

© Р. В. РАСПОПОВ,¹ И. Г. СОЛОВЬЕВ²

¹Тюменский государственный нефтегазовый университет

²Институт проблем освоения Севера Сибирского отделения РАН

¹romanraspopov@gmail.com, ²solovyev@ikz.ru

УДК 622.276:681.5:519

**АЛГОРИТМ РЕГУЛЯРИЗАЦИИ ОЦЕНОК
ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ЛОКАЛЬНЫХ УЧАСТКОВ
НЕФТЕНОСНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ**

**ALGORITHM OF REGULARIZATION OF OIL RESERVOIR
LOCAL AREA HYDRODYNAMIC PARAMETERS ESTIMATIONS**

Работа посвящена разработке методов математического моделирования гидродинамики локальных участков нефтеносных коллекторов, направленных на повышение устойчивости решений обратных задач оценки фильтрационно-емкостных параметров участков на основе редуцированных преобразований модели с учетом информативности возмущающих воздействий. Объект исследования — гидродинамические модели локальных участков нефтеносных коллекторов, дренируемых регулярной сеткой скважин. Цель работы — разработка численного метода, алгоритмов и программ обработки данных с учетом натурных измерений для устойчивого оценивания фильтрационно-емкостных свойств локальных участков нефтеносных коллекторов. В ходе работы были получены усовершенствованная математическая модель локального участка нефтеносного коллектора, обеспечивающая воспроизведение наблюдаемой динамики давления в забое с приемлемой точностью; численный метод регуляризации МНК-оценок параметров центральной зоны участка на основе комбинаторного перебора геометрических образов симметрий модели минимального порядка с последовательным снижением показателя обусловленности; спроектирован программный комплекс для идентификации гидродинамических параметров моделей локальных участков нефтеносных коллекторов по данным измерений забойных давлений и дебитов скважин и для тестирования результатов оценивания.

The research covers the development of methods of oil reservoir local area hydrodynamics mathematical modeling, aimed at increasing stability of inverse problem solutions (estimations of filtration-capacity parameters of oil reservoir local areas) based on model reduction, considering informativeness of disturbing influence. The object of the research is hydrodynamic models of oil reservoir local areas drained with a regular well grid. The objective is the development of numerical method, algorithms and data processing programs considering full-scale measurements to stably estimate filtration-capacity parameters of oil reservoir local areas. During the research the following results have been obtained: improved oil

reservoir local area mathematical model assuring acceptable accuracy of bottomhole pressure dynamics; numerical method of regularization of least-squares central zone parameters estimations based on combinational search of model geometrical images providing decrease of conditional number; design of software package for identification of oil reservoir local area hydrodynamic parameters using bottomhole pressure and flow rate measurements and for testing of estimation results.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА. Нефтяной коллектор, гидродинамика, идентификация, редукция модели.

KEY WORDS. Oil reservoir, hydrodynamics, identification, model reduction.

Современные принципы проектирования разработки нефтяных месторождений предполагают обязательное создание и сопровождение постоянно действующих геолого-технологических моделей (ПДГТМ) и их настройку по данным истории разработки [1].

Достижения в области высокоинформативных технологий нефтедобычи, именуемые в научной литературе "Intelligent Well" или "Smart Well" [2], на основе стандартного обустройства скважин системами погружной телеметрии создают предпосылки для использования постоянно накапливаемых глубинных измерений с целью адаптации локальных гидродинамических моделей коллекторов. Это позволяет исключить необходимость проведения специализированных дорогостоящих испытаний, связанных с выводом скважин из режима текущей эксплуатации. Предлагаемый в данной работе подход к исследованию гидродинамических процессов в локальных участках нефтеносных коллекторов (ЛУНК) наиболее близок к методу группового гидропрослушивания пластов [3; 4] и направлен на его развитие.

В данном исследовании приняты *допущения*, широко используемые в практике гидродинамического моделирования [5]: постоянство пористости, проницаемости, вязкости и сжимаемости; малая сжимаемость жидкости; однородный поток жидкости; пренебрежение температурным фактором. Эти допущения позволяют воспользоваться линейным законом фильтрации.

