

УДК 622.276

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ УСТАНОВКИ
ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА ПО РЕЗУЛЬТАТАМ
ЗАМЕРА ДАВЛЕНИЯ ТЕРМОМАНОМЕТРИЧЕСКОЙ
СИСТЕМОЙ НА ПРИЕМЕ НАСОСА**

**DETERMINATION OF ELECTRICAL CENTRIFUGAL PUMP
UNIT CAPABILITY BASED ON PRESSURE SURVEY RESULTS
WITH THERMAL AND MANOMETRICAL SYSTEM
AT THE PUMP SUCTION**

Мешков В.М., Зубаиров С.Г., Каримов Б.М.

ОАО «Сургутнефтегаз», г. Сургут, Российская Федерация
ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной технический
университет», г. Уфа, Российская Федерация

Meshkov V.M., Zubairov S.G., Karimov B.M.

JSC “Surgutneftegaz”, Surgut, the Russian Federation
FSBEI of HPE “Ufa State Petroleum Technological University”,
Ufa, the Russian Federation

e-mail: mkm-ufa@mail.ru

Аннотация. В статье показана возможность получения дополнительной информации по определению производительности установки электроцентробежного насоса, а также продуктивных параметров скважины, используя замеры высокоточной термоманометрической системой (ТМС) на приеме насоса. Оборудование механизированного фонда скважин дистанционными датчиками давления и температуры у приема насоса позволяет решать

поставленные задачи более точно. Использование телеметрических систем, имеющих термоманометрические датчики, постоянно фиксирующие параметры глубиннонасосного оборудования и окружающей среды, представляется перспективным направлением для решения задач гидродинамических исследований скважин механизированного фонда. В отличие от волномерирования датчик ТМС фиксирует давление на уровне приема глубинного электронасоса, поэтому при расчете забойных и пластовых давлений нет необходимости вычислять плотность флюидов в затрубном пространстве выше электроцентробежного насоса (ЭЦН).

Таким образом, в связи с широким внедрением в практике нефтедобычи глубинных насосов, оснащенных датчиками давления, регистрация давления в скважине особых проблем не представляет. Но непосредственное измерение дебита поступающей из пласта жидкости представляет сложную задачу, особенно для малодобитных скважин. Классические технологии ГДИ не предусматривают определения изменения дебита во времени, а эта зависимость задается (например, ГДИ после пуска скважины в эксплуатацию с постоянным дебитом, мгновенное прекращение притока жидкости из пласта после остановки скважины со стационарного состояния). Актуальность темы определяется необходимостью разработки методов исследований скважин на нестационарных режимах в процессе их пуска в работу и повышения качества интерпретации результатов гидродинамических исследований.

Результаты приведенных исследований подтвердили достаточную точность определения продуктивных характеристик скважины по кривой снижения давления.

Abstract. The article shows the possibility of getting of additional information about determination of productivity of electric centrifugal pumping unit, as well as productive parameters of well by using of measurements with the help of precise thermo manometric system at the pump suction. The equipment of mechanized stack of wells with remote pressure and temperature sensors at pump suction enables to solve the tasks more precisely. Using of telemetry systems with thermo-manometric sensors constantly fixing parameters of downhole pumping equipment and environment is a promising direction for solving the tasks of pressure transient analysis of mechanized stack. As distinct from wave measuring the TMS sensor detects pressure on suction level of electrical borehole pump, that is why there is not necessity to calculate the fluids density in annular space above electrical centrifugal pump while calculating bottom hole and rock pressure.

Thus, due to widespread introduction of borehole pumps equipped with pressure sensors in oil production, there are no problems with borehole pressure data logging. But direct measurement of fluid flow rate coming from the bed is a difficult task, especially for marginal wells. Classic pressure transient analysis technologies do not provide determining the change in flow rate over time, and this variable is fixed (for example: pressure transient analysis after well start-up with constant production rate, immediate cease of fluid flow from the bed after well shut-in from steady state). The relevance of the topic is determined by necessity of developing the well survey methods at nonsteady state during the process of start-up and improving the results of hydrodynamic studies interpretation quality.

Results of the researches confirmed the adequate accuracy of the determination of productive characteristics of well under the pressure suppression curve.

Ключевые слова: производительность установки электроцентробежного насоса, кривая снижения давления, напорно-расходная характеристика, термоманометрическая система, давление на приеме насоса, вес столба жидкости.

