

бів нахилу. Рекомендовано застосовувати вагони з активною зміною кута нахилу з обмеженням від 4° .

Список літератури: 1. *Deischl W.* Linienverbesserungen oder gesteuerte Achsen. Verkehrstechnische Woche, Volume 31, No. 9, sp. 97 – 108, Berlin 1937. 2. *Van Dorn W., Beemer P.* Suspension for vehicles. US Patent 2.225.242, 1938. 3. *Persson R.* Tilting trains – Enhanced benefits and strategies for less motion sickness. Doctoral thesis. ISBN 978-91-7415-948-6, KTH Engineering Sciences, Stockholm 2011. – 50p. 4. *Persson R., Goodall R., Sasaki K.* Carbody Tilting – Technologies and Benefits. *Vehicle System Dynamics*, Volume 47, No. 8, sp. 949 – 981, London 2009. 5. *Любарський Б.Г.* Теоретичні основи для вибору і оцінки перспективних систем електромеханічного перетворення енергії електрорухомого складу: автореф. дис. д-ра техн. наук : 05.22.09 / Любарський Б.Г.; Нац. техн. ун-т «ХПІ». – Харків, 2014. – 36 с. 6. *Черв'яков С.Ю., Любарський Б.Г., Єриця Б.Х. та ін.* Режим руху електрорухомого складу з електромеханічним перетворювачем змінного струму на ділянці шляху для якого задано профіль та графік руху. // Вісник Національного технічного університету «ХПІ». – 2014. – № 22 (1065). – С. 56 – 60 7. *Червяков С.Ю., Любарский Б.Г., Омеляненко В.И.* Определение эффективности тягового привода электропоездов. // Вісник Національного технічного університету «ХПІ». – 2013. – № 32 – С. 67 – 75 8. *Любарский Б.Г.* Выбор типа тягового электромеханического преобразователя энергии для пригородного электропоезда. // Вісник Національного технічного університету «ХПІ» – Х.: НТУ «ХПІ». – 2014. – № 36 (1009) – С. 195 – 197.

Bibliography (transliterated): 1. Deischl, W. "Linienverbesserungen oder gesteuerte Achsen. Verkehrstechnische Woche." Vol. 31. No. 9. Berlin. 1937. 97–108. Print. 2. Van Dorn, W., and P. Beemer. Suspension for vehicles. Patent US № 2.225.242. 1938. 3. Persson, R. *Tilting trains – Enhanced benefits and strategies for less motion sickness. Doctoral thesis.* ISBN 978-91-7415-948-6. Stockholm: KTH Engineering Sciences, 2011. Print. 4. Persson, R., R. Goodall and K. Sasaki. "Carbody Tilting – Technologies and Benefits." *Vehicle System Dynamics*. Vol. 47. No. 8. London. 2009. 949–981. Print. 5. Lubars'kij, B. G. *Teoretychni osnovy dlja vyboru i ocinky perspektyvnyh system elektromehaničnogo peretvorennja energii elektroruhomogo skladu. Avtoref. dys. ... d-ra tehn. nauk.* Kharkiv. 2014. Print. 6. Cherv'jakov, S. Ju. et ai. "Rezhymy ruhu elektroruhomogo skladu z elektromehaničnym peretvorjuvachem zminnogo strumu na diljanci shljahu dlja jakogo zadano profil' ta grafik ruhy." *Visnyk NTU «KhPI»*. No. 22 (1065). Kharkiv. 2014. 56–60. Print. 7. Cherv'jakov, S. Ju., B. G. Lubarskij and V. I. Omel'janenko. "Opredelenie jeffektivnosti tjagovogo privoda jelektropoezdov." *Visnyk NTU «KhPI»*. No. 32. Kharkiv. 2013. 67–75. Print. 8. Lubarskij, B. G. "Vybor tipa tjagovogo jelektromehaničeskogo preobrazovatelja jenerгии dlja prigorodnogo jelektropoezda." *Visnyk NTU «KhPI»*. No. 36 (1009). Kharkiv. 2014. 195–197. Print.