С учетом допущений исходная математическая модель гидродинамики ЛУНК записывается в виде системы *уравнений объемных балансов* [6]:

$$(m\beta_{жк} + \beta_n)V_i \frac{dp_i}{dt} = \sum_j w_{ij}(p_j - p_i) - q_i \text{ или } \tau_i \frac{dp_i}{dt} = \sum_j q_{ij} - q_i. \quad (1)$$

Геометрическое представление модели имеет минимальный уровень сложности, т. к. каждой скважине, приурочена одна зона (рис. 1). В качестве краевых условий задается давление на границе ЛУНК $p(\Gamma, t) = p_{kn}$.

Обозначения: $i = 1...7$ — номера зон (скважин); p_i — среднезональное давление в i -й зоне; p_{zi} — давление в забое i -й скважины; p_{kn} — краевое давление на контуре ЛУНК в n -й условной зоне; q_i — объемный приток (нагнетание) в забой i -й скважины; $q_{ij} = q_{ji}$ — перетоки между j -й и i -й зонами; $\tau_i = \beta^*V_i$ — гидрорупругий объем i -й зоны с коэффициентом упругости β^* ; V_i — геометри-

ческий объем i -й зоны; $\tau_{zi} = S_i/\gamma_i$ — динамический параметр, характеризующий скорость наполнения полости скважины и имеющий размерность гидроупругого объема; S_i — площадь сечения i -й скважины; γ_i — удельный вес флюида; w_{zi} — гидропроводность перехода «забой-зона»; $w_{ij} = w_{ji}$ — гидропроводность межзонного перехода (между i -й и j -й зонами).

Предельно огрубленное описание гидродинамики ЛУНК (рис. 1) имеет целью привести уровень сложности конечномерной модели в соответствие с объемом имеющихся данных натуральных измерений. Такие модели ориентированы не на получение максимально точного решения с учетом всевозможных факторов, а на решение практических задач с применением методов теории управления.

Анализ изначально детальных моделей, в которых каждая зона представлена набором трапецеидальных конечных элементов (рис. 2), и их приведение (редуцирование) к виду (1) путем площадного осреднения давления показало, что полученные огрубленные модели точно воспроизводят поведение детальных моделей в статике, но дают заметное (до 15%) отклонение в переходных режимах за счет предельного сокращения динамического порядка модели [7].

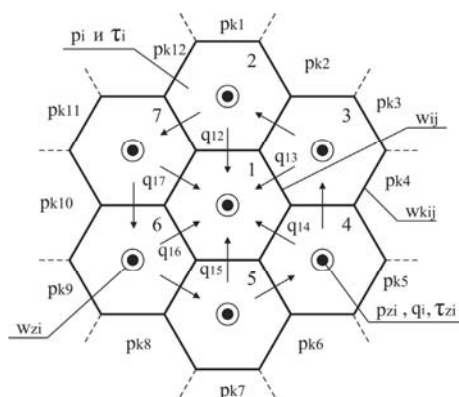


Рис. 1. Геометрический образ 7-зонной модели ЛУНК

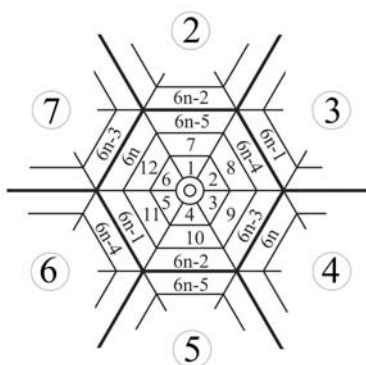


Рис. 2. Сетка конечных элементов детальной модели

Грубая модель (1), содержащая медленную динамику удаленных зон пласта (УЗП), была дополнена динамикой скважин и кольцевыми элементами, отвечающими за динамику призабойной области пласта (ПЗП) вокруг скважин. В результате удалось получить поведение грубой модели, отличающееся от поведения детальной в переходных режимах не более чем на 5% (рис. 3).