Key words: productivity of electric submersible pump, pressure decay curve, head and rate, thermomanometric system, pressure on a pump suction, weight of a fluid column.

Классические технологии гидродинамических исследований не предусматривают определения дебита во времени. Значение дебита скважины задается неизменным, например, перед остановкой скважины длительно работающей на стационарном режиме.

В связи с широким внедрением в практику нефтедобычи глубинных насосов, оснащенных датчиками давления, стала возможна непрерывная регистрация давления в скважине. Но измерение поступающей из пласта жидкости представляет сложную задачу, особенно для малodeбитных скважин.

Для любой скважины возможны два стационарных состояния, когда дебит и забойное давление в скважине неизменны: режим простоя и режим установившегося отбора.

Между этими стационарными состояниями возможны два переходных процесса: от режима отбора к простоя, и от простоя к режиму отбора.

При гидродинамическом зондировании на переходных режимах исходными данными являются зарегистрированные зависимости давления $p(t)$ и дебита $Q(t)$ от времени.

На практике, в зависимости от способа эксплуатации скважины, могут быть реализованы следующие разновидности переходного режима после пуска скважины в работу:

1) $Q = \text{const}$, $p = p(t)$ - режим постоянного отбора жидкости из пласта, например, в фонтанирующей скважине;

2) $p = \text{const}$, $Q = Q(t)$ - режим постоянной депрессии на пласт, например, при использовании струйного насоса;

3) $p = p(t)$, $Q = Q(t)$ – дебит и депрессия изменяются во времени - наиболее общий случай, описывающий переходные процессы в насосных скважинах [1,6,7,8].

Рассмотрим третий случай, когда после пуска скважины изменяются и дебит, и забойное давление. Изменение давления на глубине спуска насоса регистрируется термоманометрической системой (ТМС). По результатам замера изменения давления можно вычислить мгновенный дебит из пласта. Для этого необходимо вычислить в каждый момент времени по кривой снижения давления (КСД) общий приток скважины и приток из затрубного пространства. При расчете общего притока следует учитывать, что в первые моменты времени насос отбирает жидкость в большей степени из затрубного пространства, чем из пласта, вследствие снижения динамического уровня (давления на приеме насоса) [2]. При известных плотности жидкости в затрубном пространстве и инклинометрии ствола скважины рассчитывается объем жидкости поступающей из затрубного пространства в каждый момент времени:

$$q_{зам}(t) = \frac{\partial V(t_i)}{\partial t(t_i)} = F \cdot \frac{\partial H_{ур}}{\partial t}, \quad (1)$$

где $\partial V(t_i)$ – изменение объема жидкости в затрубном пространстве;

F – площадь сечения кольцевого пространства скважины;

$\partial H_{ур}$ – изменение уровня жидкости в затрубном пространстве по стволу;

∂t – временной интервал между замерами.

В свою очередь:

$$H_{ур} = \Delta H + \left(\frac{P_{плс}}{\rho_{жс} \cdot g} \right), \quad (2)$$

где ΔH – удлинение ствола скважины на уровне H за счет искривления ее оси [3-5].

Общий приток из скважины можно определить непрерывными замерами на устьевой замерной установке при пуске скважины в работу, либо рассчитать по напорно-расходной характеристике насоса (НРХ). При этом напор насоса рассчитывается с учетом плотности жидкости находящейся в стволе скважины.

Ниже рассмотрена реализация описанной технологии на примере одной из исследованных скважин Среднего Приобья.

Скважина, оборудованная насосом ЭЦНД-5А-35-1600 с термоманометрической системой типа СПТ-2БП, запущена в работу 10.04.2013 (рисунок 1). В процессе вывода ее на стабильный режим эксплуатации с заданной периодичностью замерялись:

- общий дебит скважины (ручной замер) в АГЗУ (ТОР),
- изменение динамического уровня (Судос-АВТОМАТ),
- по каналу телеметрии замер давления на приеме насоса (СПТ-2БП).

