

*Д.Ф. ДОНСКОЙ*, канд. техн. наук, доц. НТУ «ХПИ»;

*М.М. КУТЯ*, ассистент, НТУ «ХПИ»;

*С.А. ОЛЕШКО*, ассистент, НТУ «ХПИ»

## **МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ДИНАМИКИ ДОБЫЧИ ГАЗА НА ЗАВЕРШАЮЩЕЙ СТАДИИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Разработана и реализована для практических целей математическая модель динамики объемов добычи газа для месторождений на завершающей стадии разработки, оценено влияние образования жидкостных пробок в лифтовых трубах скважины в полости шлейфа на режимы работы системы «скважина – шлейф – установка сбора»

**Ключевые слова:** модель отбора газа, динамика добычи, природный газ, месторождение, скважина, заключительная стадия разработки, жидкостные пробки.

**Введение.** Главным залогом энергетической независимости государства является стабилизация объемов добычи углеводородов с месторождений или, по крайней мере, уменьшение темпов его падения.

Особенностями эксплуатации месторождений на завершающей стадии разработки является падение дебитов скважин, их обводнение, неполная загрузка газосборной системы, наличие солевых, глинистых и других твердых отложений в оборудовании подземной и наземной части месторождения, физическая и моральная изношенность оборудования (например, наличие «старой» неравнопроходной запорной арматуры, процессов и продуктов эрозийного и коррозионного износа, «старого» сепарационного оборудования и т. д.).

**Анализ последних достижений показывает,** что стабилизация добычи газа является непростой задачей, предполагающей учёт следующих факторов:

- уменьшение рабочего давления на месторождениях, что увеличивает темп отбора газа;
- перевод эксплуатационных скважин в ниже лежащие или выше лежащие продуктивные горизонты;
- бурение новых эксплуатационных скважин и восстановление ликвидированных, что в итоге приводит к сгущению их сетки;
- бурение боковых стволов в низкодебитных скважинах и скважинах недействующего фонда [1].

Стабилизация объемов добычи природного газа прежде всего связана с поиском резервов рабочего давления скважин, вариации уменьшения величины которого позволят увеличить разницу между пластовым давлением и давлением на устье скважины, что вызовет дополнительный приток газа.

Любое из мероприятий по совершенствованию процесса подготовки и потребления газа, как то, ввод в эксплуатацию дожимных компрессорных станций, привлечение новых мощных потребителей газа, очистка газопроводов и шлейфов скважин, замена оборудования установок сбора и подготовки газа, направлено на снижение величины рабочего давления скважин. Процесс перераспределения масс жидкости и других типов загрязнений в звеньях системы «скважина - шлейф - установка сбора и подготовки газа - промышленный газопровод», а также изменения потерь давления при транспортировании газа отрицательно сказывается на величине рабочего давления скважин месторождения.

В представленном материале дана оценка влияния факторов на объемы добычи при разработке месторождений на завершающей стадии.

Для контроля процесса добычи газа используют оперативные данные о следующих параметрах:

- давлении в затрубном пространстве скважины;
- рабочем давлении скважины;
- статистическом давлении скважин (периодическое измерение);
- давлении на входе и выходе с установки сбора и подготовки газа;
- температуре рабочей среды на устье скважины, входе и выходе из установок;
- дебите скважин месторождения и общем объеме передачи газа из установки к промышленному газопроводу.

К контролируемым величинам работы месторождения относятся: компонентный состав газа, загрязнения, объем отделенной в сепараторах жидкости, температура точки росы по воде и углеводородам, которые являются вспомогательными для получения целостной картины работы месторождения.

Величины забойного давления, потери давления на подъем продукции скважины и ее транспортировку и подготовку, температуры гидратообразования и т.п. являются расчетными и позволяют оперативно принимать решения при осложнениях в процессе добычи и транспортировки природного газа.

Потери давления на подъем продукции скважины на дневную поверхность и ее транспортировку газопроводами системы сбора газа являются реакцией на гидросопротивление системы, основными составляющими которого есть местные сопротивления загрязненных в процессе эксплуатации трубопроводов.

Внедряя комплекс мероприятий, можно уменьшить объем загрязнений, а влияние местных сопротивлений нивелировать, тогда и общее гидросопротивление системы сократится. Следовательно, сократится величина потерь давления в системе и уменьшится величина рабочего давления на устье скважины.

