# Введение

Данная курсовая работа представляет собой краткое обобщение и анализ современных знаний по теме «Нефть в пластовых условиях».

Основная цель работы – описать условия залегания и свойства нефти в пластовых условиях.

При написании работы использован материал из следующих изданий:

Искендеров М.А. «Нефтепромысловая геология и разработка нефтяных месторождений» (1955), Жданов М.А. «Нефтепромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа» (1981) и др.

Основная часть работы состоит из разделов: условия залегания и свойства газа, нефти и воды в пластовых условиях; физические свойства нефти; свойства нефти в пластовых условиях; нефтенасыщенность пласта. В основной части использовано 4 рисунка.

Объём курсовой работы 26 страниц. В конце приведено графическое приложение в формате А3 «Геоизотермы западной части Ново-Грозненского месторождения».

# Условия залегания и свойства газа, нефти и воды в пластовых условиях

В процессе осадконакопления при формировании залежи нефти в результате региональной (первичной) миграции пористое пространство породы оказывается заполненным диффузно рассеянными нефтью, газом и водой. В дальнейшем при внутрирезервуарной (вторичной) миграции внутри пористой породы жидкости и газ распределяются в соответствии с их плотностями: газ занимает повышенную часть пласта (образуя газовую шапку), ниже располагается нефть, а еще ниже вода. Однако полного гравитационного разделения газа, нефти и воды не происходит и часть воды (так называемой связанной воды) остается в газовой и нефтяной зонах пласта, удерживаясь там силами поверхностного натяжения в субкапиллярных порах.

Нефть и газ по химическому составу являются очень сложными углеводородами, находящимися при повышенных пластовом давлении и температуре, что отличает их свойства в пластовых условиях от свойств на поверхности земли.

Состояние смеси углеводородов на поверхности зависит от состава углеводородов, добываемых из скважины, и от давления и температуры, при которых они извлекаются. Углеводороды, остающиеся в пласте на любой стадии его истощения, претерпевают физические изменения, так как пластовое давление по мере отбора из пласта нефти или газа уменьшается. Поэтому возникает необходимость изучения физических свойств углеводородов, находящихся в природных условиях, и особенно изменений этих свойств в зависимости от давления и температуры.

Знание физических закономерностей изменения свойств углеводородов дает возможность оценить количество полученных газов и жидкости, приведенных к стандартным условиям, при извлечении их на поверхность.

Изучение указанных выше данных позволяет выяснить физические явления, происходящие в недрах, оценить промышленные запасы нефти и газа в пласте и наметить мероприятия по наиболее полному извлечению из недр нефти и газа.

При изучении физических свойств пластовых жидкостей и газов следует иметь в виду также и то, что движение их в пористой среде при эксплуатации происходит в сложных условиях, определяемых не только высокими давлением и температурой, но и физико-химическими свойствами жидкостей, газов и самой пористой среды. Из-за сложности состава природных углеводородных смесей очень часто приходится пользоваться эмпирическими данными, полученными в результате лабораторных исследований.

Для исследования физических свойств природных жидкостей и газов в первую очередь необходимо установить состояние и характер изменения простых однокомпонентных систем. Однокомпонентные углеводороды в чистом виде не существуют в природе и могут быть получены только после тщательной переработки углеводородных систем. Однако ввиду того, что физические свойства однокомпонентных углеводородов и характер их изменения в зависимости от давления и температуры качественно такие же, как и более сложных систем, для их изучения можно пользоваться основными определениями и принципами термодинамики и физической химии, относящимися к индивидуальным углеводородам.

Углеводородные системы, как и другие системы, могут быть гомогенными и гетерогенными.

В гомогенной системе все ее части имеют одинаковые физические свойства. Для гетерогенной системы физические и химические свойства в разных точках различны.

Гетерогенные системы состоят из фаз, каждая из которых представляет собой определенную часть системы, являющуюся гомогенной и физически отделенной от других фаз отчетливыми границами (например, гетерогенная система: лед, вода и водяной пар).

В нефтегазовом пласте существует также гетерогенная система: газ, нефть, вода. Поэтому кроме свойств углеводородов необходимо изучение также свойств воды, которая занимает часть объема пласта, создает энергию для добычи нефти, а также извлекается вместе с нефтью и газом.

