

# ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА ЭЛЕКТРОГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ АНАЛОГИИ В СИСТЕМЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

**К.М. Шайхлисламов**

*Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург, Россия*

Рассмотрена задача повышения энергоэффективности систем эксплуатации нефтяных месторождений. Для ее решения предлагается осуществлять нефтедобычу с применением автоматической системы оперативного регулирования режимов работы электроприводов насосных агрегатов нагнетательных и добывающих скважин, основанной на алгоритме оптимизации забойных давлений по критерию минимизации потребления энергии с применением математической модели месторождения, базирующейся на методе электрогидродинамической аналогии (ЭГДА), что в совокупности позволяет производить наиболее энергоэффективную технологию добычи нефти. Дано обоснование применимости метода ЭГДА для создания компьютерных моделей нефтяных месторождений. Проведено моделирование процесса нефтедобычи в разработанной программной модели. Полученные данные сравнены с результатами моделирования на ранее существовавших физических моделях. По результатам исследования сделан вывод о возможности применения метода ЭГДА для создания моделей, участвующих в системе энергоэффективного управления эксплуатацией нефтяных месторождений.

*Ключевые слова: эксплуатация нефтяных месторождений, энергоэффективность, моделирование нефтяного месторождения, метод электрогидродинамической аналогии.*

## **Введение**

Актуальным направлением в повышении эффективности систем механизированной нефтедобычи является интеллектуализация нефтяных месторождений. Под этим термином понимают единую систему автоматизации технологических процессов, включающую в себя подсистемы сбора и обработки информации, принятия на их основе оперативных решений по управлению режимами работы скважин, модель месторождения для прогнозирования наиболее экономически эффективных вариантов разработки продуктивных пластов [1], а также подсистемы нижнего (исполнительные механизмы, датчики), среднего (управляющие контроллеры) и верхнего (диспетчерское управление и сбор данных) уровней. Таким образом решаются задачи энергоэффективной эксплуатации, начиная от создания геолого-технологической модели месторождения, заканчивая полным автоматическим контролем за процессом нефтедобычи. Несмотря на массовый характер распространенности этой области знаний в научной среде, на практике процент внедрения данных технологий оказывается не столь большим, как хотелось бы [2]. Этому препятствуют дороговизна процесса внедрения и его нерентабельность на многих месторождениях.

В связи с этим актуальным является создание таких систем, применение которых оказалось бы рентабельным на большинстве разрабатываемых залежей нефти. Этого можно добиться упрощением алгоритмов и технических средств автоматизации для достижения их окупаемости при сохранении основных функциональных свойств. Нужно

стремиться к созданию таких систем управления нефтедобычей, которые при относительной простоте внедрения показывали бы существенный экономический эффект.

Интеллектуализация нефтяного месторождения является одним из наиболее эффективных методов повышения качества эксплуатации залежей нефти, главной задачей которого является управление скважинным фондом. Она осуществима при рассмотрении залежи как единой системы, в которой нефтяной пласт является объектом регулирования, а процессы поддержания пластового давления и отработки нефти взаимовлияют друг на друга для создания требуемых фильтрационных потоков в пласте. В таком объекте процессы управления режимами работы скважин происходят путем задания и поддержания оптимальных значений забойных давлений скважин посредством изменения скорости вращения приводов насосных установок или их остановки на определенный промежуток времени для достижения максимальной энергоэффективности при сбалансированности основных показателей нефтедобычи. По данному направлению следует выделить работы М.В. Меерова [3], в которых рассмотрены пути решения задач управления процессами нефтедобычи и математического моделирования месторождений.

Известно множество работ, посвященных управлению и оптимизации процесса добычи нефти [4–8]. Однако во многих из них рассматривается управление либо процессом нагнетания воды в пласт, либо откачкой нефти из добывающих скважин. Лучшего эффекта можно достичь при рассмотрении обоих процессов в совокупности, регу-

лируя депрессии на пласт во всех находящихся на месторождении скважинах.