Общепринятыми аспектами в добыче газа обычно являются следующие два:

- первый – достаточно снизить рабочее давление месторождения, чтобы

достичь увеличения добычи газа, или, по крайней мере, его стабилизации;

- второй – шлейф скважины спроектирован так, чтобы вся жидкость, которую принято к устью скважины, направилась к установке подготовки газа.

Практика эксплуатации месторождений на завершающей стадии разработки отвечает этим утверждениям не в полной мере. В некоторых случаях некорректно рассматривать систему добычи (скважину) и систему сбора (шлейф) отдельно. Необходимо учитывать места локализации загрязнений в звеньях системы в целом (рис. 1).

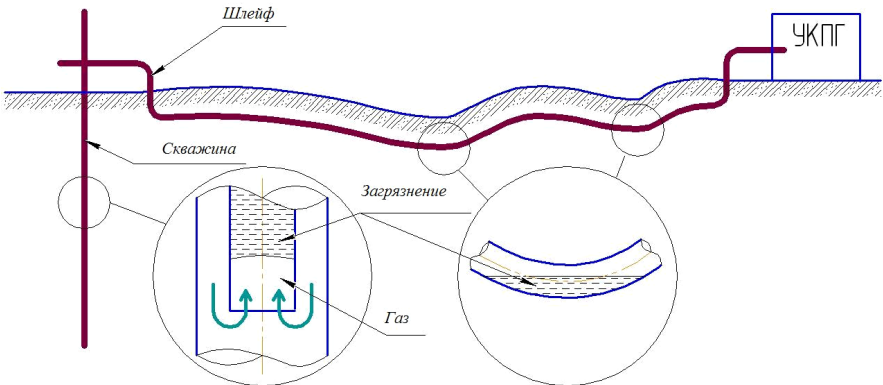


Рис. 1 – Локализация масс жидкости в системе добычи и сбора газа.

Жидкость локализуется не только в скважине, но, вследствие процессов перераспределения ее массы и как более плотная составляющая газожидкостной смеси, формирует накопление в нижней части шлейфа в благоприятных точках рельефа (*природных ловушках жидкости*) и при определенных скоростных условиях (*незагруженность шлейфа на завершающей стадии разработки месторождения*). Время образования загрязнений, условия, при которых они сформировались, и их объем являются определяющими факторами, влияющими на гидросопротивление системы наземного сбора и транспорта продукции.

**Постановка задачи.** На завершающей стадии разработки месторождений жидкость попадает и накапливается в полости труб в условиях низких дебитов за счет охлаждения газожидкостного потока во время его движения от горизонта до устья, перетоков вод водоносных горизонтов, притока воды из верхних водоносных горизонтов по тектоническим нарушениям и т. д. Во время разработки месторождения постоянно снижаются рабочие дебиты добывающих скважин, и за счет соответствующего падения скорости газа происходит накопление жидкости в *лифтовых трубах*, а газа – в затрубном пространстве. Этот процесс продлится до тех пор, пока давление газа в затрубном пространстве станет достаточным для вынесения жидкости из полости лифтовых труб на поверхность (в шлейф). То есть в течение определенного времени скважина работает с переменным дебитом и периодическим выно-

сом жидкости, подобным *залповому выбросу* [2]. Со временем объем жидкости, которая накапливается в лифтовых трубах, изменяется соответственно воздействию переменных во времени факторов:

- скорости газового потока;
- величины давления природного газа;
- качественного состава газожидкостного потока.

Жизненный цикл жидкостной пробки в пустоте вертикальной трубы представлен на рис. 2.

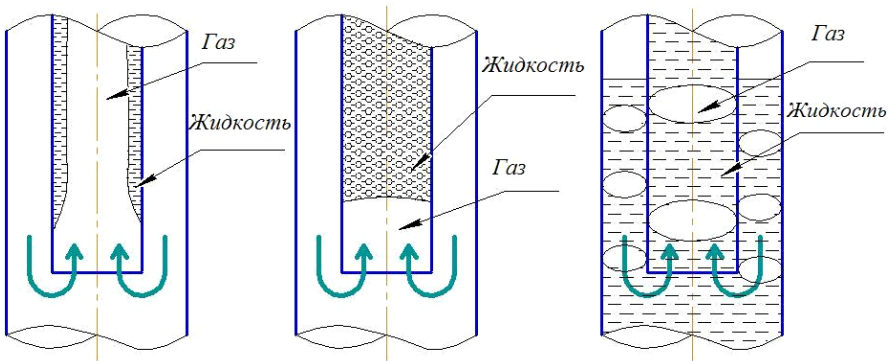


Рис. 2 – Формирование жидкости в пустоте вертикальной трубы.

