Содержание

|  |  |
| --- | --- |
| 1. Закономерности и изменения свойств нефти и газа в залежах и месторождениях.2. Давление и температура в залежах.Список литературы | 371 |

1. Закономерности и изменения свойств нефти и газа в залежах и месторождениях

В процессе разработки большинства залежей нефти и газа свойства до­бываемой продукции в той или иной степени изменяются по мере извлечения запасов. Это происходит как вследствие продвижения к забоям скважин но­вых порций нефти и газа из участков, удаленных от скважин и характери­зующихся иными свойствами этих флюидов, чем в непосредственной бли­зости к добывающим скважинам, так и в результате физико-химических из­менений нефтей и газов, происходящих под влиянием внедряющейся в за­лежи воды и изменения пластовых давления и температуры. Поэтому для обоснованных прогнозов изменений свойств нефти и газа в процессе разра­ботки необходимо иметь четкие представления: а) о закономерностях изме­нения свойств нефти и газа по объему залежи до начала разработки; б) о процессах физико-химического взаимодействия нефтей и газов с водами, поступающими в продуктивный пласт (особенно с закачиваемыми водами иного состава, чем пластовая вода); в) о направлениях перемещения флюи­дов в продуктивном пласте в результате эксплуатации скважин; г) об изме­нениях пластовых давления и температуры в течение периода разработки залежи.[[1]](#footnote-1)

Закономерности изменения свойств нефти и газа по объему залежи. Полное единообразие свойств нефти и растворенного в ней газа в преде­лах одной залежи — довольно редкое явление. Для нефтяных залежей обычно изменения свойств достаточно закономерны и проявляются прежде всего в увеличении плотности, в том числе оптической плотности, вязкости, содержания асфальто-смолистых веществ, парафина и серы по мере возра­стания глубины залегания пласта, т. е. от свода к крыльям и от кровли к подошве в мощных пластах. Фактическое изменение плотности в пределах большинства залежей обычно не превышает 0,05-0,07 г/см3. Однако очень часто градиент нарастания плотности и ее абсолютные значения резко воз­растают в непосредственной близости к водонефтяному контакту (ВНК, рис. 1,1, 2), где могут встречаться полутвердые асфальты и твердые битумы. Иногда эти малоподвижные нефтяные вещества образуют монолитный слой в подошве залежи, который полностью или частично запечатывает залежь, изолируя ее от законтурной водоносной зоны. Нередко плотность нефти выше изолирующего слоя практически постоянна (рис. 1,3). В залежах «от­крытого» типа, приуроченных к пластам, выходящим на дневную поверхность, и запечатанных с головы асфальто-кировыми породами, плотность нефти с увеличением глубины уменьшается, достигает минимума, а затем увеличи­вается по мере приближения к ВНК (рис. 1,4).

**Рис. 1. Принципиальная схема изменения плотности нефти по объему залежей (по А. А. Карцеву)**

Описанные закономерности наиболее характерны для высоких залежей месторождений складчатых об­ластей. Основной причиной их образования является гравитационная диффе­ренциация (расслоение) нефтей по плотности внутри залежи, подобно рас­слоению газа, нефти и воды в пределах пласта. Существенное изменение свойств нефтей в зоне ВНК и в верхних частях нефтяных залежей откры­того типа связано с окислительными процессами.

Для залежей платформенных областей с невысоким этажом нефтеносно­сти и обширной зоной ВНК гравитационное расслоение проявляется гораздо слабее и основное влияние па изменение свойств нефтей оказывают окисли­тельные процессы в зоне, подстилаемой подошвенной водой. Степень их влия­ния убывает по направлению от внешнего контура нефтеносности к внутрен­нему. Также более интенсивно они проявляются в лобовых частях залежей, омываемых свежими порциями пластовых вод. Нефть в тыловых участках обычно менее подвержена воздействию окислительных процессов. Поэтому для платформенных залежей обычно плотность нефти, ее вязкость, содержа­ние асфальто-смолистых веществ и др. концентрично увеличиваются по пло­щади от центральных участков к периферийным, достигая максимальных зна­чений в «лобовых» (по отношению к направлению давления пластовых вод) частях залежей.[[2]](#footnote-2)

Некоторые платформенные залежи нефти характеризуются однонаправ­ленным линейным изменением свойств нефти по площади, которое не свя­зано явным образом с положением внутреннего контура и водонефтяной зоны.

Одновременно с увеличением плотности нефти, как правило, растут ее вязкость содержание асфальто-смолистых веществ и парафина, а также уменьшаются газосодержание и давление насыщения растворенных газов.

