

Уточнение параметров подобия в условиях эксплуатации газовых скважин с водной фазой различной минерализации

О.В. Николаев, С.А. Шулепин*, С.А. Бородин, К.Н. Гужов, И.В. Стоноженко, С.А. Хохлов
ООО «Газпром ВНИИГАЗ», пос. Развилка, Московская обл., Россия

Определение влияния свойств жидкости, извлекаемой из пластов совместно с добываемым газом, на потери давления в стволах скважин является актуальной задачей для многих месторождений и подземных хранилищ газа (ПХГ). Уточнение параметров подобия газожидкостных потоков в трубах и создание на их основе новых методов моделирования позволяют повышать степень обоснованности назначаемых технологических режимов на всех стадиях эксплуатации промышленных объектов, содержащих в продукции жидкую фазу. Проведенные ранее экспериментальные исследования позволили установить однозначную зависимость потерь давления в скважине от количества жидкости, представленной конденсационной водой. Однако вопрос о влиянии свойств жидкости на потери давления в тракте движения пластовых смесей от забоя до установки комплексной подготовки газа остается открытым.

В статье описаны экспериментальные исследования газожидкостных потоков с жидкостями повышенной плотности, позволяющие внести соответствующие изменения в расчетные формулы. На основе методов теории подобия и размерностей конкретизируются поправки в параметры, входящие в расчетные соотношения, приводятся выводы новых формул, учитывающих влияние плотности жидкой фазы на потери давления в стволах скважин. Обосновывается структура нового параметра подобия – уточненного параметра Бузинова, позволяющего наиболее точно рассчитывать устойчивые режимы эксплуатации газовых скважин месторождений и ПХГ с водной фазой различной минерализации. Впервые представлены соотношения для количественных оценок эффекта снижения потерь давления в газожидкостных потоках вследствие смачивания внутренней поверхности лифтовых труб.

Ключевые слова: параметры подобия, параметр Бузинова, высокоминерализованная жидкость, завершающая стадия разработки месторождений, ПХГ, методика расчетов газожидкостных потоков, экспериментальные стендовые исследования

Для цитирования: Николаев О.В., Шулепин С.А., Бородин С.А., Гужов К.Н., Стоноженко И.В., Хохлов С.А. (2019). Уточнение параметров подобия в условиях эксплуатации газовых скважин с водной фазой различной минерализации. *Георесурсы*, 21(3), с. 68-72. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.3.68-72>

Введение

Помимо конденсационной воды в продукции газовых скважин может содержаться пластовая вода высокой минерализации и соответственно плотности, что уже сейчас имеет место на некоторых подземных хранилищах газа (ПХГ) и месторождениях. Возникает вопрос, как будут влиять на потери давления в скважинах флюиды такой плотности? В будущем, решение такой задачи станет актуально для месторождений Восточной Сибири при переходе их на завершающую стадию разработки, где высока доля пластовой воды с минерализацией до 350 г/см³.

Уточнение параметров подобия для газожидкостных потоков (ГЖП) в условиях эксплуатации газовых скважин с водной фазой различной минерализации позволит существенно расширить представления о физике движения многофазной смеси.

При обосновании параметров режимов эксплуатации таких скважин возникает необходимость использования методов моделирования. Как показывает анализ опубликованных материалов (Duns, Ros, 1963; Мамаев и др., 1978; Одишария и др., 1998; Николаев и др., 2013; Бузинов и др., 2014; Шулепин, 2017), существующие

гидродинамические модели ГЖП оказываются не применимыми для расчетов работы газовых промыслов, поскольку разрабатывались для условий высокого расходного водосодержания ($\beta_{ж} > 10^{-3}$), в то время как в газовых скважинах эта величина экстремально мала ($\beta_{ж} < 10^{-3}$). Кроме того, исследования ГЖП с жидкостью более плотной, чем вода, до сих пор не проводились.