Если в какой-то период объем накопленной жидкости достигнет критического значения, то скважина остановится. Очевидно, что для определенного момента времени при  $qr = const$  (соответственно  $\omega r = const$ ) в условиях неизменного качественного состава газожидкостной смеси объем жидкости в лифтовых трубах является функцией клина на изменение давления  $V_{уд}^{жидк} = f(P)$ . Оптимальной работе скважины должно соответствовать условие равенства давлений в затрубном пространстве и на устье скважины. Разница их значений соответствует высотам столбов жидкости и газа в лифтовых трубах и затрубном пространстве. Этот объем жидкости ориентировочно можно оценить по формуле

$$V_{уд}^{жидк} = 9,8135 \cdot 10^4 \cdot \frac{\pi d^2}{4} \cdot \frac{P_{тр} - P_{затр}}{\rho g}, \quad (1)$$

где  $d$  – внутренний диаметр лифтовых труб, м;  $P_{тр}$  – давление на устье скважины, кгс/см<sup>2</sup>,  $P_{затр}$  – давление в затрубном пространстве скважины, кгс/см<sup>2</sup>;  $\rho$  – максимальная плотность составляющих газожидкостного потока, кг/м<sup>3</sup>;  $g$  – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>.

Накопление жидкости в шлейфе, в отличие от лифтовых труб, носит иной характер, поскольку ее объем никогда не перекрывает полностью сечения трубопровода, а накапливается на его нижней образующей в зависимости

от рельефа местности, стремясь занять форму, соответствующую состоянию покоя. Это состояние покоя жидкости в колене трубопровода определяет центральный угол к зеркалу жидкости. Во время залпового выброса жидкости из скважины, этот объем перемещается в полость шлейфа, увеличивая центральный угол к зеркалу жидкости и, соответственно, объем жидкости в колене газопровода. Возрастание угла возможно лишь до определенной величины (критического значения), при достижении которой происходит залповый выброс жидкости из этого колена газопровода и перемещения ее к другому. Угол соответственно уменьшится до нормального значения, которое соответствует состоянию покоя жидкостного формирования в колене трубопровода (рис. 3).

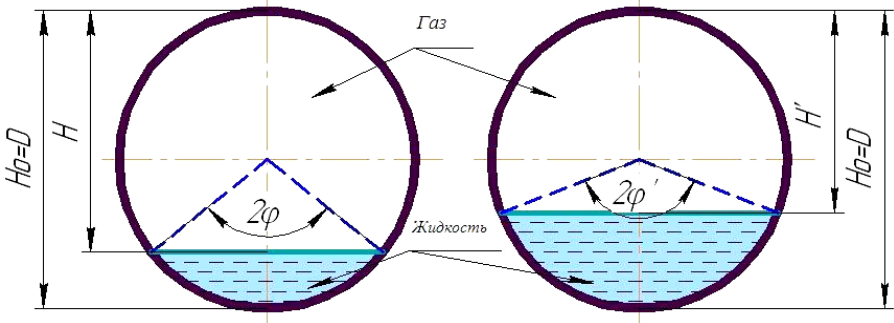


Рис. 3 – Геометрия и динамика жидкостной пробки в колене шлейфа.

**Математическая модель.** Критические значения центрального угла к зеркалу жидкости оценивают по функции критического угла, исходя из следующих двух факторов:

1. геометрии жидкостного образования (рис. 4);
2. условий, которые формируют режим работы шлейфа, при использовании формулы

$$\Phi_1(\varphi_{кр}) = \frac{2\beta \cdot 2\pi^2 \omega^2 \gamma_z / Dg}{\Delta\rho \cdot \cos \alpha} = \frac{4\pi^2 \beta \omega^2 P}{zRTDg \cos \alpha (\rho_p - P / zRT)}, \quad (2)$$

где  $\beta = 1,045 - 1,1$  – коэффициент Кориолиса (поправочный коэффициент на неравномерность распределения скоростей);  $\omega$  – линейная скорость газа, м/с;  $P$  – среднее давление газа в шлейфе, Па;  $z$  – коэффициент сжимаемости газа;  $R$  – универсальная газовая постоянная, Дж/кг·К;  $T$  – средняя температура газового потока на участке газопровода, К;  $D$  – внутренний диаметр шлейфа, м;  $g$  – ускорение свободного падения, м/с;  $\alpha$  – угол наклона участка газопровода к горизонтальной поверхности, рад;  $\rho_p$  – плотность жидкости, кг/м<sup>3</sup>.

