

ОСНОВЫ ФИЗИКО-МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ СИСТЕМЫ «ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЙ ОБЪЕКТ - ДОБЫВАЮЩАЯ СКВАЖИНА - УСТАНОВКА ЭЦН»

Мищенко Игорь Тихонович - декан факультета РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, доктор технических наук, профессор, rnm@gubkin.ru

Леонов Илья Васильевич - аспирант ОАО «Всероссийский нефтегазовый научно-исследовательский институт имени академика А.П.Крылова», illeonov@gmail.com

Ключевые слова: физико-математическая модель; газожидкостной столб; динамический уровень; давление на приеме ЭЦН, автономный манометр, телеметрическая система (ТМС).

Приводятся основы методики физико-математического моделирования системы «эксплуатационный объект - скважина - насосная установка» и результаты её проверки в промысловых условиях.

FUNDAMENTALS OF PHYSICAL-MATHEMATICAL MODEL OF «DEVELOPMENT TARGET - PRODUCING WELL - ESP» SYSTEM

Igor T. Mishenko - Dean of faculty of working out of oil and gas deposits of RSU of oil and gas named after I.M. Gubkin, Doctor of Technics Sciences, rnm@gubkin.ru

Ilya V. Leonov - postgraduate Joint Stock Company «Academician A.P.Krylov All-Russian Oil and Gas Scientific Research Institute», illeonov@gmail.com

Key words: physical and mathematical model, the gas-liquid column, dynamic level, pressure at the suction of ESP, autonomous manometer (AM), telemetry system.

Here is discussed the physical and mathematical modeling of the "Development target Producing well-ESP" and the results of testing in field conditions.

Физико-математическое моделирование такой сложной системы, каковой является система «эксплуатационный объект добывающая скважина установка ЭЦН» с целью исследования влияния различных геологических, технологических или технических факторов на эффективность её работы представляет достаточно сложную задачу.

В соответствии с теорией скважинной добычи нефти [1] исследуемую систему представим в виде совокупности следующих взаимосвязанных элементов (снизу-вверх):

Призабойная зона скважины (ПЗС), закон работы которой может быть представлен индикаторной диаграммой (линейной или нели-

нием притока продукции из пласта в скважину:

$$(P_{пл} - P_{зат})^n = kQ, \quad (1)$$

где $P_{пл}$, $P_{зат}$ — соответственно пластовое и забойное давление, Па; n — показатель степени;

k — коэффициент пропорциональности, сут \times Па/м³;

Q — дебит скважины, м³/сут.

Эксплуатационная колонна длиной $H_{эк}$ и внутренним диаметром $D_{эк}$, закон работы которой зависит от свойств продукции пласта, режима её движения и рассчитывается по рекомендациям различных авторов [1-14]. Функционально данную зависимость можно записать в виде:

$$(P_{зат} - P_{пр}) = f(Q, V, G_{ом i}, \varphi_n, H_{эк}, D_{эк}, C), \quad (2)$$

где $P_{пр}$ — давление у приёма насоса (входа в насос), Па;

V — обводнённость продукции, д.ед.;

$G_{ом i}$ — объём выделившегося из нефти газа, м³/т;

φ_n — истинное нефтесодержание, д.ед.;

C — физико-химические свойства флюидов (плотность, вязкость, межфазное натяжение и др.), зависящие от давления и температуры, $C(P, T)$.

Объём выделившегося из нефти газа можно определить по следующей формуле [1]:

$$G_{ом i} = G_{ом} \left((1 - (P_1 - 0,1) / (P_{нас} - 0,1))^{0,32 + 1 / (v_a^2 + 1,567)} \right), \quad (3)$$

где $G_{ом}$ — газонасыщенность пластовой нефти, м³/т;

P_1 — текущее давление, МПа;

$P_{нас}$ — давление насыщения нефти газом, МПа;

v_a — содержание азота в газе, %.

Газонасыщенность пластовой нефти определяется по зависимости:

$$G_{ом} = 10^3 G_0 T / (\rho_n T_{ст}) \quad (4)$$

где G_0 — газовый фактор нефти, м³/м³;

ρ_n — плотность дегазированной нефти, кг/м³;

T — текущая температура, К;

$T_{ст}$ — температура в стандартных условиях, К.