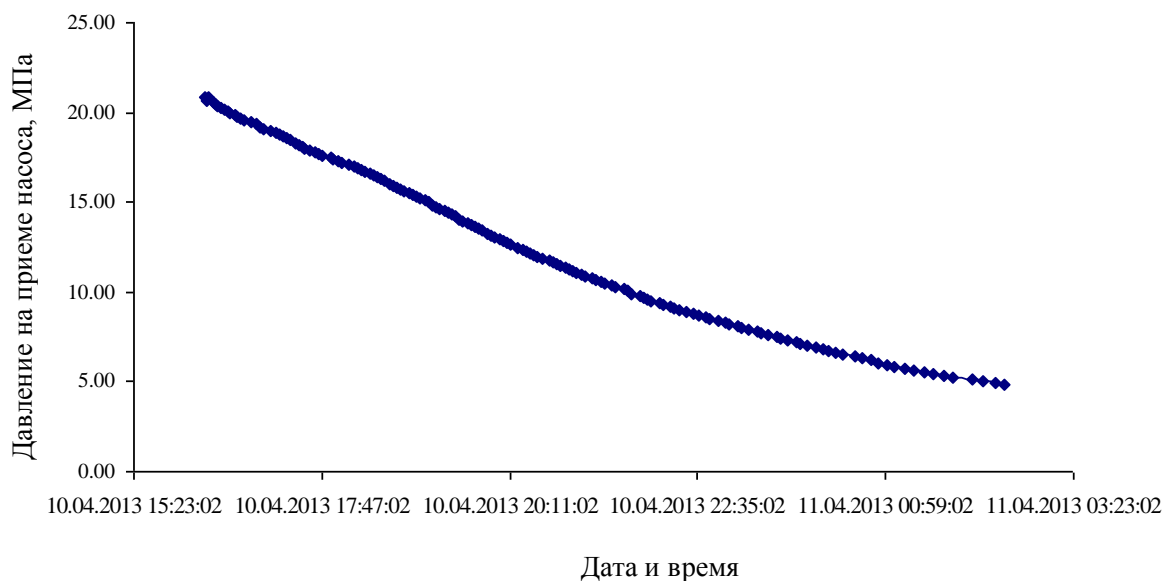


Рисунок 1. Запуск УЭЦН в работу с регистрацией кривой снижения давления

Результаты ручных замеров дебита в АГЗУ и давления на приеме насоса представлены в таблице 1. Значения давлений интерполированием согласованы по времени с ручным замером в АГЗУ.

Таблица 1. Результаты ручных замеров дебита в АГЗУ и давления на приеме насоса

Время замера DD.MM.YYYY h:mm:ss	Ручной замер в АГЗУ, м ³ /сут	Давление на приеме насоса, МПа
10.04.2013 20:17:32	70,80	12,46
10.04.2013 21:38:22	62,90	10,13
10.04.2013 21:44:18	62,00	9,92
10.04.2013 21:50:19	61,30	9,81
10.04.2013 21:59:19	59,60	9,52
10.04.2013 22:05:27	59,40	9,42
10.04.2013 23:14:12	52,10	7,90

Время замера DD.MM.YYYY h:mm:ss	Ручной замер в АГЗУ, м ³ /сут	Давление на приеме насоса, МПа
11.04.2013 00:11:36	49,50	6,78
11.04.2013 01:20:26	42,80	5,67
11.04.2013 02:54:54	36,10	4,55

Полученные исходные данные позволяют рассчитать приток из затрубного пространства и приток из пласта. Для определения общего притока напорно-расходная характеристика насоса рассчитана с учетом плотности жидкости по стволу скважины (рисунок 2).

