



Министерство образования Республики Беларусь

Учреждение образования
«Гомельский государственный технический
университет имени П. О. Сухого»

Кафедра «Разработка и эксплуатация нефтяных
месторождений и транспорт нефти»

СКВАЖИННАЯ ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

КУРС ЛЕКЦИЙ

**по одноименной дисциплине
для студентов специальности 1-51 02 02
«Разработка и эксплуатация нефтяных
и газовых месторождений»
дневной и заочной форм обучения**

Электронный аналог печатного издания

Гомель 2007

УДК 622.276(075.8)
ББК 33.36я73
С42

*Рекомендовано к изданию научно-методическим советом
машиностроительного факультета ГГТУ им. П. О. Сухого
(протокол № 4 от 24.02.2006 г.)*

Автор-составитель: *А. В. Захаров*

Рецензенты: канд. геолого-минерал. наук, проф. каф. «Разработка
и эксплуатация нефтяных месторождений и транспорт нефти» ГГТУ
им. П. О. Сухого *А. П. Пинчук*

С42 **Скважинная** добыча нефти и газа : курс лекций по одноим. дисциплине для студентов специальности 1-51 02 02 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» днев. и заоч. форм обучения / авт.-сост. А. В. Захаров. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2007. – 37 с.– Систем. требования: PC не ниже Intel Celeron 300 МГц ; 32 Mb RAM ; свободное место на HDD 16 Mb ; Windows 98 и выше ; Adobe Acrobat Reader. – Режим доступа: <http://gstu.local/lib>. – Загл. с титул. экрана.

ISBN 978-985-420-576-2

Рассмотрены разделы, в которых полностью представлены теоретические основы процесса добычи нефти и газа. Содержится достаточное количество рисунков, что способствует зрительному восприятию материала.

Для студентов специальности 1-51 02 02 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

УДК 622.276(075.8)
ББК 33.36я73

ISBN 978-985-420-576-2

© Захаров А. В., составление, 2007
© Учреждение образования
«Гомельский государственный технический
университет имени П. О. Сухого», 2007

1. ИСТОЧНИКИ ПЛАСТОВОЙ ЭНЕРГИИ. ПЛАСТОВЫЕ ДАВЛЕНИЯ

Для правильного понимания всех технологических процессов и явлений, связанных с эксплуатацией нефтяных месторождений и скважин, необходимо уяснить ряд терминов для давлений, которые определяют или влияют на эти технологические процессы.

Статическое давление на забое скважины

Статическое давление – это давление на забое скважины, устанавливающееся после достаточно длительной ее остановки. Оно равно гидростатическому давлению столба жидкости в скважине высотой (по вертикали), равной расстоянию от уровня жидкости до глубины, на которой производится измерение. Обычно за такую глубину принимается середина интервала вскрытой толщины пласта. С другой стороны, это давление равно давлению внутри пласта, вскрытого скважинами, и поэтому оно называется пластовым давлением.

Статический уровень

Уровень столба жидкости, установившийся в скважине после ее остановки при условии, что на него действует атмосферное давление, называется статическим уровнем.

Если устье скважины герметизировано, то обычно в верхней части скважины скапливается газ, создающий некоторое давление на уровень жидкости. В этом случае уровень жидкости не называется статическим, хотя соответствует статическим условиям скважины, и давление на забое скважины равно сумме гидростатического давления столба жидкости и давления газа.

Динамическое давление на забое скважины

Это давление устанавливается на забое во время отбора жидкости или газа из скважины или во время закачки жидкости или газа в скважину. Динамическое давление на забое очень часто называют забойным давлением в отличие от статического, которое называют пластовым давлением. Однако и статическое, и динамическое давления в то же время являются забойными.

Динамический уровень жидкости

Уровень жидкости, который устанавливается в работающей скважине при условии, что на него действует атмосферное давление (межтрубное пространство открыто), называется динамическим уровнем.

При герметизированном затрубном пространстве динамическое давление будет равно сумме гидростатического давления столба жидкости от уровня до забоя и давления газа, действующего на уровень. Высота столба жидкости измеряется по вертикали. Поэтому в наклонных скважинах при вычислении гидростатических давлений должна делаться соответствующая поправка на кривизну скважины.

Среднее пластовое давление

По среднему пластовому давлению оценивают общее состояние пласта и его энергетическую характеристику, обуславливающую способности и возможности эксплуатации скважин. Статические давления в скважинах, расположенных в различных частях залежи и характеризующие локальные пластовые давления, могут быть неодинаковыми вследствие разной степени выработанности участков пласта, его неоднородности, прерывистости и ряда других причин. Поэтому используют понятие среднего пластового давления. Среднее пластовое давление $P_{\text{ср}}$ вычисляют по замерам статических давлений P_i в отдельных скважинах.

Среднее арифметическое давление из m измерений по отдельным скважинам:

$$P_{\text{ср}} = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m P_i. \quad (1)$$

Эта величина неточно характеризует истинное среднеинтегральное пластовое давление и может от него сильно отличаться, например, при группировке скважин в одной какой-либо части залежи.

Средневзвешенное по площади пластовое давление:

$$P_{\text{ср}} = \frac{1}{\sum_{i=1}^n f_i} \sum_{i=1}^n P_i f_i, \quad (2)$$

где P_i – статическое давление в i -й скважине;

f_i – площадь, приходящаяся на i -ю скважину;

n – число скважин.

Это давление полнее характеризует энергетическое состояние пласта, однако не учитывает того, что толщина пласта на различных

участках различна. Поэтому вводится понятие о средневзвешенном по объему пластовом давлении. Средневзвешенное по объему пласта давление учитывает не только площадь f_i , приходящуюся на каждую скважину, но и среднюю толщину пласта h_i в районе скважины. Таким образом,

$$P_{\text{ср}} = \frac{\sum_1^n P_i f_i h_i}{\sum_1^n f_i h_i}. \quad (3)$$

Среднее пластовое давление определяют по картам изобар (линий равных давлений). Для этого измеряют планиметром площадь между каждыми двумя соседними изобарами, рассчитывают среднее пластовое давление на этой площади, как среднее арифметическое из значений давлений двух соседних изобар, и, умножая его на площадь между изобарами, суммируют. Общую сумму делят на суммарную площадь, в пределах которой проводится вычисление. Определенное таким образом среднее давление ничем не отличается от того, которое получается по формуле (2), и также является средневзвешенным по площади.

Если на карту изобар наложить карту полей равных толщин, то среднее пластовое давление можно вычислить как средневзвешенное по объему пласта, используя формулу (3). В этом случае f_i – часть площади между двумя изобарами с одинаковыми толщинами h_i , P_i – среднее давление между двумя изобарами. Этот способ дает наиболее объективную оценку среднего пластового давления.

Пластовое давление в зоне нагнетания

При поддержании пластового давления воду закачивают в нагнетательные скважины, которые располагают рядами. В зонах расположения нагнетательных скважин в пласте создается повышенное давление. Для характеристики процесса нагнетания и контроля за его динамикой пользуются понятием пластового давления в зоне нагнетания. С этой целью на карте изобар выделяют район размещения нагнетательных скважин, окружая их характерной изобарой, имеющей, например, значение первоначального пластового давления. В пределах этой изобары и определяют пластовые давления, как средневзвешенные по площади, используя формулу (2), или как средневзвешенные по объему, используя формулу (3) и дополнительно карту полей равных толщин.

Пластовое давление в зоне отбора

За пределами площади, ограниченной характерной изобарой, т. е. в районе добывающих скважин, также определяют среднее пластовое давление одним из трех названных методов и называют его пластовым давлением в зоне отбора. Во всех случаях предпочтительнее пластовое давление определять как средневзвешенное по объему пласта.

Начальное пластовое давление

Среднее пластовое давление, определенное по группе разведочных скважин в самом начале разработки, называется начальным пластовым давлением.

Текущее пластовое давление

В процессе разработки и эксплуатации пластовое давление меняется. Динамика пластового давления является важнейшим источником информации о состоянии объекта эксплуатации. Поэтому в различные моменты времени определяют среднее пластовое давление и строят графики изменения этого давления во времени. Это давление называют текущим пластовым давлением.

Приведенное давление

Для объективной оценки забойных давлений и возможности их сравнения вводится понятие приведенного давления. Измеренные или вычисленные забойные давления приводятся (пересчитываются) к условной горизонтальной плоскости, которой может быть принята любая плоскость в пределах залежи, абсолютная отметка которой известна.

Обычно за плоскость приведения принимают плоскость, проходящую через первоначальный водонефтяной контакт, абсолютная отметка которого определяется при разведке месторождения. Если забои скважин сообщаются через проницаемый пласт, то в них устанавливаются одинаковые приведенные статические давления.

Приведенное давление (рис. 1) в скважине 1

$$P_1 = P_{c1} + \rho_n \cdot g \cdot \Delta h_1,$$

а приведенное давление в скважине 2 будет

$$P_2 = P_{c2} + \rho_n \cdot g \cdot \Delta h_2,$$

где ρ_n – плотность нефти в пластовых условиях;

g – ускорение силы тяжести;

$\Delta h_1, \Delta h_2$ – разности гипсометрических отметок забоев скважин 1, 2 и плоскости приведения.