Приём погружного центробежного насоса (газосепаратора). Закон работы этого элемента системы определяет коэффициент естественной сепарации свободного газа σ в зависимости от конструктивного оформления входа продукции в насос (газосепаратор) и записывается в виде следующей функциональной зависимости:

$$\sigma = f(P_{пр}, Q, V, G_0, v_0, C), \quad (5)$$

где v_0 — относительная скорость газовых пузырьков в области приёма погружного оборудования, м/с.

В технической и научной литературе имеются определённые рекомендации и расчётные зависимости для σ .

Коэффициент естественной сепарации для приёма УЭЦН можно вычислить по следующей формуле, полученной на основании экспериментальных исследований [1]:

$$\sigma = (1 + 0,75Q / (v_0 f_3))^{-1}, \quad (6)$$

где f_3 — площадь поперечного сечения канала между эксплуата-

Таблица 1. Исходные данные по скважине 2648.

Данные по скважине	Ед.изм.	Значения
Глубина верхних дыр перфорации	м	1666,5
Внутренний диаметр экс.колонны	м	0,154
Наружный диаметр НКТ	мм	73
Температура пласта	град С	57
Газовый фактор	м ³ /м ³	70
Плотность нефти в пластовых условиях	кг/м ³	774
Коэффициент сепарации	д.ед.	0,9
Плотность нефти в пов.усл.	кг/м ³	846
Вязкость пластовой нефти	мПа·с	1,67
Плотность газа	кг/м ³	0,931
Диаметр газового пузырька	мм	0,385
Вязкость воды	мПа·с	0,51
Плотность воды	кг/м ³	1017
Давление насыщения	МПа	9,7
Дебит жидкости	м ³ /сут	25
Обводненность	%	30
Отклонение нижней части скважины от вертикали	град	9,8
Затрубное давление на устье	МПа	0,84
Глубина спуска манометра	м	1573
Глубина спуска ЭЦН (ТМС)	м	1598
Давление на уровне манометра	МПа	2,43
Давление на уровне ТМС	МПа	2,65
Глубина динамического уровня	м	1182,9

ционной колонной и приёмным модулем ЭЦН.

Погружной центробежный насос, закон работы которого на реальной продукции скважины может быть записан в соответствии с [2] в следующем виде:

$$P_n = P_{n0} - aQ^2 + bQ, \quad (7)$$

где P_n — давление, создаваемое насосом, Па;

P_{n0} — давление, создаваемое насосом на режиме нулевой подачи, Па;

Q — подача насоса, равная дебиту скважины, м³/сут;

a , b — постоянные числовые коэффициенты, которые зависят от свойств продукции скважины, и которые необходимо определять с соответствующих характеристик каждого типоразмера насоса.

Кроме этого, закон работы насоса может быть определён на основе поступенчатого расчёта реальных свойств откачиваемой продукции в насосе с учётом влияния давления и температуры:

$$P_{\text{вых}} = P_{\text{пр}}(P_{\text{вх}}) + P_{\text{п}}, \quad (8)$$

где $P_{\text{вых}}$ — давление на выходе из насоса, Па;

$P_{\text{пр}}(P_{\text{вх}})$ — давление на приёме (на входе) насоса, Па.

Подъёмник, закон работы которого задан балансом давлений ($P_{\text{вых}} - P_{\text{у}}$) при движении в нём газожидкостной смеси:

$$P_{\text{вых}} - P_{\text{у}} = f(Q, H_{\text{п}}, d_{\text{п}}, G_0, C(P, T), T, v_0^{\text{сп}}), \quad (9)$$

где $P_{\text{у}}$ — давление на устье скважины, Па;

$H_{\text{п}}$, $d_{\text{п}}$, — длина и диаметр подъёмника, м;

σ — коэффициент сепарации газа,

$C(P, T)$ — физико-химические свойства продукции в зависимости от давления и температуры;

T — температура, К;

$v_0^{\text{сп}}$ — осреднённая относительная скорость газовых пузырьков в подъёмнике, м/с.