Ниже будут рассмотрены лишь основные свойства нефти в поверхностных и пластовых условиях, которые необходимо знать при проектировании, анализе разработки нефтяных залежей, а также при подсчете запасов нефти.

# Физические свойства нефти

Нефть представляет собой в основном смесь углеводородов различного состава, хотя в ней обычно преобладают углеводороды метанового (парафинового) или нафтенового рядов. В меньших количествах встречаются углеводороды ароматического ряда и др.

По физическому состоянию углеводороды от СН4 до С4Н10 – газы, от С5Н12 до C16H34 – жидкости и от C17H36 до С35Н72 – твердые, называемые парафинами.

Углеводороды метанового ряда (СпН2п+2) преобладают в нефтях месторождений Грозненского района, Челекена, Ферганской долины, Южной Бухары и др.

Углеводороды нафтенового ряда (CnH2n) являются основной составной частью нефтей Азербайджана, Западной Украины и т.п.

Товарные качества нефти определяются содержанием легких и тяжелых углеводородов, составом жидких и твердых углеводородов и наличием примесей.

Нефть характеризуется фракционным составом. Обычно выделяют следующие фракции: до 100 °С – бензин первого сорта, до 110 °С – бензин специальный, до 135 °С – бензин второго сорта, до 265 °С – керосин (сорт «метеор»), до 270 °С – керосин обыкновенный; остаток относится к мазуту, из которого при подогреве (под вакуумом) до 400–420 °С отбирают масляные фракции.

По содержанию фракций различают нефти легкие (бензиновые, масляные) и тяжелые (топливные, асфальтовые и др.). Среднее содержание бензиновых фракций (кипящих до 200 °С) в нефтях пермских и каменноугольных отложений восточных районов СССР колеблется в пределах 15–25%, в нефтях девонских отложений – 25–30%.

Качество нефти зависит также от содержания в ней парафина, серы, смолистых веществ и т.п. По содержанию парафина различают беспарафинистые нефти – парафина не более 1%, слабопарафинистые-1–2% и парафинистые – более 2%. Наибольшим содержанием парафина отличаются нефти месторождений Мангышлака (20–28%), Западной Украины (до 12%), Грозненского района (до 7%), Челекена и Средней Азии (до 4–5%), Сураханского (2–4%), Озек-Суатского (до 25%) и др.

Сера в нефтях встречается как свободная, так и в виде соединений (сульфиды, меркаптаны и др.); общее ее содержание достигает 1 и иногда 4,5%. Различают малосернистые нефти – серы не более 0,5% и сернистые – более 0,5%. Особенно высоким содержанием серы отличаются нефти месторождений Башкирии и Татарстане, южной части Пермской и Куйбышевской областей. В нефтях Ишимбайского, Туймазинского, Бугурусланского, Ромашкинского и Ставропольского месторождений она составляет от 1,5 до 3%. В нефтях месторождений, расположенных севернее и южнее Татарии и Башкирии, количество серы заметно меньше (0,6–0,9%), и совсем мало ее содержится в нефтях Саратовской и Волгоградской областей (0,3–0,4%). Незначительное ее количество отмечается и в нефтях ряда месторождений западной части Куйбышевской области, Западной Сибири.

По содержанию смол различают малосмолистые нефти с содержанием смол менее 8%, смолистые – 8–28% и сильносмолистые – более 28%.

В нефти в небольших количествах встречаются хлор, иод, фосфор, мышьяк, калий, натрий, кальций, магний и т.п.

Из кислородных соединений наибольшее значение имеют нафтеновые и жирные кислоты, асфальтены и смолы.

Бензин и керосин характеризуются величиной октанового числа. Это число показывает детонационную стойкость топлива (детонация – преждевременный взрыв части топлива, приводящий к снижению мощности двигателя и к преждевременному его износу и разрушению). Октановое число определяется содержанием изооктана (в об.%) в такой стандартной смеси его с гептаном, которая по своей детонационной стойкости равноценна испытуемому топливу. Чем выше октановое число топлива, тем меньшую детонацию оно вызывает в моторе. Бензин с октановым числом 72 и более называется высокооктановым.