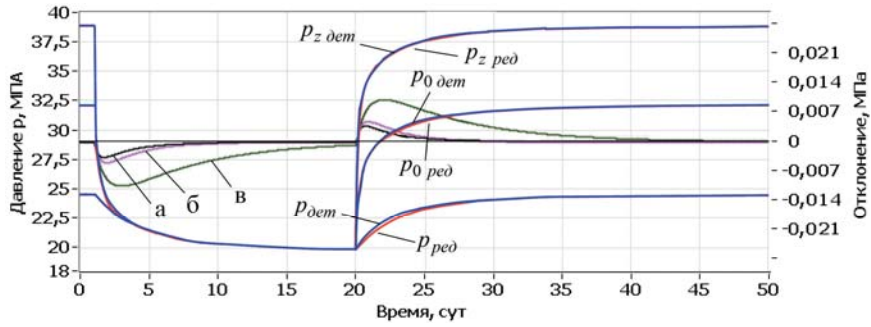


Рис. 3. Типовые графики переходных процессов в центральной зоне детальной (дет) и редуцированной (ред) моделей. Отклонения переменных: а) $(p_{z\text{дет}} - p_{z\text{ред}})$, б) $(p_{0\text{дет}} - p_{0\text{ред}})$, в) $(p_{\text{дет}} - p_{\text{ред}})$

Главная задача исследования — определение гидродинамических параметров центральной зоны участка, описываемой уравнением:

$$\tau_1 \dot{p}_1(t) = w_{12}(p_2(t) - p_1(t)) + \dots + w_{17}(p_7(t) - p_1(t)) - q_1(t), \quad (2)$$

где $q_1(t)$ — объемный расход жидкости ($q > 0$ — добыча, $q < 0$ — нагнетание).

Алгоритм идентификации основан на методе наименьших квадратов (МНК) и моделях, приводимых к регрессионному виду:

$$y(t_k) = c^T v(t_k) + \xi(t_k), \quad J = \sum_{k=1}^N \lambda(t_k) (y(t_k) - \hat{y}(t_k))^2 \rightarrow \min_{\hat{c}},$$

где t_k — параметр дискретного времени; $y(t_k)$ — выходная (зависимая) переменная; $v(t_k)$ — вектор регрессоров (независимых переменных); c — вектор оцениваемых параметров; $\xi(t_k)$ — случайная величина с нулевым средним.

Вычислительные эксперименты показали, что идентификация параметров модели (2) в значительной степени зависит от информативности возмущений скважин исследуемого участка и не всегда возможна из-за плохой обусловленности задачи даже при решении на таких грубых моделях.

Одним из инструментов контроля обусловленности обратной задачи выступает процедура ортогонализации Грама-Шмидта с формированием ортогонального базиса из векторов-регрессоров по методу ведущего элемента [8].

Модель (2), записанная в регрессионной форме:

$$y = w_{12}x_2 + w_{13}x_3 + \dots + w_{1n}x_n + \xi, \quad y = q_1 + \tau_1 \dot{p}_1 + \xi_v, \quad x_i = p_i - p_1,$$

после ортогонализации по методу Грама-Шмидта приводится к виду:

$$y = a_{i_1} z_{i_1} + a_{i_2} z_{i_2} + \dots + a_{i_n} z_{i_n} + \xi, \text{ где } z_i^T z_j = 0 \text{ для } \forall i \neq j.$$

Последовательность ортогональных векторов $z_{i_k}, k = \overline{1, n}$, формируемая по методу ведущего элемента, энергетически оптимальна, если выполнено

$$\rho(k) = \|y - \alpha_{i_1} z_{i_1} - \dots - \alpha_{i_k} z_{i_k}\|^2 \rightarrow \min_{i_k \in I(k)},$$

где $I(k) = I(k-1) \setminus i_{k-1}$, т. е. $I(1) = \{1, 2, \dots, n\}$, $I(2) = I(1) \setminus i_1$ и т. д. На каждом шаге процедуры остаточная энергия компонент базиса минимальна.

Величина $\rho(i_k) \leq \varepsilon_p \|y\|^2$ является признаком информативности выборки и определяет на основании заданного порогового значения ε_p шаг останова ортогонализации и тем самым количество векторов, доступных для определения на имеющейся выборке данных.

