

УДК 622.276

Е.В. Желанов, А.В. Лекомцев**E.V. Zhelanov, A.V. Lekomtsev**Пермский национальный исследовательский
политехнический университет

Perm National Research Polytechnic University

**ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ФИЗИЧЕСКИХ
И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ РАБОТЫ
ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ НА ПРОЦЕСС
РАЗГАЗИРОВАНИЯ ФЛЮИДА****THE IMPACT OF NATURAL AND TECHNOLOGICAL
CONDITIONS OF WORK OF PRODUCING WELLS
ON THE FLUID DEGASSING PROSESS**

Представлены результаты, полученные при обработке данных гидродинамических исследований добывающих скважин Озерного месторождения, находящихся в работе, эксплуатирующих залежи башкирских и фаменских отложений. Приводится сравнение распределений плотностей газожидкостной смеси (ГЖС) по стволу скважины при различных условиях функционирования скважины. Показано, что при построении математической модели для определения плотности газожидкостной смеси необходимо учитывать дебит скважины ($Q_{ж}$), наличие газосепаратора на приеме глубинного насоса и пластовое давление в районе скважины ($P_{пл}$), так как в различных условиях разгазирование скважинного флюида происходит с различной интенсивностью, и, как следствие, вид корреляции может меняться.

Ключевые слова: добывающая скважина, гидродинамические исследования скважин, забойное давление, плотность газожидкостной смеси.

The article demonstrates the results of processing of hydrodynamic well-testing data in producing wells operating deposits of Ozerное oil field. A comparison of distributions of gas-liquid mixture's densities through the wellbore at various operating conditions of the well is given. The research shows the importance of considering output of well (Q), reservoir pressure (P_r) and the existence of gas-separating system while mathematical modeling for determination of density of gas-liquid mixture. The reason for it is the change of degassing process intensity, which causes diversity of correlation form.

Keywords: producing well, hydrodynamic well testing, bottomhole pressure, gas-liquid mixture density.

Для расчета забойного давления в добывающей скважине используют модель, которая условно делит скважину на 3 интервала: I – от устья до статического уровня; II – от статического уровня до приема глубинного насоса (затрубное кольцевое пространство); III – от приема насоса до забоя. При этом возникает необходимость наиболее полного отражения особенностей каждого интервала, что и определяет точность расчета забойного давления ($P_{заб}$). В соответствии с заданной моделью забойное давление рассчитывается по следующей формуле

$$P_{\text{заб}} = P_{\text{затр}} \cdot e^{\frac{0,031415 \cdot \rho_{\text{отн}} \cdot H_{\text{д}}}{z_{\text{ср}} \cdot T_{\text{ср}}}} + g \sum_{i=1}^k \rho_{\text{см}_1} \Delta h_{\text{см}_1}^{\text{II}} + g \sum_{i=1}^q \rho_{\text{см}_2} \Delta h_{\text{см}_2}^{\text{III}}, \quad (1)$$

где $\rho_{\text{отн}}$ – относительная плотность газа (при однократном разгазировании); $z_{\text{ср}}$ – коэффициент сверхсжимаемости газа при средних термобарических условиях ($T_{\text{пр}} \cdot P_{\text{пр}}$); $\rho_{\text{см}_1}$ и $\rho_{\text{см}_2}$ – расчетные значения плотности ГЖС в элементарных объемах высотой $\Delta h_{\text{см}_1}$ и $\Delta h_{\text{см}_2}$ соответственно в интервалах II и III.

В условиях снижения давления по стволу скважины от забоя к устью в затрубном кольцевом пространстве происходит разгазирование ГЖС, из-за чего меняется плотность столба жидкости на разных глубинах [1]. Для отражения этой изменчивости в модели используют корреляционные зависимости плотности ГЖС от различных устьевых параметров: глубины погружения под динамический уровень ($H_{\text{погр}}$) и затрубного давления ($P_{\text{затр}}$). Для каждого объекта разработки имеется своя корреляционная зависимость, которая получается путем обработки промысловых данных.

В настоящее время для расчета забойного давления в скважинах Пермского края используются две методики построения корреляционных зависимостей:

1) корреляция, используемая в «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», строится для каждого объекта в отдельности; представляет собой несколько линейных зависимостей плотности от глубины погружения насоса в зависимости от интервала погружения;

2) корреляция, разработанная в НОЦ «ГиРНГМ», строится для каждого объекта в отдельности; представляет собой многофакторное регрессионное уравнение, отражающее зависимость плотности от величин $1/H_{\text{погр}}$, $1/P_{\text{затр}}$, $1/(H_{\text{погр}} \cdot P_{\text{затр}})$.