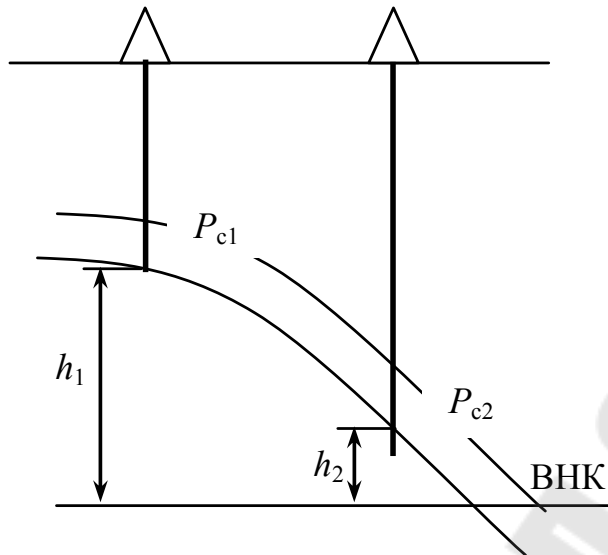


Рис. 1. Схема к определению приведенного давления

Если водонефтяной контакт поднялся на Δz , а плоскость приведения осталась прежней, то приведенные давления

– для скважине 1 $P_1 = P_{c1} + \rho_n \cdot g \cdot \Delta h_1 + \rho_e \cdot g \cdot \Delta z$,

– для скважине 2 $P_2 = P_{c2} + \rho_n \cdot g \cdot \Delta h_2 + \rho_e \cdot g \cdot \Delta z$,

где Δh_1 и Δh_2 – разность отметок забоев скважин и текущего положения водонефтяного контакта; ρ_e – плотность воды в пластовых условиях.

Кроме перечисленных давлений необходимо знать также давления на линии нагнетания и на линии отбора.

2. ПРИТОК ЖИДКОСТИ К СКВАЖИНЕ

Приток жидкости, газа, воды или их смесей к скважинам происходит в результате установления на забое скважин давления меньше, чем в продуктивном пласте. Течение жидкости к скважинам исключительно сложно и не всегда поддается расчету. Лишь при геометрически правильном размещении скважин (линейные или кольцевые ряды скважин и правильные сетки), а также при ряде допущений (постоянство толщины, проницаемости и других параметров) удастся аналитически рассчитать дебиты этих скважин при заданных давлениях на забоях или, наоборот, рассчитать давление при заданных дебитах. Однако вблизи каждой скважины в однородном пласте течение жидкости становится близким к радиальному. Это позволяет широко использовать для расчетов радиальную схему фильтрации.

Скорость фильтрации, согласно закону Дарси, записанному в дифференциальной форме, определяется следующим образом:

$$v = -\frac{k}{\mu} \cdot \frac{dp}{dr}, \quad (4)$$

где k – проницаемость пласта;

μ – динамическая вязкость;

dp/dr – градиент давления вдоль радиуса (линии тока).

По всем линиям тока течение будет одинаковое. Другими словами, переменные, которыми являются скорость фильтрации и градиент давления, при изменении угловой координаты (в случае однородного пласта) останутся неизменными, что позволяет оценить объемный расход жидкости q как произведение скорости фильтрации на площадь сечения пласта. В качестве площади может быть взята площадь сечения цилиндра $2\pi rh$ произвольного радиуса r , проведенного из центра скважины, где h – действительная толщина пласта, через который происходит фильтрация.

Тогда:

$$q = 2\pi rhv = -2\pi rh \frac{k}{\mu} \cdot \frac{dp}{dr}. \quad (5)$$

Обозначим $\frac{kh}{\mu} = \varepsilon$.

В общем случае предположим, что ε – гидропроводность, которая изменяется вдоль радиуса r , но так, что на одинаковых расстояниях от оси скважины вдоль любого радиуса величины ε одинаковые. Это случай так называемой кольцевой неоднородности.

Предположим, что ε задано в виде известной функции радиуса, т. е.:

$$\frac{kh}{\mu} = \varepsilon(r). \quad (6)$$

Вводя (6) в (5) и разделяя переменные, получим:

$$\frac{dr}{r\varepsilon(r)} = -\frac{2\pi}{q} \cdot dp. \quad (7)$$

Дифференциальное уравнение (7) с разделенными переменными может быть проинтегрировано, если задана функция $\varepsilon(r)$. В частности, если гидропроводность не зависит от радиуса и постоянна, то (7) легко интегрируется в пределах области фильтрации, т. е. от стенок скважины r_c с давлением P_c до внешней окружности R_k , называемой

контуром питания, на котором существует постоянное давление P_k . Таким образом:

$$\int_{r_c}^{R_k} \frac{dr}{r\varepsilon(r)} = \frac{2p}{q} \cdot \int_{P_c}^{P_k} dp. \quad (8)$$

При $\varepsilon = \text{const}$ будем иметь:

$$\frac{1}{\varepsilon} \cdot (\ln R_k - \ln r_c) = \frac{2p}{q} \cdot (P_k - P_c). \quad (9)$$

Решая (9) относительно q , получим классическую формулу притока к центральной скважине в круговом однородном пласте:

$$q = \frac{2\pi\varepsilon \cdot (P_k - P_c)}{\ln(R_k/r_c)}. \quad (10)$$

Если (8) проинтегрировать при переменных верхних пределах r и P , то получим формулу для распределения давления вокруг скважины:

$$\int_{r_c}^r \frac{dr}{r\varepsilon} = -\frac{2\pi}{q} \cdot \int_{P_c}^P dp. \quad (11)$$

После интегрирования, подстановки пределов и алгебраических преобразований имеем:

$$\frac{1}{\varepsilon} \cdot \ln \frac{r}{r_c} = \frac{2\pi}{q} \cdot (P - P_c). \quad (12)$$

Решая уравнение относительно $p(r)$ и подставляя (10) в (12), получим уравнение распределения давления вокруг скважины:

$$P(r) = P_c + (P_k - P_c) \cdot \frac{\ln \frac{r}{r_c}}{\ln \frac{R_k}{r_c}}. \quad (13)$$

Если в (8) в качестве переменных пределов принять не верхние, а нижние пределы, то выражение для $p(r)$ можно записать в другом виде:

$$P(r) = P_{\kappa} - (P_{\kappa} - P_c) \cdot \frac{\ln \frac{R_{\kappa}}{r}}{\ln \frac{R_{\kappa}}{r_c}}. \quad (14)$$

Подставляя в (13) или (14) R_{κ} вместо переменного радиуса r , получим $P(R_{\kappa}) = P_{\kappa}$; при $r = r_c$ имеем другое граничное условие:

$$P(r_c) = P_c.$$

Таким образом, граничные условия выполняются. Из (13) и (14) следует, что функция $P(r)$ является логарифмической, т. е. давление вблизи стенок скважины изменяется сильно, а на удаленном расстоянии – слабо. Это объясняется увеличением скоростей фильтрации при приближении струек тока к стенкам скважины, на что расходуется больший перепад давления.

Рассмотрим случай радиального притока в скважину при произвольно изменяющейся вдоль радиуса гидропроводности.

Проинтегрируем в (8) правую часть и перепишем результат следующим образом:

$$q = \frac{2\pi \cdot (P - P_c)}{\int_{r_c}^{R_{\kappa}} \frac{1}{r \cdot \varepsilon(r)} dr}. \quad (15)$$

Подынтегральная функция может быть построена графически по заданным значениям ε для различных радиусов и проинтегрирована в пределах от r_c до R_{κ} любым методом приближенного интегрирования или измерением планиметром площади под кривой $y(r)$ в заданных пределах

$$y(r) = \frac{1}{r\varepsilon(r)}. \quad (16)$$

В некоторых случаях добывающая скважина дренирует одновременно несколько пропластков с различными проницаемостями, толщинами, вязкостями нефти, а также пластовыми давлениями. Однако приток в такой сложной системе будет происходить при одинаковом забойном давлении (приведенном). При этом некоторые пропластки с меньшим пластовым давлением, чем на забое скважины,

способны поглощать жидкость. В любом случае общий приток такого многослойного пласта будет равен алгебраической сумме притоков из каждого пропластка:

$$q = q_1 + q_2 + \dots + q_n = \sum_1^n q_i. \quad (17)$$

Формулы радиального притока, вследствие их простоты, часто используются в инженерных расчетах. При этом погрешности в оценке исходных параметров, таких как k , h , μ , $(P_k - P_c)$, непосредственно влияют на величину q . Что касается величин R_k и r_c , то, поскольку они находятся под знаком логарифма, в отношении их допустимы значительные погрешности.

Пример. Допустим истинное значение $R_k = 100$ м, а в расчете по ошибке было принято $R_k = 1000$ м, т. е. допущена 10-кратная ошибка. Тогда истинный приток:

$$q_{\text{ист}} = \frac{2\pi kh \cdot (P_k - P_c)}{\mu \cdot \ln(100/0,1)}, \quad (18)$$

где $r_c = 0,1$ м.

Расчетный приток:

$$q_{\text{расч}} = \frac{2\pi kh \cdot (P_k - P_c)}{\mu \cdot \ln(1000/0,1)}. \quad (19)$$

Сравнение производим при прочих равных условиях, деля (2.18) на (2.19):

$$\frac{q_{\text{ист}}}{q_{\text{расч}}} = \frac{\ln(10000)}{\ln(1000)} = \frac{4}{3}. \quad (20)$$

Откуда $q_{\text{расч}} = 3/4 q_{\text{ист}}$, т. е. расчетный дебит будет составлять 75 % истинного дебита.

При применении формулы радиального притока для скважины, расположенной среди других добывающих скважин, за R_k принимают половину расстояния до соседних скважин или средневзвешенную по углу величину этого расстояния. Формула радиального притока часто используется для определения гидропроводности по известным дебиту и давлениям.

Поскольку формулы описывают радиальную фильтрацию в пласте, то в них необходимо подставлять значение вязкости нефти при пластовых условиях, т. е. при пластовых температуре и давлении с учетом соответствующего количества растворенного газа. Вычисленный дебит q (объемный расход жидкости) также получается при пластовых условиях. Для перевода дебита к нормальным поверхностным условиям необходимо вычисленный дебит разделить на объемный коэффициент пластовой жидкости.