### Обоснование применимости метода ЭГДА

Рассмотрение нефтяного месторождения как объекта регулирования предполагает применение технологии цифрового моделирования для создания на ее основе управляющей системы с прогнозирующей моделью. В настоящее время эксплуатация месторождений производят только после построения ее постоянно действующей геологической технологической модели (ПДГТМ). Она может использоваться при составлении проектных документов и самостоятельно для изучения природно-технологических объектов и оптимизации процесса эксплуатации содержащихся запасов углеводородов при текущем управлении процессом разработки [1]. Однако такие модели ввиду их громоздкости и сложности пересчета не могут быть использованы для целей оперативного управления процессом нефтедобычи. В связи с этим актуальным направлением видится создание такой упрощенной ПДГТМ, которая бы с достаточной степенью достоверности позволяла осуществлять моделирование нефтяного месторождения, а также делала возможным управление в режиме реального времени. Здесь видится возможным применение метода электрогидродинамической аналогии (ЭГДА), который нашел широкое применение во второй половине XX века, но с развитием компьютерной техники был заменен на численное моделирование. В те времена метод ЭГДА осуществлялся на сеточных электроинтеграторах, которые состояли из множества блоков, представляющих собой совокупность соединенных между собой резисторов, конденсаторов, а также вычислительных и переключающих узлов, с помощью которых происходило моделирование месторождения и протекающих в нем процессов. Современное применение этого метода позволяет использовать накопленную теоретическую и методологическую базу, заменив электрические сеточные электроинтеграторы на компьютерную программу, основанную на методе ЭГДА.

При создании математических моделей нефтяных пластов с применением данного метода отсутствует необходимость в описании физических процессов в дифференциальной форме [9], создании вычислительных алгоритмов и их реализации в программном коде. Вместо этого возможно применение готового программного обеспечения, например, симулятора электрических схем с открытым исходным кодом «SPICE», в котором уже реализованы и оптимизированы алгоритмы решения дифференциальных уравнений для электрических процессов.

Исследованиям, применительно к решению теоретических и практических задач разработки нефтяных и газовых месторождений методом ЭГДА, посвящены работы П.М. Белаша, А.П. Кры-

лова, М.М. Максимова, У. Карплюса и других исследователей. С.Н. Закиров [10] приводит такое описание: «При помощи метода электрогидродинамической аналогии можно решать задачи подземной газогидродинамики при сложных начальных и граничных условиях. Решение задач на электрических моделях осуществляется достаточно просто и с большой наглядностью. При использовании электроинтеграторов можно проследить шаг за шагом весь процесс разработки месторождения. Не представляет труда в процессе расчетов на любом временном слое вносить изменения, коррективы, новые данные и т. д.».

### Описание метода ЭГДА

Сущность метода ЭГДА состоит в том, что между процессами фильтрации жидкости в пласте и протеканием тока в электрических схемах существует прямая аналогия: они описываются аналогичными уравнениями. Уравнение, описывающее процессы фильтрации жидкости при упруговодонапорном режиме пласта, является уравнением параболического типа [11]:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left( \frac{1}{\Phi_x} \frac{\partial p}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left( \frac{1}{\Phi_y} \frac{\partial p}{\partial y} \right) = H\beta^* \frac{\partial p}{\partial t}, \quad (1)$$

где  $\Phi_x$ ,  $\Phi_y$  – фильтрационные параметры пласта;  $\beta^*$  – коэффициент упругоэластичности;  $H$  – мощность пласта.

Это уравнение решается при следующих граничных условиях (так называемые краевые задачи) – заданы либо давление  $p$ , либо  $\partial p / \partial n$  ( $n$  – единичный вектор нормали к границе), их комбинации на скважинах и начальные условия  $p(x, y)$ . Данная формула получена на основе уравнений неразрывности и закона Дарси при учете только значений скоростей фильтрации вдоль осей  $x$  и  $y$  ввиду малости величины мощности пласта по сравнению с ее протяженностью.

