балансовые (соответственно текущие извлекаемые) запасы — это запасы, составляющие на определенную дату разность между начальными запасами и накопленной добычей.

Подсчетом начальных запасов завершается цикл геолого-разведочных работ и начинается этап подготовки залежи углеводородов к вводу в промышленную разработку.

Очевидно, что запасы нефти и газа представляют собой величину, производную от формы и внутренней структуры залежи. Поэтому достоверность оценки запасов не только количественно, но и с точки зрения условий их извлечения в процессе разработки зависит от того, насколько правильно составлена статическая модель залежи. При подсчете запасов должна быть оценена степень сложности условий залегания нефти и газа, выявлены такие особенности строения залежей, которые играют значительную роль при выборе системы разработки и неучет которых может существенно сказаться на технико-экономических показателях разработки, и в первую очередь на величине коэффициента извлечения нефти.

Из сказанного видно, что подсчет запасов — одна из важнейших задач нефтегазопромысловой геологии, при решении которой изучают внутреннюю структуру подсчетного объек-

та, выделяют его геологические тела и изучают их свойства, положение границ и взаимосвязь. Он служит основой для выделения балансовых, забалансовых и извлекаемых запасов, а также для составления технологической схемы разработки.

Важную роль играет пересчет начальных запасов в процессе разработки, выполняемый, как правило, в условиях, когда по залежи накоплен уже большой объем геологической информации и имеется значительный опыт ее эксплуатации. Пересчет производится обычно перед составлением каждого нового проектного документа на дальнейшую разработку. Обобщение геологической информации при пересчете позволяет детализировать статическую модель залежи. Это дает возможность внести в принятую систему разработки необходимые коррективы, способствующие повышению ее эффективности. Кроме того, сравнительный анализ результатов подсчета и пересчета запасов одной и той же залежи служит источником важной информации для усовершенствования методов разведки, подсчета запасов и разработки залежей.

§ 2. ГРАНИЧНЫЕ ЗНАЧЕНИЯ СВОЙСТВ НЕФТЕГАЗОНАСЫЩЕННЫХ ПОРОД

Правильный подсчет запасов нефти и газа предполагает раскрытие внутренней структуры подсчетного объекта. Для выявления внутренней структуры залежи необходимо знать положение границ между коллекторами и неколлекторами, проводимых по кондиционным значениям емкостно-фильтрационных свойств пород.

Кондиционными называют граничные значения свойств нефтегазонасыщенных пород, разделяющих их на коллекторы и неколлекторы, а также на коллекторы с разными промысловыми характеристиками. Эти граничные значения называют также нижними пределами значений свойств продуктивных коллекторов.

В настоящее время накоплен значительный опыт обоснования предельных значений параметров нефтегазонасыщенных пород, который используется при подсчете запасов, но применяемые методы требуют дальнейшего развития.

Большинство способов позволяет устанавливать кондиционные значения проницаемости пород, отдельные методы предназначены для определения кондиционных значений пористости или нефтенасыщенности. Проведение границ между коллекторами и неколлекторами или между коллекторами

разной продуктивности по кондиционным значениям разных свойств дает неодинаковые результаты, так как связи между различными свойствами пласта носят стохастический характер — фиксированному значению одного параметра соответствует несколько значений других параметров. Например, породы с одинаковыми значениями коэффициента проницаемости могут различаться по значениям коэффициентов пористости, нефтегазонасыщенности, коэффициента вытеснения и др. Пропластки с одинаковой проницаемостью или пористостью различаются по значениям удельных коэффициентов продуктивности. Нередки случаи, когда из пород, по граничным значениям проницаемости отнесенных к неколлекторам, получают промышленные притоки нефти, а из пород, по граничным значениям пористости отнесенных к коллекторам, притоков не получают.

В связи со сказанным, а также вследствие значительной сложности задачи пока нет общепринятой методики установления кондиционных значений свойств нефтегазонасыщенных пород. Большинство исследователей пришло к выводу, что для определения границы между коллекторами и неколлекторами следует использовать геофизические показатели, отражающие совокупность сложно взаимодействующих свойств пород, или какой-то комплексный параметр, характеризующий емкостно-фильтрационные свойства породы одним числом. Предельные значения параметров коллекторов необходимо обосновать в каждой скважине для каждого пласта или прослоя на основе комплексного использования данных лабораторного анализа керна, геофизических и гидродинамических исследований скважин.

§ 3. КОЭФФИЦИЕНТЫ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ, ГАЗА, КОНДЕНСАТА

Исходя из физических условий содержания УВ в пустотном пространстве коллекторов (их физико-химических свойств, определяющих поверхностные взаимодействия флюидов и породы, молекулярных, капиллярных и др.), из технологических и технических возможностей (достигаемой степени полноты охвата объема пласта процессом вытеснения при реализуемой системе разработки) и из экономических ограничений плотности сетки скважин, предельного дебита и обводненности продукции и других параметров, ясно, что на поверхность из продуктивных пластов

можно извлечь только какую-то часть содержащихся в них запасов углеводородов.