3. КОНСТРУКЦИЯ ЗАБОЕВ СКВАЖИН

В любом случае конструкция забоя скважины должна обеспечивать:

- механическую устойчивость призабойной части пласта, доступ к забою скважин спускаемого оборудования, предотвращение обрушения породы;

- эффективную гидродинамическую связь забоя скважины с нефтенасыщенным пластом;

- возможность избирательного вскрытия нефтенасыщенных и изоляцию водо- или газонасыщенных пропластков, если из последних не намечается добыча продукции;

- возможность избирательного воздействия на различные пропластки или на отдельные части (по толщине) монолитного пласта;

- возможность дренирования всей нефтенасыщенной толщины пласта.

Геологические и технологические условия разработки месторождений различны, поэтому существует несколько типовых конструкций забоев скважин.

1. При открытом забое (рис. 2, *а*) башмак обсадной колонны цементируется перед кровлей пласта. Затем пласт вскрывается долотом меньшего диаметра, причем ствол скважины против продуктивного пласта оставляется открытым. Такая конструкция возможна при достаточно устойчивых горных породах; при сравнительно однородном пласте, не переслаивающемся глинами, склонными к набуханию и обрушению без газоносных и водоносных прослоев; при наличии до вскрытия пласта достаточно точных данных об отметках кровли и подошвы продуктивного пласта; при относительно малой толщине пласта, оставляемого без крепления, а также в том случае, если при экс-

плуатации такой скважины не может возникнуть необходимость избирательного воздействия на отдельные пропластки.

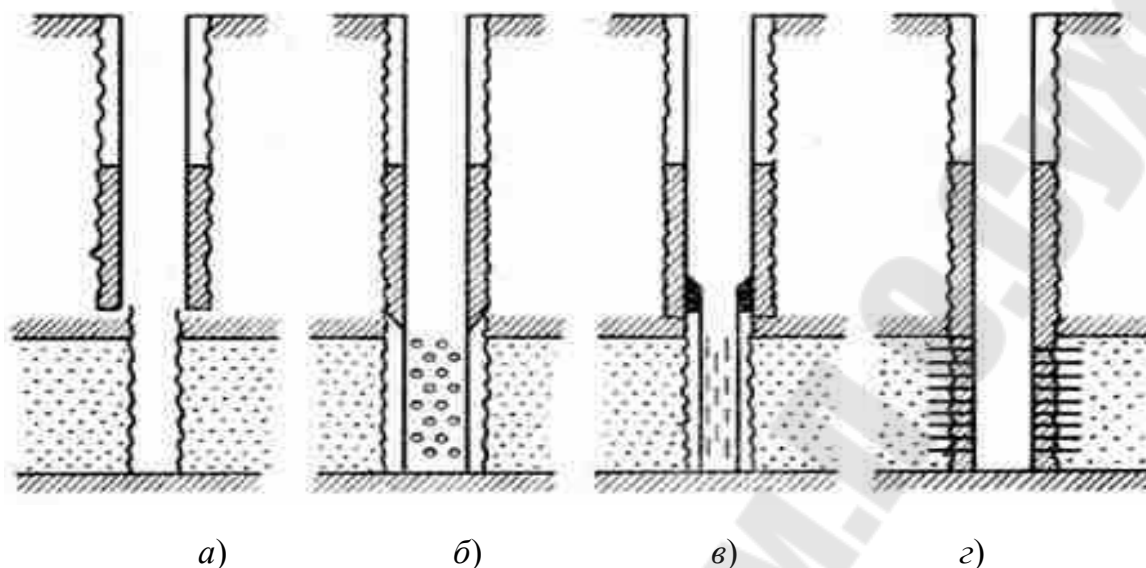


Рис. 2. Способы вскрытия пласта:

- a* – открытый забой; *б* – забой, перекрытый хвостовиком колонны, перфорированный перед ее спуском; *в* – забой с фильтром; *г* – перфорированный забой

Существенным достоинством открытого забоя является его гидродинамическая эффективность. Скважина с открытым забоем принимается за эталон и ее коэффициент гидродинамического совершенства принимается равным единице. Вместе с тем, невозможность избирательного вскрытия нужных пропластков и избирательного воздействия на них вместе с постоянной угрозой обвалов в призабойной зоне при создании больших депрессий сильно ограничивают возможности использования открытого забоя. Поэтому менее 5 % всего фонда скважин имеют открытый забой.

2. Если забой скважины оборудован фильтром, то возможны два варианта конструкции.

Первый вариант (рис. 2, б): скважина бурится сразу до подошвы пласта, крепится обсадной колонной с заранее насверленными отверстиями в нижней части, приходящимися против продуктивной толщи пласта, затем выше кровли пласта колонна цементируется по способу манжетной заливки. Пространство между перфорированной частью колонны и вскрытой поверхностью пласта остается открытым.

Условия применения такой конструкции по существу одинаковы с условиями для применения открытого забоя. Однако в этом случае более надежно крепление забоя и гарантируется сохранение полного диаметра колонны до самого забоя даже в случаях частичного обрушения пород в призабойной части.

Второй вариант (рис. 2, в): башмак обсадной колонны спускается до кровли пласта и цементируется. В открытой части пласта находится фильтр с мелкими круглыми или щелевидными отверстиями. Кольцевое пространство между верхней частью фильтра и низом обсадной колонны герметизируется специальным сальником или паке-ром. Основное назначение фильтров – предотвращение поступления песка в скважину. Одно время широкое применение нашли фильтры с продольными щелевыми отверстиями длиной 50–80 мм и шириной 0,8–1,5 мм.

Кроме того, применялись так называемые кольцевые фильтры, в которых щели создавались между торцами металлических колец, одеваемых на перфорированную трубу. Между торцами колец в нескольких точках по периметру устанавливались прокладки из калиброванной металлической ленты, определявшие ширину кольцевых щелей. В ряде случаев использовались гравийные фильтры, представляющие собой две перфорированные мелкими отверстиями концентрично расположенные трубы. В кольцевое пространство между трубами утрамбовывался отсортированный гравий диаметром 4–6 мм, который и являлся основным фильтрующим элементом, задерживающим пластовый песок. Известны также металлокерамические фильтры, изготавливаемые путем спекания под давлением керамической дроби. Кольца из такого материала одеваются на перфорированную трубу и на ней закрепляются. Металлокерамические фильтры обладают малым гидравлическим сопротивлением и задерживают самые мелкие фракции песка. Кроме того, известны другие конструкции фильтров, которые не нашли распространения.

Конструкция забоя с фильтром применяется редко и только как средство борьбы с образованием песчаных пробок в скважинах, вскрывающих нецементированные нефтенасыщенные песчаные пласты, склонные к пескопроявлению.

3. Скважины с перфорированным забоем (рис. 2, г) нашли самое широкое распространение (более 90 % фонда). В этом случае пробу-

ривается ствол скважины до проектной отметки. Перед спуском обсадной колонны ствол скважины и особенно его нижняя часть, проходящая через продуктивные пласты, исследуется геофизическими средствами. Результаты таких исследований позволяют четко установить нефте-, водо- и газонасыщенные интервалы и наметить объекты эксплуатации. После этого в скважину опускается обсадная колонна, которая цементируется от забоя до нужной отметки, а затем перфорируется в намеченных интервалах. Скважина с перфорированным забоем имеет следующие преимущества:

- упрощение технологии проводки скважины и выполнения комплексных геофизических исследований геологического разреза;
- надежная изоляция различных пропластков, не вскрытых перфорацией;
- возможность вскрытия пропущенных или временно законсервированных нефтенасыщенных интервалов;
- возможность поинтервального воздействия на призабойную зону пласта (различные обработки, гидроразрыв, отдельная накачка или отбор и др.);
- устойчивость забоя скважины и сохранение ее проходного сечения в процессе длительной эксплуатации.

Перфорированный забой при вскрытии пласта, склонного к пескопроявлению, не обеспечивает надежную защиту скважины от поступления песка и образования песчаных пробок на забое. Поэтому при вскрытии рыхлых коллекторов для защиты от песка против перфорированного интервала размещают дополнительный фильтр для задержки песка. Однако в этом случае фильтрационное сопротивление потоку пластовой жидкости резко возрастает.

Кроме того, перфорированный забой вызывает сгущение линий тока у перфорационных отверстий, что приводит к увеличению фильтрационного сопротивления по сравнению с открытым забоем.

4. ПРИТОК ЖИДКОСТИ К ПЕРФОРИРОВАННОЙ СКВАЖИНЕ

При фильтрации жидкости, подчиняющейся линейному закону, приток жидкости к скважине можно выразить следующим образом:

$$q = \frac{2\pi kh \cdot (P_{\text{п}} - P_{\text{с}})}{\mu \cdot \ln\left(\frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{с}}}\right)} = \frac{(P_{\text{п}} - P_{\text{с}})}{\frac{\mu}{2\pi kh} \cdot \ln\left(\frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{с}}}\right)} = \frac{(P_{\text{п}} - P_{\text{с}})}{R_{\text{ф}}}, \quad (21)$$

где $R_{\text{ф}}$ – фильтрационное сопротивление.

Приток жидкости к перфорированной скважине

$$q_{\text{п}} = \frac{(P_{\text{п}} - P_{\text{с}})}{R_{\text{ф}} + R_{\text{доп}}} \quad (22)$$

будет отличаться тем, что вследствие сгущения линий тока у перфорационных отверстий возникнет дополнительное фильтрационное сопротивление $R_{\text{доп}}$:

$$R_{\text{доп}} = \frac{\mu}{2\pi kh} \cdot C, \quad (23)$$

где C – некоторая геометрическая характеристика.

Подставляя (23) в (22), получим

$$q_{\text{п}} = \frac{(P_{\text{п}} - P_{\text{с}})}{\frac{\mu}{2\pi kh} \cdot \left[\ln\left(\frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{с}}}\right) + C \right]} = \frac{2\pi kh \cdot (P_{\text{п}} - P_{\text{с}})}{\mu \cdot \left[\ln\left(\frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{с}}}\right) + C \right]}. \quad (24)$$

Можно представить два крайних случая геометрической характеристики забоя:

1. Нет ни одного отверстия в обсадной колонне. Тогда, очевидно $q_{\text{п}} = 0$, $C = \infty$.