Для газовых залежей во многих случаях наблюдается относительная стабильность состава газов по объему залежей, особенно залежей сухого газа, где преобладающий компонент — метан. Тем не менее, несмотря на вы­сокую диффузионную активность газов, изменчивость их состава в пределах единой залежи — далеко не редкое явление. Наиболее резко она проявля­ется в содержании кислых компонентов — углекислоты СО2 и особенно сероводорода Н2S. В распределении сероводорода обычно наблюдается зо­нальность, выражающаяся в закономерном изменении концентраций серово­дорода по площади. Явных закономерных изменении концентрации по вы­соте залежи обычно нет.

Газоконденсатные залежи без нефтяной оторочки с невысоким этажом газоносности и невысоким конденсатогазовым фактором, как правило, имеют довольно стабильный состав газа, состав и выход конденсата. Однако при высоте газоконденсатной залежи более 300 м начинают заметно проявляться процессы гравитационного расслоения, приводя к увеличению содержания конденсата вниз по падению пласта, особенно резко — для залежи с высоким этажом газоносности и нефтяной оторочкой. В этом случае содержание кон­денсата в пониженных участках залежи может быть в несколько раз выше, чем в своде залежи. Известны, в частности, примеры, когда конденсатогазовый фактор в скважинах присводной части залежи составлял 180 см3/м3, а вблизи газонефтяного контакта — 780 см3/м3, т. е. в пределах одной за­лежи содержание конденсата изменялось в 4 раза. Колебания в 1,5—2 раза обычны для многих месторождений с высокими этажами газоносности при выходе конденсата более 100 см3/м3.

Физико-химическое взаимодействие нефтей и газов с поступающими в пласт водами. Продвижение воды в нефтяной пласт при разработке в условиях во­донапорного режима приводит к изменению сложившегося равновесия между пластовыми водами и нефтями, приводя к процессам взаимного растворе­ния, химическим н биохимическим реакциям. Особенно активна в этом от­ношении вода, искусственно нагнетенная в пласты для поддержания пла­стового давления, химический состав которой, как правило, резко отличен от состава пластовых вод. Основным процессом, приводящим к изменению свойств нефти; является биохимическое окисление углеводородов за счет сульфатов, растворенных в воде. Химически этот процесс выражается урав­нением типа

CaSO4 + СН4 = СаСО3 + Н2O + H2S;

7CaSO4 + С9Н20 = 7СаСО3 + 2СО2 + ЗН2О + 7H2S.

Легкие парафиновые углеводороды при восстановлении сульфатов окис­ляются до двуокиси углерода и воды, а тяжелые, начиная с С10Н22, превра­щаются в полинафтенаты. Однако независимо от конечных пунктов окисле­ния углеводородов восстановление сульфатов во всех случаях приводит к потере легких фракций нефти, увеличению ее плотности и вязкости и обо­гащению нефти (и воды) сероводородом и углекислым газом, что также снижает рН воды. Сероводородное заражение — одно из важнейших послед­ствий этого процесса и в то же время надежный индикатор его протекания.

В настоящее время можно считать доказанным, что процесс восстановления сульфатов за счет окисления нефти и образования сероводорода при разработке нефтяных месторождений происходит биогенным путем в результате жизнедеятельности сульфатвосстанавливающих бактерий (Desulfovibrio desulfuricans).

Специальными лабораторными исследованиями было установлено, что жизнедеятельность сульфатвосстанавливающих бактерии подавляется при температуре выше 80—90 °С и минерализации воды более 100—150 г/л. Про­мысловые наблюдения подтверждают эти данные.

Сероводород отмечен в тех залежах, в которые в процессе разработки закачивают поверхностные пресные и морские воды или подземные воды неглубоких горизонтов, и неизвестен при закачке высокоминерализованных пластовых или сточных вод (рассолов). Во всех случаях сероводородного заражения нефтяных пластов в нефти и попутной воде были обнаружены сульфатвосстанавливающие бактерии, максимальное их количество дости­гало 104 / 107 клеток в 1 мл воды (Ромашкинское месторождение).

В глубокие нефтяные пласты бактерии заносят вместе с нагнетаемой водой. В естественных условиях сульфатвосстанавливающие бактерии встре­чаются в речных и морских водах, но особенно многочисленны в водах не­глубоких подземных горизонтов, содержащих углеводороды. Сульфаты весьма распространены в морской и пресной водах, содержатся в некоторых пластовых водах, а также выщелачиваются закачиваемой водой из гипсоносных пород.

Промысловые наблюдения показывают, что обычно сероводород появля­ется в призабойной зоне нагнетательных скважин через год после закачки воды, содержащей сульфатвосстанавливающие бактерии. По мере процесса разработки он достигает забоев эксплуатационных скважин, концентрируясь главным образом в попутных водах. Максимальные содержания достигают нескольких сот миллиграммов на 1 л, нередки концентрации до 100 мл/л, обычные значения 40—50 мл/л. С появлением сероводородной воды в экс­плуатационных скважинах заметно увеличивается скорость коррозии нефте­промыслового оборудования. В настоящее время борьбе с сероводородным заражением нефтяных пластов уделяется большое внимание.