Плотность нефтей определяют при температуре +20 °С. Она колеблется в пределах 0,730–1,06. Плотность азербайджанских нефтей 0,78–0,93, грозненских 0,84–0,87. В восточных районах РФ она изменяется в среднем от 0,852 до 0,899. Плотность калифорнийских нефтей 0,78–0,93, а некоторых мексиканских нефтей около 1,05.

В США плотность нефти определяют в градусах АНИ (Американский нефтяной институт) при 60 °F (около 15,5 0С); плотность воды в этой системе равна 10° АНИ. Пересчетная формула от градусов АНИ к системе, принятой в России, следующая:



откуда 10° АНИ соответствуют p1515 = 1.

Вязкость или внутреннее трение – в СИ динамическая вязкость нефти намеряется в Па∙с, кинематическая – в м2/с.

Условная вязкость в градусах Энглера (°ВУ) представляет собой отношение времени истечения из вискозиметра 200 см3 испытуемой жидкости к «водному числу» – времени истечения 200 см3 дистиллированной воды при +20 °С, обычно равному 50–52 с.

Вязкость нефтейколеблется в широких пределах изависит от пластового давления, температуры ирастворенного в нефти газа. Зависимость вязкости от давления весьма незначительная; с увеличением температуры вязкость нефти уменьшается; с увеличением количества растворенного газа она заметно уменьшается.

Вязкость нефти играет большую роль при движении ее по пласту. От величины вязкости нефти и от ее соотношения с вязкостью воды зависят динамика обводнения залежи иусловия эффективной добычи нефти.

Поверхностное натяжение жидкости заключается в противодействии нормальным силам, приложенным к этой поверхности и стремящимся изменить ее форму. Единицы измерения Н/м или Дж/м2.

Поверхностное натяжение существует на границе раздела любых двух фаз. В среднем его величина на границе нефти с воздухом составляет 2,5–3,5 Н/м2, а с водой – 7,2–7,6 Н/м2 (поверхностное натяжение вод нефтяных месторождений вследствие их минерализации достигает 7,9 Н/м2).

Это свойство имеет существенное значение при движении нефти в пористой среде. В самом деле, поровое пространство нефтяных пластов в значительной части представлено капиллярными трубками переменного сечения, поэтому частицы нефти при своем движении по этим капиллярам должны менять форму иповерхность. При этом на преодоление сил поверхностного натяжения расходуется часть пластовой энергии: чем больше величина поверхностного натяжения, тем больше будет расходоваться пластовой энергии на его преодоление.

Обычно, чем больше плотность нефти, тем больше ее поверхностное натяжение; с ростом пластового давления его величина также несколько возрастает; с увеличением количества растворенного газа и повышением температуры поверхностное натяжение нефти уменьшается.

# Свойства нефти в пластовых условиях

Движение нефти в пласте зависит от пластовых условий. К ним относятся высокие давления, повышенные температуры, молекулярно-поверхностные явления, наличие растворенного газа в нефти и др. Для пластовой нефти характерно содержание значительного количества растворенного газа, который в процессе снижения пластового давления выделяется, изменяя ее свойства (нефть становится более вязкой, уменьшается ее объем).

Таким образом, пластовая нефть представляет собой смесь жидких и газообразных углеводородов, которые могут находиться либо в однофазном состоянии (нефть с растворенным газом), либо в двухфазном (газированная нефть и свободный газ).

## Отбор проб нефти

Изучение свойств пластовых нефтей начинают с отбора их глубинных проб. От качества отобранных проб будет зависеть точность определяемых характеристик. Пробу отбирают из работающей скважины, для чего в скважину обычно до глубины средних отверстий фильтра опускают глубинный пробоотборник.

Для того чтобы решить, из каких скважин изучаемого объекта следует отбирать пробы, прежде всего необходимо ознакомиться с геологическим строением объекта, подлежащего изучению. Если объект несложного строения, например, горизонтально залегающий пласт без экранирующих нарушений, то выбор скважин не представляет особого труда. В этом случае для отбора проб может быть выбрано несколько скважин, равномерно расположенных по площади и отстоящих друг от друга на значительном расстоянии. Число скважин будет зависеть от размеров объекта.

