

К ВОПРОСУ О ПРОЦЕССЕ СЕПАРАЦИИ ABOUT THE SEPARATION PROCESS

А. А. Гареев
Adib A. Gareev

Нефтегазодобывающее управление
«Нижнесортымскнефть»
ОАО «Сургутнефтегаз»,
поселок Нижнесортымский,
Тюменская обл.,
Российская Федерация

Nizhnesortymskneft
Oil and Gas Production Department
Surgutneftegaz OJSC,
Nizhnesortymsky Village,
Tyumen Region,
Russian Federation

В работе изложены механизмы процесса выделения газа из нефти. Показана аналогия между кипением жидкости и выделением из нефти растворенного газа. Центром выделения пара при кипении жидкостей являются механические углубления на поверхности кипения. При этом форма пузыря пара зависит от давления в жидкости. Центром выделения газа в нефти выступают обломки горных пород пласта, выносимые потоком нефти. Горная порода, являясь гидрофильной, действует на объем нефти поверхностными силами отталкивания. Поверхностные силы отталкивания создают на неровностях обломков горной породы снижение давления. На местах пониженного давления на углублениях горной породы создаются условия выделения (образования) пузырька.

Обломок горной породы является для газового пузыря «материнским телом». При отрыве газового пузыря от обломка горной породы на его месте тут же образуется новый пузырек, что обеспечивает непрерывный процесс образования, роста и отрыва пузыря. Полученная формула для коэффициента сепарации доказывает независимость процесса выделения от устройств в скважине.

The paper outlines the mechanisms of the gas extraction process from oil. An analogy between boiling liquid and the release of dissolved gas from oil is shown. The center of vapor release during boiling liquids is mechanical depressions on the boiling surface. The vapor bubble shape depends on the pressure in the liquid. The center of the gas in the oil stand fragments of rock formations, carried by the flow of oil.

The rock, being hydrophilic, acts on the oil volume by surface repulsion forces. The surface repulsion forces create a pressure reduction on the unevenness of the rock fragments. In places of reduced pressure on the rock depressions, conditions for the release (formation) of a bubble are created. A piece of rock is a «maternal body» for a gas bubble. When a gas bubble is detached from a piece of rock, a new bubble immediately forms in its place, which ensures a continuous process of formation, growth and detachment of a bubble. The resulting formula for the separation coefficient proves the independence of the extraction process from the devices in the well.

Сепарационные процессы определяют эффективность системы «пласт — подъемник», работоспособность насосной установки в

целом; характер распределения давления в насосно-компрессорных трубах; целесообразность применения газосепараторов, а также

Ключевые слова

движение пластового флюида;
вынос из продуктивного пласта
обломков горной породы;
возникновение на углублениях
горной породы,
пропитанной водой,
мест с пониженным давлением;
возникновение на обломках
горной породы газовых пузырей

Key words

formation fluid movement;
removal of rock fragments
from the reservoir;
occurrence on depressions of water
soaked rock places with low pressure;
gas bubbles appearance
on rock debris

процессы, происходящие в погружном насосе и т.д. [1] Несмотря на то что имеется значительное количество работ, посвященных сепарации газа, до последнего времени не имеется научно обоснованных и экспериментально проверенных зависимостей, позволяющих рассчитывать коэффициент сепарации газа у приема различного погружного оборудования.

Более того, сам процесс сепарации многими авторами трактуется по-разному — одни считают, что процесс сепарации зависит только от геометрии насоса и скважины, другие считают, что процессу сепарации способствуют не только геометрия оборудования, но и реологические параметры нефти и т.д. [1].

Действительно, процесс сепарации свободного газа сложный, зависит от образования и скорости роста газового пузыря, действия на газовый пузырь сил поверхностного натяжения и силы Архимеда относительно движения «материнского тела» — глобулы нефти в скважинных условиях на прием глубинного насоса. Поэтому для получения теоретически обоснованной зависимости коэффициента сепарации газа на приеме насоса необходимо рассмотреть в комплексе действующие физические законы образования, развития и движения газового пузыря в «материнском теле» — глобуле нефти.