По данному элементу системы имеется значительное количество исследований, но выбор того или иного метода расчёта в каждом конкретном случае зависит от реальных свойств продукции эксплуатационного объекта (физико-химических свойств добываемой продукции).

Затрубное пространство в интервале «приём погружного оборудования-динамический уровень», представленное кольцевым подъёмником. Гидродинамически задача сводится к изменению давления на пути « $H_{\text{сп}} - H_{\text{дин}}$ » при движении газовых пузырьков в неподвижной жидкости, т.е. к классической задаче барботажа газа через столб жидкости (отсепарированный на приёме насоса свободный газ всплывает в жидкости). Если обозначить давление на приёме насоса через $P_{\text{пр}}$, а давление на динамическом уровне через $P_{\text{ур}}$, то функциональную зависимость для данного элемента можно записать в виде:

$$(P_{\text{пр}} - P_{\text{ур}}) = f(H_{\text{сп}}, H_{\text{дин}}, \rho_{\text{ж}}, C(P, T), T, G_0, \sigma, v_0^{\text{сп}}, z), \quad (10)$$

где $H_{\text{сп}}$, $H_{\text{дин}}$ — глубина спуска насоса и динамического уровня, м;

$\rho_{\text{ж}}$ — плотность жидкости в затрубном пространстве (над приёмом насоса) в интервале «глубина спуска насоса $H_{\text{сп}}$ — динамический уровень $H_{\text{дин}}$ », кг/м³;

$v_0^{\text{сп}}$ — истинная скорость движения газовых пузырьков в интервале « $H_{\text{сп}} - H_{\text{дин}}$ », м/с;

z — коэффициент сверхсжимаемости газа.

Для расчёта давления на приёме насоса можно использовать различные формулы, например, [3]:

$$P_{\text{пр}} = P_{\text{затр}} e^{T_{\text{ср}} \cdot \rho_{\text{см}} \cdot H_{\text{дин}} / (\sigma P_{\text{ур}})} + \rho_{\text{см}} g (H_{\text{сп}} - H_{\text{дин}}) \quad (11)$$

или [5]:

$$P_{\text{пр}} = P_{\text{ур}} + \rho_{\text{сп}} g (H_{\text{сп}} - H_{\text{дин}}) \times (1 - (V_{\text{гз}} P_0 T^{\text{сп}} z^{\text{сп}}) / (0,785 (P_{\text{пр}} - P_{\text{ур}}) \times T_0 v_0^{\text{сп}} (D_{\text{зк}}^2 - d_{\text{п}}^2)) \ln P_{\text{пр}} / P_{\text{ур}}), \quad (12)$$

где $P_{\text{затр}}$ — давление в затрубном пространстве на устье скважины, Па;

$T^{\text{сп}}$ — средняя температура, К;

$\rho_{\text{гст}}$ — плотность газа в стандартных условиях, кг/м³;

P_0 — нормальное давление, Па;

$\rho_{\text{см}}$ — плотность газожидкостной смеси в интервале ($H_{\text{сп}} - H_{\text{дин}}$), кг/м³;

$\rho_{\text{сп}}$ — средняя плотность нефти в затрубном пространстве, кг/м³;

$V_{\text{гз}}$ — объём свободного газа, отсепарировавшийся в затрубное пространство, м³/с;