В случае сложного геологического строения (крутопадающие пласты, дизъюнктивные нарушения внутри объекта и т.п.) выбор скважин для отбора проб представляет довольно трудную задачу. Необходимо по минимальному числу проб получить полное представление о характере пластовой нефти.

При сложном геологическом строении объекта возможно непостоянство по пласту некоторых характеристик нефти, вызванное различиями в температуре и давлении в отдельных его частях. В поднятых частях пласта температура будет ниже, чем в опущенных. Кроме того, при наличии впласте экранирующих нарушений может оказаться, что пласт, выделенный как одна гидродинамическая система, содержит разные по составу нефти, т.е. в пределах отдельных блоков скопилась нефть, мигрировавшая из разных мест. Различия в свойствах нефти могут быть также следствием отсутствия установившегося термодинамического равновесия в пласте между жидкими и газообразными углеводородами. В таких случаях газонасыщенность нефти в пределах залежи характеризуется непостоянством и убывает вниз по падению пласта.

Следовательно, при выборе скважин для отбора глубинных проб необходимо руководствоваться геологическим строением месторождения и данными промысловых испытаний скважин. Чем детальнее изучен объект, тем легче выбрать скважины. Привести какую-либо универсальную схему невозможно, и вопрос выбора скважин для отбора проб в каждом конкретном случае должен решаться особо.

Следующим важным моментом при выборе скважин является их техническое состояние. Намечаемая для отбора проб скважина должна отвечать требованиям безопасной работы при спуске глубинных приборов. Для этого она должна обладать исправными, легко закрывающимися задвижками. Фонтанные трубы должны свободно пропускать глубинный пробоотборник, для чего диаметр должен быть не менее 50,8 мм; желательно, чтобы трубы были спущены как можно ближе к перфорированной части колонны. Часто вследствие сильных вмятин на трубах спуск пробоотборника на всю глубину скважин невозможен, поэтому трубы по всей длине не должны иметь вмятин и резких изгибов и, кроме того, низ колонны фонтанных труб должен быть оборудован упором.

Если окажется, что фонтанные трубы спущены не на всю глубину скважины или на концы труб не приварены упоры, то спуск пробоотборника ниже фонтанной колонны не рекомендуется во избежание его обрыва при подъеме.

Перед спуском в скважину пробоотборника следует проверить шаблоном техническое состояние труб.

В случае парафинистой нефти, когда в верхней части колонны отлагается парафин, перед спуском пробоотборника в скважину необходимо очистить трубы от него.

Желательно, чтобы перед отбором глубинной пробы было проведено исследование работы скважины на различных штуцерах, замерены забойное и пластовые давления, температура. Эти данные помогут выбрать тот режим работы скважины, при котором забойное давление будет выше давления насыщения и, следовательно, на забое не будет свободного (не растворенного в нефти) газа. Если окажется, что к моменту отбора глубинной пробы скважина работала с давлением ниже давления насыщения, то, прежде чем приступить к отбору пробы, скважину следует перевести на тот режим работы, при котором предполагается произвести отбор проб.

Следует иметь в виду, что время, необходимое для восстановления пластового газового фактора, зависит от величины депрессии вокруг скважины, от пористости и проницаемости пласта, от вязкости нефти и степени ее недонасыщенности, поэтому не всегда оказывается возможным дождаться восстановления пластового газового фактора. Однако для новых скважин, вскрывших еще не затронутые эксплуатацией части пласта и проработавших сравнительно короткое время, это обязательное условие.

Необходимо также определить содержание воды в нефти. Это дает возможность правильно интерпретировать результаты исследования. Желательно, чтобы скважина, из которой предполагается производить отбор проб, была безводной.

После тщательного изучения скважины можно приступить непосредственно к отбору глубинных проб.

После подъема пробоотборника из скважины пробу следует перевести в контейнер – стальной сосуд, предназначенный для длительного хранения и транспортировки пробы под давлением. Длительное храпение пробы в пробоотборнике не рекомендуется.