Процессы в электрической сетке, составленной из сопротивлений и конденсаторов, описываются уравнением (2), которое получено на основе закона Кирхгофа с последующим преобразованием рядов Тейлора [12]:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left( \frac{1}{R_x} \frac{\partial U}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left( \frac{1}{R_y} \frac{\partial U}{\partial y} \right) = C_0 \frac{\partial U}{\partial t}. \quad (2)$$

Как видно, уравнения (1) и (2) тождественны друг другу, поэтому возможно провести аналогию между этими процессами, переходя из одной системы уравнений в другую с помощью коэффициентов пересчета, чтобы полученные значения имели нужную физическую размерность. Основными физическими аналогиями в данном методе являются следующие тождества:

1) распределение напряжений в узлах электрической сетки аналогично распределению давлений в пласте:

$$U_k \equiv p_k;$$

2) электрическое сопротивление между узлами сетки в одном из направлений пропорционально гидродинамическому сопротивлению  $\Phi$  элементарной площадки моделируемой среды:

$$R_k \equiv \frac{\mu_k}{k_k h_k};$$

3) силы токов, протекающих по сопротивлениям и узлам сетки, пропорциональны фильтрационным потокам и дебитам скважин:

$$I_k \equiv q_k;$$

4) емкость конденсаторов  $C$ , включенных в узлы сетки, пропорциональна упругоэlasticности моделируемой среды  $h\beta^*$ :

$$C_k \equiv h_k \beta_k^*.$$

Отсюда видно, что электрические сетки сопротивлений позволяют моделировать процесс фильтрации как физический. В результате этого возможно проведение расчетных операций и создание программной электрической сеточной модели пласта без составления дифференциальных уравнений [11]. Данное обстоятельство является преимуществом данного метода по сравнению с другими типами моделей. Пересчет такой модели осуществляется при помощи одного из методов

расчета электрических цепей (например, метод узловых напряжений) и в итоге сводится к решению системы линейных уравнений (поскольку уравнение фильтрации имеет форму линейного дифференциального уравнения в частных производных, ее аппроксимация будет также линейна). Поэтому возможно применение такого типа моделей непосредственно на управляющих контроллерах скважин, осуществляя при этом распределенные вычисления на большом количестве процессоров, позволяющее создать децентрализованное автономное управление.

**Экспериментальные исследования**

В рамках данной работы были проведены исследования в области компьютерного моделирования электрических схем в целях воспроизведения метода ЭГДА и разработана цифровая модель нефтяного месторождения. Модель месторождения (рис. 1) представлена в виде компьютерной программы (рис. 2) с заложенными в нее алгоритмом расчета электрических схем на основе метода узловых потенциалов и электрической принципиальной схемой (рис. 3), являющаяся описанием гидравлических параметров пласта и внешних