Анализ проведенных экспериментальных исследований

Ранее в работах (Николаев, 2012; Николаев и др., 2013; Бузинов и др., 2014) на основе анализа результатов экспериментальных исследований восходящих вертикальных ГЖП, проведенных в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в 2005-2012 гг., было введено понятие величины дополнительных потерь давления Δi , которая представляет собой вклад жидкой фазы в суммарные потери давления при движении водогазовых смесей в трубах. Физический смысл величины Δi проиллюстрирован на рисунке 1, где изображена характеристика газожидкостного потока в безразмерных координатах $i = i(Fr^*)$. Здесь i – безразмерные потери давления на трение, Fr^* – приведенный параметр Фруда:

$$i = \frac{\Delta P}{\rho_{ж} g \Delta L} \quad (1)$$

* Ответственный автор: Сергей Александрович Шулепин
E-mail: S_Shulepin@vniigaz.gazprom.ru

$$Fr^* = \frac{\rho_r u^2}{\rho_{ж} g d} \quad (2)$$

где ρ_r – плотность газа, кг/м³; $\rho_{ж}$ – плотность жидкости, кг/м³; u – средняя по сечению трубы скорость газа, м/с; d – внутренний диаметр трубы, м; ΔL – длина участка трубы, м; ΔP – потери давления на участке трубы, Па, g – ускорение свободного падения, м/с².

На рисунке 1 изображена также зависимость $i = i(Fr^*)$ для однофазного газа, которая с точностью до постоянного множителя ($1/\rho_{ж} g$) соответствует формуле Дарси-Вейсбаха:

$$i_r = \frac{\lambda}{2} Fr^* \quad (3)$$

Анализ экспериментальных результатов позволили получить эмпирическую формулу:

$$\Delta i = k_1 \frac{q_{ж}^{2/3}}{d^{8/3}}, \quad (4)$$

где k_1 – эмпирический размерный коэффициент.

Как следует из рисунка 1, потери давления на трение i для газожидкостной смеси представляют собой сумму:

$$i = i_r + \Delta i \quad (5)$$

При этом величина общих потерь давления I с учетом веса столба газа в безразмерных единицах определяется выражением:

$$I = i + \frac{\rho_r}{\rho_{ж}} \quad (6)$$

С увеличением банка экспериментальных данных и привлечением дополнительных опубликованных данных других авторов зависимость (4) в последующем была уточнена; эмпирическая формула для дополнительных потерь давления в вертикальном водогазовом потоке приобрела вид (7):

$$\Delta i = k_2 \frac{q_{ж}^{2/3}}{d^{13/6}}, \quad (7)$$

что отличается от выражения (4) показателем степени диаметра трубы.

Координата точки перегиба по оси x (Fr^*) на рисунке 1 (зеленая кривая) при этом принимается равной значению Fr^*_{0*} , параллельно вводится понятие правой ветви кривой «характеристики лифта», где наблюдается устойчивый режим работы скважины, и левой ветви кривой, соответствующей неустойчивому режиму.

В дополнение к этому, анализ результатов экспериментов с формиатом натрия, полученных авторами

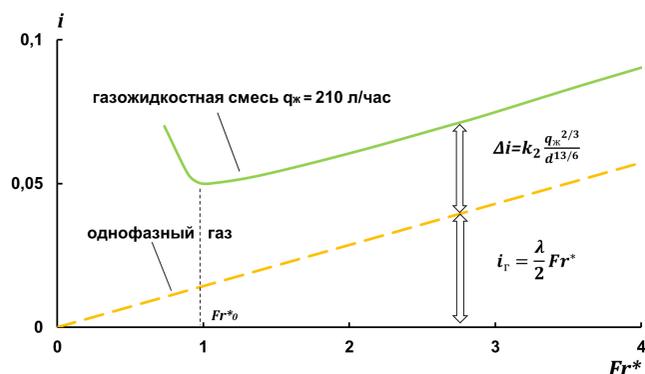


Рис. 1. Иллюстрация двух составляющих потерь давления в вертикальном ГЖП. Нижняя составляющая (пунктир) соответствует зависимости Дарси-Вейсбаха.

данной статьи, и анализ экспериментальных данных работ (Лутошкин, 1956; Хьюитт и др., 1974; Коротаев, 1996) позволил установить, что влияние плотности жидкой фазы может быть учтено множителем $\rho_{ж}^{2/3}$, что приводит к модифицированной формуле (8) для определения потерь давления, учитывающей плотность жидкой фазы:

$$\Delta i = k_3 \frac{w^{2/3} \rho_{ж}^{2/3}}{d^{5/6}} \quad (8)$$

Коэффициент k_3 имеет сложную размерность; его численное значение и размерность зависят от размерностей величин скорости жидкости w , плотности жидкости $\rho_{ж}$ и внутреннего диаметра трубы d . Он несколько зависит от вязкости и поверхностного натяжения жидкости.