2. Вся поверхность обсадной колонны в пределах толщины пласта покрыта перфорационными отверстиями. В этом случае сгущения линий тока не происходит и геометрия потока не будет отличаться от геометрии потока к забою скважины с открытым забоем. Очевидно, в этом случае $C = 0$.

Таким образом, величина C должна изменяться от 0 до ∞ . С увеличением числа перфорационных отверстий n , их диаметра d , а также глубины L перфорационных каналов в породе пласта дополнительное фильтрационное сопротивление $R_{\text{доп}}$ должно уменьшаться, а следовательно, должно уменьшаться C . Таким образом:

$$C = f(n, d, L). \quad (25)$$

Задача о притоке жидкости к перфорированной скважине была решена методом электрогидродинамических аналогий (ЭГДА), основанном на тождественности уравнений фильтрации и распространения электрического тока в геометрически подобных системах. Отношение дебита перфорированной скважины к дебиту скважины с открытым забоем, принятой за эталон, при прочих равных условиях принято называть коэффициентом гидродинамического совершенства

$$\eta = q_n / q. \quad (26)$$

Подставляя вместо q_n его значение из (24) и вместо q – из (21) и сокращая, найдем:

$$\eta = \frac{\ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right)}{\ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right) + C}. \quad (27)$$

В методе ЭГДА в геометрически подобных системах токи являются аналогом расходов фильтрующейся жидкости, напряжения перепадов давлений и омические сопротивления – фильтрационных сопротивлений.

Используя гладкий цилиндрический электрод в качестве электрической модели скважины с открытым забоем и цилиндр из изоляционного материала с вмонтированными электродами в качестве модели перфорированной скважины, сравнивают протекающие через них токи при последовательном помещении этих моделей в токопроводящую среду (электролит) геометрически подобную пластовой системе и определяют коэффициент совершенства системы η и, используя (27), находят C (рис. 3). Меняя число электродов n , их диаметр d и длину L , можно установить зависимость $C = f(n, d, L)$.

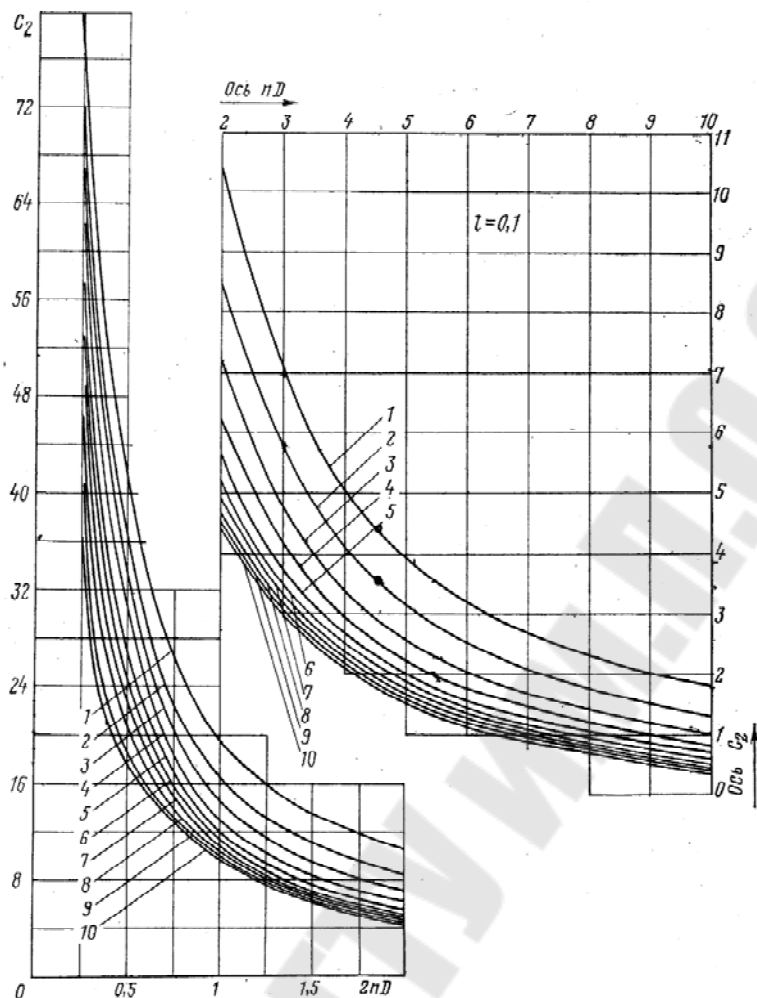


Рис. 3. График для определения коэффициента несовершенства скважины по характеру вскрытия C_2 :
 n – число отверстий на 1 м; D – диаметр скважины по долоту, м; $l = l'/D$,
где l' – глубина проникновения пуль в породу; $\alpha = d'/D$, где d' –
диаметр отверстий, м; $1 - \alpha = 0,02$; $2 - \alpha = 0,04$; $3 - \alpha = 0,06$; $4 - \alpha = 0,08$;
 $5 - \alpha = 0,10$; $6 - \alpha = 0,12$; $7 - \alpha = 0,14$; $8 - \alpha = 0,16$; $9 - \alpha = 0,18$; $10 - \alpha = 0,20$

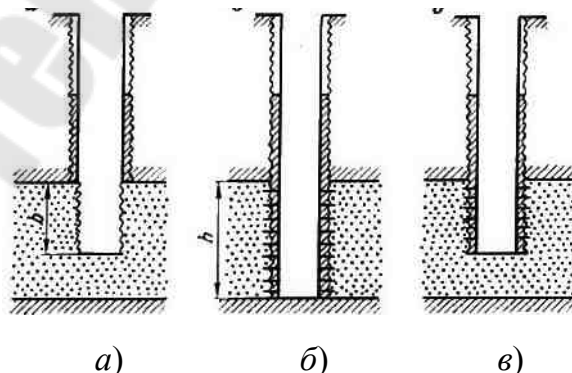


Рис. 4. Виды несовершенных скважин:
а – скважина, несовершенная по степени вскрытия; б – скважина,
несовершенная по характеру вскрытия; в – скважина с двойным видом
несовершенства по степени и характеру вскрытия

Несовершенные скважины бывают трех видов: скважина с открытым забоем, частично вскрывающая пласт на величину b (рис. 4, *a*) – несовершенная скважина по степени вскрытия – $\delta = b/h$; скважина с перфорированным забоем и вскрывающая пласт на полную толщину (рис. 4, *б*) – несовершенная скважина по характеру вскрытия; скважина, перфорированная не на всю толщину пласта и вскрывающая его частично (рис. 4, *в*) – несовершенная по степени и характеру вскрытия (двойной вид несовершенства).

Используя метод ЭГДА для определения притока в скважины, несовершенные по степени вскрытия, получим зависимости $C = f(a, \delta)$ для различных безразмерных толщин пласта $a = h/D$, где h – полная толщина пласта, D – диаметр скважины (рис. 5).

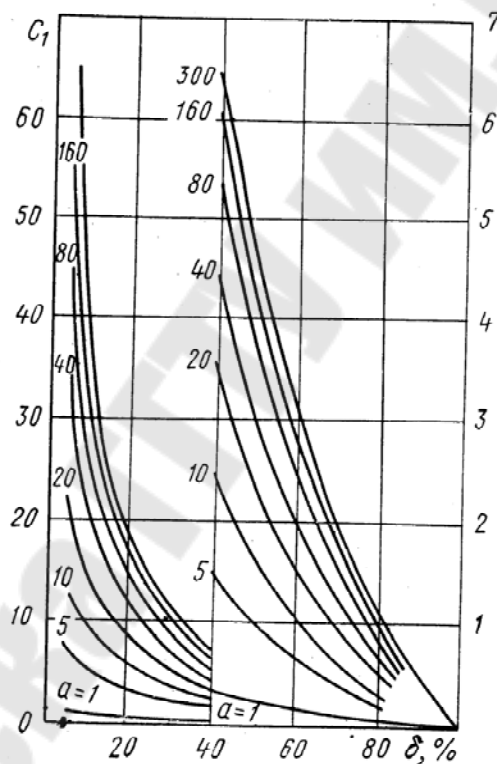


Рис. 5. График для определения коэффициента несовершенства скважины по степени вскрытия C_1 :

$\Delta = a/h$; $\alpha = h/D$, где a – вскрытая толщина пласта;

h – эффективная толщина пласта; D – внешний диаметр цементного кольца

Для скважины с двойным несовершенством величина C может быть найдена следующим образом. Представим приток в скважину с двойным несовершенством, состоящим из двух последовательных притоков (рис. 6): 1) притока в фиктивную несовершенную по степени вскрытия скважину увеличенного радиуса R ; 2) притока в несо-

вершенную по характеру вскрытия скважину с действительным радиусом r_c и плотностью перфорации n .