Поставленная задача определения ФЕС межскважинного пространства оперирует осредненными переменными, которые недоступны для измерения. Для их восстановления применяется техника контроля среднезонального давления по данным о забойных давлениях и дебитах скважин. Модель минимальной размерности, учитывающая динамику скважин, ПЗП и УЗП (рис. 4), описывается системой уравнений:

$$\begin{cases} \tau_{zi} \dot{p}_{zi} = w_{zi} (p_{0i} - p_{zi}) - q_i \\ \tau_{0i} \dot{p}_{0i} = -w_{zi} (p_{0i} - p_{zi}) + w_{0i} (p_i - p_{0i}) \\ \tau_i \dot{p}_i = -w_{0i} (p_i - p_{0i}) + \sum w_{ij} (p_j - p_i) \end{cases},$$

где $i = 1 \dots 7$ — номера зон участка; $\tau_{zi}, \tau_{0i}, \tau_i$ — гидроупругие объемы скважин, ПЗП и УЗП; p_{zi}, p_{0i}, p_i — соответствующие им давления; w_{ij} — гидропроводности границ областей; q_i — дебиты скважин; p_{ki} — краевое давление на границе i -й зоны; w_{ki} — гидропроводность перехода между i -й зоной и законтурной областью.

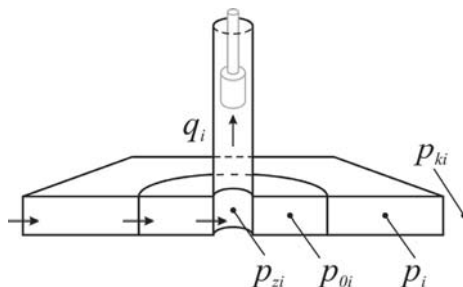


Рис. 4. Схема модели «скважина-пласт»

На коротком интервале времени, когда состояния среднезональных давлений p_j могут считаться квазистатическими, производится идентификация параметров быстрой динамики, после чего восстанавливаются осредненные переменные на всем периоде исследования $\tilde{p}_i, \tilde{p}_{0i}, \tilde{q}_{0i}$, и исходная модель (2) принимает вид: $\tilde{q}_{0i} = w_{12}\tilde{x}_2 + \dots + w_{17}\tilde{x}_7 - \tau_1\tilde{p}_1$, где $\tilde{x}_i = \tilde{p}_i - \tilde{p}_1$ [9].

Организация высокоинформативного эксперимента с возмущением нескольких скважин зачастую невозможна ввиду его дороговизны и длительности необходимого исследования. Решение предлагается искать на пути сокращения порядка модели (редуцирования) за счет априорной информации, например, путем учета предполагаемой симметрии анизотропии фильтрационных свойств участка коллектора. В таблице представлены возможные варианты пространственной ориентации симметрии и соответствующие связи параметров w_{li} .

Таблица

Возможные симметрии ФЭС идентифицируемого участка

	Изолинии равных свойств	Условия симметрии		Изолинии равных свойств	Условия симметрии		Изолинии равных свойств	Условия симметрии
А		w_{12} $w_{13} = w_{17}$ $w_{14} = w_{16}$ w_{15}	Б		$w_{12} = w_{13}$ $w_{14} = w_{17}$ $w_{15} = w_{16}$	В		w_{13} $w_{12} = w_{14}$ $w_{15} = w_{17}$ w_{16}
Г		$w_{13} = w_{14}$ $w_{12} = w_{15}$ $w_{16} = w_{17}$	Д		w_{14} $w_{13} = w_{15}$ $w_{12} = w_{16}$ w_{17}	Е		$w_{12} = w_{17}$ $w_{13} = w_{16}$ $w_{14} = w_{15}$

Процедура редукции и перебора возможных симметрий повышает надежность оценивания не только за счет снижения количества идентифицируемых параметров модели, но и за счет сравнения результатов идентификации на ортогональных симметриях. То есть выбор правильной симметрии производится по максимальному отношению невязок $i_{sim} = \arg \max \left(\frac{\delta y_{opt,i}}{\delta y_i} \right)$, где i_{sim} — номер

правильной симметрии; δy_i — невязка для i -й симметрии; $\delta y_{opt,i}$ — невязка для симметрии ортогональной к i -й. Предложенный критерий сравнения невязок делает выбор правильной симметрии более надежным.

Полный алгоритм идентификации гидродинамической модели ЛУНК по данным глубинного состояния скважин (рис. 5) отражает все рассмотренные этапы решения поставленной обратной задачи [10].

Среди факторов, влияющих на точность и надежность идентификации гидродинамических параметров модели, значимыми являются:

- информативность возмущения скважин;
- точность идентификации параметров быстрой динамики скважин;
- различие динамических свойств зон локального участка.