Для реальных условий эксплуатации математическая модель зависимости функции критического центрального угла к зеркалу жидкости в колене шлейфа номинальным диаметром 100 мм, собирающего газ газоконденсатно-

го месторождения с давлением 10 кгс/см<sup>2</sup> будет соответствовать рис. 5.

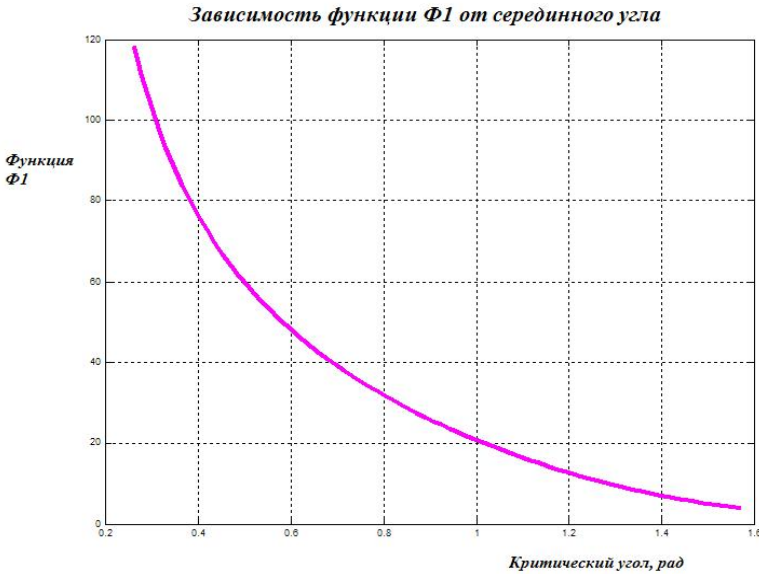


Рис. 4 – Зависимость функционального условия  $\Phi_1(\varphi_{кр})$ .

Поскольку в колене шлейфа площадь сегмента, занятого жидкостью составляет:

$$F = (D^2 / 4) \cdot (2\varphi_{кр} - \sin 2\varphi_{кр}), \quad (3)$$

то критический объем жидкости, препятствующей эффективной добыче, составляет:

$$V_{кр}^{жид} = (D^2 / 4) \cdot (2\varphi_{кр} - \sin 2\varphi_{кр}) \cdot s, \quad (4)$$

где  $s$  – длина зеркала жидкости, м.

Графически зависимость удельного критического объема загрязнений (отнесенного к единице длины зеркала жидкости) от изменения факторов отвечает рис. 6 из [3].

Итак, оперируя даже наименьшим набором диспетчерских данных (дебитом скважины, температурой потока и изменением давления) и опираясь на вышеизложенное в теоретическом подходе, возможно оценить две величины:

- объем жидкости, которая накапливается в лифтовых трубах скважины в процессе добычи газа  $V_{уд}^{жид}$ ;
- критический объем жидкости, которая формируется в полости шлейфа в процессе сбора газа  $V_{кр}^{шл}$ .

Сравнение этих величин дает возможность судить о значимости влияния на объемы добычи газа из скважины следующих факторов:

- накопленной жидкости в лифтовых трубах скважины ( $V_{уд}^{жид} > V_{кр}^{шл}$ );
- загрязнение пустоты шлейфа скважины ( $V_{уд}^{жид} < V_{кр}^{шл}$ );
- совокупное влияние перераспределения масс жидкости в скважине и ее шлейфе ( $V_{уд}^{жид} \approx V_{кр}^{шл}$ ).