В настоящее время работ по изучению процесса сепарации газа в научно-технической литературе не встречается, что является серьезным недостатком в теории технологии добычи нефти электропогружными и штанговыми насосами. Для дальнейшего развития теории и практики технологии добычи нефти безотлагательно требуется разобраться в вопросе сепарации газа при добыче нефти глубинными насосами.

Изучение кинетики и динамики образования и движения газового пузырька в нефти показывает, что в первом приближении процесс идентичен с образованием и развитием пузырька пара в кипящей жидкости (воде). Различие заключается только в компонентном составе пузырька пара и пузырька газа, растворенного в нефти: газ, выделяющийся из нефти, является многокомпонентным, но в то же время и в основном состоит из метана (на 70–95 %). Если пузырьки воды образуются на поверхности нагрева, то пузырьки газа образуются во всем объеме нефти. Температура начала кипения воды зависит от давления; при увеличении давления температура начала кипения растет. При

уменьшении давления температура начала кипения воды снижается — это хорошо известный и достаточно исследованный факт [2, 3]. Выделение растворенного газа из нефти при снижении давления — явление идентичное явлению кипения воды. Выделение растворенного газа из нефти в скважинных условиях происходит при меняющемся давлении в газожидкостной смеси (по мере движения нефти из пласта на прием глубинного насоса) и при относительно небольшом изменении (падении) температуры в скважинных условиях. Как для воды, так и для нефти при каждой фиксированной температуре существует пороговое значение давления, ниже которого начинается процесс образования и выделения свободных пузырей пара (газа). Таким образом, на плоскости координат «давление — температура» как для нефти, так и для воды существует пороговое значение давления — температуры, выше которого начинается образование и выделение свободного газа (пара). В обоих случаях «кипения» зависимость температуры кипения от давления пропорциональная: снижение давления «насыщения» — начального давления выделения пузырька и температура образования пузырька взаимосвязаны. Например, для воды снижение давления способствует снижению температуры начала кипения, аналогично и для нефти — снижение температуры нефти приводит к снижению значения давления насыщения. Зависимость давления насыщения нефти от температуры линейная и выражается формулой [1]:

$$P_{н,t} = P_n + \frac{T - T_{нл}}{9,157 + \frac{701,6}{\Gamma_{ом}(Y_m - 0,8Y_a)}}, \quad (1)$$

где $P_{н,t}$ — значение давления насыщения нефти при температуре t ;

P_n — значение давления насыщения в пластовых условиях (более высокой температурой);

T — текущая температура;

$T_{нл}$ — температура пласта;

$\Gamma_{ом}$ — газовый фактор при нормальных условиях;

Y_m — доля метана в попутном газе;

Y_a — доля азота в попутном газе (аналогичная зависимость существует и для воды).

На рисунке 1 в системе координат $P = P(t)$ («давление — температура») термодинамическое состояние воды при постоянном давлении изображается кривой АВ, где область множества точек от А до L соответствует состоянию однородной жидкости (процесс передачи

тепла жидкости). Точка L пересечения кривой MN с кривой АВ называется точкой начала кипения. Множество точек на кривой MN называется давлением насыщения воды или кривой зависимости температуры кипения воды от давления. Выше кривой MN лежит область однородной жидкости, области точек ниже кривой MN характеризуют кипение воды при различных давлениях и температурах.

Графики зависимости давления от температуры

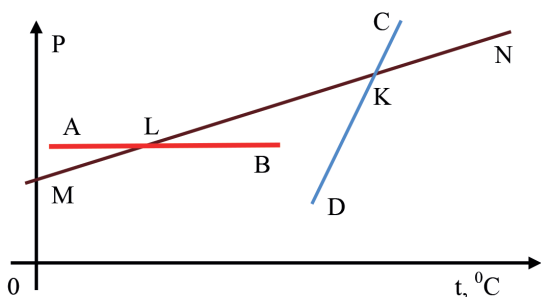


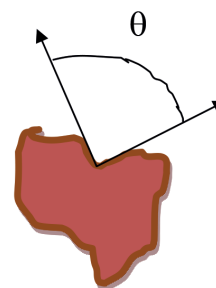
Рисунок 1. Изменение термодинамического состояния воды (кривая M-N) и нефти (кривая C-D) в системе координат $P=P(t)$