## Свойства пластовых нефтей

Экспериментальный метод исследования нефти при пластовых температуре и давлении на основе изучения глубинных проб пластовой нефти, отобранных с забоя скважин глубинным пробоотборником, дает наиболее, полное представление о характере пластовой нефти.

В результате исследования глубинных проб получают следующие характеристики пластовой нефти:

1) давление насыщения,

2) растворимость газа в нефти,

3) объемный коэффициент,

4) сжимаемость,

5) плотность,

6) вязкость.

Свойства пластовых нефтей можно определять также путем применения так называемого расчетного метода.

Этот метод основан на использовании эмпирических графиков, построенных по большому количеству экспериментальных данных и связывающих характеристики дегазированной и пластовой нефти. Несмотря на получаемую при этом сравнительно низкую точность, расчетный метод довольно широко распространен вследствие исключительной простоты и удобства.

Для использования расчетного метода необходимо иметь данные о плотности сепарированной нефти, газовом факторе (соответствующие растворимости газа в нефти при данном пластовом давлении), пластовой температуре (в приложении приведён пример – геоизотерма месторождения) и пластовом давлении.

Давление насыщения характеризует степень насыщенности нефти газом. Под давлением насыщения пластовой нефти понимается давление, при котором начинается выделение из нефти первых пузырьков растворенного газа. Если пластовое давление становится ниже давления насыщения, то из нефти начинает выделяться растворенный в ней газ. При давлении насыщения, равном пластовому давлению, пластовая нефть насыщена газом. Нефть, находящаяся в пласте при давлении выше давления насыщения, недонасыщена газом.

Величина давления насыщения зависит от свойств нефти и газа. Более тяжелые нефти имеют высокие давления насыщения; в них растворяется меньше газа, чем в легких нефтях. Более тяжелые нефтяные газы по сравнению с более легкими растворяются в нефти при меньших давлениях. При наличии в углеводородном газе азота давление насыщения резко повышается.

К началу разработки залежь нефти характеризуется величиной начального давления насыщения; при снижении пластового давления из нефти выделяется газ и устанавливается новое, текущее давление насыщения.

Величина давления насыщения зависит от температуры пласта; для нефтей, содержащих в составе растворенного газа заметное количество азота, зависимость давления насыщения от температуры незначительная.

Изучение давления насыщения и его соотношений с пластовым давлением имеет большое значение при проектировании разработки залежи нефти. При значительном превышении пластового давления над давлением насыщения создаются благоприятные условия для эффективной ее разработки.

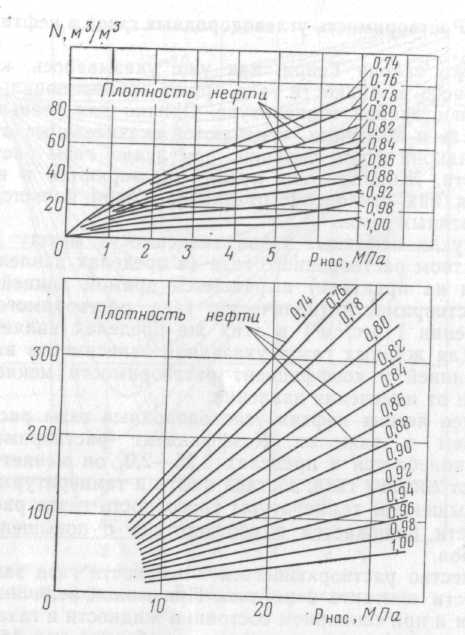
Давление насыщения обычно определяют по пробам пластовой нефти; при этом одновременно с давлением насыщения определяют количество газа, растворенного в нефти (в м3/м3). В процессе добычи нефти и газа количество добытого газа на единицу добытой нефти выражают обычно в м3/т. Если количество растворенного в нефти газа не превышает 80 м3 на 1 м3 нефти, следует пользоваться верхним графиком. Для нефтей с большим содержанием растворенного газа применяют нижнюю диаграмму.

Пусть, например, газовый фактор скважины равен 220 м3/т или 220×0,88=194 м3/м3, плотность нефти 0,88 г./см3, а пластовое давление 18 МПа. Из рис. 1 по этим данным находим, что в 1 м3 нефти может раствориться при давлении 18 МПа только 110 м3 газа (см. рис. 1, нижний график). Следовательно, значительное количество добываемого газа находится в пласте в свободном состоянии.