Надійшла (received) 06.10.2014

УДК 532.5:621.65.0

Н.Г. ШЕВЧЕНКО, канд. техн. наук, доц., НТУ «ХПІ»;
О.Л. ШУДРИК, аспірант, НТУ «ХПІ»

ПРОГРАМНИЙ МОДУЛЬ ПРОГНОЗУВАННЯ ГІДРОДИНАМІЧНИХ ХАРАКТЕРИСТИК ГАЗОРІДИННОЇ СУМІШІ СВЕРДЛОВИНИ ПРИ МЕХАНІЗОВАНОМУ ВИДОБУТКУ НАФТИ

© Н. Г. Шевченко, О. Л. Шудрик, 2014

Розподіл тиску по свердловині розраховується за допомогою ітеративного алгоритму з використанням кореляцій *PVT* характеристик 2-х фазного потоку (нафта та газ) при зміні температури, відносної густини попутного нафтового газу, коефіцієнтів стисливості й газонасичення, властивості нафти по стовбурі свердловини. Розрахунки проведено за допомогою програмної продукції DELPHI, результати розрахунків представлені автономним додатком, що буде використовуватися надалі для проектування, моделювання і оптимізації роботи заглибної насосної установки при механізованому видобутку нафти. У роботі наведено графічний інтерфейс програмного модуля вибору глибини підвісу насоса в свердловині та визначення параметрів нафтової продукції на його прийомі.

Ключові слова: стовбур свердловини, насосна установка, термодинамічні умови, газорідина суміш, тиск насичення, густина, розчинений газ, вилучений газ, розподіл тиску, кореляційні співвідношення, програмний модуль.

Вступ. Для підвищення ефективності проектних робіт з вибору оптимального режиму роботи насосного обладнання у свердловинах з обліком реальних фізичних властивостей продукції, необхідно створити комплекс програм, що дозволяє проводити багаточисельні розрахунки. До основних завдань спільної роботи насоса та свердловини відносять:

- визначення розподілу тиску й фізичних характеристик газорідинної суміші (ГРС) при різних термодинамічних умовах по свердловині;
- визначення оптимальної глибини установки насоса у свердловині, тиску, складу суміші, її фізичних властивостей на вході насоса, необхідної величини напору для підйому продукції по насосно-компресорним трубам (НКТ);
- добір і коригування характеристик насосів із врахуванням реальних фізичних властивостей продукції, що перекачується, для забезпечення заданого діапазону дебіту свердловини;
- визначення режиму роботи насоса для заданих умов експлуатації.

Аналіз останніх досліджень. Проведено огляд і аналіз ряду науково-дослідних робіт розрахунків тиску уздовж свердловини, математичному моделюванню фізичних властивостей ГРС у підйомниках [1 – 3]. Використовуючи кореляційні залежності й чисельну реалізацію на ЕОМ, можна з достатньою точністю визначити тиск і фізичні характеристики ГРС на рівні прийому насосу, побудувати характеристику свердловини для різних значень дебіту.

Розглянуто програмні комплекси нафтовидобувної галузі, такі як «Авотехнолог» (Російський Державний Університет нафти й газу ім. І.М. Губкіна, Москва), ЗАТ «Новомет» (Росія, Пермь), «WellFlo» компанії Weatherford [4].

Враховуючи викладене вище, актуальним є моделювання потоку газорідинної суміші в свердловині за допомогою кореляційних співвідношень [1 – 4] та створення вітчизняних програмних модулів, що будуть використовуватися надалі при моделюванні робочих процесів у заглибних насосів та оптимізації режиму роботи у системі насос-свердловина. На рис. 1 наведено схему установки заглибного електровідцентрового насоса у нафтогазовій свердловині.