К изменению состава нефти и растворенного газа в процессе разработки при нагнетании в пласт воды приводит также избирательное растворение ряда компонентов в воде. Наиболее высокой растворимостью в воде обла­дают метан и азот, их содержание в попутном газе в процессе разработки с заводнением обычно заметно уменьшается. Уменьшение газосодержания пластовой нефти за счет удаления наиболее растворимых компонентов газа приводит к весьма заметному снижению давления насыщения, увеличению плотности и вязкости пластовой нефти.[[3]](#footnote-3)

# 2. Давление и температура в залежах

В разрабатываемых залежах известна температура от близкой к нулю в газогидратных залежах до первых сотен градусов в глубоко залегающих пластах. Так, например, в скв. 1 Беневук (Техас, США) тем­пература на глубине 7266 м достигает 291 0С.

Температура в залежах зависит от глубины их залегания и геотер­мических особенностей соответствующего участка земной коры. Наибо­лее характерными показателями температурной обстановки в недрах яв­ляются *геотермическая ступень и геотермический градиент*. Изменение температуры в залежах оказывает существенное влияние на содержащиеся в них нефть и газ. Так, повышение температуры вызы­вает снижение вязкости нефти и воды и увеличение вязкости газов. Изменение температуры пласта ведет к изменению объема газа, воды и породы. При увеличении температуры в изолированном резервуаре повы­шается давление. Значительный рост температуры может привести к суще­ственной перестройке углеводородных молекул. С изменением темпера­туры связано изменение соотношения фаз в залежи и растворимости газов в нефти и воде. С повышением температуры, как правило, увеличивается растворимость солей в воде и растет минерализация вод. С ро­стом минерализации уменьшается растворимость газов в воде.

*Давление в залежи, или пластовое давление,* представляет собой дав­ление, которое флюиды оказывают на вмещающие их породы. Давление в залежи на контакте с водой предопределяется гидростатическим давле­нием в резервуаре на данном уровне.

В залежи вследствие наличия разницы между плотностями находя­щихся в них флюидов возникает избыточное давление Δри, пред­ставляющее собой разницу между давлением в точке измерения внутри залежи УВ и тем давлением, которое наблюдалось бы в этой точке в слу­чае отсутствия скопления УВ и заполнения всей ловушки пластовой во­дой: Δри =*р*3 - *р*г*,* где *рз —* давление, измеренное в залежи; *р*г *—* гидро­статическое давление, соответствующее высоте точки замера в залежи. Избыточное давление в любой точке нефтяной или газовой залежи определяется по формуле Δри = *h*(ρв—ρн.г), где *h —* высота точки опре­деления в нефтяной или газовой залежи над поверхностью раздела с во­дой; (ρв—ρн.г) — разница плотностей воды и нефти или газа.

Избыточное давление в любой точке газовой шапки рассчитывают по уравнению Δри = *h*н (ρв—ρн)+ *h*г (ρв—ρг), где *h*н — высота нефтяной части залежи; *h*г — высота точки определения над разделом газ — нефть. По формуле возможно определение положения разделов газ — нефть, нефть — вода или газ — вода в пространстве по замерам давления в одной сква­жине, пробуренной на залежь, при условии, что известно положение пьезометрической поверхности в резервуаре.

Энергетическое состояние залежи также в значительной степени обус­ловлено ее температурным режимом и пластовым давлением. Говоря об энергии залежей, следует различать свободную химическую и потенциаль­ную энергию. Запасы свободной химической энергии (основной объект добычи) определяются количеством УВ и их химическим составом — од­нако энергия, как правило, не используется при разработке. Находящиеся в резервуаре вода, нефть и газ образуют энергетическую систему. Обычно (но далеко не всегда) основной запас потенциальной энергии такой си­стемы определяется энергией воды.[[4]](#footnote-4)

Изменение пластовых давления и температуры в процессе разработки залежи.

Разработка залежей, сопровождающаяся изменением давления (иногда и температуры), нарушает термодинамические равновесия подземных флюидов и приводит к существенному изменению состава и свойств добываемых нефти и газа.