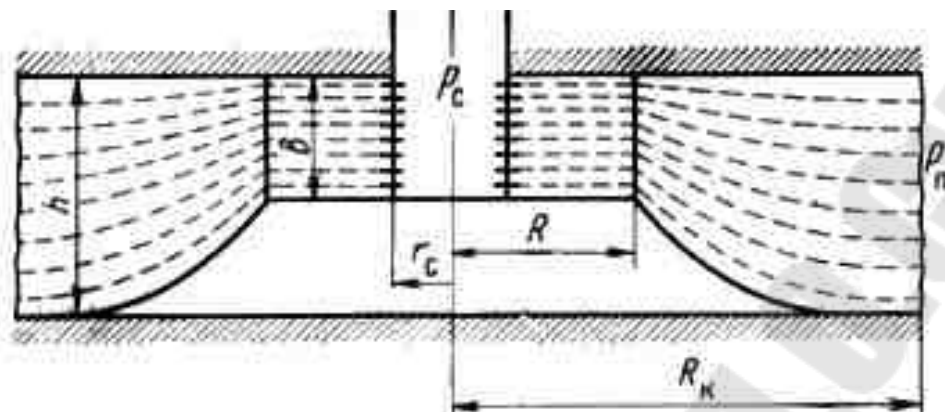


Рис. 6. Схема фильтрации жидкости к скважине с двойным видом несовершенства

При этом движении поток жидкости на своем пути от контура питания P_k до стенки скважины r_c будет последовательно преодолевать несколько фильтрационных сопротивлений: R_1 — фильтрационное сопротивление от P_k до стенки фиктивной скважины R , R_2 — дополнительное фильтрационное сопротивление, вызванное несовершенством скважины по степени вскрытия и равное:

$$(\mu/2\pi kh) \cdot C_1,$$

где C_1 — коэффициент, учитывающий несовершенство по степени вскрытия фиктивной скважины радиусом R , R_3 — фильтрационное сопротивление от R до стенки скважины r_c при толщине пласта $b = \delta \cdot h$, где δ — степень вскрытия; R_4 — дополнительное фильтрационное сопротивление, вызванное несовершенством по характеру вскрытия при толщине пласта также $b = \delta \cdot h$ и учитываемое коэффициентом C_2 . Приток в такую сложную систему определится следующим образом:

$$q = \frac{P_n - P_c}{R_1 + R_2 + R_3 + R_4}. \quad (28)$$

Из формул (21) и (23) следует:

$$R_1 = \frac{\mu}{2\pi kh} \cdot \ln \frac{R_k}{R}, \quad (29)$$

$$R_2 = \frac{\mu}{2\pi kh} \cdot C_1, \quad (30)$$

$$R_3 = \frac{\mu}{2\pi kh\delta} \cdot \ln \frac{R}{r_c}, \quad (31)$$

$$R_4 = \frac{\mu}{2\pi kh\delta} \cdot C_2. \quad (32)$$

Тот же приток можно определить через сумму двух фильтрационных сопротивлений. Одно из них есть фильтрационное сопротивление, возникающее при течении от R_k до r_c для плоско-радиального течения и равно:

$$R_1^* = \frac{\mu}{2\pi kh} \cdot \ln \frac{R_k}{r_c}. \quad (33)$$

Второе – дополнительное фильтрационное сопротивление R_2^* , обусловлено двойным видом несовершенства скважины и характеризуется коэффициентом C :

$$R_2^* = \frac{M}{2ph} \cdot C, \quad (34)$$

так что:

$$q = \frac{P_{II} - P_c}{R_1^* + R_2^*}. \quad (35)$$

Из условия равенства расходов, т. е. приравнявая (28) и (35), найдем:

$$R_1^* + R_2^* = R_1 + R_2 + R_3 + R_4. \quad (36)$$

После подстановки в (36) значений, согласно (29)–(34) и сокращений получим:

$$\ln \left(\frac{R_k}{r_c} \right) + C = \ln \left(\frac{R_k}{R} \right) + C_1 + \frac{1}{\delta} \cdot \ln \left(\frac{R}{r_c} \right) + \frac{1}{\delta} \cdot C_2. \quad (37)$$

Решая (37) относительно искомого C и после преобразований логарифмов найдем:

$$C = C_1 + \frac{1}{\delta} \cdot C_2 + \frac{1-\delta}{\delta} \cdot \ln \left(\frac{R}{r_c} \right). \quad (38)$$

Величина R принимается равной $5r_c$ из условия выравнивания струек тока и перехода их в достаточно правильный плоско-радиальный поток. При этом условии:

$$C = C_1 + \frac{1}{\delta} \cdot C_2 + \frac{1-\delta}{\delta} \cdot \ln 5. \quad (39)$$

Здесь C_1 определяется по графику $C_1 = f(\delta, a)$ для скважин, несовершенных по степени вскрытия. Причем безразмерная толщина вычисляется по соотношению $a = h/2R$; $\delta = b/h$ – относительное вскрытие пласта фиктивной скважины; C_2 определяется по одному из графиков $C_2 = f(nD, a, L)$ или интерполяцией значений, определяемых из графиков.

Определение C для скважины с двойным видом несовершенства по формуле (39) более правильно учитывает дополнительное фильтративное сопротивление такой скважины и дает большую величину для C , нежели простое сложение C_1 и C_2 , как это необоснованно делается в ряде литературных источников.

Для расчетов притока жидкости к системе взаимодействующих гидродинамически несовершенных, т. е. перфорированных, скважин важное значение имеет понятие приведенного радиуса $r_{пр}$. *Приведенным радиусом скважин называется радиус такой фиктивной совершенной скважины, дебит которой, при прочих равных условиях, равен дебиту реальной гидродинамически несовершенной скважины.*

Из определения следует:

$$q = \frac{2\pi kh \cdot (P_{п} - P_{с})}{\mu \cdot \left[\ln\left(\frac{R_{к}}{r_{с}}\right) + C \right]} = \frac{2\pi kh \cdot (P_{п} - P_{с})}{\mu \cdot \ln\left(\frac{R_{к}}{r_{пр}}\right)}. \quad (40)$$

Поскольку дебиты приравниваются при прочих равных условиях, то из (40) следует, что:

$$\ln\left(\frac{R_{к}}{r_{с}}\right) + C = \ln\left(\frac{R_{к}}{r_{пр}}\right).$$

Умножая C на $1 = \ln e$ и делая некоторые преобразования, получим:

$$\ln\left(\frac{R_{к}}{r_{с}}\right) - \ln\left(\frac{R_{к}}{r_{пр}}\right) = \ln e^C,$$

откуда:

$$r_{\text{пр}} = \frac{r_c}{e^C}. \quad (41)$$

Таким образом, зная $r_{\text{пр}}$ для перфорированной скважины из (41) и подставляя его значение вместо действительного радиуса скважины r_c в любые формулы радиального притока или притока группы взаимодействующих скважин, получим приток для перфорированной скважины или их системы. Подставляя вместо r_c значение $r_{\text{пр}}$, мы как бы заменяем одну скважину или систему реальных перфорированных скважин их гидродинамическими эквивалентами – совершенными скважинами с фиктивными приведенными радиусами $r_{\text{пр}}$. Таким образом, введение понятия приведенного радиуса позволяет распространить сложные расчетно-аналитические формулы по определению дебитов системы взаимодействующих идеальных совершенных скважин с плоской фильтрацией на такую же систему реальных перфорированных скважин с пространственной фильтрацией вблизи забоев.

5. НЕКОТОРЫЕ ВОПРОСЫ ТЕОРИИ ПОДЪЕМА ЖИДКОСТИ И ГАЗОЖИДКОСТНЫХ СМЕСЕЙ ИЗ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН

Для того чтобы определить, каким образом наиболее целесообразно эксплуатировать нефтяную скважину, нужно знать не только преимущества и недостатки существующего оборудования и принципы его подбора к конкретной скважине, но и уметь находить оптимальное сочетание технических, технологических и экономических показателей, характеризующих работу системы «пласт–скважина» в различные периоды времени, поскольку параметры работы этой системы и свойства продукции скважины не постоянны, а изменяются во времени в зависимости от стадии разработки нефтяной залежи.

В данной главе даются основные понятия о фазовом составе продукции нефтяной скважины, параметрах и методах расчета газожидкостного потока в колонне подъемных труб, необходимые для правильного выбора оборудования и режима работы системы «пласт–скважина».

5.1. Фазовый состав продукции нефтяной скважины

Продукцией нефтедобывающей скважины является в общем случае смесь пластовой нефти, нефтяного газа и воды, а также твердых частиц в виде кристаллов парафина и солей, продуктов коррозии и эрозии, выносимых потоком из скважины на поверхность.

Объемное количество твердых частиц в потоке продукции обычно невелико, и им пренебрегают при выполнении гидродинамических расчетов, если выделившиеся частицы парафина, солей не откладываются на стенках каналов или отложение их не приводит к существенному изменению поперечного сечения и степени шероховатости стенок канала, а также вязкости потока.

На конкретном элементе пути течения от забоя до устья скважины ее продукция может быть представлена в зависимости от степени обводненности и величины текущего давления:

- только нефтью (или нефтью и водой при эксплуатации обводненных скважин) на участке движения, где величина текущего давления p больше или равна давлению насыщения нефти газом $p_{\text{нас}}$;
- нефтью и свободным газом (или нефтью, водой и свободным газом) в интервале, где $p < p_{\text{нас}}$.

Учитывая, что безводный период эксплуатации нефтяных скважин как правило, невелик, а давление на забое чаще всего близко к давлению насыщения, можно сказать, что продукция скважин представлена, в основном, нефтью, газом и водой.

При обычных термодинамических условиях, существующих добывающих скважинах, нефть и вода являются взаимонерастворимыми фазами, между которыми имеются поверхности раздела. Поверхность раздела существует также и между свободным газом и жидкими компонентами потока. Таким образом, продукция нефтяной скважины в большинстве случаев является многофазной системой.

При движении многофазной системы в колонне труб одна из фаз, как правило, является непрерывной (ее часто называют, внешней), а другая – диспергированной (внутренней), распределенной внутри внешней. Внешнюю фазу называют еще дисперсионной средой, а внутреннюю – дисперсной фазой.

Степень дисперсности внутренней фазы зависит от физико-химических свойств фаз, в частности, от сил поверхностного натяжения между ними, а также от гидродинамических и термодинамических параметров потока.

5.2. Структурные формы потока продукции скважины в колонне подъемных труб

При течении дисперсных систем наблюдается различный характер распределения внутренней фазы во внешней или, как говорят, различные структурные формы потока.