В экспериментах Шулепина С.А., проведенных в 2014 г., (Шулепин и др., 2016; Шулепин, 2017) поверхностное натяжение жидкостей варьировало в диапазоне $\sigma = (45 \div 66) \cdot 10^{-3}$ Па·м, а коэффициент динамической вязкости – в диапазоне $\mu = (0,9 \div 1,2) \cdot 10^{-3}$ Па·с. Однако ограниченный объем экспериментального материала не позволил произвести надежную оценку влияния этих параметров на величину Δi , поэтому для анализа были использованы данные Лутошкина Г.С. (1956) с жидкостями, поверхностное натяжение которых варьировало в диапазоне $\sigma = (26 \div 70) \cdot 10^{-3}$ Па·м, а коэффициент динамической вязкости – в диапазоне $\mu = (1,0 \div 15,5) \cdot 10^{-3}$ Па·с.

Анализ данных (Шулепин и др., 2016; Шулепин, 2017) позволяет сделать вывод, что зависимости потерь давления от расходных характеристик флюидов с использованием водных растворов в качестве жидкой фазы в общем и целом подчиняются тем же закономерностям, которые характерны для потоков с пресной водой, а именно, с увеличением расходного содержания жидкости $\beta_{ж}$ потери давления в трубе возрастают (Бузинов и др., 2010; Бородин и др., 2010; Бузинов и др., 2011). В то же время было обнаружено, что при одинаковых расходах жидкостей разных плотностей (в диапазоне от 1000 до 1220 кг/м³) потери давления возрастают с увеличением плотности жидкой фазы (рис. 2).

Исходя из этого можно утверждать, что в исследованной области режимов работы обводняющихся скважин газовых промыслов и ПХГ с увеличением количества жидкости в продукции потери давления в лифтовых

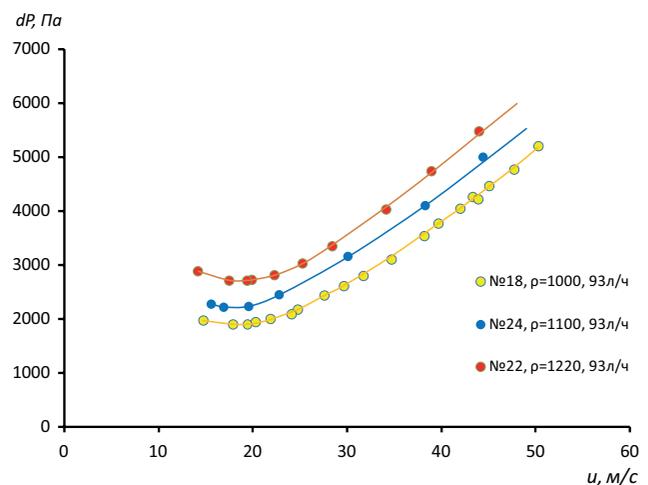


Рис. 2. Зависимость потерь давления в ГЖП от скорости газа при одинаковом расходе жидкой фазы 93 л/ч для растворов различной плотности 1000, 1100, 1220 кг/м³ (Шулепин и др., 2016)

трубах возрастают при любом значении плотности воды. Одновременно с возрастанием плотности жидкой фазы потери давления увеличиваются.

Представление уточненных параметров подобия

Дальнейший анализ с использованием методов теории размерностей позволил получить формулу для определения величины Δi :

$$\Delta i = k \frac{Fr_{ж}^{1/3}}{E\ddot{o}^{1/4}} \cdot \frac{\check{\rho}_{ж}^{0,45}}{\check{\sigma}^{0,35} \check{\mu}^{0,1}}, \tag{9}$$

в которой фигурируют безразмерные параметры:

- параметр Фруда по жидкости

$$Fr_{ж} = \frac{w^2}{gd}, \tag{10}$$

где w – приведенная к сечению трубы средняя скорость жидкой фазы, м/с;