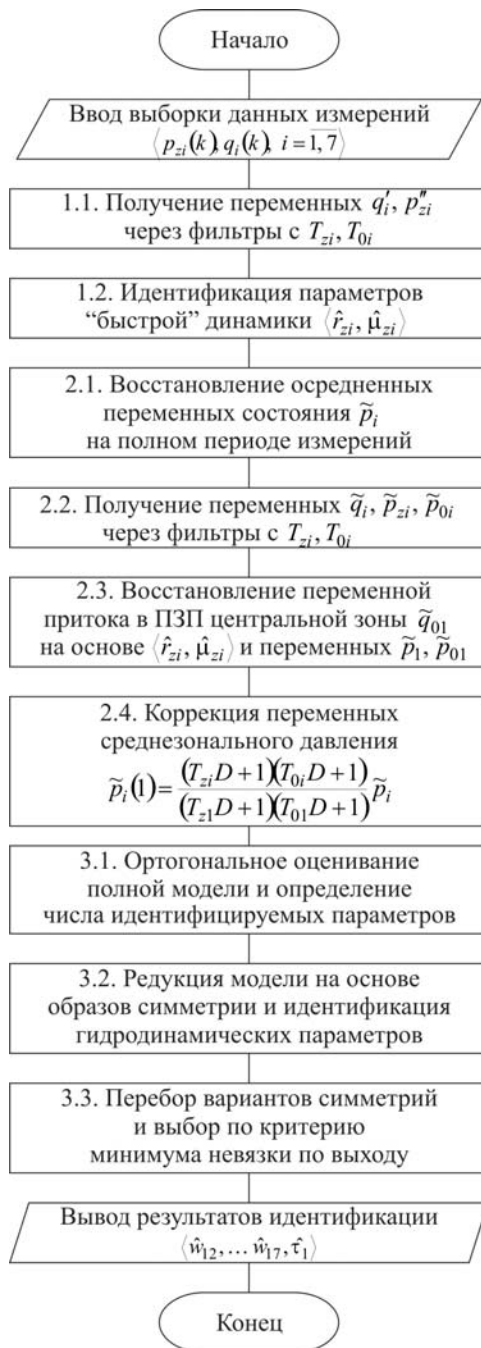


Рис. 5. Алгоритм идентификации гидродинамической модели ЛУНК

На примере характерных вычислительных экспериментов с заданием случайного шума в измерениях (амплитуда ζ шума задавалась в процентах от амплитуды вариации каждого вектора давления и изменялась от 0 до 1%; шум интерполировался сплайном с периодом 0,5 суток) было показано, как информативность выборки (количество возмущенных скважин — от одной до семи) влияет на точность идентификации *полной* модели, снижая ошибку по параметрам δc с 500% до 10%, и уменьшая число обусловленности с $1 \cdot 10^8$ до $3 \cdot 10^2$.

Анализ влияния различия динамических свойств зон ЛУНК, задаваемого выражением

$$\Delta T = \frac{\max(T_i) - \min(T_i)}{\min(T_i)} \cdot 100\%,$$

показал, что при варьировании диапазона ΔT от 0 до 100% величина δc отчетливо фиксирует повышение точности оценивания и улучшение обусловленности задачи на выборках с недостаточной информативностью возмущений. При этом на выборках, которые являются высокоинформативными для выбранных классов моделей, различие динамических свойств зон не улучшает указанных показателей.

Выводы

Разработаны алгоритм, вычислительная процедура и инструментальные средства адаптивного наблюдения среднезональных давлений по данным контроля забойных давлений и дебитов скважин.

Разработан численный метод регуляризации МНК-оценок параметров центральной зоны участка на основе комбинаторного перебора геометрических образов симметрий модели с последовательным снижением показателя обусловленности и огрублением результата.

Исследована зависимость показателей точности и надежности решения обратной задачи от факторов: 1) информативности возмущений скважин центральной и периферийных зон окаймления; 2) точности восстановления переменных среднезонального давления; 3) различия динамических свойств зон локального участка коллектора.

Дальнейшее развитие данной работы видится в разработке алгоритма автоматической идентификации гидродинамических параметров локального участка в режиме реального времени на основе постоянно поступающих глубинных измерений и в разработке алгоритма оптимального управления режимом работы участка путем регулирования режимов работы скважин.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. РД 153-39.0-047-00. Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газовых месторождений. М.: МинТопЭнерго, 2000.