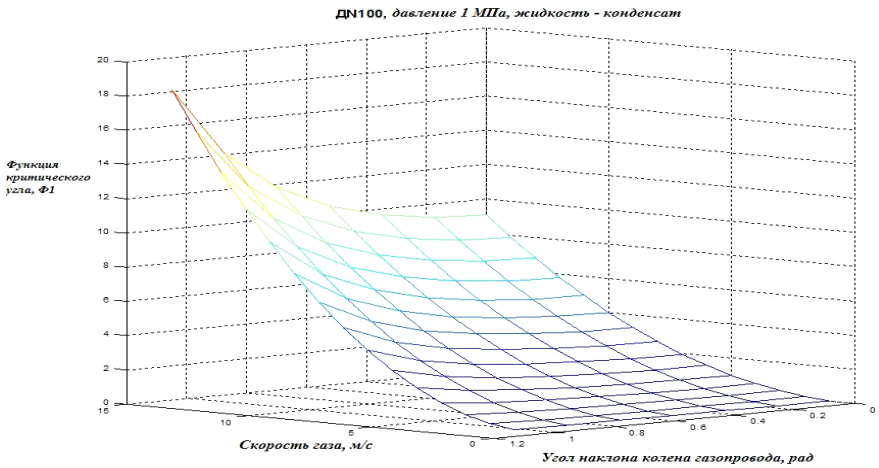


Рис. 5 – 3-D реализация математической модели для практических целей.

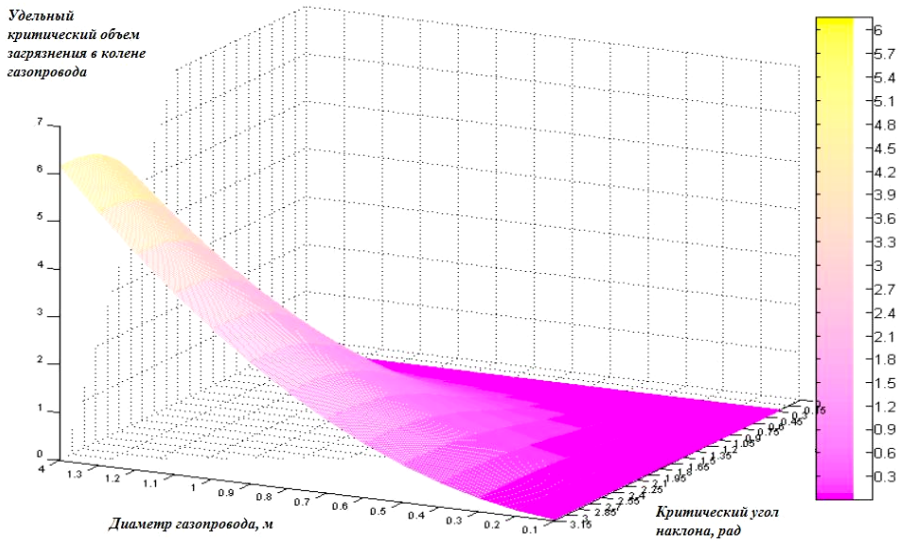
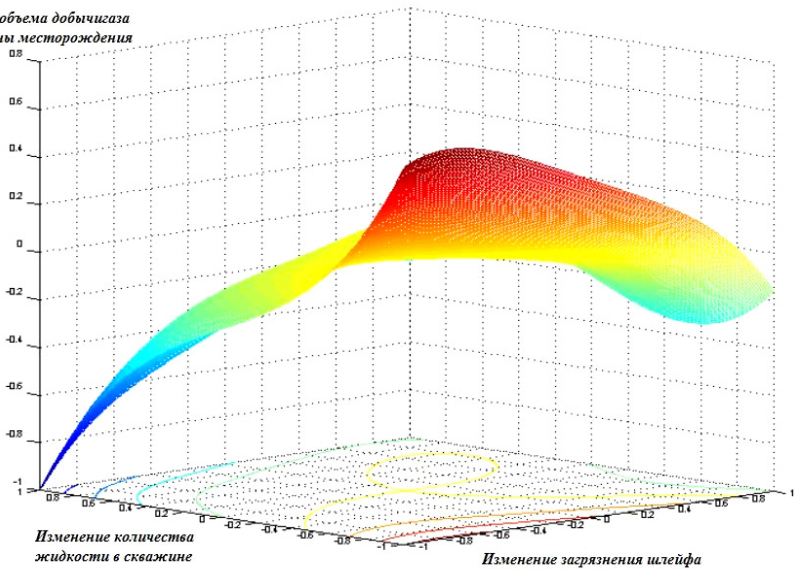


Рис. 6 – Зависимость удельного критического объема загрязнений от критического угла  $\varphi$  и диаметра газопровода.