Оддо и Томас, изучая процесс кипения воды, заметили, что кипение начинается на поверхности дна емкости; изучая поверхность дна емкости обнаружили, что оно покрывается незначительным белым «налетом» дискообразной формы. В геометрическом центре «налета» находится микроскопическое углубление, откуда наблюдаются образование и рост пузырьков пара. Дальнейшими исследованиями процесса кипения Оддо и Томас подтвердили, что центром образования и роста пузырьков пара является микроскопическое углубление на поверхности дна емкости. Вода в емкости с абсолютно гладкой поверхностью закипает при значительных высоких температурах. Кипению воды способствуют поверхностные силы отталкивания в микроскопическом углублении на границе «вода — металл».

Изменение состояния нефти из однородной смеси в газожидкостную качественно можно отобразить кривой CD (или в виде прямой AB). Множество точек, лежащих на отрезке кривой СК, — область однородной нефти с растворенным попутным газом. При переходе (из равновесного состояния) из точки K (давления насыщения) по кривой в направлении точки D «вниз» — в область низких давлений в нефти начинается процесс выделения газа (процесс разгазирования). Кривая MN представляет собой область значений давления насыщения P_n при различных температурах, которая описывается в [3]. При

давлении в нефти, меньше давления насыщения (переход из точки K в направлении точки D), происходит образование пузырьков газа на неровностях поверхности (для воды — на неровностях дна сосуда) выносимых глобулой нефти механических включения (обломков горной породы). Так как обломки горной породы не смачиваются нефтью, то на микроскопических углублениях горной породы, на границе «нефть — порода», действуют поверхностные силы отталкивания. Далее пузырек газа из-за действующих сил поверхностного натяжения, силы Архимеда служит для выносимого кусочка горной породы своеобразным «парашютом». Это происходит из-за того, что вместо оторвавшегося пузырька тут же возникает и растет другой пузырек. Рассуждая аналогично процессу кипения воды, можно утверждать, что в чистой нефти, без обломков горных пород, процесс выделения растворенного газа наблюдаться не будет.

На рисунке 2 приведены направления действующих сил отталкивания между обломком горной породы и жидкости.



S — обломок горной породы; L — поверхность пузырька; θ — угол раствора углубления в обломке горной породы

Рисунок 2. Динамика образования газового пузыря на поверхности (углубление) несмачиваемого обломка горной породы, выносимого потоком нефти

Радиус газового пузыря можно определить по формуле:

$$R_n = \frac{2\sigma_n}{P}, \quad (2)$$

где σ_n — коэффициент поверхностного натяжения нефти и горной породы;

P — давление в пузыре газа.

Минимальный радиус пузыря газа может быть вычислен на основании известного уравнения Клайперона-Клаузиуса:

$$\frac{dT}{dP} = \frac{T''(\rho' - \rho'')}{r\rho'\rho''}, \quad (3)$$

где ρ' — плотность жидкости (нефти);

ρ'' — плотность газа в пузырьке;

r — скрытая теплота газообразования.

Плотность нефти и свободного газа в газовом пузыре из-за существующих давлений на глубинах, ниже приема насоса, отличаются в несколько раз (к примеру, для воды плотности пара и жидкости отличаются существенно, и поэтому плотностью пара можно пренебречь). Откуда минимальный радиус газового пузыря в момент образования равен:

$$R_{мин} = \frac{2\sigma_n(\rho' - \rho'')}{r\rho'\rho''} \frac{T''}{\Delta T''}, \quad (4)$$

где T'' — температура газа в пузырьке газа;

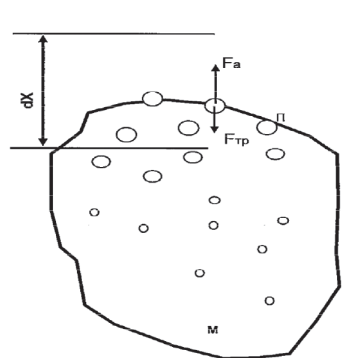
$\Delta T''$ — снижение температуры нефти из-за образования газового пузыря.