Постановка задачі. Пропонується за допомогою інтегрованого середовища розробки ПО DELPHI створити автономні додатки з графічним інтерфей-

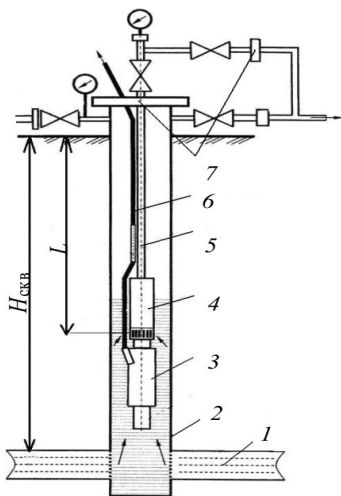


Рис. 1 – Схема установки заглубного электровідцентрового насоса у свердловині: 1 – пласт; 2 – свердловина; 3 – електродвигун; 4 – насос; 5 – насосно-компресорні труби (НКТ); 6 – кабель; 7 – обладнання устя.

даної величині гирлового або пластового тиску по розрахунковому температурно-градієнту потоку.

Властивості попутного нафтового газу. Заданими величинами є відносна густина суміші вуглеводневої частини газу при стандартних умовах. По формулі П.Д. Ляпкина визначають значення наведених тиску P_i' , температури T_i' та коефіцієнта стисливості нафтового газу Z_i . За отриманим значенням коефіцієнта стисливості визначають густину $\rho_{G,i}$ і обсяг нафтового газу $V_{G,i}$ на різних етапах розгазування.

Фізичні властивості нафти у свердловині. Розрахунки параметрів нафти ведеться у два етапи.

Для умов $P_i \leq P_s$ – поточний тиск у свердловині P_i менше тиску насичення P_s , і газ виділяється з рідкої суміші. Розрахункові значення температури відповідають T_i . Визначаються величини:

- рівноважне значення тиску насичення при заданих значеннях P_i, T_i ;
- обсяг газу, що виділився з нафти – $V_{G1}(P_i, T_i)$, обсяг розчиненого газу (залишкова газонасиченість нафти) – $V_{G2}(P_i, T_i)$;
- густина газу, що виділився з нафти – ρ_{G1} , та газу, що залишився в нафті – ρ_{G2} ;

сом для визначення фізичних характеристик газорідної суміші при відповідних термодинамічних умовах, а також розподілу тиску по свердловині від вибою до гирла й у НКТ та вибору оптимальної глибини установки насоса за фактичними даними роботи свердловини.

Прогнозування характеристик флюїдів свердловини при відповідних термодинамічних умовах. Кількість газу, що виділяється з рідини в процесі її руху по стовбурі свердловини, є величиною змінною й залежить від термодинамічних умов і характеристики газорідної суміші. Отже, щільність суміші також змінюється, що підтверджується кривими розподілу тиску, отриманими дослідниками в різних нафтових регіонах.

Програмний модуль «PVT» містить кореляції співвідношення тиску, обсягу й температури для розрахунків характеристик флюїду [4, 5].

Температура по стовбурі свердловини змінюється за лінійним законом при за-

- об'ємний коефіцієнт нафти b_0 , густина ρ_0 і в'язкість μ_0 газонасиченої нафти при поточних значеннях (P_i, T_i).

Для умов, коли газ повністю розчинений у нафті, тобто $P_s \leq P_i \leq P_r$, визначають об'ємний коефіцієнт пластової нафти, щільність і в'язкість.

Фізичні властивості пластових вод і водо-нафтової емульсії при різних термодинамічних умовах – $\rho_{ow,i}, \mu_{ow,i}$. У роботі прийнято, об'ємна обводненість продукції свердловини $B = 0$.

Математична модель течії ГРС у свердловині. На величину питомого обсягу поточної ГРС суттєво впливають зміна температури й тиску від вибою до гирла свердловини; крім втрат на тертя об стінки вертикальної колони труб при русі ГРС відбуваються втрати за рахунок ковзання фаз відносно один одного; рідина й газ утворюють різні структури потоку (*бульбашкова, пробкова, дисперсний туманний потік*.)

Розглянемо дві моделі течії газорідинної суміші у НКТ та свердловині.