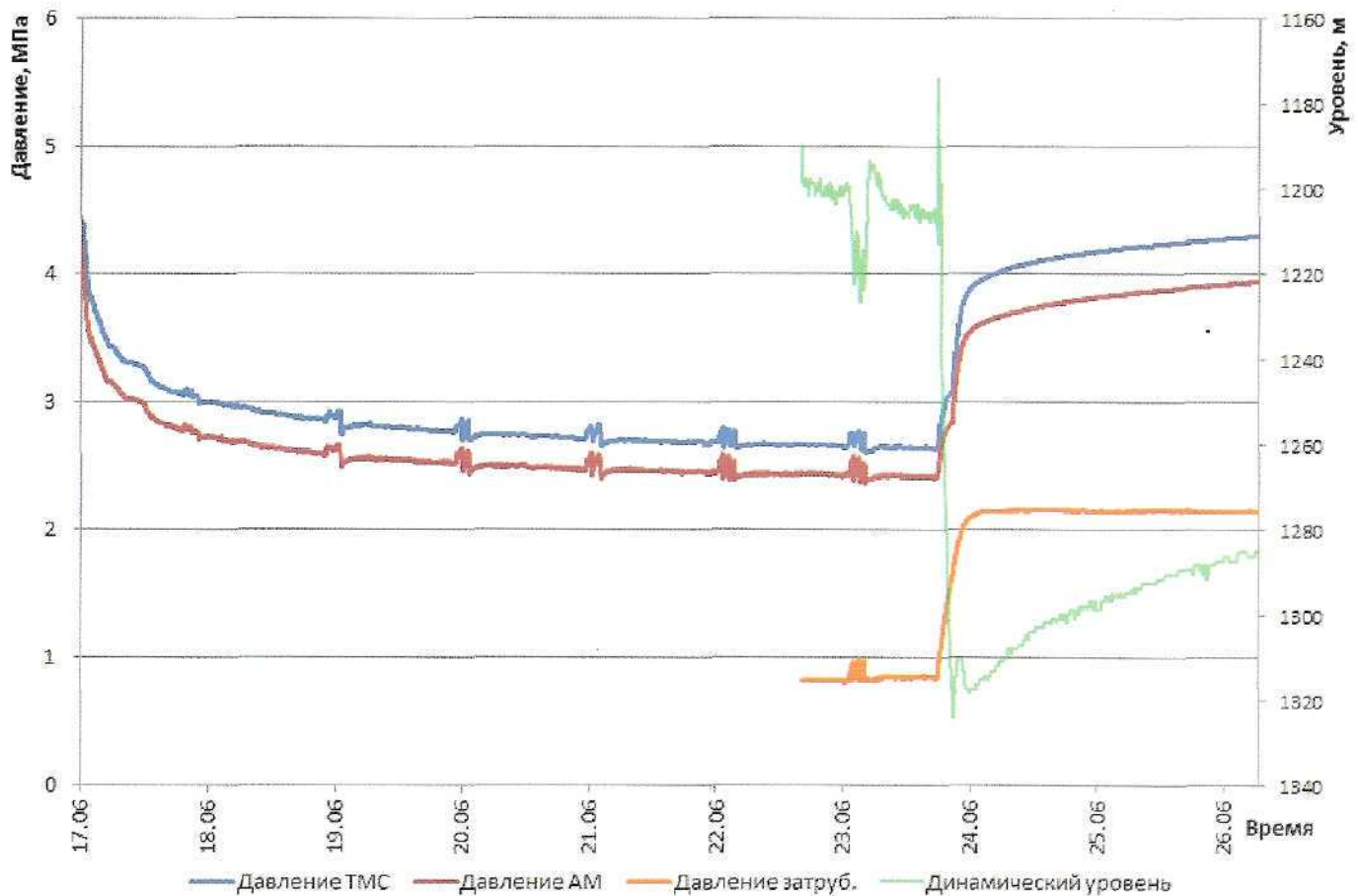


Рис. 1. Бланки измерения давлений и динамического уровня на скважине 2648.

T^{cp} , z^{cp} – средние в затрубном пространстве температура (К) и коэффициент сверхсжимаемости газа;

$P_{ур}$ – давление на динамическом уровне, Па.

Все физико-химические характеристики, определяющие свойства продукции (флюидов), рассчитываются по соответствующим методикам с учётом изменения термобарических условий.