Рассмотрим случай, когда пластовое давление превышает давление насыщения. Например, плотность нефти 0,86 г./см3, газовый фактор – 40 м3/т или 40×0,86 = 34,2 м3/м3, а давление пласта 14 МПа. В этих условиях давление насыщения составит всего 5 МПа (см. рис. 1, верхний график). Следовательно, весь газ растворен в нефти, и выделение его из раствора возможно только в стволе скважины в условиях снижения давления до 5 МПа.

Следует подчеркнуть, что ввиду пренебрежения на графике влиянием плотности газа и температуры возможны погрешности до 25% и выше.

Отметим, что величину газового фактора нельзя отождествлять с количеством растворенного в нефти газа в пластовых условиях. Так, для месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции величина газового фактора в большинстве случаев меньше количества газа, растворенного в 1 м3 нефти, вследствие избыточного давления в трапах, что приводит к неполной сепарации газа. А при наличии в пласте свободного газа промысловый газовый фактор вообще не может служить даже ориентировочным показателем количества растворенного в нефти газа.



***Рис. 1.*** *Кривые растворимости газа в нефти (N) при различных давлениях насыщения (рнас)*

Заниженные значения величины давления насыщения объясняются также наличием азота в газе. Азот плохо растворяется в нефтях, и присутствие его даже в незначительных количествах заметно увеличивает величину давления насыщения. При внесении соответствующей поправки на наличие в газе азота величина давления насыщения, рассчитанная по графикам, будет ближе к определенной по глубинным пробам.

Приведем в качестве примера следующий расчет. По лабораторным исследованиям пробы пластовой нефти, отобранной из скв. 10 Ромашкинского месторождения, давление насыщения составляет 8,4 МПа, а по графику на рис. 1 оно определено в 6,5 МПа.

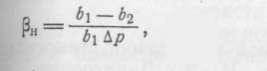
Газовый фактор пластовой нефти 47,5 м3/м3, причем газ содержит 6% азота. Количество растворенного в нефти азота равно *А* = 47,5×0,06 = 2,85 м3/м3. При величине коэффициента растворимости азота в нефти αл=1,2 (м3/м3) МПа и среднем значении коэффициента растворимости газа Ромашкинского месторождения в нефти αг=6,0 (м3/м3)/МПа поправка к величине давления насыщения будет выражаться величиной



Следовательно, с учетом поправки давление насыщения равно 6,5+1,9 = 8,4 МПа, т.е. совпадает с получением при анализе проб пластовой нефти. Таким образом, при наличии в растворенном газе азота следует вводить поправку по приведенной методике.

Сжимаемость нефти – при увеличении давления нефть сжимается. Для большинства пластовых нефтей коэффициенты сжимаемости βН колеблются в пределах (0,6–0,8)∙10-3 1/МПа; среднее значение коэффициента сжимаемости нефти составляет приблизительно 1∙10-3 1/МПа.

Величину βн можно определять пересчетом величин объемных коэффициентов, определенных в лаборатории, по формуле



где Δр– перепад между начальным *р1* и конечным р2 (принятыми для расчета) давлениями, Δр *= р1*–*р2; b1* и b*2 –* объемные коэффициенты соответственно для начального и конечного давлений.

Для газированной нефти коэффициент сжимаемости значительно возрастает, достигая иногда 140∙10-4 1/МПа.

Точное значение βН можно получить путем лабораторного анализа пластовой пробы нефти.

Объемный коэффициент пластовой нефти – как уже указывалось, пластовая нефть отличается содержанием в ней значительного количества растворенного газа. Наличие растворенного газа резко влияет на ее свойства: увеличивается ее объем (иногда на 50–60%), снижается плотность, значительно уменьшается вязкость, изменяется также поверхностное натяжение на различных границах раздела.

Объемным коэффициентом пластовой нефти bназывают отношение объема пластовой нефти V*пл* к объему получаемой из нее сепарированной нефти Vcт при стандартных условиях:



Объемный коэффициент пластовой нефти показывает, какой объем в пластовых условиях занимает 1 м3 сепарированной нефти, взятой при стандартных условиях.