Данный подход к оценке режимов работы системы добычи и сбора газа положен в основу разработки алгоритма и реализации математических моделей в программном обеспечении, что позволяет обрабатывать мощный массив данных, получаемый в результате проведения масштабных экспериментальных исследований, и получать для каждого конкретного месторождения 3-D реализацию модели динамики объемов добычи газа в зависимости от распределения жидких формирований в системе его добычи и сбора.

Динамика объема добычи газа из скважин месторождения



по осям  $x, y$  – «+» (плюс) относительное увеличение объема жидкости, – «-» (минус) относительное уменьшение жидкости от зафиксированного; по оси  $z$  – «+» относительное увеличения объемов добычи, – «-» относительное уменьшение объемов добычи.

Рис. 7 – Модель динамики объемов добычи газа для Бытков-Бабченского месторождения.

Модель представляет собой *уравнение регрессии*, связывающее функцию отклика с факторами, влияющими на изменение квазистационарного процесса сбора газа с месторождения. Анализируя значимость коэффициентов уравнения судят о существенности влияния режима работы газосборной или газодобывающей системы. Пример такой модели для одного из месторождений Западного добывающего региона страны – Бытков-Бабченского газоконденсатного месторождения представлены на рис. 7 (график приведен в условных единицах). Согласно уравнению регрессии:

$$\Delta q = -0,2105 \cdot \Delta V_{кр}^{жл4} - 0,421 \cdot \Delta V_{уд}^{жид3} + 0,3684 \Delta V_{кр}^{жл} \cdot \Delta V_{уд}^{жид} . \quad (7)$$

В арифметике относительное изменение величины можно записать в виде:



$$\Delta V = (V - V') / V = 1 - V' / V,$$

где  $V'$  – это величина, которая изменяется. Подставим

$$V_{\text{сврд}}^{\text{сврд}} = 9,8135 \cdot 10^4 \cdot \frac{\pi d^2}{4} \frac{|P_{\text{тр}} - P_{\text{затр}}|}{\rho g} \text{ и } V_{\text{кр}}^{\text{шл}} = \frac{D^2}{4} \cdot (2\varphi_{\text{кр}} - \sin 2\varphi_{\text{кр}}) \cdot s,$$

и, будем считать, что для определенного промежутка времени величины плотности жидкой составляющей газожидкостного потока, диаметра лифтовых труб, шлейфов скважин и длины зеркала жидкости являются постоянными. Тогда для данного месторождения изменение добычи во времени можно спрогнозировать по формуле:

$$\Delta q = 0,3684(1-b)(1-a) - 0,421(1-a)^3 - 0,2105(1-b)^4, \quad (8)$$

где  $a$  – коэффициент, который определяет степень загрязнения шлейфа скважины,  $a = (2 \cdot \varphi'_{\text{кр}} - \sin 2\varphi'_{\text{кр}}) / (2 \cdot \varphi_{\text{кр}} - \sin 2\varphi_{\text{кр}})$ ;

$b$  – коэффициент, который определяет степень загрязнения лифтовых труб скважины  $b = \frac{|P'_{\text{тр}} - P'_{\text{затр}}|}{|P_{\text{тр}} - P_{\text{затр}}|}$ .

**Выводы.** Получена математическая модель динамики объемов добычи газа в зависимости от распределения жидкой фазы в системе его сбора и добычи. С физической точки зрения полученное уравнение изменения добычи во времени для конкретного месторождения справедливо, поскольку при идеально чистом шлейфе накопление критической массы жидкости в полости лифтовых труб скважины обуславливает ее остановку.

На основе анализа результатов расчетов по представленной математической модели можно принимать техническое решение о целесообразности снижения рабочего давления месторождения, окупаемости капиталовложений в установку дожимных компрессорных станций или внедрении мер повышения углеводородоотдачи: уплотнение сетки скважин, бурение наклонных стволов или просто освобождение шлейфов и газопроводов от накопленной жидкости.

Полученные результаты показывают, что даже идеально работающая «необводненная» скважина теряет до 30% мощности на преодоление гидросопротивления шлейфа. При этом внедрение мероприятий по повышению эффективности работы как шлейфа, так и скважины позволит увеличить добычу газа до определенной величины, а применение этих мер в отдельности отразится лишь в поддержании текущего объема добычи, то есть динамика будет нулевой.