Количественно доля запасов (нефти, газа, конденсата), которая может быть извлечена (при применении наиболее эффективных в данных геолого-физических условиях технологий и технических средств, при выполнении оптимальных экономических показателей и соблюдении требований охраны недр и окружающей среды) определяется: для нефти коэффициентом извлечения нефти (КИН), для газа и конденсата соответственно коэффициентами извлечения газа и конденсата.

Исходя из физических особенностей этих УВ наиболее сложным является определение коэффициента извлечения нефти (КИН). По каждому нефтяному эксплуатационному объекту, вводящемуся в разработку, расчет выполняется специализированной научной организацией и после согласования с заинтересованными сторонами утверждается Государственной комиссией по запасам Российской Федерации (ГКЗ РФ). Коэффициент извлечения газа по отдельным газовым объектам не рассчитывают, а принимают, исходя из имеющегося опыта в целом по газовой отрасли, равным 0,8.

Остановимся подробнее на физической сущности коэффициента извлечения нефти (КИН) и методах его расчета.

В общем виде коэффициент извлечения нефти может быть выражен как отношение количества нефти, извлеченной на поверхность — $Q_{\text{извл}}$, к балансовым запасам нефти залежи $Q_{\text{бал}}$:

$$\text{КИН} = Q_{\text{извл}} / Q_{\text{бал}}$$

Коэффициент извлечения за все время разработки залежи называется конечным, за некоторый промежуток времени с начала разработки — текущим.

Имеется несколько способов расчета конечного (проектного) КИН:

статистический, основанный на полученных с помощью многофакторного анализа статистических зависимостей между конечными КИН и определяющими его различными геолого-физическими и технологическими факторами;

покоэффициентный, основанный на определении значений ряда влияющих на КИН коэффициентов, учитывающих геолого-физическую характеристику конкретной залежи нефти и особенностей предлагаемой к внедрению системы разработки;

основанный на технологических расчетах показателей не-

скольких вариантов систем разработки, выполненных путем моделирования процесса фильтрации на трехмерных математических моделях конкретной залежи нефти.

Покоэффициентный метод важен потому, что он наиболее полно раскрывает физическую сущность КИН. По этому методу конечный КИН обычно выражается в виде произведения трех коэффициентов — вытеснения ($K_{\text{выт}}$), охвата процессом вытеснения ($K_{\text{охв}}$) и заводнения ($K_{\text{зав}}$):

$$\text{КИН} = K_{\text{выт}} K_{\text{охв}} K_{\text{зав}}$$

Коэффициент вытеснения — это отношение количества нефти, вытесненного при длительной интенсивной (до полного обводнения получаемой жидкости) промывке объема пустотного пространства коллектора, в который проникла вода, к начальному количеству балансовых запасов нефти в этом объеме. По существу, коэффициент вытеснения показывает предельную величину нефтеизвлечения, которую можно достигнуть с помощью данного рабочей агента. Значения $K_{\text{выт}}$ как правило, определяют экспериментально в лабораторных условиях на длинных образцах керна с использованием модельных пластовых жидкостей. При удовлетворительной выборке керна, принятого для эксперимента, получают значение $K_{\text{выт}}$ характеризующееся высокой степенью надежности.

Коэффициент охвата $K_{\text{охв}}$ — это отношение объема пустотного пространства, занятого вытесняющим агентом (охваченного процессом вытеснения), к общему объему пространства коллекторов изучаемого объекта, содержащих нефть. Этот коэффициент характеризует долю пород-коллекторов, охватываемых процессом фильтрации при данной системе разработки. $K_{\text{охв}}$ можно рассчитать по картам распространения коллекторов по площади залежи (всех и заполняемых вытесняющим агентом) на основании эмпирических статистических зависимостей коэффициента охвата от плотности сетки скважин или на основании аналогии с подобными залежами нефти.

Коэффициент заводнения $K_{\text{зав}}$ характеризует потери нефти в объеме, охваченном процессом вытеснения из-за прекращения ее добычи по экономическим соображениям при обводненности продукции скважин менее 100 %. Он зависит от степени неоднородности пласта по проницаемости, соотношения вязкостей нефти и вытесняющего агента, принятой предельной обводненности добываемой продукции. Надежных методов расчета $K_{\text{зав}}$ не создано. Обычно он оценивается либо по эмпирическим формулам, учитывающим влияющие

на него параметры, либо принимается экспертно. Расчет КИН, выполненный по коэффициентным или статистическим методами, нередко допускает субъективизм и неопределенность. Это вызвано как множеством факторов, влияющих на КИН, и невозможностью полного их учета, так и отсутствием надежных методов определения степени влияния каждого из них. В частности, очень сильно влияет на конечный КИН соответствие применяемой системы разработки конкретным геолого-физическим условиям.