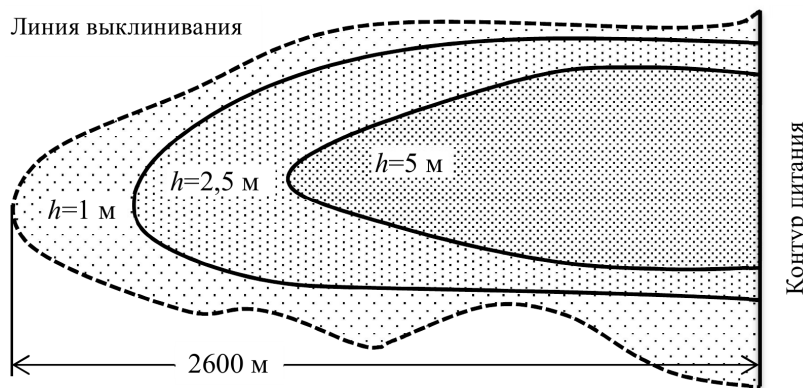


Рис. 1. Схема месторождения

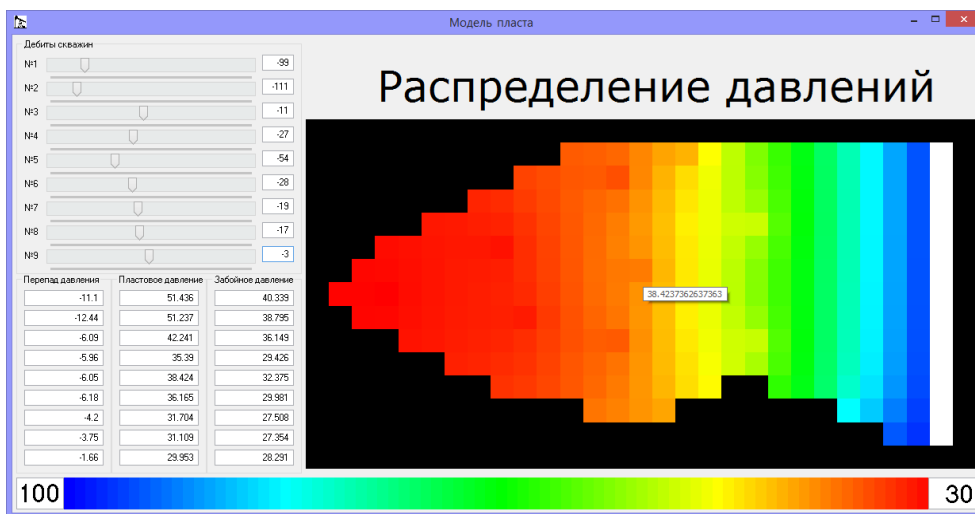


Рис. 2. Главное окно программы

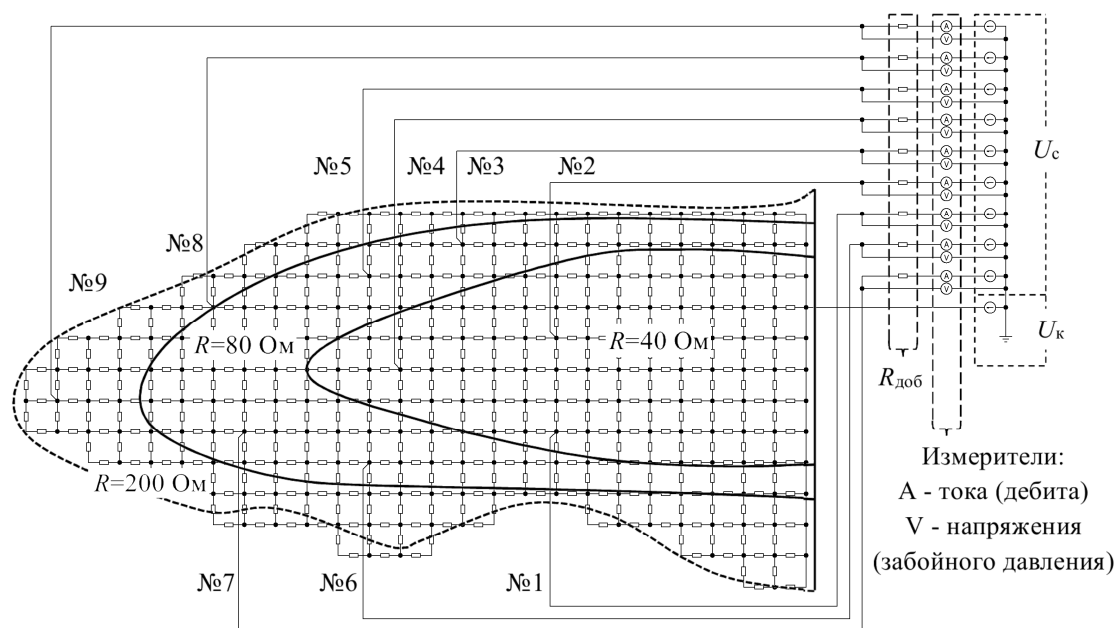


Рис. 3. Модель пласта в виде электрической схемы

воздействий. Она представляет собой сетку резисторов с подключенными к ней источниками напряжения, служащих для задания значений пластовых депрессий во время моделирования (так как сетки сопротивлений представляют собой разностную аппроксимацию дифференциального уравнения фильтрации, источники тока, подключенные к ней, служат для задания граничных и начальных условий). Таким образом, изменяя значения напряжений на «скважинах», представленные в модели в виде резисторов  $R_{доб}$ , возможно достичь требуемых градиентов электрического потенциала в узлах сетки, которые будут соответствовать аналогичному полю давлений в пласте.

В качестве примера применимости созданной программы для определения параметров эксплуатации рассмотрим заливообразное горизонтальное месторождение (см. рис. 1) с контуром питания в восточной части и выклинивающееся во всех остальных частях, описанное в [12], и сравним результаты моделирования в программе с представленными в книге.