Однако при построении корреляций допускается, что процесс разгазирования ГЖС происходит с одинаковой интенсивностью для всех скважин, эксплуатирующих один объект, вследствие чего возникает широкое поле возможных значений плотности при одном и том же параметре ($H_{\text{погр}}$ или $P_{\text{затр}}$). Не учитывая особенности работы скважины при построении корреляции, математическая модель изменения плотности оказывается недостаточно точной, в связи с чем возникают ошибки в расчете забойного давления. Таким образом, при построении корреляции предлагается группировать наблюдения со скважин одного объекта по интенсивности разгазирования, а затем для каждой группы формировать корреляционную зависимость.

Интенсивность разгазирования скважинной жидкости зависит от определенных технологических и физических факторов работы добывающей скважины. Такими факторами являются дебит скважины ($Q_{\text{ж}}$), наличие газосепаратора и пластовое давление в районе скважины ($P_{\text{пл}}$).

В данной статье приводится сопоставление распределения плотности ГЖС по стволу скважины при различных факторах ее работы. Для этого по данным устьевых исследований рассчитаны значения плотности ГЖС [2]. Затем построены обычные зависимости плотности ГЖС только от глубины погружения насоса, так как данных зависимостей достаточно для демонстрации принципа влияния технологических факторов.

Сравнение проведено на примере результатов интерпретации данных, полученных при одновременном замере устьевых и глубинных параметров в скважинах Озерного месторождения, оборудованных глубинным манометром или термоманометрической системой (ТМС), эксплуатирующих башкирскую и фаменскую нефтяные залежи [3]. Геолого-физическая характеристика обеих залежей приведена в табл. 1.

Таблица 1

Геолого-физическая характеристика нефтяных залежей
Озерного месторождения

Параметр	Бш	Фм
Средняя глубина залегания, м	1417	1770
Нефтенасыщенная толщина пласта, м	3,6	11,7
Пористость, %	15	11
Плотность пластовой нефти, кг/м ³	804	780
Динамическая вязкость пластовой нефти, мПа·с	2,41	2,08
Газосодержание, м ³ /т	53,8	136,7
Давление насыщения, МПа	13,58	10,28
Начальное пластовое давление, МПа	15,5	18,2
Начальная пластовая температура, °С	23	29,8

Дебит скважины по жидкости. При увеличении дебита увеличивается количество газа, увлекаемого потоком в НКТ, и меньшее количество газовых пузырьков попадает в затрубное пространство, что приводит к увеличению плотности ГЖС при прочих равных условиях.

Ниже на рис. 1 приведены зависимости плотности ГЖС от погружения, полученные при разных дебитах скважин. Красным цветом обозначены наблюдения со скважин с дебитом 0–5 м³/сут, а синим цветом – с дебитом 15–25 м³/сут.

Некоторый разброс значений на графиках обусловлен тем, что зависимость плотности построена только от одного параметра. Тем не менее прослеживается основная тенденция роста плотности с погружением под уровень жидкости.

На графиках для обоих объектов значения плотности при большем дебите на одной и той же глубине погружения насоса лежат выше, чем при меньшем дебите. Это объясняется снижением расходного газосодержания в затрубном пространстве с ростом дебита скважины.

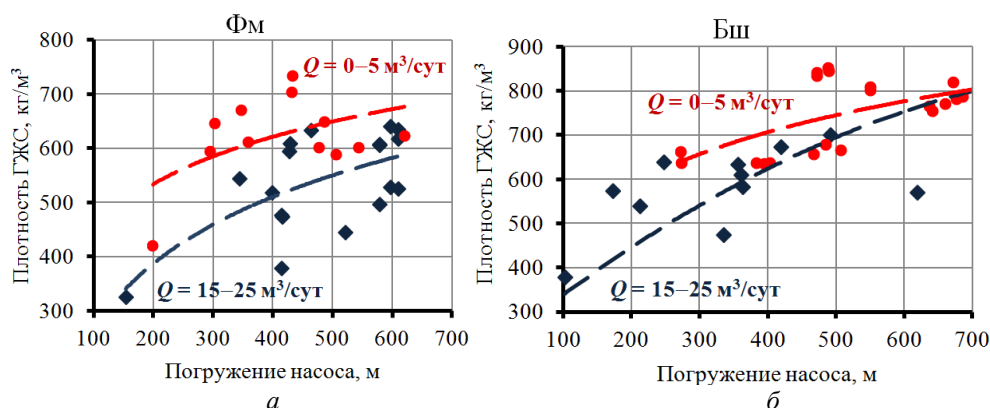


Рис. 1. Распределения ГЖС по стволу, полученные при различных дебитах скважин: *а* – фаменские отложения; *б* – башкирские отложения

Наличие газосепаратора на приеме насоса. При наличии газосепаратора на приеме насоса коэффициент сепарации газа увеличивается, следовательно, увеличивается количество свободного газа в затрубном пространстве, что приводит к уменьшению плотности ГЖС при прочих равных условиях.