Для нефтяных залежей снижение пластового давления ниже давления насыщения нефти газом вызывает снижение газосодержания пластовой нефти. Вследствие этого увеличиваются ее вязкость и плотность, уменьша­ется объемный коэффициент. Однако процессы подземной дегазации практи­чески не отражаются на свойствах добываемой нефти, но приводят к изме­нению состава попутно добываемого газа. В соответствии с особенностями растворимости газов в нефти при снижении пластового давления в залежи первыми переходят в свободную газовую фазу наименее растворимые азот и метан, затем при еще большем снижении давления освобождаются этан, пропан, бутан и др., а в конечной стадии дегазации — углекислота и серово­дород. В соответствии с этим попутные газы могут резко изменить свои со­став в процессе разработки на режиме истощения. Увеличение содержания СО2 в составе попутного газа может быть вызнано его выделением не только из нефти в результате снижения пластового давления, но и из водорастворенного газа. Рост содержания СО2 за счет его выделения из пластовых вод проявляется при сильном обводнении продукции на заключительной стадии разработки.[[5]](#footnote-5)

В нефтяных залежах с газовой шапкой, содержащей много газоконден­сата, при снижении давления конденсат выпадает в жидкую фазу и смеши­вается с нефтью, в результате чего добываемая жидкая продукция характе­ризуется постепенным уменьшением плотности и увеличением выхода свет­лых фракций.

Для месторождений, нефти которых содержат большое количество пара­фина, выделение растворенного газа вследствие снижения пластового давле­ния и снижение пластовой температуры вследствие закачки холодной воды могут привести к выделению парафина из растворенного состояния в сво­бодную твердую фазу. Результат этого процесса — уменьшение содержания парафина в добываемой нефти и снижение ее плотности. Однако кристалли­зация парафина в пласте крайне нежелательна для разработки нефтяных месторождений, поскольку выпавшие кристаллы парафина резко ухудшают условия фильтрации нефти и приводят к снижению коэффициента нефтеотдачи. Для рациональной разработки таких месторождений необходимо ис­следовать распределение парафина в нефтях и условия его кристаллизации при изменении термобарических условий.

Тепловая обработка забоев скважин и тепловые методы воздействия на нефтяные пласты с парафинистой нефтью обычно приводят к увеличению со­держания парафина в добываемой продукции. Пар и горячая вода способ­ствуют выносу из пласта парафина с повышенной температурой плавления. При разработке чисто газовых залежей обычно не наблюдается сколько-нибудь существенных изменений содержания основных компонентой газа. Только на заключительных стадиях отбора газа при резко сниженном пла­стовом давлении состав газа несколько обогащается компонентами, ранее на­ходившимися в растворенном состоянии в погребенной и пластовой водах, например двуокисью углерода и севодородом. В связи с высокой раствори­мостью этих газов в воде их общее количество в погребенной воде может превышать запасы в свободной фазе и при большом снижении пластового давления выделение этих газов из воды приводит к заметному возрастанию их содержания в составе добываемого газа. В частности, содержание серо­водорода к концу разработки некоторых газовых залежей увеличилось в 2 - 4 раза. Для прогноза столь существенных изменений состава газа необходимо подсчитать начальные запасы этих компонентов как в свободном газе, так и в водорастворенном и знать изменения их растворимостей в зависимости от падения пластового давления. Следует также учитывать, что в пустотном пространстве коллекторов многих газовых залежей содержится помимо по­гребенной воды связанная нефть, в которой кислые компоненты газов (СО2 и H2S) также хорошо растворяются. Поэтому связанная нефть газовых за­лежей может быть дополнительным источником обогащения газов углекисло­той и сероводородом на заключительной стадии разработки.[[6]](#footnote-6)

#### Список литературы

1. Габриэлянц Г. А. Геология нефтяных и газовых месторождений. – М.: Недра, 2003. – 285 с.
2. Еременко Н. А. Справочник по геологии нефти и газа. – М.: Недра, 2002. – 485 с.
3. Проблемы освоения месторождений Уренгойского комплекса. – М.: Недра, 2003.-464 с
4. Соколов В. Л., Фурсов А. Я. Поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений. – М.: Недра, 2000. – 296 с.
5. Справочник нефтепромысловой геологии/Под ред. Н. Е. Быкова. – М.: Недра, 2001. – 525 с.
6. Спутник нефтегазопромыслового геолога: Справочник/Под ред. И. П. Чаловского. – М.: Недра, 2000. – 376 с.
1. Проблемы освоения месторождений Уренгойского комплекса. – М.: Недра, 2003.-С. 96. [↑](#footnote-ref-1)
2. Справочник нефтепромысловой геологии/Под ред. Н. Е. Быкова. – М.: Недра, 2001. – С. 132. [↑](#footnote-ref-2)
3. Габриэлянц Г. А. Геология нефтяных и газовых месторождений. – М.: Недра, 2003. – С. 65. [↑](#footnote-ref-3)
4. Спутник нефтегазопромыслового геолога: Справочник/Под ред. И. П. Чаловского. – М.: Недра, 2000. – С. 54. [↑](#footnote-ref-4)
5. Еременко Н. А. Справочник по геологии нефти и газа. – М.: Недра, 2002. – С. 208. [↑](#footnote-ref-5)
6. Соколов В. Л., Фурсов А. Я. Поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений. – М.: Недра, 2000. – С. 56. [↑](#footnote-ref-6)