Плотность смеси в затрубном пространстве над приёмом насоса можно рассчитать по следующей известной зависимости:

$$\rho_{см} = \rho_{см} (1 - \phi_r) + \phi_r \rho_r \quad (13)$$

где ϕ_r – истинное газосодержание, д.ед.;

ρ_r – плотность газа в интервале $(H_{сп} - H_{дин})$, кг/м³;

Истинное газосодержание определяется по формуле [1]:

$$\phi_r = f_r / f, \quad (14)$$

где f – площадь поперечного сечения канала между эксплуатационной колонной и НКТ, м²;

f_r – площадь поперечного сечения канала между эксплуатационной колонной и НКТ, занятая газом, м²;

Площадь поперечного сечения канала, занятого газом определяется по формуле [1]:

$$f_r = V_r / v_0, \quad (15)$$

где V_r – объёмный расход газовой фазы, м³/с;

v_0 – истинная скорость газовой фазы, м/с;

Объёмный расход газовой фазы рассчитывается так:

$$V_r = \sigma G_{ом} q_n P_{ст} T_{cp} \times z / (P^{cp} T_{ст}), \quad (16)$$

где σ – коэффициент сепарации газа, д.ед.;

q_n – расход нефти, т/с;

P^{cp} и T^{cp} – средние давление (Па) и температура (К) в барботажном слое;

Плотность реального газа в интервале $(H_{сп} - H_{дин})$ вычисляется по зависимости:

$$\rho_r = \rho_{г ст} P^{cp} T_{ст} / P_{ст} T^{cp} z. \quad (17)$$

Средние давление и температура в барботажном слое могут быть рассчитаны так:

$$P^{cp} = (P_{пр} - P_{ур}) / 2, \quad (18)$$

$$T^{cp} = T_{затр} + (T_{пл} - T_{затр}) \times (H_{дин} + H_{пр}) / (2H_c), \quad (19)$$

где $T_{затр}$ – давление в затрубном пространстве на устье скважины, К;

$T_{пл}$ – пластовая температура, К;

H_c – глубина скважины, м.

Одним из основных параметров, определяющих точность расчета давления на приеме насоса, является относительная скорость газа при его барботаже через столб жидкости в затрубном пространстве. На величину относительной скорости газа оказывают влияние большое число параметров: приведенная скорость газа в затрубном пространстве; плотность и вязкость жидкой и газовой фаз; поверхностное натяжение; размеры затрубного пространства; угол наклона лифта и др. Именно этим объясняется отсутствие универсальных методик по расчету барботажного процесса. Изучению этого процесса посвяще-

Таблица 2. Результаты физико-математического моделирования по скважине 2648.

Параметр	Ед.изм.	Значения
Давление на динамическом уровне	МПа	0,94
Объёмный расход газовой фазы	м ³ /сут	54,5
Скорость движения газовой фазы	м/с	0,0768
Плотность смеси (расчётная)	кг/м ³	400
Плотность смеси (по замерам манометра)	кг/м ³	389

по определённое количество работ [1-14].

Большинство из этих работ посвящено изучению изменения истинного газосодержания при барботаже газа по результатам лабораторных и промысловых исследований. Другая часть работ посвящена изучению скорости всплытия газового пузырька через столб неподвижной жидкости только в лабораторных условиях. Следует отметить, что и те, и другие исследования носят равнозначный характер, т.к. истинное газосодержание и скорость всплытия пузырьков газа (относительная скорость) при режиме барботажа взаимосвязаны теоретически: по заданному значению истинного газосодержания можно определить относительную скорость газа и наоборот. Проведённый анализ существующих работ в этой области позволяет рекомендовать для расчёта относительной скорости газа зависимость, наиболее полно отвечающую физике процесса [1]:

$$v_0^c = 0,3873 g^{0,76} (\rho_{ж} - \rho_{г} / \mu_{ж})^{0,52} d^{1,28} \pi \times (\sigma \mu_{ж} / (g d^3 (\rho_{ж} - \rho_{г})^2 v_0^c))^{-0,25} + 1,05 \times 10^{-4} \alpha^{2,25}, \quad (20)$$

где v_0^c – скорость всплытия газовых пузырьков при их стесненном движении (относительная скорость газа);

σ – поверхностное натяжение на границе раздела жидкой и газовой фаз;

$\rho_{ж}$ – плотности жидкости;

$\mu_{ж}$ – вязкость жидкости;

$\rho_{г}$ – плотность газа;

d – средний диаметр пузырька газа;

α – угол отклонения скважины от вертикали, град;

g – ускорение свободного падения.