- параметр Этвёша, который характеризует соотношение сил веса и поверхностного натяжения на границе раздела жидкой и газовой фаз:

$$E\ddot{o} = \frac{\rho_{ж}gd^2}{\sigma}; \tag{11}$$

- безразмерные симплексы:

$$\check{\rho}_{ж} = \frac{\rho_{ж}}{\rho_0}; \check{\sigma} = \frac{\sigma}{\sigma_0}; \check{\mu} = \frac{\mu}{\mu_0}. \tag{12}$$

где символы с нижним индексом «0» обозначают плотность, поверхностное натяжение и вязкость дистиллированной воды при стандартных условиях:

$$\rho_0 = 1000 \text{ кг/м}^3, \sigma_0 = 72 \cdot 10^{-3} \text{ Па}\cdot\text{м}, \mu_0 = 10^{-3} \text{ Па}\cdot\text{с}.$$

Основную безразмерную часть комплекса (9) было предложено назвать «модифицированным параметром Бузинова» (ранее понятие «параметра Бузинова» Bu впервые было введено в (Николаев, 2012)) и ввести для него следующее обозначение:

$$Bu_0^* = \frac{Fr_{ж}^{1/3}}{E\ddot{o}^{1/4}}. \tag{13}$$

Для ГЖП с конденсационной водой в качестве жидкой фазы, то есть для условий скважин сеномана, из (9) можно записать:

$$\Delta i = k Bu_0^*. \tag{14}$$

где k – безразмерная константа.

Учет свойств жидкости, отличной от конденсационной воды, может быть осуществлен в соответствии с (9) введением безразмерного коэффициента:

$$K_{Bu} = \frac{\check{\rho}_{ж}^{0,45}}{\check{\sigma}^{0,35} \check{\mu}^{0,1}}. \tag{15}$$

Тогда параметр Бузинова для жидкости любого состава можно выразить соотношением:

$$Bu^* = K_{Bu} \cdot \frac{Fr_{ж}^{1/3}}{E\ddot{o}^{1/4}}, \tag{16}$$

а дополнительные потери давления – соотношением:

$$\Delta i = k Bu^*. \tag{17}$$

На рисунке 3 представлена экспериментальная зависимость $\Delta i = \Delta i(Bu^*)$, построенная по данным Хьюитта Дж., Корогаева Ю.П., Лутошкина Г.С., Шулепина С.А., Николаева О.В. для жидкостей разной плотности ($\rho_{ж} = 839\div 1220 \text{ кг/м}^3$), разного поверхностного натяжения ($\sigma = 0,026\div 0,070 \text{ Па}\cdot\text{м}$),

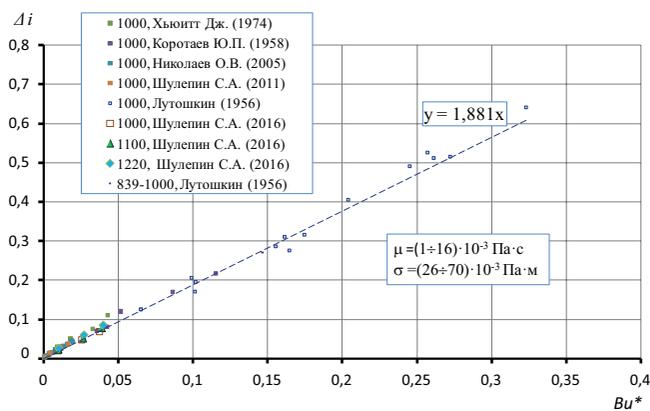


Рис. 3. Зависимость дополнительных потерь давления в вертикальном ГЖП на правой ветви ($Fr^*=1,5$) от модифицированного параметра Бузинова. В легенде указаны плотности жидкостей в (кг/м^3), с которыми проводились эксперименты.

разной вязкости ($\mu = 0,0009\div 0,015 \text{ Па}\cdot\text{с}$) и труб разного диаметра ($d = 0,038\div 0,153 \text{ м}$); давления варьируют от 0,1 до 3,2 МПа. Обработка экспериментальных данных дает для безразмерного коэффициента k в соотношении (14) величину $k = 1,881$. Очевидно, для условий сеноманских скважин $K_{Bu}=1$ и $Bu^*=Bu_0^*$.

Структура нового параметра дополнительных потерь давления в виде (9) и (17) может в дальнейшем, очевидно, уточняться по мере получения новых экспериментальных данных. Однако следует отметить, что с учетом имеющихся в настоящий момент результатов исследований формула (17) наиболее точно отражает влияние свойств жидкости на потери давления в устойчивом вертикальном ГЖП в условиях эксплуатации газовых скважин.