Из формулы (4) следует, что по мере движения глобулы нефти к приему насосного оборудования происходит постепенное снижение температуры глобулы и выделяющегося газа. Поэтому в скважине с продукцией с незначительным содержанием попутной воды происходит снижение температуры нефти до отрицательных температур. Нередко снижение температуры нефти и газа в вертикальном потоке, при соответствующем давлении, может привести к образованию твердого соединения — газогидрата в скважинном оборудовании и затруднить эксплуатацию насосного оборудования.

Плотность газа ρ' (в основном попутный газ состоит из метана) в пузырьке газа под давлением, близким к давлению насыщения, и в дальнейших рассуждениях допустим, что плотности нефти и газа — приблизительно постоянные величины. Обозначим температуру жидкости на глубине скважины, где давление становится равным давлению насыщения, через T_n . Допустим, что падение температуры нефти из-за образования множеств газовых пузырей снижается на $0,5^\circ\text{C}$, коэффициент скрытой теплоты газообразования равен 750 Дж/кг, то по формуле (3) нетрудно вычислить минимальный радиус газового пузыря, который составляет порядка 10^{-2} мм.

Рассмотрим дальнейшее движение глобулы нефти с образовавшимися пузырьками газа. По мере всплытия глобулы нефти происходит постепенное укрупнение (рост) газовых пузырей настолько, что наряду с силой поверхностного натяжения, действующей на пузыри, начинает оказывать влияние Архимедова сила. Отрыв пузыря газа из материнского тела происходит при превышении Архимедовой силы над силой поверхностного натяжения (рисунок 3). Данный процесс отрыва газового

пузыря от материнского тела — глобулы нефти называется процессом *естественной сепарации*. Вычислим коэффициент естественной сепарации.



М — материнское тело; П — пузырек газа

Рисунок 3. Движение «глобулы нефти» в скважинных условиях на прием глубинного насоса

Применяя известное соотношение для вычисления объема выделяющегося газа в нефти при снижении давления на dP

$$V = Q * \Gamma * \left(1 - \frac{\Delta P}{P_n}\right)^\alpha, \quad (5)$$

где Q — дебит нефти;

Γ — газовый фактор;

dP — падение давления в нефти;

P_n — давление насыщения нефти;

α — показатель разгазирования (около 0,7).

Положим, что дебит нефти равняется 1, тогда поделив его на средний объем одного пузыря:

$$V_n = \frac{4}{3} \pi R_{мин}^3, \quad (6)$$

можно вычислить плотность чисел пузырей (рисунок 3):

$$N = \frac{3}{4} \frac{\Gamma}{\pi R_{мин} (P_n - \Delta P)} \left(1 - \frac{P_n - \Delta P}{P_n}\right)^\alpha = \frac{3}{4} \frac{\Gamma}{\pi R_{мин}} \frac{\Delta P}{P_n^{1+\alpha}}, \quad (7)$$

где Γ — газовый фактор;

α — показатель разгазирования;

ΔP — небольшое падение давления в глобуле нефти.

По мере увеличения пузырьков газа в материнском теле начинается движение укрупненных пузырей вертикально вверх. Наряду с движением пузырей продолжается образование новых пузырей на поверхности выносимых обломков горных пород. Поэтому в глобуле плотность пузырей останется одинаковой. Из условия равенства Архимедовой силы и силы поверхностного натяжения вычислим отрывной радиус газового пузыря:

$$R_{om} = \sqrt{\frac{3\sigma_u}{g(\rho_a - \rho^n)}}. \quad (8)$$

Участок пути, на котором происходит отрыв пузыря газа от материнского тела, занимает интервал:

$$\Delta x = \frac{P_u}{\rho'g} \left[1 - \frac{R_{мин}^3 T_u - \Delta T}{R_{om}^3 T_u} \right] \approx \frac{P_u}{\rho'g} \left[1 - \frac{R_{мин}^3}{R_{om}^3} \right]. \quad (9)$$