Затрубное пространство в интервале «динамический уровень – устье скважины» также представлено кольцевым подъёмником, заполненным газом.

Закон работы этого элемента можно записать в виде:

$$(P_{ур} - P_{затр}) = f(P_{ур}, \rho_{г}, H_{дин}, T, z), \quad (21)$$

а расчёт вести с использованием известной барометрической формулы, записанной, например, в таком виде:

$$P_{ур} = P_{затр} e^{T_{ст} \rho_{г} H_{ам} / (RT_{ур})}. \quad (22)$$

В процессе исследования скважин практически всегда необходимо определять динамический уровень в скважине, для чего применяется эхометрический или волновой методы.

Рассмотрим один из примеров расчёта работы системы «эксплуатационный объект-добывающая скважина-установка ЭЦН» на основе физико-математического моделирования по фактическим данным.

В качестве примера выбрана скважина № 2648 Самотлорского месторождения.

Данная скважина входила в программу исследований действующих скважин добывающего фонда ОАО «Самотлорнефтегаз», направленную на уточнение пластовых давлений, оценку КВУ как метода определения пластового давления, а также калибровку методик определения забойного давления и притока по динамическому уровню жидкости в затрубном пространстве скважины.

Для контрольного определения забойного давления в составе компоновки УЭЦН с телеметрической системой (ТМС) был спущен авто-

номный глубинный манометр с разрешающей способностью 0,0001 МПа. Большинство применяемых аналоговых погружных телеметрических систем имеют недостаточную разрешающую способность по давлению (не менее 0,1 МПа) и недостаточную стабильность показаний давления во времени и при изменении температуры, поэтому для контрольного замера в составе компоновок применяется тарированный автономный глубинный манометр [15]. На устье был установлен автоматический уровнемер для контроля динамического уровня, регистрации восстановления давления и регистрации давления газа в затрубном пространстве на устье скважины.

Исследования проводились при выводе скважины на режим, на установившемся режиме работы скважины и при остановке скважины для снятия кривой восстановления давления.

Параметры работы скважины на установившемся режиме приведены в таблице 1, а бланки измерения давления и динамического уровня – на рисунке 1.

Обработка результатов измерения давлений и уровня представлена ниже. С бланков рисунка 1 определено:

$$P_{тмс} = 2,65 \text{ МПа}; P_{ам} = 2,43 \text{ МПа}; P_{затр} = 0,84 \text{ МПа}; P_{ур} = 0,94 \text{ МПа}; H_{дин} = 1182,9 \text{ м}.$$

Рассчитаем плотность смеси в затрубном пространстве $P_{затр}$ скважины между динамическим уровнем $H_{дин}$ и автономным манометром, установленным над насосом на глубине $H_{ам} = 1573$ м. Динамический уровень равен $H_{дин} = 1182,9$ м:

$$\rho_{затр} = 10^6 (P_{ам} - P_{дин}) / (g(H_{ам} - H_{дин})), \quad (23)$$

$$\rho_{затр} = 10^6 (2,43 - 0,94) / (9,81(1573 - 1182,9)) = 389 \text{ кг/м}^3.$$

Таким образом, плотность смеси в затрубном пространстве на интервале ($H_{ам} - H_{дин}$) равна 389 кг/м³.

Рассчитаем площадь смеси в затрубном пространстве на интервале ($H_{тмс} - H_{ам}$) для следующих измеренных данных:

$$P_{\text{ТМС}} = 2,65 \text{ МПа}; P_{\text{ам}} = 2,43 \text{ МПа};$$

$$H_{\text{ТМС}} = 1598 \text{ м}; H_{\text{ам}} = 1573 \text{ м.}$$

$$P_{\text{затр}} = 10^6 (P_{\text{ТМС}} - P_{\text{ам}})/$$

$$(g(H_{\text{ТМС}} - H_{\text{ам}})), \quad (24)$$

$$P_{\text{затр}} = 10^6 (2,65 - 2,43)/$$

$$(9,81(1598 - 1573)) = 897 \text{ кг/м}^3,$$

т.е. плотность смеси в затрубном пространстве на интервале ($H_{\text{ТМС}} - H_{\text{ам}}$) с использованием результатов замера давления ТМС получается значительной и равной 897 кг/м^3 , что говорит об ошибочности давления, измеренного ТМС.