На рисунке 4 представлена зависимость безразмерной величины потерь давления i от параметра Bu^* (при $Fr^* = 1,5$) в диапазоне малых значений параметра Bu^* . Из рисунка видно (малиновая сплошная линия), что при достаточно малых расходах жидкости имеет место отклонение от закономерности (17), что связано с известным эффектом уменьшения гидравлического сопротивления трубы при незначительном смачивании поверхности трубы жидкостью.

Очевидно, этот эффект может иметь место лишь при достаточно малом количестве жидкости в потоке, поскольку большие количества жидкости приводят к росту сопротивления. На рисунке 4 отклонение от зависимости (17) имеет место при:

$$Bu^* < 0,001, \tag{18}$$

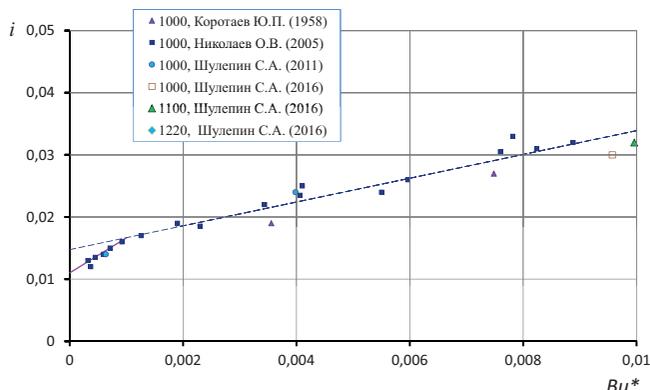


Рис. 4. Зависимость потерь давления от параметра Bu^* при низких расходах жидкости

а снижение гидравлического сопротивления трубы за счет смачивания ее поверхности – при:

$$Bu^* < 0,0007. \quad (19)$$

Зависимость $\Delta i(Bu^*)$ в диапазоне (18) имеет вид:

$$\Delta i = 5,5 Bu^* - 0,0035. \quad (20)$$

По этим соотношениям можно определить величины расходов жидкости, при которых сопротивление трубы уменьшается по сравнению с однофазным газовым потоком. Эти величины расходов зависят от диаметра трубы и свойств жидкости, что вполне логично. Стоит отметить, что количественные оценки эффекта снижения потерь давления в потоке за счет смачивания стенок, отраженные формулами (18)-(20), проведены впервые.

В таблице 1 представлены значения расходов воды для труб разного диаметра, ниже которых имеет место уменьшение гидравлического сопротивления. Как следует из структуры параметра Bu^* , он не зависит от расхода газа, поэтому ограничения типа (18) и (19) можно выразить только в абсолютном выражении расхода жидкости, но не в относительных величинах водогазового фактора.

Dy , см	7,3	8,9	11,4	14,0	16,8
$q_{жс}$, м ³ /сут	0,5	1,0	2,5	5,5	10,0

Табл. 1. Предельные величины расхода жидкости, при которых наблюдается снижение гидравлического сопротивления лифтовых труб промыслового сортамента

Итак, в устойчивом вертикальном ГЖП в области относительно высоких скоростей газа (при величинах $Fr^* > 1$, в зависимости от содержания жидкости и диаметра трубы) и относительно больших расходов жидкости (при $Bu^* > 0,001$) потери давления представляют сумму двух независимых слагаемых, одно из которых пропорционально приведенному параметру Фруда (Fr^*) и не зависит от расхода жидкости, а другое пропорционально модифицированному параметру Бузинова (Bu^*) и не зависит от расхода газа:

$$i = \frac{\lambda}{2} Fr^* + 1,881 Bu^*. \quad (21)$$

При величинах модифицированного параметра Бузинова $Bu^* < 0,001$ используется другая формула, учитывающая снижение потерь давления за счет эффекта смачивания стенок:

$$i = \frac{\lambda}{2} Fr^* + 5,5 Bu^* - 0,0035. \quad (22)$$

Следует отметить, что согласно экспериментам правые ветви характеристик однофазного газового и газожидкостного потока (при $Fr^* > Fr^*_0$) практически параллельны. Это означает, что производные $\partial i / \partial Fr^*$ в обоих случаях равны, и соответствующие участки графиков для однофазного и для ГЖП располагаются под одинаковым углом к оси абсцисс, тангенс которого пропорционален $\lambda/2$.