Модель гомогенної течії [1]. У даній моделі ГРС розглядається у вигляді однорідної гомогенної системи, а процес її руху описується основними законами гідродинаміки однофазних середовищ. При цьому передбачається, що рідка й газова фази рухаються з однаковими швидкостями, рівними наведеної швидкості руху суміші, тобто $v_{iG} = v_l = v_G$, що відповідає бульбашковій структурі потоку.

Модель стаціонарного гомогенного плинину описується двома рівняннями:

- рівнянням збереження маси (*рівнянням нерозривності*)

$$G_M = \rho_{LG} \cdot v_{LG} \cdot f = const,$$

де G_M – масова витрата суміші; ρ_{LG} – щільність суміші при відповідних термобаричних умовах (P_i та T_i), v_{LG} – швидкість руху газорідинної суміші; f – площа перерізу труби.

- *рівнянням руху*

$$-\frac{dP}{dH} = \rho_{LG} \cdot g + \lambda_{LG} \cdot \frac{v_{LG}^2 \cdot \rho_{LG}}{2d} + \frac{G_M}{f} \cdot \frac{dv_{LG}}{dH},$$

де λ_{LG} – коефіцієнт гідравлічного опору суміші; d – діаметр труби, м; H – координата перерізу.

Цю модель течії приймаємо у НКТ, де газовий фактор значно менш ніж у стовбурі свердловини.

Модель роздільної течії фаз. Ця модель є більш складною, але вона більш реально відображає процес руху ГРС у стовбурі свердловини. Процеси перенесення в часі – маси, кількості руху (імпульсу сили) і енергії – розглядаються окремо для кожної фази, а взаємодія між фазами враховується умовами протікання цих процесів на границі розділу фаз і на стінках каналу. Усі методи розрахунків ГРС у підйомниках засновані на результатах лабораторних або промислових досліджень руху у вертикальних трубах. Класичні методи, що найбільш часто використовуються в практиці експлуатації свердловин

вин, є наступними:

- метод А.П.Крилова (структура потоку пробкова);
- метод Пирвердяна (для обводнених газліфтних свердловин);
- метод Поетмана й Карпендера (рекомендується для розрахунків загальних втрат тиску незалежно від структури потоку; рекомендований діапазон значень дебіту $Q = 3 \dots 300 \text{ м}^3 / \text{доба}$; газового фактору $G_0 = 18 \dots 180 \text{ м}^3 / \text{м}^3$).

- метод А.Р. Hasana, С.С. Kabirb [3] – застосовується у програмному комплексі «WellFlo» [3].

У роботі розглянуто найбільш універсальний метод Ф. Поетмана, П. Карпендера [1]. Основною перевагою цього методу є те, що він розроблений на основі складних досліджень особливостей підйому ГРС у реальних нафтових свердловинах.

Основним диференціальним рівнянням методу є

$$\frac{dP}{dH} = \frac{2 \cdot f_0 \cdot v_{LG}^2 \cdot \rho_{LG}}{d},$$

де ρ_{LG} – густина газорідинної суміші без обліку відносної швидкості руху фаз; v_{LG} – швидкість суміші; d – діаметр труби; f_0 – кореляційний коефіцієнт, який ураховує чинності тертя й ковзання фаз і залежить від числа Рейнольдса.

Розрахунки градієнтів тиску проводять у два етапи:

- при $P_i < P_s$, тобто при наявності в складі продукції вільного газу;
- при $P_i \geq P_s$, коли весь газ розчинений у рідкій фазі.