Пласт описан следующими параметрами:

- мощность пласта  $h = 1; 2,5$  и  $5$  м (см. рис. 1);
- проницаемость пласта  $k = 0,7$  дарси ( $\approx 0,69$  мкм<sup>2</sup>);
- пористость пласта  $m = 0,20$ ;
- вязкость воды и нефти  $\mu = 4$  сантипуаза (4 мПа·с);
- давление на контуре питания  $p_k = 100$  ат ( $\approx 10$  МПа);
- давление на скважинах  $p_{скв} = 40$  ат ( $\approx 4$  МПа).

С помощью метода ЭГДА определены параметры электрической модели (см. рис. 3), для их нахождения были применены коэффициенты пересчета, которые связывают между собой электрические и гидродинамические величины (для на-

пряжений-депрессий  $1/C_p = 0,6$  ат/В, для токов-дебитов  $1/C_q = 182$  м<sup>3</sup>/сут·А):

- для различных участков пласта, заданных отличающимися параметрами мощности, установлены следующие параметры номиналов резисторов электрической сетки сопротивлений: для  $h = 1$  устанавливаются сопротивления  $R = 200$  Ом, для  $h = 2,5$  м –  $R = 80$  Ом,  $h = 5$  м –  $R = 40$  Ом.

- добавочные сопротивления –  $R_{доб}$ , которыми моделируют нужный диаметр скважин (для данного примера  $D = 0,2$  м), заданы следующими номиналами: для скважин, попавших в область с  $h = 1$  м,  $R_{доб} = 168$  Ом, для области с  $h = 2,5$  м –  $R_{доб} = 67$  Ом и для  $h = 5$  м –  $R_{доб} = 33,5$  Ом.

- все добавочные сопротивления одними концами подключаются к узлам сетки, находящимся ближе всего к местам расположения скважин, а другими концами соединяются к источникам напряжения, которыми задаются напряжения  $U_c = 67$  В, пропорциональные забойным давлениям  $p_c = 40$  ат.

- на контуре питания задается напряжение  $U_k = 167$  В, пропорционально давлению на контуре питания  $p_k = 100$  ат.

При включении такой сетки на указанные выше напряжения в любом ее элементе  $R$  установятся некоторые токи. В действительном месторождении, если оно вскрывается аналогичными девятью скважинами, в подобных точках установится аналогичная картина дебитов. Так, измеряя токи, протекающие через добавочные резисторы  $R_{доб}$ , и умножая их на коэффициенты пересчета, мы определили дебиты в девяти скважинах, расположенных на месторождении (см. рис. 1). Сравнение результатов определения дебитов скважин на программной модели с результатами измерений, при-

Сравнение результатов моделирования

№ скважины	Дебиты скважин, м <sup>3</sup> /сут		Приведенная погрешность, %
	По данным [10]	По программной модели	
1	99,2	114,7	-4,20
2	111,5	118,9	-2,01
3	11,4	11,5	-0,03
4	27,2	16,4	2,93
5	54,0	44,3	2,63
6	27,9	17	2,95
7	18,5	9,1	2,55
8	16,8	9,1	2,09
9	2,52	0,6	0,52
Суммарный дебит скважин	369,0	343,6	6,88

веденными в [12], сведены в таблицу. Отклонения были рассчитаны по формуле для приведенной погрешности:

$$\gamma = \Delta / X_n \cdot 100 \%,$$

где  $X_n$  – суммарный дебит скважин.

Как видно по результатам моделирования, имеют место отклонения от авторских [12] значений. Это можно объяснить неправильным выбором значений сопротивлений в программной модели в местах изменения мощности пласта, что вместе с достаточно большим масштабом ведет к отличию результатов экспериментов. Однако в данном случае это не играет роли, так как при идентичных параметрах всех элементов сетки сопротивлений с авторскими отклонение результатов измерений для данного примера сведется к минимуму. Следовательно, компьютерная модель вполне работоспособна и дальнейшие исследования позволят использовать ее в целях оперативного управления режимами работы приводов насосов нефтяных скважин.

### Заключение

1. Модернизация систем эксплуатации нефтяных месторождений с применением систем управления забойными давлениями нагнетательных и добывающих скважин позволяет повысить эффективность процессов заводнения пластов и добычи нефти, что положительным образом влияет на энергопотребление насосного оборудования скважин.

2. Применение технологии цифрового моделирования, основанной на методе ЭГДА, позволяет проводить моделирование в реальном времени для обеспечения возможности оперативного управления режимами работы приводов насосных установок.