Большинство исследователей из многих структурных форм газожидкостного потока выделяют три основные – пузырьковую, снарядную (пробковую) и стержневую.

При пузырьковой структуре дисперсной фазой является газ, а дисперсионной средой – жидкость. При этом газ в виде пузырьков малого диаметра сравнительно равномерно распределен по всему объему потока смеси.

При снарядной (пробковой) структуре газ является дисперсной фазой, но представлен уже в виде крупных, снарядоподобных пузырей, диаметр которых близок к диаметру подземных труб, которые могут достигать одного и более метра в длину находятся пробки жидкости, содержащие количество мелких пузырьков газа.

При стержневой структуре газ движется, в основном, по центральной части трубы сплошным потоком, образуя как бы газовый стержень, а жидкость – в виде тонкого слоя перемещается вдоль стенки трубы. При этом в газовой части потока могут быть взвешены капельки жидкости, а в жидком, пристенном слое – пузырьки газа.

В зависимости от степени изменения давления, соотношения фаз, физико-химических свойств компонентов продукции и диаметра подъемника одна структурная форма потока может переходить в другую по пути течения его в одной и той же скважине. Это обстоятельство существенно осложняет гидродинамические расчеты, которые приходится выполнять в процессе подбора оборудования к скважинам.

Из структурных форм водонефтяного потока обычно выделяют две основные: капельную, когда капли сравнительно крупных размеров (порядка сантиметра) одной жидкости более или менее равномерно распределены в другой, и эмульсионную, когда капельки внутренней фазы, равномерно распределенные во внешней, имеют размер порядка $10^{-4} \dots 10^{-1}$ см.

Иногда при течении водонефтяной смеси в подъемнике (при малых дебитах) наблюдается структура, напоминающая снарядную форму течения газожидкостных смесей (ГЖС).

Структурные формы потока нефтегазовой смеси еще более многообразны. Однако и в этом случае основными считают пузырьковую, снарядную и стержневую формы, имея в виду в качестве основной внутренней фазы газ, а внешней – одну из жидкостей (нефть или воду).

5.3. Объемные и кинематические характеристики потока газожидкостной смеси в колонне подъемных труб

Нефть, нефтяной газ и вода имеют различную плотность. Плотность воды ρ_v , как правило, больше плотности нефти ρ_n , а каждая из них – существенно больше плотности газа ρ_g .

Это обуславливает различные скорости фаз в многофазном потоке, движущемся в колонне подъемных труб.

Относительная скорость фаз $\omega_{от}$ в двухфазном потоке дисперсной системы есть разность истинных скоростей дисперсной фазы $\omega_{и.ф}$ и дисперсионной среды:

$$\omega_{от} = \omega_{и.ф} - \omega_{и.с}. \quad (42)$$

Неравенство нулю $\omega_{от}$ вызывает ряд важных эффектов, которые существенным образом влияют на динамику потока дисперсной системы, и которые в большинстве случаев совершенно необходимо учитывать при расчетах движения таких систем.

Для того чтобы учесть количественно с достаточной степенью точности влияние $\omega_{от}$ на параметры потока в каком-либо канале, необходимо иметь не только удовлетворительную модель потока, т. е. уравнение или точнее, систему уравнений движения смеси, но и уметь правильно оценить величину $\omega_{от}$ в различных конкретных случаях.

Приходится констатировать, что в большинстве практических случаев движения дисперсных систем, которые встречаются в технологии добычи нефти, оценить величину $\omega_{от}$ с необходимой точностью теоретически затруднительно.

Более того, на сегодняшний день нет еще надежных рекомендаций, разработанных даже на базе экспериментальных данных.

Теоретическим и экспериментальным изучением движения дисперсных систем занимались многие выдающиеся ученые-инженеры, в том числе А. П. Крылов, С. Г. Телетов, Х. А. Лоренц и др.

5.3.1. Объемная расходная доля фазы в потоке дисперсной среды

Объемной расходной долей какой-либо фазы в потоке многофазной среды называют отношение объемного расхода этой фазы к объемному расходу среды, т. е.

$$V = \frac{Q_{\phi i}}{Q_s} = \frac{Q_{\phi i}}{\sum_{i=1}^n Q_{\phi i}}, \quad (43)$$

где $Q_{\phi i}$ – расход i -й фазы, м³/с;

Q_c – объемный расход среды, м³/с;

n – число фаз.

При движении газонефтяной смеси объемная расходная доля газа определяется, следовательно, как:

$$\beta_g = Q_g / (Q_n + Q_g), \quad (44)$$

а объемная расходная доля нефти в этом же потоке, как:

$$\beta_n = Q_n / (Q_n + Q_g). \quad (45)$$

Здесь и далее индексы «н», «в», «г» указывают на принадлежность параметра к нефти, воде или газу, соответственно.

Очевидно, что $\beta_n + \beta_g = 1$, а $\beta_n = 1 - \beta_g$.

На практике величину β_g часто называют газосодержанием смеси. Однако более правильно говорить об объемной расходной доле газа в потоке газожидкостной смеси.

Для смеси «нефть + газ + вода» имеем:

$$V_B = \frac{Q_B}{Q_n + Q_B + Q_g} = \frac{Q_B}{Q_c},$$

$$V_n = \frac{Q_n}{Q_n + Q_B + Q_g} = \frac{Q_n}{Q_c},$$

$$V_g = \frac{Q_g}{Q_n + Q_B + Q_g} = \frac{Q_g}{Q_c}.$$

5.3.2. Истинная объемная доля фазы в потоке

Возьмем вертикальную трубу с движущейся в ней снизу вверх двухфазной смесью, состоящей из жидкости и газа. Перекроем мгновенно и одновременно специальными заслонками трубу в двух местах на расстоянии Δl одно от другого (рис. 6). Оставим на некоторое время выделенный участок трубы в покое.

После того, как разделится (фазы (газ соберется вверху, а жидкость внизу участка), измерим объемы жидкости и газа.

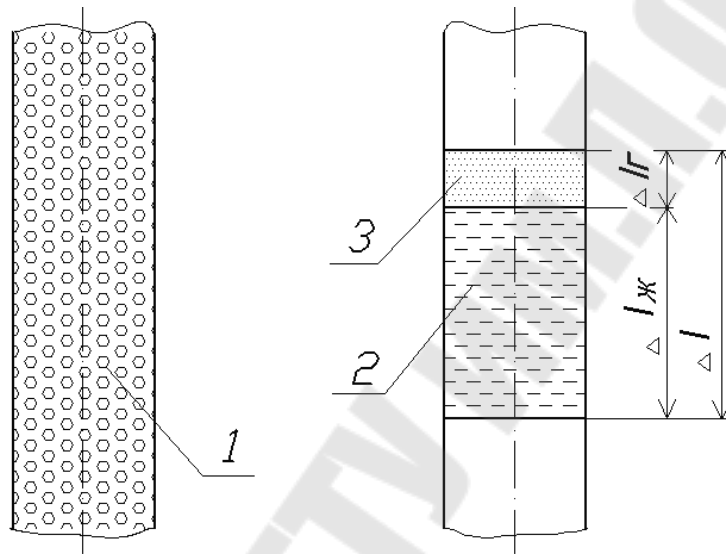


Рис. 6. Определение истинного газосодержания в потоке газожидкостной смеси способом отсечки:

1 – восходящий поток ГЖС в трубе; 2 – отстоявшаяся жидкость;
3 – отсепарировавшийся газ

Отношения замеренных объемов газа V_{Γ} и жидкости $V_{\text{ж}}$ к объему смеси $V_{\text{с}}$ будут характеризовать значения истинных объемных долей газа φ_{Γ} и жидкости $\varphi_{\text{ж}}$ в потоке газожидкостной смеси, т. е.:

$$\varphi_{\Gamma} = V_{\Gamma}/V_{\text{с}}, \quad (46)$$

$$\varphi_{\text{ж}} = V_{\text{ж}}/V_{\text{с}}. \quad (47)$$

На практике широко используется и другое определение истинной объемной доли фазы $\varphi_{\text{ф}}$ в многофазном потоке. Ее находят как отношение площади, занимаемой фазой в поперечном сечении канала $S_{\text{ф}}$, ко всей площади сечения этого канала S :

$$\varphi_{\text{ф}} = S_{\text{ф}}/S. \quad (48)$$

В самом деле, рассмотрим двухфазный газожидкостный поток в круглой трубе поперечного сечения S (рис. 7). Представим себе, что каждая из фаз движется в виде сплошной струи постоянного поперечного сечения S_{Γ} и $S_{\text{ж}}$, при этом:

$$S_{\Gamma} + S_{\text{ж}} = S. \quad (49)$$

Для участка трубы длиной Δl можем записать:

$$V_{\Gamma} = S_{\Gamma} \cdot \Delta l, \quad V_{\text{ж}} = S_{\text{ж}} \cdot \Delta l. \quad (50)$$