Рассчитаем плотность смеси на интервале ($H_{\text{дин}} - H_{\text{ТМС}}$) $\rho_{\text{см}}^{\text{зтр}}$, принимая:

$$H_{\text{дин}} = 1182,9 \text{ м}; H_{\text{ТМС}} = 1598 \text{ м};$$

$$P_{\text{ур}} = 0,94 \text{ МПа}; P_{\text{ТМС}} = 2,65 \text{ МПа.}$$

$$\rho_{\text{см}}^{\text{зтр}} = 10^6 (P_{\text{ТМС}} - P_{\text{ур}})/$$

$$(g(H_{\text{ТМС}} - H_{\text{дин}})), \quad (25)$$

$$\rho_{\text{см}}^{\text{зтр}} = 10^6 (2,65 - 0,94)/$$

$$(9,81(1598 - 1182,9)) = 420 \text{ кг/м}^3.$$

При использовании высокоточной ТМС можно принять среднюю плотность смеси в затрубном пространстве на интервале ($H_{\text{дин}} - H_{\text{ТМС}}$) равной $\rho_{\text{см}} = (389 + 420)/2 = 404,5 \text{ кг/м}^3$ что является реальной величиной. Плотность, вычисленная по результатам измерения давления ТМС и автономным манометром, равна 897 кг/м^3 , что нереально.

Данный пример показывает, что к замерам давления ТМС следует относиться с определённой долей сомнения, т.к. в процессе длительной эксплуатации УЭЦН система ТМС выходит из строя.

В таблице 2 приведены результаты по скважине 2648 по изложенным выше основам физико-математического моделирования.

Достоверная информация о фактической плотности газожидкостной смеси очень важна при решении многих инженерных задач, в частности при выявлении негерметичности над ЭЦН (в эксплуатационной колонне или НКТ) и определении расходных характеристик этой негерметичности [14], что весьма актуально, особенно на поздней стадии разработки месторождений. ■

Литература.

1. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. М.: Нефть и газ, 2007. 826 с.
2. Мищенко И.Т. Теория и практика механизированной эксплуатации скважин с вязким и многофазным флюидами. Дис. д. т. н. М. 1983.
3. Грон В.Г., Мищенко И.Т. Определение забойного давления в добывающих скважинах, оборудованных установками погружного центробежного насоса. Москва 1993, 128 с.
4. Сахаров В.А. Экспериментальное определение относительной скорости движения газового пузырька в потоке жидкости. Изв. Вузов нефть и газ №6 1966, с.68-72.
5. Пантелеев Г.В., Богомольный Г.И., Мусаверов Р.А. Расчет давления у приема насоса (башмака труб) и на забое скважин. Учебное пособие по курсу «Технология и техника нефтедобычи» для студентов специальности 0205 – «Технология и комплексная механизация разработки нефтяных и газовых скважин». М., 1981г., 42 с.
6. Муравьев И. М., Шакиров Р. Ш., Тимашев А. Т. Скорость движения пузырьков газа в затрубном пространстве насосных скважин и давление газированного столба жидкости, нефтяное хозяйство, 1967, №9, с.55-58.
7. Временное руководство по определению забойного и пластового давления в скважинах механизированного фонда по данным измерений устьевого давления динамического и статического уровней и давления приема насоса РД 39 – 0147035 – 212 – 87, 1987 г.
8. Гуревич А. С. Исследование влияния газожидкостной смеси на работу отдельных элементов погружного оборудования нефтяных скважин. Дис. к. т.н. Уфа. 1981.
9. Ляпков П.Д. Подбор установки погружного центробежного насоса к скважине. Уч. пособие по дипл., курс., проектированию и УНИРС специальности 0205 – «Технология и комплексная механизация разработки нефтяных и газовых месторождений». Под редакцией проф. Ш.К. Гиматудинова. М., 1987г., 70 с.
10. Ляпков П.Д. и Гуревич А.С. Об относительной скорости движения газовой фазы в стволе скважины перед выходом в глубинный насос – РНТС ВНИИОЭНГ «Нефтепромысловое дело», № 8, 1973 г., с. 6 – 10.
11. Репин Н. Н. Основные закономерности движения многокомпонентных смесей и их приложение в фонтанной и газлифтной добыче. Дис. д. т. н. м. 1967. 339с.
12. Коротаев Ю. П. Влияние жидкости на движение газа по вертикальным трубам. // Тр. ВНИИГаза. М. Гостехиздат. 1958 -вып.2, с.48-67.
13. Крылов А. П., Лутошкин Г. С. Изучение гидравлических сопротивлений и удельного веса смеси при работе воздушных подъемников в лабораторных условиях. - Труды/ВНИИнефть, вып.ХШ. - М., 1958, с.9-19.
14. Леонов И.В. Гидродинамический метод выявления притока воды из негерметичности эксплуатационной колонны, расположенной над УЭЦН // Нефтепромысловое дело. 2011. №5
15. Леонов И.В. Контроль за разработкой и исследование эксплуатационных объектов с помощью автономных манометров // Нефть, газ и бизнес. 2011. №5.