Величина, обратная объемному коэффициенту пластовой нефти, представляет собой так называемый пересчетный коэффициент θ:

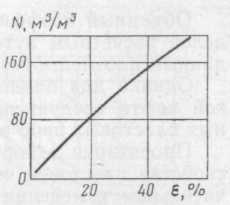
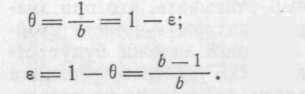


Пересчетный коэффициент θ служит для приведения объема пластовой нефти к объему сепарированной нефти (при стандартных условиях). При извлечении нефти на поверхность и выделении из нее газа происходит уменьшение объема – усадка нефти.

Коэффициент усадки (ε) равен



Между указанными выше коэффициентами b*,* θ и ε существуют следующие зависимости:

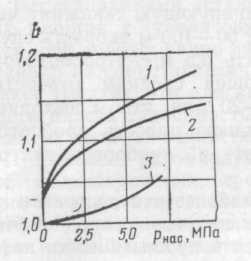


***Рис. 2.*** *Определение величины коэффициента усадки нефти (ε) при ее дегазации*

Определение коэффициента усадки и пересчетного коэффициента имеет большое значение, особенно при подсчете запасов нефти, так как коэффициент усадки нередко достигает 40% и неучет его может привести к значительным погрешностям.

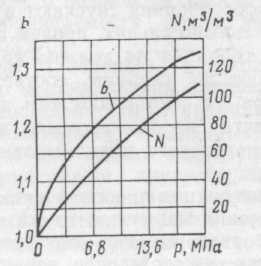
Объемный коэффициент пластовой нефти лучше всего определять путем анализа ее проб. Приближенно этот коэффициент может быть установлен следующим образом. Сначала по графику определяют усадку нефти в процентах (рис. 2), а затем вычисляют bи θ.

На рис. 3 показана зависимость величины объемного коэффициента от давления насыщения для некоторых месторождений. На рис. 4 приведены значения растворимости газа в нефти и объемного коэффициента пластовой нефти в функции давления.



***Рис. 3.*** *Зависимость объемного коэффициента пластовой нефти от давления насыщения.*

*1 – Туймазы (девон); 2 – Соколова Гора (девон); 3 – Каратон (неоком)*



***Рис. 4.*** *Параметры b и N в функции давления*

Объемный коэффициент пластовой нефти может быть определен расчетным путем по фракционному составу газа или по данным плотности газа.

Однако для полной и более точной характеристики пластовой нефти следует производить отбор и исследование глубинных пластовых проб нефти.

Проектируя отбор проб с целью охарактеризовать средние свойства пластовой нефти, необходимо учитывать, что при значительном изменении давления и температуры в пласте свойства нефти повышенных участков нефтяной залежи будут отличаться от свойств нефти пониженных участков. Разница свойств нефти еще заметнее, если залежь расчленена на отдельные блоки. Поэтому пробы нефти отбирают по всем указанным характерным участкам залежи.

Кроме того, следует избегать отбора глубинных проб из скважин, дающих нефть с водой, а также из скважин, эксплуатировавшихся перед отбором пробы при низком забойном давлении, которое могло быть ниже давления насыщения. Если давление в скважине ниже давления насыщения, то отобрать полноценную пробу, правильно характеризующую пластовые условия, чрезвычайно трудно.

Перед отбором глубинной пробы скважину исследуют при различных режимах работы и замеряют пластовое давление. Пробу отбирают при минимальном дебите, т.е. при более высоком забойном давлении.

Перед спуском пробоотборника фонтанные трубы очищают от парафина и шаблонируют.

Пробоотборник спускают в фонтанирующую скважину через специальный сальник, причем первые 50–100 м скорость спуска пробоотборника не должна превышать 0,5 м/с. Пробоотборник спускают до глубины, соответствующей средним отверстиям фильтра, и оставляют там на 15–20 мин, чтобы выходящая из пласта нефть промыла внутреннюю полость пробоотборника, после чего клапаны закрывают и пробоотборник поднимают.