Для ділянки стовбура свердловини, де $P_i < P_s$, визначають параметри газорідинного потоку при відповідних термодинамічних умовах (P_i, T_i):

$$Q_{L,i} = Q_{L0} \cdot (1-B) \cdot b_{O,i} + Q_{L0} \cdot B, \quad V_{G,i} = V_{G2,i} \cdot Q_{L0} \cdot (1-B) \cdot Z_i \cdot P_0 \cdot T_i / (P_i \cdot T_0).$$

Далі розраховують наведені швидкості рідкої фази, вільного газу й газорідинної суміші в загальному потоці продукції свердловини:

$$v'_L = \frac{4 \cdot Q_{L,i}}{\pi \cdot d^2}, \quad v'_G = \frac{4 \cdot V_{G,i}}{\pi \cdot d^2}, \quad v_{LG} = v'_L + v'_G.$$

Потім визначають критерій структури газорідинного потоку – число Рейнольдса:

$$Re_{LG} = 0,99 \cdot 10^{-5} \cdot Q_{O0} \cdot (1-B) \cdot M_{LG} / d,$$

де M_{LG} – маса нафти, газу, води, віднесена до одиниці об'єму дегазованої нафти (питома маса газорідинної суміші),

$$M_{LG} = \rho_{O0} + \rho_{G0} \cdot G_0 + \rho_{W0} \cdot B / (1-B).$$

Питомий обсяг газорідинної суміші (тобто обсяг нафти, газу й води при заданих термодинамічних умовах, віднесений до 1 м^3 дегазованої нафти), становить

$$V_{LG} = b_{O,i} + \frac{V_{G2,i} \cdot P_0 \cdot Z \cdot T_i}{P_i \cdot T_0} + \frac{B}{1-B}$$

Кореляційний коефіцієнт опору f_0 надано у вигляді напівемпіричної залежності [5]:

$$f_0 = 10^{[19,66(1+\lg \text{Re})^{-0,25} - 17,13]}$$

Густина газорідинної суміші без обліку відносної швидкості руху фаз, при відповідних термодинамічних умовах (P_i, T_i) визначається так:

$$\rho_{LG,i} = M_{LG,i} / V_{LG,i}$$

Для розрахунків градієнта тиску на ділянці однофазного плинину рідини, тобто де $P_i \geq P_s$, визначають значення наведеної швидкості руху рідини в колоні труб:

$$v'_L = 4 \cdot Q_{L0} \cdot b_O / (\pi \cdot d^2)$$

Параметр Рейнольдса Re_L однофазного потоку й коефіцієнт гідравлічних опорів потоку λ , визначають за формулами:

$$\text{Re}_L = \frac{v'_L \cdot \rho_O \cdot d}{\mu_O}, \quad \lambda = 0.067 \cdot \left(\frac{158}{\text{Re}_L} + \frac{2 \cdot \varepsilon}{d} \right),$$

де ε – абсолютна шорсткість труб. Для НКТ, що не мають відкладень органічних речовин і солей на своїй поверхні, приймають значення $\varepsilon = 1,4 \cdot 10^{-5}$ м.

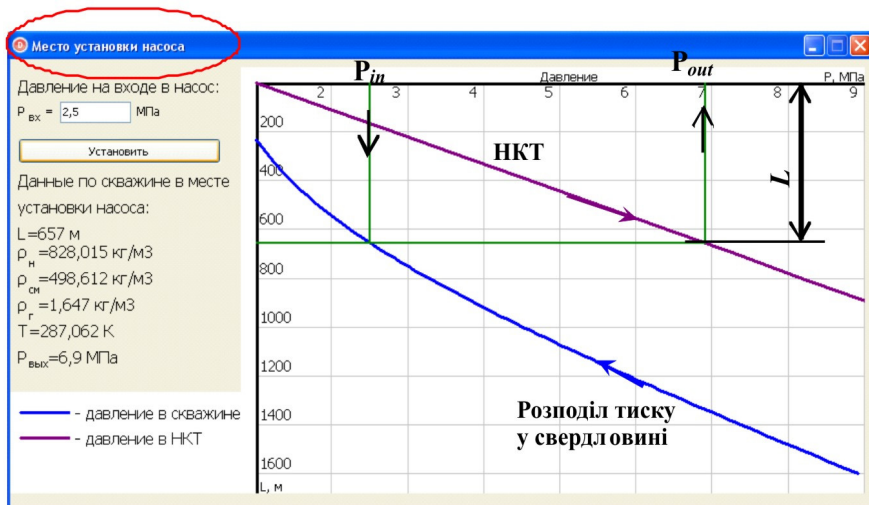


Рис. 2 – Графічний інтерфейс програмного модуля «PVT».