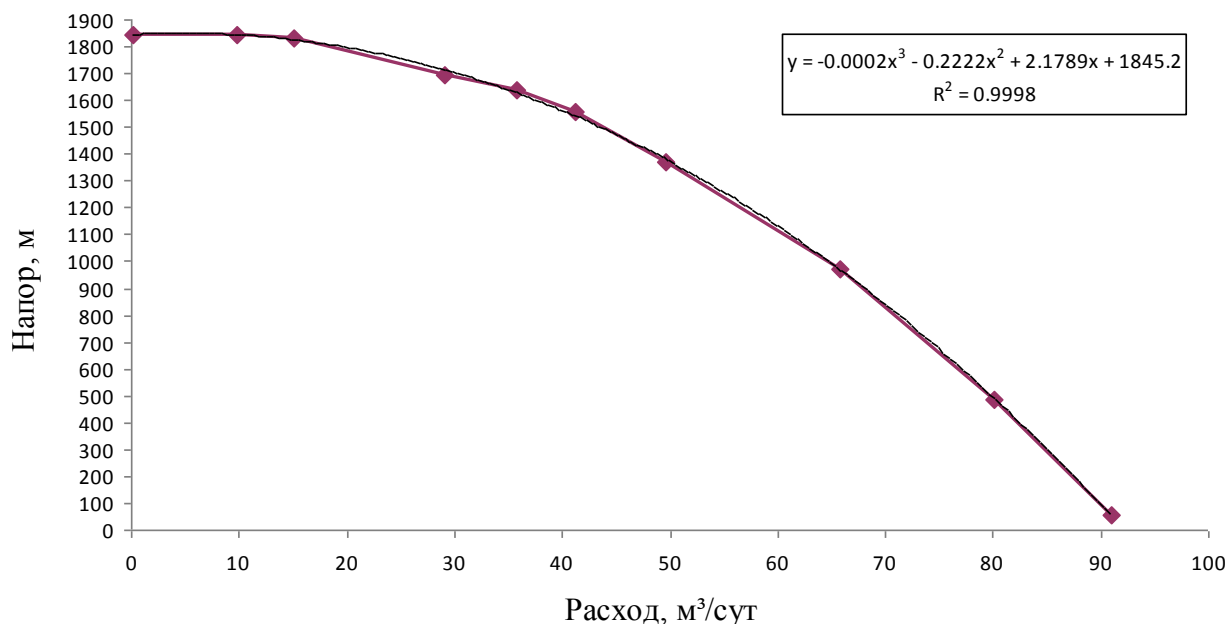


Рисунок 2. Напорно-расходная характеристика насоса

Расхождение значений между рассчитанным общим притоком по НРХ и ручным замером в АГЗУ составляет не более 10% (рисунок 3).