Отметим, что выражение для размерной величины потерь давления в газожидкостном потоке имеет вид:

$$\Delta P_{общ} = i \rho_{жс} g \Delta L + \rho_{г} g \Delta L, \quad (23)$$

где $\Delta P_{общ}$ – потери давления на участке трубы с учетом веса столба газа, Па.

Выводы

В результате проведенного анализа экспериментальных данных удалось показать:

- модифицированный параметр Бузинова (Bu^*)

является безразмерным параметром, характерным для гидродинамики вертикальных ГЖП на правой ветви «характеристики лифта» и отражающим их подобие;

- использование величины Bu^* вместо параметра Фруда по жидкости ($Fr_{жс}$) позволяет существенно уточнить представления о физике движения газожидкостной смеси в трубах, в том числе с водной фазой различной минерализации.

Литература

- Бородин С.А., Пищухин В.М., Шулепин С.А., Николаев О.В. (2010). Результаты экспериментальных исследований, проведенных на стенде по отработке технологий эксплуатации газовых скважин на поздней стадии разработки месторождений. *Мировые ресурсы и запасы газа и перспективные технологии их освоения (WGRR-2010): Тез. докл. II Межд. научно-практ. конф.* М.: Газпром ВНИИГАЗ, с. 103.
- Бузинов С.Н., Бородин С.А., Пищухин В.М., Харитонов А.Н., Николаев О.В., Шулепин С.А. (2010). Экспериментальные исследования движения двухфазных систем в газовых скважинах. *Георесурсы*, 4, с. 55-58.
- Бузинов С.Н., Гереш Г.М., Бородин С.А., Михайлов А.Н., Николаев О.В., Шулепин С.А. (2011). Расчет потерь давления в газовых скважинах на поздней стадии разработки месторождений. *Газовая промышленность*, 12, с. 18-21.
- Бузинов С.Н., Гереш Г.М., Николаев О.В., Шулепин С.А., Михайлов А.Н. (2014). Параметры подобия в условиях эксплуатации обводненных газовых скважин. *Газовая промышленность*, 1, с. 39-43. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-397022-0.00001-7>
- Коротаев Ю.П. (1996). Лабораторные исследования работы газовых скважин с жидкостью на забое. Т. 1. М.: Недра, с. 263-281.
- Лутошкин Г.С. (1956). Исследование влияния вязкости жидкости и поверхностного натяжения системы «жидкость-газ» на работу эргалифта. *Дис канд. техн. наук.* М.: ВНИИ, 173 с.
- Мамаев В.А., Одишария Г.Э., Семенов Н.И., Точигин А.А. (1978). Движение газожидкостных смесей в трубах. М.: Недра, 270 с.
- Николаев О.В. (2012). Регулирование работы газовых скважин на завершающей стадии разработки залежей по результатам экспериментальных исследований газожидкостных потоков в вертикальных трубах. *Дис. канд. техн. наук.* Москва, 128 с.
- Николаев О.В., Бородин С.А., Шулепин С.А. (2013). Экспериментальное изучение подобия вертикальных газожидкостных потоков в условиях эксплуатации обводненных газовых скважин. *Вести газовой науки*, 4(15), с. 76-83.
- Одишария Г.Э., Точигин А.А. (1998). Прикладная гидродинамика газожидкостных смесей. М.: ВНИИГАЗ, 398 с.
- Хьюитт Дж., Холл-Тэйлор Н. (1974). Кольцевые двухфазные течения. М.: Энергия, 408 с.
- Шулепин С.А. (2017). Экспериментальное обоснование устойчивых режимов эксплуатации обводняющихся газовых скважин: *Дис. канд. техн. наук.* Москва, 163 с.
- Шулепин С.А., Николаев О.В., Оводов С.О., Лаврухин А.А., Стоноженко И.В., Пищухин В.М., Гужов К.Н. (2016). Экспериментальные исследования влияния плотности жидкости на характеристики газожидкостных потоков в вертикальных трубах. *Вести газовой науки*, 2(26), с. 96-100.
- Duns H. Jr., Ros, N.C.J. (1963). Vertical flow of gas and liquid mixtures in wells. *Proc. 6th World Petr. Con.* Frankfurt, pp. 451-465.