Различие распределения плотности по стволу скважины продемонстрировано на примере скважины № 532, эксплуатирующей башкирскую залежь. До 2014 года включительно скважина была оснащена газосепаратором (в соответствии с технологическим режимом работы скважины). После проведения ТРС газосепаратор был снят, и далее скважина функционировала без него.

На рис. 2 показано распределение плотности ГЖС от погружения в данной скважине. Синим цветом обозначены значения плотности до снятия газосепаратора, красным – в период работы скважины без газосепаратора.

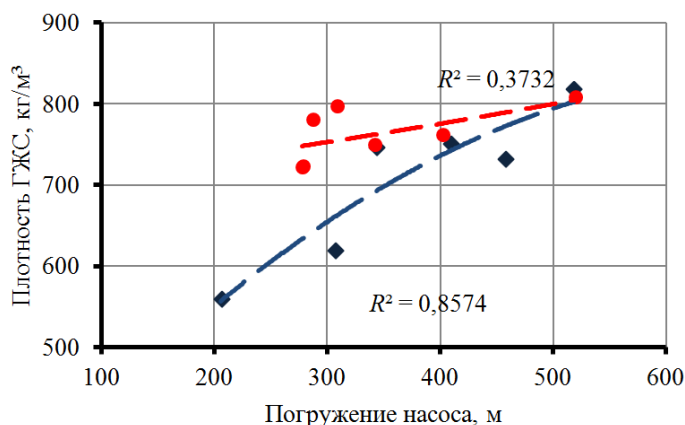


Рис. 2. Распределение плотностей ГЖС по стволу при наличии/отсутствии газосепаратора

По графику наблюдается превышение значений плотности в период после снятия сепаратора (линия тренда выше), чем значения, полученные раньше, во время работы с сепаратором (линия тренда ниже). Такое различие обусловлено различным количеством пузырьков свободного газа в затрубном пространстве, а значит, и различными значениями плотности ГЖС. Таким образом, при разделении всех наблюдений на группы следует учитывать наличие/отсутствие газосепаратора у приема насоса.

Пластовое давление. При низких пластовых давлениях, особенно ниже давления насыщения, разгазирование происходит интенсивнее, следовательно, при прочих равных условиях плотность ГЖС снижается.

Для демонстрации различия плотностей были построены зависимости плотности от погружения насоса для скважин № 504, 527 и 534 (рис. 3). Скважины эксплуатируют башкирскую залежь; работают с постоянными дебитами (в пределах 15–25 м³/сут), но с разными пластовыми давлениями (по технологическому режиму): $P_1 = 11,3$ МПа (скв. № 504), $P_2 = 9,3$ МПа (скв. № 527), $P_3 = 7,4$ МПа (скв. № 534).

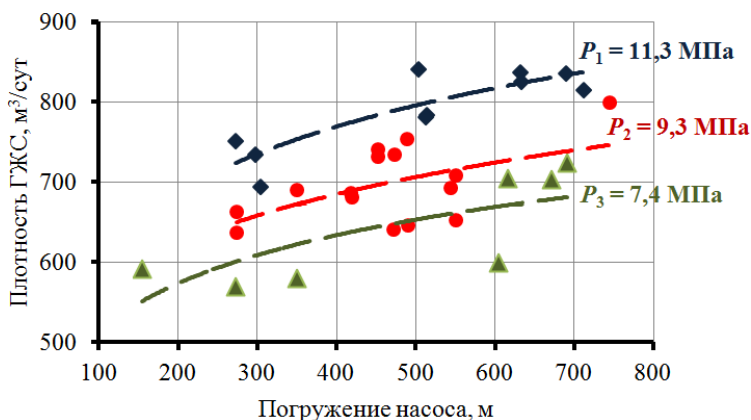


Рис. 3. Распределение плотностей ГЖС по стволу при различных значениях пластового давления

На графике видно, что кривая распределения плотности в скважине с низким пластовым давлением расположена ниже кривых, построенных по наблюдениям в скважинах с большими $P_{пл}$. Данный график демонстрирует чувствительность плотности ГЖС также и к величине пластового давления.