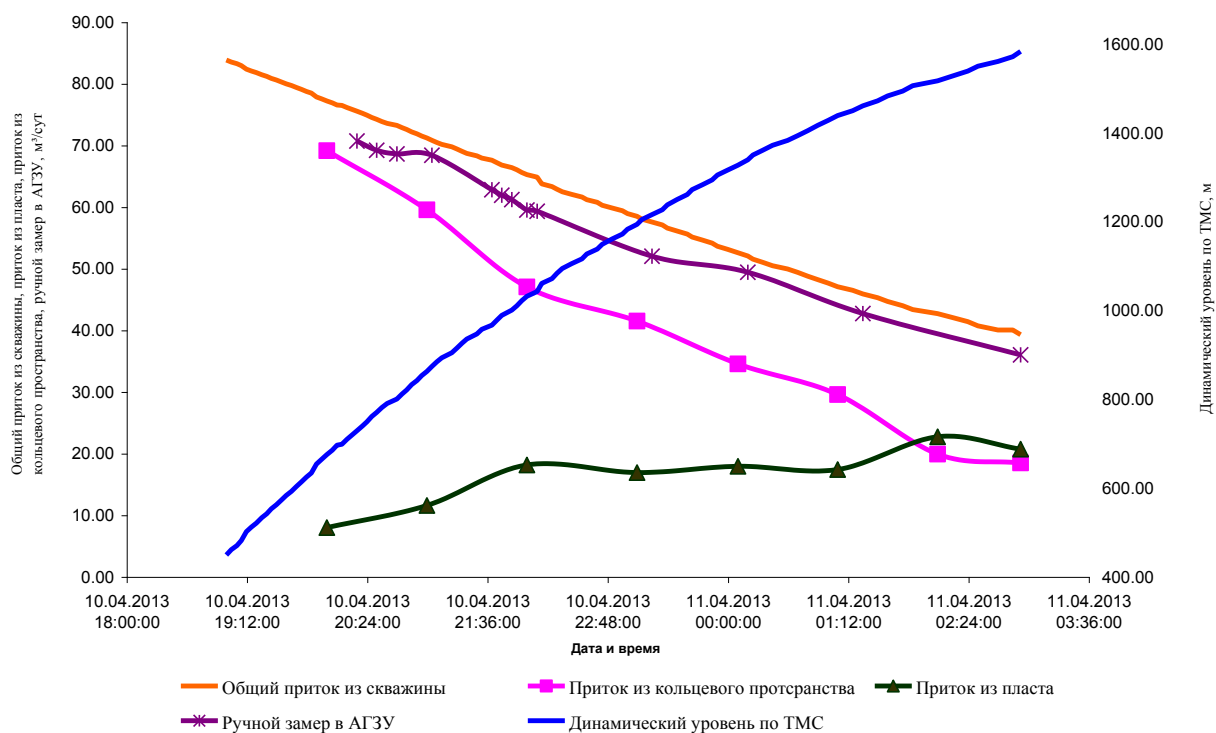


Рисунок 3. Результаты замера и расчета параметров работы скважины

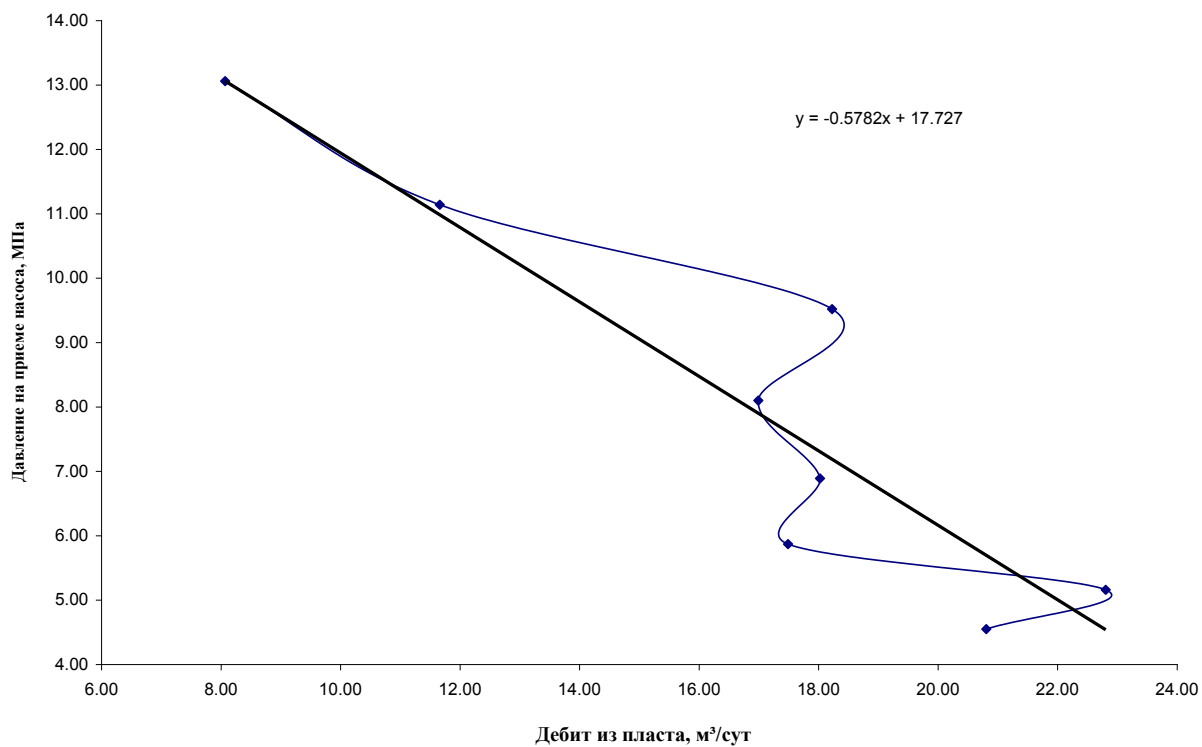


Рисунок 4. Индикаторная диаграмма

По замеренному давлению на приеме насоса и по расчетному дебиту из пласта построена индикаторная диаграмма (рисунок 4), по которой определён средний коэффициент продуктивности – $1,73 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$.

Выводы

Таким образом, на основании результатов гидродинамических исследований методом КСД с использованием ТМС определены источники корректной дополнительной информации о производительности УЭЦН, а также продуктивных параметрах скважины. Результаты исследований, полученные с начала ввода скважины в эксплуатацию, позволят контролировать изменение продуктивных параметров скважины во времени, точнее планировать и оценивать геолого-технические мероприятия. Практическая ценность работы заключается в возможности определения производительности установки, добычных характеристик скважины без проведения специальных гидродинамических исследований, используя лишь информацию, полученную на стадии пуска скважины в работу, при этом для расчета дебита из пласта использована напорно-расходная характеристика насоса.

Список используемых источников

1. Карнаухов М.Л., Пьянкова Е.М. Современные методы гидродинамических исследований скважин. М: Инфра – Инженерия, 2010. 431 с.

2. Гидродинамические исследования скважин и методы обработки результатов измерений/ Хисамов Р.С. [и др.] М: ОАО ВНИИОЭНГ, 1999. 228 с.

3. Мищенко И.Т. Расчеты в добыче нефти. М: Недра, 1989. 245 с.

4. Определение продуктивных параметров скважин, оборудованных термоманометрической системой, при пуске в работу/Мешков В.М.[и др.] //Нефтегазовое дело: Электрон. науч. журн. 2012. №6. С. 242-250.