**Список литературы:** 1. Галко Т.М., Аксьонов В.В. Особливості проектування розробки газоконденсатних родовищ на завершальній стадії промислової експлуатації // Нафтова і газова промисловість. – Київ: НАК «Нафтогаз України» – №2, 2009. – С. 26 – 28. 2. Бойко В.С., Кондрат П.М., Яремійчук Р.С. Довідник з нафтогазової справи. – К.: Львів, – 1996. – 620с. 3. Братах М.І., Топоров В.Г., Рuzіна І.М., Соболева А.В. Математична модель залпового викиду рідини з порожнини газопроводу // XVIII (ежегодная) международная научно-техническая конференция «Экологическая и техногенная безопасность, охрана водного и воздушного бассейнов, утилизация отходов», 07 – 11 июня 2010 г., Бердянск, сб. научн. трудов, – С. 444 – 452. 4. Братах М.І., Топоров В.Г.,

Рузіна І.М., Хай В.В., Хоменко Г.О. Комп'ютеризація процесу контролю гідратування та квазістационарних режимів роботи газопроводів системи видобутку і збору газу // «Питання розвитку газової промисловості» / Зб. наук. пр., вип. XXXVIII. – Харків: УкрНДІгаз, – 2010р., – С. 201 – 207.

**Bibliography (transliterated):** 1. Galko, T. M., and V.V. Aks'onov. "Osoblivosti proektuvannja rozrobki gazokondensatnih rodovishh na zavershal'nij stadii promislovoi ekspluatacij." *Naftova i gazova promislovist'*. Kіiv: NAK «Naftogaz Ukraїni». No. 2. 2009. 26–28. Print. 2. Bojko, V. S., R. M. Kondrat and R. S. Jaremijchuk. *Dovidnik z naftogazovoi spravi*. Kyiv.: L'viv, 1996. Print. 3. Bratah, M. I., et al. "Matematiczna model' zalpovogo vikidu ridini z porozhnini gazoprovodu." *XVIII (ezhegodnaja) mezhdunarodnaja nauchno-tehnicheskaja. konf. "Jekologicheskaja i tehnogennaja bezopasnost', ohrana vodnogo i vozdushnogo bassejnov, utilizacija othodov"*. *Sb. nauchn. trudov*. Berdyansk, 2010. 444–452. Print. 4. Bratah, M. I., et al. "Komp'juterizacija procesu kontrolju gidratoutvorennja ta kvazistacionarnih rezhimiv roboti gazoprovodiv sistemi vidobutku i zboru gazu." *Zb. nauk. pr.: Pitannya rozvitku gazovoi promislovosti*. No. XXXVIII. Kharkiv: UkrNDIGaz, 2010. 201–207. Print.

*Поступила (received) 03.05.2014*

УДК 621.43.068.4

**А.Н. КОНДРАТЕНКО**, канд. техн. наук, вед. инж., ИПМаш НАНУ,  
Харьков

## **МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ ФИЛЬТРА ТВЕРДЫХ ЧАСТИЦ ДИЗЕЛЯ. ЧАСТЬ 1: НАСТРОЕЧНЫЙ КОЭФФИЦИЕНТ**

Приведена и описана математическая модель гидравлического сопротивления фильтра твёрдых частиц (ФТЧ) в реальных условиях эксплуатации. Модель построена на основе расходной характеристики одного модуля ФТЧ, экспериментально полученной при постоянной температуре текучей среды, и данных стендовых испытаний автотракторного дизеля 2410,5/12, оснащенного полноразмерным ФТЧ. Модель позволяет учесть ряд факторов, характеризующих условия эксплуатации ФТЧ в составе выпускной системы этого дизеля. Учет этих факторов производится путем введения соответствующих коэффициентов. В данной части работы описан физический смысл и оценены значения настроечного коэффициента модели, позволяющего связать результаты исследований на безмоторной установке и моторном стенде и учесть тип конструктивного исполнения модуля фильтрующего элемента.

**Ключевые слова:** дизель, фильтр твердых частиц, гидравлическое сопротивление, математическая модель.

**Введение.** Как известно, с 1 января 2011 года на территории Украины введены в действие нормы токсичности стандартов Правил ЕЭК ООН №№ 49 и 96 уровня EURO III, пришедшие на смену предыдущему уровню этих стандартов, действовавших с 2005 года. На территории Российской Федерации на данный момент действуют нормы уровня EURO IV, на территории Европейского Союза – уровня EURO V [1 – 4]. Для достижения автотранспортными средствами (АТС), оснащенными дизельными ДВС, уровня эколо-

© А. Н. Кондратенко, 2014