Для проверки справедливости полученных результатов было проведено сравнение рассчитанных и фактических значений плотности по корреляциям, построенным с учетом и без учета разделения наблюдений на группы. Использовались корреляционные зависимости, используемые для объекта Бш Озерного месторождения. В табл. 2 представлены уравнения для расчета плотности по методике «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

Таблица 2

Уравнения «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» для расчета плотности ГЖС

№ п/п	$H_{\text{погр}}$, м	Плотность, кг/м ³
1	1–400	$0,5664H + 120$
2	400–800	$0,553H + 126$
3	800–1100	$0,4767H + 186,6$
4	1100 и более	711

В НОЦ «ГиРНГМ» была получена корреляционная зависимость для расчета плотности смеси по объекту Бш без учета разделения на группы [4]:

$$\rho = 726 + 84 \cdot 837 \frac{1}{H_{\text{погр}}} + 289 \frac{1}{P_{\text{зат}}} - 216 \cdot 002 \frac{1}{H_{\text{погр}} \cdot P_{\text{зат}}}. \quad (2)$$

В табл. 3 представлены корреляционные зависимости, построенные при группировке данных по технологическим и физическим факторам работы скважин.

Таблица 3

Уравнения НОЦ «ГиРНГМ» для расчета плотности ГЖС с учетом разделения на группы

№ группы	$P_{\text{пл}}$, МПа	Сепаратор	$Q_{\text{ж}}$, м ³ /сут	Плотность, кг/м ³
1	14–19	Наличие	0–30	$\rho = 582 + 97 \cdot 370 \frac{1}{H_{\text{погр}}} + 316 \frac{1}{P_{\text{зат}}} - 17 \cdot 2901 \frac{1}{H_{\text{погр}} \cdot P_{\text{зат}}}$
2	15–20	Наличие	30–60	$\rho = 464 + 94 \cdot 494 \frac{1}{H_{\text{погр}}} + 567 \frac{1}{P_{\text{зат}}} - 37 \cdot 7969 \frac{1}{H_{\text{погр}} \cdot P_{\text{зат}}}$

Используя случайную выборку из наблюдений по объекту Бш, по известным значениям $H_{\text{погр}}$, $P_{\text{нас}}$ и $P_{\text{затр}}$ были получены фактическая плотность ГЖС по формуле гидростатики (3) и расчетные плотности по указанным корреляциям. Результаты приведены в табл. 4.

$$\rho_{\text{факт}} = \frac{P_{\text{нас}} - P_{\text{затр}}}{g \cdot H_{\text{погр}}}, \quad (3)$$

где $\rho_{\text{л-п}}$ – плотность по методике «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»; $\rho_{\text{Бш}}$ – плотность по методике НОЦ для всех наблюдений объекта Бш; $\rho_{\text{групп}}$ – плотность по методике НОЦ с учетом разделения наблюдений на группы; ε – относительная погрешность каждого метода по сравнению с фактом.

Таблица 4

Результаты расчета плотности ГЖС различными методами

Объект	№ скв.	$H_{\text{погр}}$, м	$P_{\text{загр}}$, МПа	$\rho_{\text{факт}}$, кг/м ³	$\rho_{\text{л-п}}$, кг/м ³	$\rho_{\text{бш}}$, кг/м ³	$\rho_{\text{групп}}$, кг/м ³	$\varepsilon_{\text{л-п}}$, %	$\varepsilon_{\text{б}}$, %	$\varepsilon_{\text{групп}}$, %
Бш	503	296	1,9	827	492	712	769	21	14	7
	503	272	1,6	794	444	724	777	30	9	2
	504	710	1,7	815	736	699	815	10	14	0
	504	709	1,7	825	736	701	814	11	15	1
	512	902	0,7	885	736	617	853	17	30	4
	522	492	0,9	719	655	562	742	9	22	-3
	526	564	1,3	782	683	659	802	13	16	-3
	526	566	1,3	792	676	677	810	15	14	-2
	527	543	1,8	800	675	702	823	16	12	-3
	527	489	1,5	854	654	677	809	23	21	5
527	418	2,1	882	627	731	866	29	17	2	