3. Разработанная компьютерная программа, использующая метод узловых потенциалов для расчета заложенной в нее модели, показала достоверные результаты моделирования, что говорит о

возможности ее применения в качестве составной части, например, в системах управления с прогнозирующей моделью.

### Литература

1. РД 153–39.0–047–00. Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. – М.: Минтопэнерго России, 2000. – 130 с.
2. Еремин, А.Н. Новая классификация цифровых и интеллектуальных скважин / А.Н. Еремин // Автоматизация и ИТ в нефтегазовой области. – 2016. – № 2 (24). – С. 2–4.
3. Управление разработкой нефтяных месторождений / Я.М. Берцанский, В.Н. Кулибанов, М.В. Мееров, О.Ю. Першин. – М.: Недра, 1983. – 309 с.
4. Зубаиров, И.Ф. Интеллектуальная скважина – повышение эффективности механизированной добычи // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2013. – № 3. – С. 25–32.
5. Сипайлов, В.А. Оптимальное управление установкой электроцентробежного насоса с частотно-регулируемым асинхронным приводом / В.А. Сипайлов, В.Г. Букреев, Н.Ю. Сипайлова // Известия вузов. Электромеханика. – 2009. – № 4. – С. 66–69.
6. Мезенцев, Е.Ф. Оптимизация режимов работы группы скважин на основе модели взаимовлияния скважин / Е.Ф. Мезенцев, К.Ф. Тагирова // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2010. – № 5. – С. 22–26.
7. Гершкович, Ю.Б. Программный комплекс для АСУ ТП газлифтной установки: совместное решение задач моделирования и оптимального управления / Ю.Б. Гершкович, Ю.В. Редуцкий // Труды РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. – 2012. – № 3 (268). – С. 151–161.
8. A model for the integrated optimization of oil production systems / N.V. Queipo, L.E. Zepa, J.V. Goi-

cochea et al. // *Engineering with Computers*. – 2003. – № 19. – P. 130–141. DOI: 10.1007/s00366-003-0255-1

9. Aziz, K. *Petroleum Reservoir Simulation* / K. Aziz, A. Settari. – London and New York: Elsevier Applied Science Publishers, 1979.

10. Закиров, С.Н. *Проектирование и разработка газовых месторождений* / С.Н. Закиров, Б.Б. Ланук. – М.: Недра, 1974. – 376 с.

11. Максимов, М.М. *Математическое моделирование процессов разработки нефтяных месторождений* / М.М. Максимов, Л.П. Рыбичка. – М.: Недра, 1976. – 264 с.

12. *Научные основы разработки нефтяных месторождений* / А.П. Крылов, М.М. Глоговский, М.Ф. Мирчинк и др. – М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. – 416 с.

**Шайхлисламов Камиль Мансурович**, аспирант, кафедры «Электроэнергетика и электромеханика», Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург; gloomyhawk@inbox.ru.

*Поступила в редакцию 29 мая 2017 г.*

---

DOI: 10.14529/power170412

## APPLICATION OF THE ELECTROHYDRODYNAMIC ANALOGY METHOD IN THE ENERGY EFFICIENT MANAGEMENT OF OIL FIELDS EXPLOITATION SYSTEM

**K.M. Shaykhlislamov**, gloomyhawk@inbox.ru  
Saint-Petersburg Mining University, Saint-Petersburg, Russian Federation

The article deals with the problem of increasing the energy efficiency of oil fields exploitation systems. To solve the problem, it is proposed to carry out oil production with the use of an automatic system for the operational control of pump unit electric drives' operating modes of injection and production wells. It applies an optimizing algorithm for bottomhole pressures based on the energy consumption minimization criterion using an oil deposit mathematical model developed with the help of the electrohydrodynamic analogy method (EHDA). The total of the abovementioned allows producing the most energy efficient oil production technology. The substantiation of the EHDA method applicability to making computer models for oil fields is given. Oil production process modeling in the developed software model was carried out. The obtained data were compared with the modeling results on pre-existing physical models. The research results made the author draw a conclusion on the possibility of applying EHDA method for creating models participating in the energy efficient management system of oil fields exploitation.