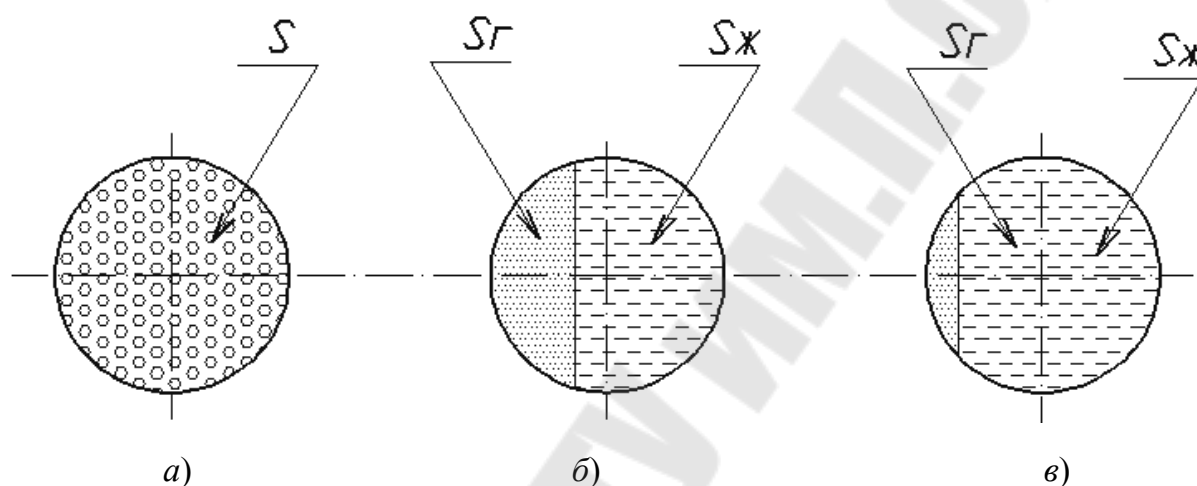


Рис. 7. Определение истинного газосодержания в потоке ГЖС способом площадей: *a* – поперечное сечение реального потока ГЖС; *б* – поперечное сечение потока в предположении, что жидкость и газ текут в виде сплошных струй с одинаковой скоростью; *в* – сечение потока при условии, что скорость струи газа больше скорости струи жидкости; S – площадь поперечного сечения трубы; $S_{\text{ж}}$ – площадь сечения трубы, занятой жидкостью; S_{Γ} – площадь сечения трубы, занятой газом

Тогда, используя определение (47) и значение V_{Γ} и $V_{\text{ж}}$ из (49), получим:

$$\varphi_{\Gamma} = V_{\Gamma}/V_{\text{ж}} = (S_{\Gamma} \cdot \Delta l)/(S_{\text{ж}} \cdot \Delta l) = S_{\Gamma}/S_{\text{ж}}.$$

Истинную объемную долю жидкости в потоке газожидкостной смеси получаем аналогичным путем:

$$\varphi_{\text{ж}} = V_{\text{ж}}/V_{\text{с}} = S_{\text{ж}}/S_{\text{с}} = (S_{\text{ж}} \cdot \Delta l)/(S_{\text{с}} \cdot \Delta l) = S_{\text{ж}}/S_{\text{с}}.$$

Таким образом, истинной объемной долей фазы в многофазной системе называют отношение части площади, занимаемой фазой в потоке, ко всей площади рассматриваемого сечения потока.

Очевидно, что, как и в случае с объемными расходными долями фаз, имеют место следующие соотношения:

– для смеси «жидкость + газ»

$$\varphi_{\Gamma} + \varphi_{\text{ж}} = 1 \quad \text{и} \quad \varphi_{\text{ж}} = 1 - \varphi_{\Gamma}, \quad (51)$$

– для смеси «нефть + газ + вода»

$$\varphi_{\text{н}} + \varphi_{\Gamma} + \varphi_{\text{в}} = 1 \quad \text{и} \quad \varphi_{\text{н}} = 1 - \varphi_{\text{в}} - \varphi_{\Gamma}. \quad (52)$$

В дальнейшем будет показано, что в общем случае $\varphi_{\text{ф}}$ и $\beta_{\text{ф}}$ не равны друг другу. Их равенство для какой-либо фазы в потоке многофазной смеси наблюдается только при условии равенства абсолютных скоростей фаз, т. е. когда скольжение между фазами отсутствует ($\omega_{\text{от}} = 0$).

5.3.3. Некоторые кинематические параметры потока

Широкое распространение в теории движения многофазных систем получили следующие параметры:

– истинная скорость фазы в многофазном потоке:

$$\omega_{\text{иф}} = Q_{\text{ф}}/S_{\text{ф}} = Q_{\text{ф}}/(\varphi_{\text{ф}} \cdot S). \quad (53)$$

Например, для двухфазного потока «жидкость + газ» истинная скорость газовой фазы определяется как:

$$\omega_{\text{иг}} = Q_{\Gamma}/(\varphi_{\Gamma} \cdot S),$$

а истинная скорость жидкости (нефти) соответственно

$$\omega_{\text{ин}} = Q_{\text{н}}/(\varphi_{\text{н}} \cdot S) = Q_{\text{н}}[S(1 - \varphi_{\Gamma})];$$

– средняя скорость смеси многофазного потока:

$$\omega_{\text{с}} = Q_{\text{с}}/S = (Q_{\text{н}} + Q_{\text{в}} + Q_{\Gamma})/S; \quad (54)$$

– приведенная скорость фазы:

$$\omega_{\text{пф}} = Q_{\text{ф}}/S. \quad (55)$$

Для нефтегазового потока приведенная скорость газа и нефти определяется, следовательно, как:

$$\omega_{\text{пг}} = Q_{\text{г}}/S \text{ и } \omega_{\text{пн}} = Q_{\text{н}}/S.$$

Из определения приведенной скорости видно, что это условный параметр, т. к. никакая из фаз в потоке дисперсной системы не занимает всей площади сечения трубы.

Относительная скорость фаз определяется уравнением (42). Эту скорость называют также скоростью скольжения фаз; скорость дрейфа фазы:

$$\omega_{\text{дф}} = \omega_{\text{иф}} - \omega_{\text{с}}. \quad (56)$$

Из сопоставления выражений (42) и (56) следует, что в общем случае скорость дрейфа фазы не равна относительной скорости фаз, поскольку истинная скорость дисперсионной среды не равна средней скорости смеси, т. е.:

$$\omega_{\text{дф}} \neq \omega_{\text{от}}, \text{ т. к. } \omega_{\text{с}} \neq \omega_{\text{иф}}.$$

Если плотность фазы меньше плотности среды, то направление скорости дрейфа совпадает с направлением восходящего потока в подъемнике, т. е. положительное; если плотность фазы больше плотности среды, то направление скорости дрейфа отрицательное.

5.3.4. Выражение расходной $\beta_{\text{ф}}$ и истинной доли $\varphi_{\text{ф}}$ фазы через кинематические параметры потока

Умножим правую часть выражения (44) на S/S . Тогда получим:

$$\beta_{\text{ф}} = (Q_{\text{ф}}/Q_{\text{с}}) \cdot (S/S) = (Q_{\text{ф}}/S)/(Q_{\text{с}}/S).$$

Но по определению (55) отношение расхода фазы к площади сечения трубы есть приведенная скорость фазы $\omega_{\text{пф}}$, а отношение расхода смеси к той же площади по определению (54) есть средняя скорость смеси $\omega_{\text{с}}$.

Поэтому можем записать

$$\beta_{\text{ф}} = \omega_{\text{пф}}/\omega_{\text{с}}, \quad (57)$$

и для нефтегазового потока:

$$\beta_{\text{г}} = \omega_{\text{пг}}/\omega_{\text{с}}; \quad \beta_{\text{н}} = \omega_{\text{пн}}/\omega_{\text{с}}.$$

Таким же образом можно выразить истинную объемную долю фазы $\varphi_{\text{ф}}$ через приведенную $\omega_{\text{пф}}$ и истинную $\omega_{\text{иф}}$ скорости фазы:

$$\varphi_{\text{ф}} = (S_{\text{ф}}/S) \cdot (Q_{\text{ф}}/Q_{\text{с}}) = \omega_{\text{пф}}/\omega_{\text{иф}}. \quad (58)$$

5.3.5. Связь между расходной и истинной долями фаз

Выразим истинную скорость фазы $\omega_{\text{иф}}$ смеси через скорость смеси $\omega_{\text{с}}$ и скорость дрейфа $\omega_{\text{дф}}$, пользуясь уравнением (56):

$$\omega_{\text{иф}} = \omega_{\text{с}} + \omega_{\text{дф}}.$$

Подставив это выражение в (58), получим:

$$\varphi_{\text{ф}} = \omega_{\text{пф}}/(\omega_{\text{с}} \pm \omega_{\text{дф}}) = \omega_{\text{пф}}/[\omega_{\text{с}}(1 \pm \omega_{\text{дф}}/\omega_{\text{с}})]. \quad (59)$$

Но отношение приведенной скорости фазы $\omega_{\text{пф}}$ к скорости $\omega_{\text{с}}$ по определению (57) есть объемная расходная доля фазы в потоке $\beta_{\text{ф}}$.

Поэтому окончательно можем записать:

$$\varphi_{\text{ф}} = \beta_{\text{ф}}/(1 \pm \omega_{\text{дф}}/\omega_{\text{с}}). \quad (60)$$

Проанализируем формулу (60), рассматривая возможные на практике случаи движения водонефтегазовых смесей в вертикальных трубах.

Рассмотрим смесь типа «нефть + вода» и предположим, что плотности этих компонентов равны между собой. Равенство плотностей приводит к отсутствию скольжения фаз. Скорость дрейфа равна нулю и, как следствие, $\varphi_{\text{ф}} = \beta_{\text{ф}}$. Это единственный случай, когда возможно равенство между истинной и расходной долями фаз в потоке двухфазной системы при условии, что внешняя фаза потока – ньютоновская жидкость.

Рассмотрим случай, когда плотность диспергированной фазы $\rho_{\text{ф}}$ меньше плотности дисперсионной среды $\rho_{\text{с}}$, например, смесь нефти и газа. Так как скорость газа больше скорости нефти, то $\omega_{\text{дф}} > 0$ и $\varphi_{\text{ф}} < \beta_{\text{ф}}$.

Другими словами, скольжение легкой фазы приводит к уменьшению истинной доли ее в потоке.

Если плотность диспергированной фазы больше плотности дисперсионной среды (например, смесь нефти и воды или газа и воды, когда внутренней фазой является вода), скорость дрейфа, согласно уравнению (57), будет отрицательной, поскольку вода будет отставать

от нефти и газа. Поэтому истинная доля воды в смеси будет больше расходной доли ее.