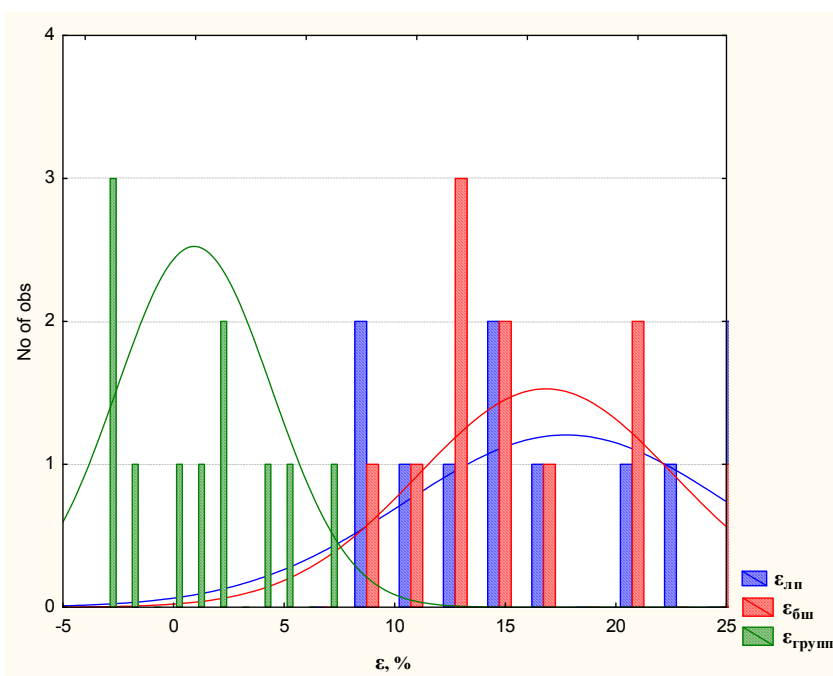


Рис. 4. Гистограмма относительных погрешностей в определении плотности различными методами

На гистограмме (рис. 4) синим цветом выделены величины относительной погрешности при расчете плотности по методике «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», красным – по методике НОЦ без разделения на группы, зеленым – с разделением на группы. Видно, что наименьшие погрешности в расчете плотности ($-3 \dots 7$ %) получены при использовании методики НОЦ с группировкой. Данные результаты значительно точнее тех, которые рассчитаны по другим методикам, погрешности которых лежат в пределах 9–30 %. График демонстрирует тот факт, что,

группируя данные по дебиту и пластовому давлению, можно добиться большей точности расчета плотности, а следовательно, и забойного давления.

Проведенные исследования показали, что интенсивность процесса разгазирования скважинного флюида в значительной степени зависит от условий, в которых функционирует скважина:

1. При увеличении дебита скважины меньшее количество свободного газа попадает в затрубное пространство, таким образом, наблюдается рост плотности газожидкостной смеси.

2. При большем пластовом давлении разгазирование скважинного флюида происходит менее интенсивно и плотность газожидкостной смеси растет.

3. При наличии газосепаратора на приеме насоса в затрубном пространстве остается большее количество свободного газа, что понижает общую плотность газожидкостной смеси.

Игнорирование описанных в статье факторов при построении корреляционной зависимости может привести к высоким погрешностям аппроксимации плотности ГЖС и ошибкам при расчете давления на забое скважины. Для получения наиболее достоверной модели при построении корреляции следует учитывать зависимость плотности не только от устьевых параметров ($H_{\text{погр}}$ и $P_{\text{затр}}$), но и от других факторов ($Q_{\text{ж}}$, $P_{\text{пл}}$, наличие газосепаратора).

Список литературы

1. Особенности разработки и эксплуатации нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами: сб. науч. тр. № 236 / под ред. И.Т. Мищенко. – М., 1992. – 153 с.

2. Грон В.Г., Мищенко И.Т. Определение забойного давления в добывающих скважинах, оборудованных установками погружного насоса: учеб. пособие. – М.: Изд-во Гос. акад. нефти и газа, 1993. – 128 с.

3. Хартман К., Лецкий Э., Шеффер В. Планирование эксперимента в исследовании технологических процессов. – М.: Мир, 1977. – 480 с.

4. Харченко М.А. Корреляционный анализ: учеб. пособие для вузов. – Воронеж: Изд-во Воронеж. гос. ун-та, 2008. – 31 с.

Получено 15.03.2016

Желанов Евгений Валентинович – студент, горно-нефтяной факультет, Пермский национальный исследовательский политехнический университет, e-mail: evgeny_zhelanov@mail.ru.

Лекомцев Александр Викторович – кандидат технических наук, доцент кафедры «Нефтегазовые технологии», Пермский национальный исследовательский политехнический университет, e-mail: alex.lekomtsev@mail.ru.