Сведения об авторах

Олег Валерьевич Николаев – начальник лаборатории, канд. тех. наук, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
Россия, 142717, Московская обл., пос. Развилка

Сергей Александрович Шулепин – ведущий научный сотрудник, канд. тех. наук, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
Россия, 142717, Московская обл., пос. Развилка.
E-mail: S_Shulepin@vniigaz.gazprom.ru

Сергей Александрович Бородин – директор опытно-экспериментального центра, канд. тех. наук, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
Россия, 142717, Московская обл., пос. Развилка

Константин Николаевич Гужов – старший научный сотрудник, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
Россия, 142717, Московская обл., пос. Развилка

Иван Васильевич Стоноженко – научный сотрудник
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
Россия, 142717, Московская обл., пос. Развилка

Сергей Андреевич Хохлов – инженер I категории
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
Россия, 142717, Московская обл., пос. Развилка

Статья поступила в редакцию 20.11.2018;
Принята к публикации 03.04.2019;
Опубликована 01.09.2019

IN ENGLISH

Similarity parameters clarified in the conditions of gas wells operation with water phase of various mineralization

O.V. Nikolaev, S.A. Shulepin*, S.A. Borodin, K.N. Guzhov, I.V. Stonozhenko, S.A. Khokhlov

Gazprom VNIIGAZ, Razvilka, Moscow region, Russian Federation

*Corresponding author: Sergey A. Shulepin, e-mail: S_Shulepin@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. Determining the effect of the fluid properties extracted from the reservoirs together with the produced gas on the pressure loss in wellbores is an urgent task for many fields and underground gas storages. The similarity parameters clarification of gas-liquid flows in pipes and creation of new modeling methods based on them make it possible to increase the degree of validity of the assigned technological modes at all stages of operation of field facilities containing a liquid phase in the products. Previous experimental studies have made it possible to establish an unambiguous dependence of pressure losses in the well on the amount of fluid represented by condensation water. However, the question of the effect of fluid properties on pressure losses in the path of formation mixture movement from the bottom to the installation of integrated gas treatment remains open.

The article describes experimental studies of gas-liquid flows with liquids of high density, allowing us to make appropriate changes to the calculation formulas. Based on the methods of similarity and dimensions, corrections to the parameters included in the calculated relationships are concretized, conclusions of new formulas are given that take into account the influence of the liquid phase density on pressure losses in well bores. The structure of a new similarity parameter, the clarified Buzinov parameter, is substantiated, which allows us to most accurately calculate the stable operating modes of gas wells in fields and underground gas storage with an aqueous phase of various salinity. Relations for quantitative estimates of the effect of reducing pressure losses in gas-liquid flows due to wetting of the inner surface of elevator pipes are presented for the first time.

Keywords: similarity parameters, Buzinov's parameter, highly mineralized liquid, final stage of gas field's development, underground gas storage, calculation method of gas-liquid flow, experimental units research

Recommended citation: Nikolaev O.V., Shulepin S.A., Borodin S.A., Guzhov K.N., Stonozhenko I.V., Khokhlov S.A. (2019). Similarity parameters clarified in the conditions of gas wells operation with water phase of various mineralization. *Georesursy = Georesources*, 21(3), pp. 68-72. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.3.68-72>

References

- Borodin S.A., Pischukhin V.M., Shulepin S.A., Nikolaev O.V. (2010). The results of experimental studies conducted at the stand on the development of gas wells at the late stage of field development. *Mirovye resursy i zapasy gaza i perspektivnyye tekhnologii ikh osvoeniya (WGRR-2010): Tez. dokl. II Mezhd. nauchno-prakt. konf.* [World resources and gas reserves and promising technologies for their development (WGRR-2010): II Int. sci.-pract. conf. Abstracts]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, p. 103. (In Russ.)
- Buzinov S.N., Borodin S.A., Pischukhin V.M., Kharitonov A.N., Nikolaev O.V., Shulepin S.A. (2010). Experimental studies of the motion of two-phase systems in gas wells. *Georesursy = Georesources*, 4, pp. 55-58. (In Russ.)
- Buzinov S.N., Geresh G.M., Borodin, S.A., Mikhailov A.N., Nikolaev O.V., Shulepin S.A. (2011). Calculation of pressure losses in gas wells at a late stage of field development. *Gazovaya promyshlennost = Gas industry*, 12, pp. 18-21. (In Russ.)