Далі визначають градієнт тиску для всього ділянки стовбура, де $P_i \geq P_s$, МПа/м:

$$\frac{dP}{dH} = \rho_{OW} \cdot g \cdot 10^{-6} \cdot \cos \alpha + \lambda \cdot \frac{(\dot{v}'_L)^2 \cdot \rho_{OW} \cdot 10^{-6}}{2d}$$

Для розрахунків течії в кільцевому просторі, замість діаметра труби d підставляється величина еквівалентного діаметра.

За результатами виконаних розрахунків отримуємо величину, зворотну градієнту тиску, і для визначення глибини, відповідної до обчисленого градієнту тиску, проводиться чисельне інтегрування залежності $dh/dp = f(P)$.

Підсумком розрахунків є значення глибини стовбура свердловини для обраних інтервалів зміни тиску:

$$H_i = \Delta P \cdot \left[\frac{(dH/dP)_1 + (dH/dP)_i}{2} + \sum_{i=2}^{i-1} (dH/dP)_i \right],$$

де ΔP – крок зміни тиску при проведенні розрахунків.

Після виконання розрахунків за отриманим даними будують лінію зміни тиску по стовбуру свердловини.

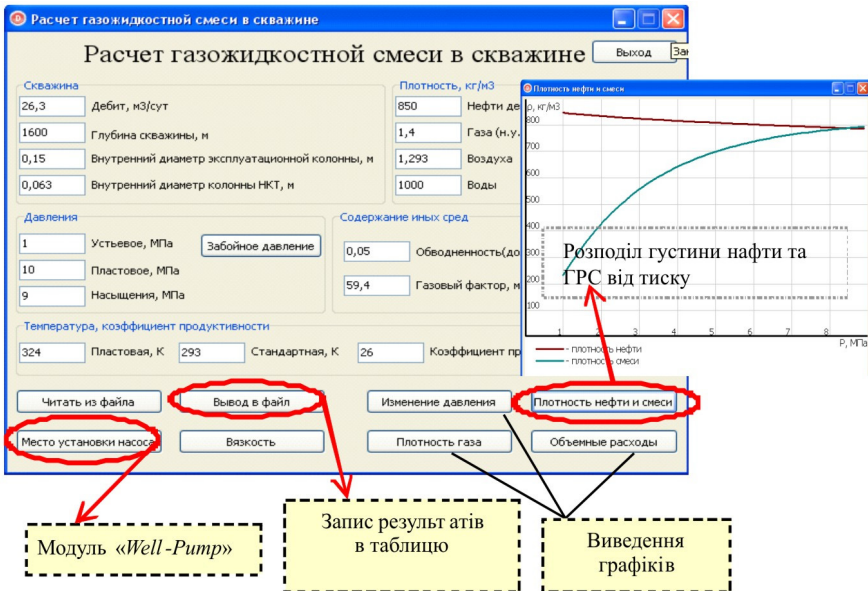


Рис. 3 – Графічний інтерфейс модуля «Well-Pump». До вибору глибини.

Результат роботи програми. На рис. 2 для візуального розгляду фізичних властивостей газорідної суміші у свердловині наведено графічний інтерфейс програмного модуля «PVT». На рис. 3 показано графічний інтерфейс модуля «Well-Pump». У цьому модулі використовують дані модуля «PVT». Наведений результат є прогнозуванням розподілу тиску в НКТ та по стовбуру свердловини, глибини установки насоса, значень параметрів нафтової продукції на вході в насос. Вхідні дані можна ввести вручну або імпортувати

із зовнішнього текстового файлу. Результати розрахунків представлені у вигляді графіків, а також є можливість вивести в файл для подальшого їх аналізу. Під час розрахунків фізичних властивостей флюїду, тиску, глибини установки насоса можна змінювати параметри: густину, температуру та тиск на вибої або гирлі, газовий фактор, тиск насичення нафти та інші умови експлуатації.