2. Gao C. A Literature Review on Smart Well Technology / C. Gao, R. Rajeswaran, E. Nakagawa // Production and Operations Symposium, 31 March-3 April 2007, Oklahoma City, Oklahoma, USA. SPE, 2007.
3. Разработка нефтяных месторождений наклонно-направленными скважинами / В. С. Евченко и др. М.: Недра, 1986. 278 с.
4. Бузинов С. Н. Гидродинамические методы исследования скважин и пластов / С. Н. Бузинов, И. Д. Умрихин. М.: Недра, 1973. 246 с.
5. Horne R. N. Modern Well Test Analysis: A Computer-Aided Approach / R. N. Horne. Palo Alto: Petroway, 1995. 257 p.
6. Подземная гидромеханика / К. С. Басниев и др. М.: Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2005. 496 с.
7. Распопов Р. В. Технология редукции пространственно-распределенных моделей локальных участков нефтяных коллекторов / Р. В. Распопов, И. Г. Соловьев // Известия вузов. Горный журнал. 2013. № 1. С. 33-39.
8. Голуб Д. Матричные вычисления / Д. Голуб, Ч. Ван Лоун. М.: Мир, 1999. 548 с.
9. Распопов Р. В. Технология контроля среднезонального давления в задаче оценивания фильтрационно-емкостных параметров локальных участков нефтяных коллекторов / Р. В. Распопов, И. Г. Соловьев // Известия вузов. Горный журнал. 2011. № 7. С. 51-56.
10. Распопов Р. В. Регуляризация оценок гидродинамических параметров нефтеносного коллектора в технологиях группового гидропрослушивания: дис. ... канд. тех. наук: 05.13.18: защищена 28.04.2015. Тюмень: Тюм. гос. ун-т, 2015. 144 с.

REFERENCES

1. RD 153-39.0-047-00. Regulations on design of permanently operating geological-technological models of oil and gas fields. М.: MinTopEnergo, 2000.
2. Gao, C. A Literature Review on Smart Well Technology / C. Gao, R. Rajeswaran, E. Nakagawa // Production and Operations Symposium, 31 March-3 April 2007, Oklahoma City, Oklahoma, USA. SPE, 2007.
3. Oilfield development with directional wells / V. S. Yevchenko [et al.]. М.: Nedra, 1986. 278 p.
4. Buzinov, S. N. Hydrodynamic methods of well and reservoir testing / S. N. Buzinov, I. D. Umrikhin. М.: Nedra, 1973. 246 p.
5. Horne, R. N. Modern Well Test Analysis: A Computer-Aided Approach / R. N. Horne. Palo Alto: Petroway, 1995. 257 p.
6. Underground hydromechanics / K. S. Basniyev [et al.]. Moscow-Izhevsk: Institute of computer research, 2005. 496 p.
7. Raspopov, R. V. Reduction technology of space-distributed oil reservoir local area model / R.V. Raspopov, I.G. Solovyev // Izvestiya vuzov. Gorniy Zhurnal. 2013. № 1. Pp. 33-39.
8. Golub, D. Matrix computations / D. Golub, Ch. Van Lown. М.: Mir, 1999. 548 p.
9. Raspopov, R. V. Technology of zonal average pressure control in filtration-capacity parameters of oil reservoir local area estimation problem / R. V. Raspopov, I. G. Solovyev // Izvestiya vuzov. Gorniy Zhurnal. 2011. № 7. Pp. 51-56.
10. Raspopov, R. V. Regularization of oil reservoir local area hydrodynamic parameters estimations in group interference test technologies: diss. ... cand. tech. sciences: 05.13.18: defended on 28.04.2015. Tyumen: Tyumen State University, 2015. 144 p.

Авторы публикации

Распопов Роман Владимирович — ассистент кафедры кибернетических систем Тюменского государственного нефтегазового университета, кандидат технических наук

Соловьев Илья Георгиевич — старший научный сотрудник Института проблем освоения Севера Сибирского отделения РАН, доцент, кандидат технических наук

Authors of the publication

Roman V. Raspopov — assistant of Cybernetic Systems department Tyumen State Oil & Gas University, Cand. Tech. Sci.

Ilya G. Solovyev — senior staff scientist, Institute of North Development Problems (Siberian department of Russian Academy of Sciences)