Наиболее полно учесть все многочисленные факторы, влияющие на конечный КИН, позволяет третий способ — геолого-математическое моделирование процессов фильтрации на трехмерных моделях, с помощью быстродействующих современных ЭВМ.

С этой целью на базе детальных адресных геолого-промысловых моделей создаются статические геолого-математические трехмерные модели, отражающие изменчивость свойств коллекторов по объему залежи. Эти модели представляют собой совокупность нескольких десятков тысяч элементарных ячеек, каждая из которых несет информацию о фильтрационно-емкостных свойствах продуктивных пластов в объеме залежи. Высокая надежность подобных моделей достигается также адаптацией их к прошедшему фактическому периоду эксплуатации залежи, если таковой уже был.

Затем на базе статических трехмерных геолого-математических моделей, путем моделирования процессов фильтрации в трехмерном пространстве и вытеснения нефти рабочим агентом к забоям добывающих скважин, с помощью ЭВМ создается динамическая модель эксплуатационного объекта, показывающая прогнозное изменение во времени:

- насыщенности объема объекта нефтью и вытесняющим агентом;
- пластового давления в зоне нагнетания агента и отбора нефти;
- дебитов скважин и обводненности добываемой в них продукции.

При желании, на дисплей ЭВМ можно вывести и зафиксировать состояние залежи на любой момент времени. В результате получают расчет проектных технологических показателей разработки по годам эксплуатации и за отдельные периоды — 10, 20, 40 лет, вплоть до конца разработки.

Значение конечного КИН определяют для нескольких вариантов системы разработки; он во многом является показателем

телем эффективности проектируемой системы, которая зависит от того, насколько полна та или иная система разработки соответствует конкретным геолого-физическим условиям реального объекта разработки.

Соответственно этому проектирование разработки представляет собой оптимизационную задачу выбора системы разработки, обеспечивающей получение наибольшего коэффициента нефтеизвлечения. Как известно, любая оптимизационная задача сводится к выбору оптимального варианта из нескольких возможных. В соответствии с действующим положением коэффициент извлечения нефти и все другие показатели разработки обониваются не менее чем по трем вариантам разработки, которые различаются способами воздействия на продуктивные пласты, системами размещения и плотностью сеток скважин, очередностью и темпами разбуривания объектов.

При оптимизации КИН возможны два различных подхода. В основу оптимизации может быть положено стремление обеспечить максимальное использование запасов недр, т.е. получение наибольшего КИН, при этом другие признаки, в том числе и экономические, учитываются как второстепенные. В этом случае обоснованное значение КИН можно назвать технологическим.

Если доминирует экономический критерий, предусматривающий получение максимальной прибыли, обоснованное значение КИН можно назвать экономическим.

Технологический коэффициент нефтеизвлечения до перехода к рыночной экономике принимался в качестве единственного конечного.

Достижение этого коэффициента требовало максимального использования недр и соответственно применения более дорогих систем разработки, расходования повышенных материальных средств, особенно для месторождений с низкой продуктивностью. В условиях ранее действовавшего планового хозяйства это было оправдано.

В условиях рыночных отношений, когда экономический фактор стал доминирующим и во главу угла ставят вопрос получения максимальной прибыли, возникла необходимость ориентироваться на экономический КИН. Приоритетно экономический подход, учитывающий современную конъюнктуру на рынке нефти и действующее налоговое законодательство, зачастую требует удешевлять систему разработки даже в ущерб полноте использования недр.

Различия в технологических и экономических значениях

КИН наиболее значительны при низкой продуктивности и сложном геологическом строении залежей.

В случае весьма неблагоприятных экономических показателей, при крайне низкой продуктивности залежи или на завершающей стадии разработки, действующее законодательство допускает уменьшение обязательных налогов и платежей или переход на Соглашение о разделе продукции. При этом экономический КИН подлежит увеличению.

В настоящее время технологический КИН рассчитывается и утверждается в обязательном порядке, а экономический КИН рассчитывается и утверждается дополнительно в случае его существенного расхождения с технологическим коэффициентом нефтеизвлечения.

В заключение следует отметить, что в настоящей главе сведения о запасах углеводородов приведены в том весьма сокращенном виде, который необходим для последующего изложения вопросов промысловой геологии нефти и газа.

В полном объеме важная и обширная проблема изучения запасов УВ подробно излагается в курсе "Методы подсчета запасов оценки ресурсов нефти и газа" и в соответствующем учебнике.