*Keywords: oil fields exploitation, energy efficiency, oil fields modeling, electrohydrodynamic analogy method.*

### References

1. RD 153–39.0–047–00. *Reglament po sozdaniyu postoyanno deystvuyushchikh geologo-tehnologicheskikh modeley neftyanykh i gazonefityanykh mestorozhdeniy* [Regulation on the Creation of Permanent Geological and Technological Models of Oil and Gas Field]. Moscow, Publ. of Mintopenergo RF, 2000. 130 p.
2. Eremin A.N. [New Classification Digital and Intelligent Wells]. *Avtomatizatsiya i IT v neftegazovoy oblasti* [Automation and IT in the Oil and Gas Field], 2016, no. 2(24), pp. 2–4.
3. Bershchanskiy Ya.M., Kulibanov V.N., Meerov M.V., Pershin O.Yu. *Upravlenie razrabotkoy neftyanykh mestorozhdeniy* [Management of Oil Field Development]. Moscow, Nedra Publ., 1983. 309 p.
4. Zubairov I.F. [Intellectual Well – Raising Efficiency of Mechanized P]. *Avtomatizatsiya, telemekhanizatsiya i svyaz' v neftyanoy promyshlennosti* [Automation, Remote Control and Communication in Oil Industry], 2013, no. 3, pp. 25–32.
5. Sipaylov V.A., Bukreev V.G., Sipaylova N.Yu. [Optimum Control of the Installation of an Electric Centrifugal Pump with a Frequency-Controlled Asynchronous Drive]. *Izvestiya vuzov. Elektromekhanika* [Proceedings of Universities. Electromechanics], 2009, no. 4, pp. 66–69.

6. Mezentsev E.F., Tagirova K.F. [Optimization of a Number of Wells Working Regime Based on Wells Interaction Model]. *Avtomatizatsiya, telemekhanizatsiya i svyaz' v nefyanoy promyshlennosti* [Automation, Remote Control and Communication in the Oil Industry], 2010, no. 5, pp. 22–26.

7. Gershkovich Yu.B., Redutskiy Yu.V. [Software Package for Automated Gas Control System of Gas-Lift Installation: Joint Solution of Modeling and Optimal Control Problems]. *Proceedings of Gubkin Russian State University of Oil and Gas*, 2012, no. 3 (268), pp. 151–161.

8. Queipo N.V., Zepa L.E., Goicochea J.V., Verde A.J., Pintos S.A., Zambrano A. A Model for the Integrated Optimization of Oil Production Systems. *Engineering with Computers*, 2003, vol. 19, pp. 130–141. DOI: 10.1007/s00366-003-0255-1

9. K. Aziz and A. Settari. *Petroleum Reservoir Simulation*. Elsevier Applied Science Publishers, London and New York, 1979.

10. Zakirov S.N., Lapuk B.B. *Proektirovanie i razrabotka gazovykh mestorozhdeniy* [Design and Development of Gas Fields]. Moscow, Nedra Publ., 1974. 376 p.

11. Maksimov M.M., Rybitskaya L.P. *Matematicheskoe modelirovanie protsessov razrabotki nefyanykh mestorozhdeniy* [Mathematical Modeling of Oil Field Development Processes]. Moscow, Nedra Publ., 1976. 264 p.

12. Krylov A.P., Glogovskiy M.M., Mirchink M.F., Nikolaevskiy N.M., Charnyy I.A. *Nauchnye osnovy razrabotki nefyanykh mestorozhdeniy* [Scientific Bases of Oil Field Development]. Moscow-Izhevsk, Institut komp'yuternykh issledovaniy Publ., 2004. 416 p.

*Received 29 May 2017*

---

#### ОБРАЗЕЦ ЦИТИРОВАНИЯ

Шайхлисламов К.М. Применение метода электрогидродинамической аналогии в системе энергоэффективного управления эксплуатацией нефтяных месторождений / К.М. Шайхлисламов // Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». – 2017. – Т. 17, № 4. – С. 107–113. DOI: 10.14529/power170412

#### FOR CITATION

Shaykhislamov K.M. Application of the Electrohydrodynamic Analogy Method in the Energy Efficient Management of Oil Fields Exploitation System. *Bulletin of the South Ural State University. Ser. Power Engineering*, 2017, vol. 17, no. 4, pp. 107–113. (in Russ.) DOI: 10.14529/power170412