Предположим, что отрыву подвергаются пузыри газа, достигшие верхней поверхности материнского тела толщиной Δx . Тогда из уравнения (7) найдем число пузырей на поверхности глобулы толщиной Δx и площадью 1:

$$N_{om} = \sqrt[3]{N^2} * \Delta x. \quad (10)$$

Тогда объем выделившегося газа при естественной сепарации равняется:

$$V_{om} = N_{om} * \frac{4}{3} \pi \left(\sqrt{\frac{3\sigma_u}{g(\rho_a - \rho^n)}} \right)^3. \quad (11)$$

Вычислим коэффициент естественной сепарации K_c при давлении ниже давления насыщения и до поступления нефти в прием погружного насосного оборудования. С учетом формул (9)–(11) имеем:

$$K_c = \frac{V_{om}}{V_0} = \frac{4}{3} \pi \sqrt[3]{N^2} * \left[\sqrt{\frac{3\sigma_u}{g(\rho_a - \rho^n)}} \right]^3 * \Delta x. \quad (12)$$

Вычисления коэффициента сепарации по (11) показывают, что его значение в пределах 3–5 %.

На практике коэффициент сепарации различного рода сепараторов — устройств для отделения свободных газовых пузырей из глобул нефти — определяют в лабораторных условиях. Аналогом нефти служит машинное масло

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. М.: Макс-Пресс, 2004. 816 с.
2. Рид Р., Праусниц Дж., Шервуд Т. Свойства газов и жидкостей. Л.: Химия, Ленинградское отделение, 1982. 592 с.
3. Цветков Ф.Ф., Григорьев Б.А. Тепломассообмен. М.: Издательство МЭИ, 2006. 550 с.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРЕ ABOUT THE AUTHOR

Гареев Адиб Ахметнабиевич, канд. техн. наук, инженер II категории производственного отдела НГДУ «Нижнесортымскнефть», поселок Нижнесортымский, Тюменская область, Российская Федерация

Adib A. Gareev, Candidate of Engineering Sciences, Category II Engineer, Production Department, Nzhnesortymskneft Oil and Gas Production Department, Surgutneftegaz OJSC, Nzhnesortymsky Village, Tyumen Region, Russian Federation

e-mail: adibg@mail.ru

(трансформаторное масло) плотностью около 760–800 кг/м³. Вместо газа применяется метан или воздух плотностью около 1 кг/м³. При этом лабораторном способе коэффициент сепарации получается близким единице (100 %). Но в естественных условиях, на приеме центробежного насоса, где действуют давления в десятки раз больше атмосферного давления, чем в лабораторных условиях, коэффициент сепарации сепараторов незначительный.

Снижение коэффициента сепарации в условиях скважины происходит из-за незначительной разницы плотностей нефти и газа. Так, если в лабораторных условиях плотности масла и воздуха отличаются в сотни раз ($\frac{\rho_{масла}}{\rho_{воздуха}} = \frac{760}{1} = 760$), плотности нефти и газа на приеме насоса отличаются в несколько раз ($\frac{\rho_u}{\rho_c} = \frac{750}{150} = 5$).

Если поделить 760 на 5, полученное число 150 показывает приблизительное снижение эффективности сепарации на приеме центробежного насоса (150 раз) сепараторами, основанными на принципе действия центробежных сил.

Выводы

1. Процесс выделения газа из нефти аналогичен процессу образования газовых пузырей при кипении воды.
2. Центром выделения газа из нефти является обломок горной породы, выносимой потоком флюида из пласта.
3. Центробежные сепараторы являются малоэффективными в борьбе со свободным газом.

REFERENCES

1. Mishchenko I.T. *Skvazhinnaya dobycha nefiti* [Downhole Oil Production]. Moscow, Maks-Press Publ., 2004. 816 p. [in Russian].
2. Rid R., Prausnits Dzh., Shervud T. *Svoistva gazov i zhidkosti* [The Properties of Gases and Liquids]. Leningrad, Khimiya, Leningradskoe otdelenie Publ., 1982. 592 p. [in Russian].
3. Tsvetkov F.F., Grigor'ev B.A. *Teplomassoobmen* [Heat and Mass Transfer]. Moscow, Izdatel'stvo MEI Publ., 2006. 550 p. [in Russian].