Таким образом, истинная объемная доля фазы в двухфазном потоке в общем случае не равна ее расходной доле. Их значения равны между собой только при равенстве плотностей этих фаз.

5.4. Плотность потока двухфазной смеси

Плотность потока двухфазной смеси можно записать в виде:

$$\rho_c = (m_\phi + m_{cp})/Q_c, \quad (61)$$

где m_ϕ , m_{cp} – массовые расходы внутренней и внешней фаз, кг/с.

Выразим массовые расходы фаз в виде:

$$m_\phi = \rho_\phi \cdot Q_\phi = \rho_\phi \cdot \Phi_\phi \cdot Q_c, \quad (62)$$

$$m_{cp} = \rho_{cp} Q_{cp} = \rho_{cp} \cdot \Phi_{cp} \cdot Q_c. \quad (63)$$

Подставив (62) и (63) в (61), получим:

$$\rho_c = (\rho_\phi \cdot \Phi_\phi \cdot Q_c + \rho_{cp} \cdot \Phi_{cp} \cdot Q_c)/Q_c$$

или

$$\rho_c = \rho_\phi \cdot \Phi_\phi + \rho_{cp} \cdot \Phi_{cp}, \quad (64)$$

т. е. плотность смеси равна сумме долей плотности, приходящихся на внутреннюю и внешнюю фазы. Это так называемый аддитивный закон.

Выражение (64) можем записать, используя (50), также в виде:

$$\rho_c = \rho_{cp}(1 - \Phi_\phi) + \rho_\phi \cdot \Phi_\phi, \quad (65)$$

или

$$\rho_c = \rho_{cp} - \Phi_\phi(\rho_{cp} - \rho_\phi). \quad (66)$$

Для смеси «нефть + газ» это выражение принимает вид:

$$\rho_c = \rho_n - \Phi_r(\rho_n - \rho_r), \quad (67)$$

а для смеси «нефть + вода»:

$$\rho_c = \rho_n - \Phi_v(\rho_v - \rho_r). \quad (68)$$

По аналогии можем определить плотность нефтегазовой смеси:

$$\rho_c = \rho_n \cdot \varphi_n + \rho_v \cdot \varphi_v + \rho_g \cdot \varphi_g. \quad (69)$$

При определенных условиях скольжением нефти относительно воды в трехфазном потоке можно пренебречь. Это позволяет рассматривать смесь нефти и воды в потоке как квазиоднородную жидкость, плотность которой можно приближенно выразить через долю воды β_v в жидкой части потока следующим образом:

$$\rho_{ж} = \rho_{нв} = \rho_n \cdot \varphi_n + \rho_v \cdot \varphi_v \approx \rho_n + \beta_v(\rho_v - \rho_n). \quad (70)$$

Если теперь подставить в (66) $\rho_{ж}$ вместо $\rho_{ср}$, ρ_g — вместо ρ_{ϕ} и φ_g вместо φ_{ϕ} , получим приближенное уравнение для плотности нефтегазовой смеси:

$$\beta_{внг} = \rho_{ж} - \varphi_g(\rho_{ж} - \rho_g). \quad (71)$$

5.5. Зависимость плотности потока смеси от скольжения фаз

Плотность реальной двухфазной смеси в общем случае описывается одним из уравнений (65, 66). Плотность же так называемой идеальной смеси, в которой скольжение фаз отсутствует, т. е. истинная и расходная доли фаз равны между собой, определяется, как:

$$\rho_{ид} = \rho_{ср} - \beta_{ср}(\rho_{ср} - \rho_{\phi}). \quad (72)$$

Возьмем отношение плотностей реальной и идеальной смеси:

$$\frac{\rho_c}{\rho_{ид}} = \frac{\rho_{ср} - \varphi_{ср}(\rho_{ср} - \rho_{\phi})}{\rho_{ср} - \beta_{ср}(\rho_{ср} - \rho_{\phi})} = \frac{1 - \varphi_{\phi} \left(1 - \frac{\rho_{\phi}}{\rho_{ср}} \right)}{1 - \beta_{\phi} \left(1 - \frac{\rho_{\phi}}{\rho_{ср}} \right)}. \quad (73)$$

Выше было показано, что при $\rho_{\phi} < \rho_{ср}$ (например, $\rho_g < \rho_n$) истинная доля фазы меньше ее расходной доли, то есть $\varphi_{\phi} < \beta_{\phi}$. В этом случае в выражении (73) числитель больше знаменателя и, значит, $\rho_c > \rho_{ид}$.

При $\rho_{\phi} > \rho_{ср}$ (например, $\rho_v > \rho_n$) истинная доля фазы больше ее расходной доли, но при этом скобка в числителе выражения (73) име-

ет отрицательный знак и, следовательно, числитель также больше знаменателя, т. е. $\rho_c > \rho_n$.

Таким образом, относительное движение (скольжение) фаз в потоке всегда является причиной увеличения средней плотности смеси по сравнению со случаем, когда скольжения фаз нет или когда смесь неподвижна.

Рассмотрим численный пример, характеризующий движение газонефтяной смеси в реальной скважине.

Пусть продукция скважины состоит из нефти и газа. При этом $Q_n = 25 \text{ м}^3/\text{сут}$, $Q_g = 25 \text{ м}^3/\text{сут}$, $\rho_g = 8 \text{ кг/м}^3$, $\rho_n = 800 \text{ кг/м}^3$, $\omega_{др} = 0,5 \text{ м/с}$, площадь поперечного сечения трубы $S = 1,32 \cdot 10^{-2} \text{ м}^2$.

Пользуясь выражениями (55) и (56), определяем значения приведенных скоростей нефти и газа, а также среднюю скорость смеси:

$$\omega_{пн} = 25 / (86400 \cdot 1,32 \cdot 10^{-2}) = 0,218 \text{ м/с},$$

$$\omega_{пг} = 0,218 \text{ м/с}.$$

Здесь 86400 – число секунд в сутках:

$$\omega_c = (25 + 25) / (86400 \cdot 1,32 \cdot 10^{-2}) = 0,436 \text{ м/с}.$$

Определим истинную и расходную доли газа в потоке:

$$\varphi_g = 0,218 / (0,436 + 0,5) = 0,233,$$

$$\beta_g = 0,218 / 0,436 = 0,5.$$

Используя выражение (73) определяем отношение:

$$\rho_c / \rho_{ид} = [(1 - 0,233(1 - 8/800))] / [1 - 0,5(2 - 8/800)] = 1,524.$$

Видно, что скольжение газа относительно нефти при движении газонефтяной смеси в стволе скважины приводит к увеличению плотности потока смеси более чем на половину при заданных условиях задачи.

ЛИТЕРАТУРА

1. Шуров, В. И. Технология и техника добычи нефти / В. И. Шуров. – Москва : Недра, 1983. – 510 с.
2. Справочное пособие по газлифтному способу эксплуатации скважин / Ю. В. Зайцев [и др.]. – Москва : Недра, 1984. – 359 с.
3. Чичеров, Л. Г. Нефтепромысловые машины и механизмы / Л. Г. Чичеров. – Москва : Недра, 1983. – 308 с.
4. Гиматудинов, Ш. К. Справочное руководство по проектированию и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти / Ш. К. Гиматудинов. – Москва : Недра, 1983. – 562 с.
5. Эксплуатация и технология разработки нефтяных и газовых месторождений / И. Д. Амелин [и др.]. – Москва : Недра, 1978. – 356 с.
6. Ляпков, П. Д. Об относительной скорости движения газовой фазы в стволе скважины перед входом в глубинный насос / П. Д. Ляпков, А. С. Гуревич // Нефтепромысловое дело. – 1973. – № 8. – С. 6–10.
7. Сборник задач по технологии и технике нефтедобычи / И. Т. Мищенко [и др.]. – Москва : Недра, 1984. – 270 с.

СОДЕРЖАНИЕ

1. Источники пластовой энергии. Пластовые давления.....	3
2. Приток жидкости к скважине.....	7
3. Конструкция забоев скважин	12
4. Приток жидкости к перфорированной скважине	16
5. Некоторые вопросы теории подъема жидкости и газожидкостных смесей из добывающих скважин.....	23
5.1. Фазовый состав продукции нефтяной скважины	24
5.2. Структурные формы потока продукции скважины в колонне подъемных труб	25
5.3. Объемные и кинематические характеристики потока газожидкостной смеси в колонне подъемных труб	26
5.3.1. Объемная расходная доля фазы в потоке дисперсной среды	27
5.3.2. Истинная объемная доля фазы в потоке	28
5.3.3. Некоторые кинематические параметры потока	30
5.3.4. Выражение расходной β_{ϕ} и истинной доли ϕ_{ϕ} фазы через кинематические параметры потока.....	31
5.3.5. Связь между расходной и истинной долями фаз	32
5.4. Плотность потока двухфазной смеси	33
5.5. Зависимость плотности потока смеси от скольжения фаз.....	34
Литература	36

Учебное электронное издание комбинированного распространения

Учебное издание

СКВАЖИННАЯ ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

Курс лекций

**по одноименной дисциплине
для студентов специальности 1-51 02 02
«Разработка и эксплуатация нефтяных
и газовых месторождений»
дневной и заочной форм обучения**

Автор-составитель: **Захаров Андрей Викторович**

Редактор *Н. И. Жукова*

Компьютерная верстка *Н. В. Широглазова*

Подписано в печать 28.0807.

Формат 60x84/16. Бумага офсетная. Гарнитура Таймс.

Цифровая печать. Усл. печ. л. 2,32. Уч. - изд. л. 2,10.

Изд. № 55.

E-mail: ic@gstu.gomel.by

<http://www.gstu.gomel.by>

Издатель и полиграфическое исполнение:

Издательский центр

учреждения образования «Гомельский государственный технический
университет имени П. О. Сухого».

ЛИ № 02330/0131916 от 30.04.2004 г.

246746, г. Гомель, пр. Октября, 48.