# Нефтенасыщенность пласта

Многочисленные анализы образцов нефтяных коллекторов, произведенные различными исследователями, подтвердили давно существующее среди геологов мнение о том, что поры коллекторов в нефтяной части пласта не полностью бывают заполнены нефтью. В них наряду с нефтью встречается также и вода. Кроме того, отдельные части (повышенные) коллекторов нередко бывают заполнены и газом.

Поэтому, чтобы иметь правильное представление о залежи недр приходится определять водонасыщенность и нефтенасыщенность коллекторов.

Водонасыщенность коллекторов обычно выражается в процентах и характеризуется коэффициентом водонасыщенности. Коэффициентом водонасыщенности породы называется отношение объема содержащейся в ней воды к суммарному объему пор. Нефтенасыщенность породы характеризуется коэффициентом нефтенасыщенности, выражающим отношение объема содержащейся в породе нефти к суммарному объему пор.

Нефтенасыщенность породы может быть определена путем экстрагирования образцов при помощи аппарата Сокслета или аппарата Закса. В последнем случае одновременно определяется и водонасыщенность коллекторов.

Сущность этого метода заключается в отгонке воды из породы одновременно с экстрагированием нефти. Растворителем ее служит толуол.

Если предположить, что в образце породы объем остаточной воды составляет примерно 15% от объема пор, то коэффициент насыщения данной породы нефтью будет составлять 85%. Интересно отметить, что И.М. Губкин и Д.В. Голубятников, не имея лабораторных анализов, считали, что коэффициент насыщения коллекторов нефтью колеблется в пределах 60–80%.

Как уже неоднократно ранее указывалось, прекращение эксплуатации нефтяного месторождения или пласта происходит в то время, когда в пласте остается еще много нефти, которую невозможно извлечь первичными способами. Поэтому исключительно важное значение имеет знание конечного коэффициента насыщения коллекторов нефтью, являющегося одним из основных параметров определения ее запасов.

Оценку производственных возможностей нефтяных пластов производят на основе определения коэффициента нефтеотдачи пласта, являющегося отношением количества могущей быть добытой нефти ко всему количеству ее, содержащемуся в пласте. В лабораторных условиях нефтеотдача керна определяется путем пропуска через него газа или воды. При этом нефтеотдача получается несколько пониженной, так как вследствие малой длины образцов породы и других причин при этих опытах невозможно воспроизвести условий, существующих при эксплуатации нефтяных пластов скважинами. Это следует учитывать при пользовании лабораторными данными для подсчета запасов нефти на разрабатываемых месторождениях.

**Заключение**

В нефтегазовом пласте существует гетерогенная система: газ, нефть, вода.

Знание физических закономерностей изменения свойств углеводородов дает возможность оценить количество полученных газов и жидкости, приведенных к стандартным условиям, при извлечении их на поверхность.

Движение нефти в пласте зависит от пластовых условий. К ним относятся высокие давления, повышенные температуры, молекулярно-поверхностные явления, наличие растворенного газа в нефти и др.

Пластовая нефть представляет собой смесь жидких и газообразных углеводородов, которые могут находиться либо в однофазном состоянии (нефть с растворенным газом), либо в двухфазном (газированная нефть и свободный газ).

Свойства пластовых нефтей можно определять также путем применения так называемого расчетного метода.

Поры коллекторов в нефтяной части пласта не полностью бывают заполнены нефтью. В них наряду с нефтью встречается также и вода. Кроме того, отдельные части (повышенные) коллекторов нередко бывают заполнены и газом.

залегание нефть проба движение

**Список использованной литературы**

1. Искендеров А.М. Нефтепромысловая геология и разработка нефтяных месторождений. Б., Азнефтьиздат, 1955 г.
2. Жданов М.А. Нефтепромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа. М., Недра, 1970.
3. Жданов М.А., Гординский Е.К., Ованесов М.Г. Основы промысловой геологии газа и нефти. М., Недра, 1975.
4. Максимов М.И. Геологические основы разработки нефтяных месторождений. М., Недра, 1975.
5. Методика проектирования разработки морских нефтяных месторождений/А.М. Пирвердян, П.И. Никитин, Л.Б. Листенгартен и др. М., Недра, 1975.