Buzinov S.N., Geresh G.M., Nikolaev O.V., Shulepin S.A., Mikhailov A.N. (2014). Parameters of similarity in operating conditions of flooded gas wells. *Gazovaya promyshlennost = Gas industry*, 1, pp. 39-43. (In Russ.) <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-397022-0.00001-7>

Duns H.Jr., Ros, N.C.J. (1963). Vertical flow of gas and liquid mixtures in wells. *Proc. 6th World Petri. Congress*, Frankfurt, Sect. II, pp. 451-465.

Hewitt, J., Hall-Taylor, N. (1974). Koltsevye dvukhfaznye techeniya [Ring biphasic flow]. Trans. from Eng. Moscow: Energiya, 408 p. (In Russ.)

Korotaev Yu.P. (1996). Laboratory studies of gas wells with a liquid at the bottom. Vol. 1. Moscow: Nedra, pp. 263 281. (In Russ.)

Lutoshkin G.S. (1956). Study of the effect of fluid viscosity and surface tension of the "liquid-gas" system on the work of airgaslift. *Dis. kand. tekhn. Nauk* [Cand. engin. sci. diss.]. Moscow: VNIIGAZ, 173 p. (In Russ.)

Mamaev V.A., Odishariya G.E., Semenov N.I., Tochigin A.A. (1978). Dvizhenie gazozhidkostnykh smesei v trubakh [The movement of gas-liquid mixtures in the pipes]. Moscow: Nedra, 270 p. (In Russ.)

Nikolaev O.V. (2012). Regulation of operation of gas wells at the final stage of development of deposits on the results of experimental studies of gas-liquid flows in vertical pipes. *Dis. kand. tekhn. nauk*. [Cand. engin. sci. diss.]. Moscow, 128 p. (In Russ.)

Nikolaev O.V., Borodin S.A., Shulepin S.A. (2013). Experimental study of the similarity of vertical gas-liquid flows in the conditions of operation of flooded gas wells. *Vesti gazovoy nauki*, 4(15), pp. 76-83. (In Russ.)

Odishariya G.E., Tochigin A.A. (1998). Prikladnaya gidrodinamika gazozhidkostnykh smesei [Applied hydrodynamics of gas-liquid mixtures]. Moscow: VNIIGAZ, 398 p. (In Russ.)

Shulepin S.A. (2017). Experimental study of steady-state modes of operation obvodnaya gas wells. *Dis. kand. tekhn. nauk*. [Cand. engin. sci. diss.]. Moscow, 163 p. (In Russ.)

Shulepin S.A., Nikolaev O.V., Ovodov, S.A., Lavrukhin A. A., Stonozhenko I.V., Pischukhin V.M., Guzhov K.N. (2016). Experimental studies of the effect of liquid density on the characteristics of gas-liquid flows in vertical pipes. *Vesti gazovoy nauki*, 2(26), pp. 96-100. (In Russ.)

About the Authors

Oleg V. Nikolaev – Head of the Laboratory, PhD (Engineering), Gazprom VNIIGAZ

Sttl. Razvilka, Moscow region, 142717, Russian Federation

Sergey A. Shulepin – Leading Researcher, PhD (Engineering), Gazprom VNIIGAZ

Sttl. Razvilka, Moscow region, 142717, Russian Federation

Tel: +7(498)657-46-46, e-mail: S_Shulepin@vniigaz.gazprom.ru

Sergey A. Borodin – Director of the Experimental Centre, PhD (Engineering), Gazprom VNIIGAZ

Sttl. Razvilka, Moscow region, 142717, Russian Federation

Konstantin N. Guzhov – Senior Researcher, Gazprom VNIIGAZ

Sttl. Razvilka, Moscow region, 142717, Russian Federation

Ivan V. Stonozhenko – Researcher, Gazprom VNIIGAZ

Sttl. Razvilka, Moscow region, 142717, Russian Federation

Sergey A. Khokhlov – Engineer, Gazprom VNIIGAZ

Sttl. Razvilka, Moscow region, 142717, Russian Federation

Manuscript received 20 November 2018;
Accepted 3 April 2019; Published 1 September 2019