5. Формирование системы промыслового мониторинга на основе долговременных исследований стационарными датчиками на приеме насоса / Гуляев Д.Н. [и др.] //Нефтяное хозяйство. 2009 №12. С.41-44.

6. Диагностика кривых давления, получаемых при исследовании скважин, и определении возможности оценки характеристик пластов с применением различных моделей фильтрации / Карнаухов М.Л. [и др.] // Тр. Междунар. науч.-техн. конф., посвященной 40-летию ТюмГНГУ «Проблемы развития ТЭК Западной Сибири на современном этапе». Тюмень: изд-во Слово, 2003. С. 198-201.

7. Руководящий документ (РД 153-39.0-109-01) Методические указания «Комплексирование и этапность выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений» С.10-15.

8. Руководящий документ (РД 153-39.0-110-01) «Методические указания по геолого-промысловому анализу разработки нефтяных и газонефтяных месторождений». С.40-47.

References

1. Karnauhov M.L., Pyankova E.M. Sovremennye metody gidrodinamicheskikh issledovaniy skvazhin. M: Infra – Inzheneriya, 2010. 431 s. [in russian].
2. Gidrodinamicheskie issledovaniya skvazhin i metody obrabotki rezultatov izmereniy / Hisamov R.S. (i dr.). M: OAO VNIIOENG, 1999. 228 s. [in russian].
3. Mischenko I.T. Rascheti v dobiche nefi. M: Nedra, 1989. 245s. [in russian].
4. Opredelenie produktivnih parametrov skvazhin, oborudovannih termomanometricheskoy sistemoy, pri puske v rabotu/Meshkov V.M. (i dr.)// Neftegazovoe delo. Elektron. Nauch. zhurn. 2012. №.6. S. 242-250. [in russian].
5. Formirovanie sistemi promislovogo monitoringa na osnove dolgovremennih issledovaniy statsionarnimi datchikami na prieme nasosa/D.N. Gulyaev, (i dr.)//Neftyanoe hozyajstvo. 2009. №.12. S.41-44. [in russian].
6. Diagnostika krivih davleniya, poluchaemih pri issledovanii skvazhin, i opredelenii vozmozhnosti otsenki harakteristik plastov s primeneniem razlichnih modelej filtratsii /Karnauhov M.L. (i dr.) // Trudi Mezhdunar. Nauch.-tehnicheckoj konferentsii, posvyaschennoj 40-letiyu TyumGNGU «Problemi razvitiya TEK Zapadnoj Sibiri na sovremennom etape». Tyumen: Izd-vo Slovo. 2003. S. 198-201. [in russian].
7. Rukovodyaschij dokument (RD 153-39.0-109-01) Metodicheskie ukazaniya «Kompleksirovanie i etapnost vipolneniya geofizicheskikh, gidrodinamicheskikh i geohimicheskikh issledovaniy neftyanikh i neftegazovih mestorozhdenij». S.10-15. [in russian].

8. Rukovodyaschij dokument (RD 153-39.0-110-01) «Metodicheskie ukazaniya po geologo-promislovomu analizu razrabotki neftyanih i gazoneftyanih mestorozhdenij». S.40-47. [in russian].

Сведения об авторах

Information about authors

Мешков В.М., канд. техн. наук, начальник научно-исследовательского комплексного отдела бурения и исследования скважин «СургутНИПИнефть» ОАО «Сургутнефтегаз», г. Сургут, Российская Федерация

Meshkov V.M., Candidate of Technical Sciences, Head of the Research Drilling and well Surveying Integrated Department “SurgutNIPIneft” of JSC “Surgutneftegaz”, Surgut, the Russian Federation

Зубаиров С.Г., д-р техн. наук, проф., заведующий кафедры «Механика и конструирование машин», ФГБОУ ВПО УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

S.G. Zubairov, Doctor of Technical Sciences, Professor, Head of the Chair “Mechanics and Machine Construction” FSBEI of HPE USPTU, Ufa, the Russian Federation

e-mail: mkm-ufa@mail.ru

Каримов Б.М., инженер научно-исследовательского комплексного отдела бурения и исследования скважин «СургутНИПИнефть» ОАО «Сургутнефтегаз», г. Сургут, Российская Федерация

Karimov B.M., Engineer of the research drilling and well surveying integrated department “SurgutNIPIneft” of JSC “Surgutneftegaz”, Surgut city, the Russian Federation