Глибина спуску насоса L залежить від тиску на прийомі насоса P_{in} .

При значному вмісті вільного газу в продукції свердловини тиск на вході насоса приймають $P_{in} = 2,5$ МПа (тобто 30% від тиску насичення P_s) [6].

Перспективи подальших досліджень. Результати розрахунків представлені автономними додатками, що будуть використовуватися надалі для моделювання та оптимізації роботи заглибного електровідцентрового насоса при видобутку нафти.

Висновки. Таким чином, у даній роботі реалізовано програмні модулі моделювання та прогнозування падіння тиску у нафтовій свердловині, визначення рекомендованої глибини заглиблення насоса, властивостей рідини, що надходить у насос. Розробка цього напрямку у роботі має велике значення для вітчизняного розвитку нафтогазової промисловості при механізованому видобутку нафти. Слід відзначити, що для більш повного урахування реальних умов роботи насосу в нафтогазовій свердловині при моделюванні та оптимізації робочих режимів насосного устаткування, необхідні подальші експериментальні та теоретичні дослідження.

Список літератури: 1. *Силаш А.П.* Добыча и транспортировка нефти и газа. Часть 1. Пер. с англ. – М.: Недра. – 1980. – 375с. 2. *A.R. Hasana, C.S. Kabirb, M. Sayarpourc.* Simplified two-phase flow modeling in wellbores // Journal of Petroleum Science and Engineering. – Volume 72, Issues 1 – 2, May 2010, Pages 42 – 49. 3. *Бикбулатов С.М., Пашали А.А.* Анализ и выбор методов расчета градиента давления в стволе скважины // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2005. № 2. URL: http://ogbus.ru/authors/Bikbulatov/Bikbulatov_1.pdf. 4. Программное обеспечение для нефтедобывающей отрасли WellFlo. URL http://www.weatherford.ru/assets/files/pdf/6341_WellFlo-Software-A3_RU.pdf. 5. Справочник руководства по проектированию, разработке и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти. / Под общ. ред. Ш.К. Гиматудинова – М.: Недра. – 1983. 6. *Персиянцев М.Н.* Добыча нефти в осложненных условиях. – М.: ООО «НедраБизнесцентр». – 2000.

Bibliography (transliterated): 1. Silash, A. P. *Dобыча i trasportirovka nefiti i gaza. Chast' 1. Per. s angl.* Moscow: Nedra, 1980. Print. 2. Hasana, A. R., C. S. Kabirb and M. Sayarpourc. "Simplified two-phase flow modeling in wellbores." *Journal of Petroleum Science and Engineering*. Vol. 72, Issues 1–2, May 2010. 42–49. Print. 3. Bikbulatov, S. M., and A. A. Pashali. "Analiz i vybor metodov rascheta gradienta davleniya v stvole skvazhiny." *Elektronnyy nauchnyy zhurnal: Neftegazovoe delo*. No. 2. 2005. Web. 20 August 2014 <http://ogbus.ru/authors/Bikbulatov/Bikbulatov_1.pdf>. 4. "Programmnoe obeshchenie dlja nefte dobyvajushhej otrasli WellFlo." Weatherford, 2009. Web. 20 August 2014 <http://www.weatherford.ru/assets/files/pdf/6341_WellFlo-Software-A3_RU.pdf>. 5. Gimatudinov, Sh. K. *Spravochnik rukovodstva po proektirovaniju, razrabotke i jekspluatácii nefjnyh mestorozh-denij. Dobycha nefiti.* Moscow: Nedra. 1983. Print. 6. Persijancev, M. N. *Dобыча nefiti v oslozhnennyh uslovijah.* Moscow: ООО «НедраБизнес-Центр». 2000. Print.

Надійшла (received) 06.10.2014