List of References

1. I.T.Mishchenko. Oil Well Production . М.: Neft i Gaz, 2007. 826 p.
2. I.T.Mishchenko. Theory and Practice of Artificial Lift of Viscous Multiphase Fluids. Doctoral thesis. М. 1983.
3. V.G.Gron, I.T.Mishchenko. Measuring bottomhole pressure in producing wells equipped with submersible centrifugal pulsers, Moscow 1993, 128p.
4. V.A.Sakharov. Experimental measurement of relative velocity of gas bubble in a flow of fluid. Izv. Vuzov neft i gaz №6 1966, p.68-72.
5. G.V.Panteleev, G.I.Bogomolny, R.A.Musaverov. Calculation of pressure in the suction pipe and at the bottomhole. Workbook for the course "Oil Production Technology" – "Technology and Mechanization of Oil and Gas Production". М., 1981, 42 p.
6. I.V.Muravyov, R.Sh.Shakirov, A.T.Timashev. Velocity of gas bubbles in the annular space of on-the-pump wells and pressure of gassy fluid column. Neftyanoye Khozyaistvo, 1967, №9, p.55-58.
7. Preliminary manual for measuring bottomhole and formation pressure in artificial list wells, based on wellhead static and flow pressure data. RD 39 – 0147035 – 212 – 87, 1987.
8. A.S.Gurevich. Study of the effect of a gas-liquid mixture on the operation of elements of downhole equipment in oil wells. Candidate's dissertation, Ufa. 1981.
9. P.D.Lyapkov. Selection of a submersible centrifugal pump. Workbook for students, faculty 0205 – "Technology and mechanization of oil and gas field development". Under the editorship of Sh.K.Gimatudinov. М., 1987, 70 p.
10. P.D.Lyapkov and A.S.Gurevich. On relative velocity of gas phase in wellbore before inlet of the downhole pump. RNTS VNIIOENG. Neftpromyslovoye Delo, № 8, 1973, p. 6 – 10.
11. N.N.Repin. Regularities of movement of multiphase fluids and their application in flow and gas lift production. Doctoral dissertation. 1967. 339p.
12. Yu.P.Korotaev. The effect of liquid on movement of gas through vertical pipes. // Works of VNIITAZ. М. Gostekhzdat. 1958 – issue 2, p.48-67.
13. A.P.Krylov, G.S.Lutoshkin. Study of hydraulic resistance and specific gravity of fluid in air lifts in laboratory conditions. - Works/VNIIneft, issue XIII. - М., 1958, p.9-19.
14. I.V.Leonov. Hydrodynamic method of detection of water influx through production string above the submersible centrifugal pump // Neftpromyskovoye Delo. 2011. №5
15. I.V.Leonov. The use of pressure gauges to control production and development // Oil, Gas and Business. 2011. №5.