

# Информационные технологии, автоматизация и управление в нефтегазовой отрасли

## Information technologies, automation and management in the oil and gas industry

DOI: 10.31660/0445-0108-2019-1-73-81

УДК 622.276.5

### Применение метода расчета забойного давления с целью управления нефтедобывающей скважиной

**Н. Н. Алаева\*, Ю. Б. Томус**

*Альметьевский государственный нефтяной институт, г. Альметьевск, Россия*

*\*e-mail: nalaeva@yandex.ru*

*Аннотация.* Актуальность рассматриваемого вопроса заключается в получении достоверных значений забойного давления расчетным методом при технических затруднениях проведения глубинных измерений в добывающих скважинах Ромашкинского месторождения ПАО «Татнефть».

В результате сравнения значений забойных давлений, полученных расчетными методами (модель Хасана — Кабира и метод РД 153-39.0-920-15), выявлено, что средняя относительная погрешность метода Хасана — Кабира составляет 5,33 % (не более 10 %), в отличие от метода РД.

При моделировании системы управления процессом нефтедобычи, включающей разработанный алгоритм регулирования дебита жидкости, в программе MATLAB/Simulink наблюдается переходный процесс, в результате которого значение дебита жидкости увеличивается и стабилизируется. Таким образом, применение метода Хасана — Кабира в предлагаемой системе управления процессом нефтедобычи возможно на всех скважинах данного месторождения.

*Ключевые слова:* метод Хасана — Кабира; расчет забойного давления; система управления процессом нефтедобычи

### Application of the bottomhole pressure calculation method to operate an oil well

**Natalya N. Alaeva\*, Yury B. Tomus**

*Almetyevsk State Oil Institute, Almetyevsk, Russia*

*\*e-mail: nalaeva@yandex.ru*

*Abstract.* The aim of the study is to obtain reliable values of bottomhole pressure calculation method in oil wells of PJSC «Tatneft» due to technical difficulties emerged when performing deep measurements of producing wells at the Romashkino oil field.

We have performed calculations of bottomhole pressure in wells according to Hasan — Kabir method and the RD 153-39.0-920-15 method. The comparison of

the obtained values revealed that the average relative error of Hasan — Kabir method is 5,33 % (not more than 10 %), in contrast to the RD method.

Also, we have created the model of the process control system of oil production in the program MATLAB/Simulink. This program includes the algorithm of regulation the liquid rate. In modeling the control system, a transient process is observed, in which the value of the liquid rate increases and stabilizes. Thus, the application of Hasan — Kabir method in the proposed process control system of oil production is possible in all wells at the Romashkino oil field.

*Key words:* Hasan — Kabir method; bottomhole pressure calculation; process control system of oil production

### **Введение**

Большинство нефтяных месторождений России находятся на поздней стадии разработки, и эффективность таких месторождений определяется, прежде всего, оптимизацией режимов работы скважин. При автоматизации систем управления процессом нефтедобычи возникает необходимость автоматического регулирования основных технологических параметров с целью стабилизации заданного режима работы скважин. Для систем управления значение забойного давления — один из основных параметров регулирования процесса нефтедобычи, его определение является необходимой задачей.

Глубинные измерения обычно характеризуются неоперативностью, длительностью, значительной стоимостью проведения исследований, несмотря на высокую точность измерений. Все эти недостатки приводят к необходимости применения косвенных (расчетных) методов получения параметров скважин и использования глубинных измерений лишь в определенных случаях.

Для практических расчетов забойного давления наиболее широко применим метод Хасана — Кабира [1], который основывается на прогнозировании режимов потока, учитывающего основные механизмы процессов перехода из одного режима в другой.

В работе [2] проведен анализ нескольких методов расчета забойного давления, по результатам которого представлена оценка средней квадратичной погрешности и выбран оптимальный алгоритм определения забойного давления. Установлено, что оптимальным для большинства месторождений является алгоритм, основанный на методе Хасана — Кабира.

### **Постановка задачи**

Контроль некоторых технологических параметров нефтедобывающих скважин необходим для поддержания заданного режима работы скважины. Однако осуществление глубинных измерений в скважинах иногда бывает технически невыполнимо или просто экономически неэффективно, в таком случае параметры определяются расчетным методом. Особенно это важно для малодебитных скважин, работающих при механизированном способе добычи, где одним из важных параметров, характеризующих режим работы скважины, является значение забойного давления.

Существующие методы расчета забойного давления характеризуются определенной погрешностью. Средняя относительная погрешность метода расчета забойного давления в скважине, составляющая 15–20 % и более, может привести к некорректной работе системы управления процессом нефтедобычи.

Объектом исследования выбрано Ромашкинское месторождение ПАО «Татнефть», на котором мы предлагаем оценить метод Хасана — Кабира для расчета забойного давления в сравнении с методом, основанным на

РД 153-39.0-920-15<sup>1</sup>, с целью оценки средней относительной погрешности, не превышающей 10 %, для дальнейшего применения расчетного метода в алгоритме регулирования дебита жидкости системы управления процессом нефтедобычи.

Основным преимуществом систем управления процессом нефтедобычи являются возможность реагирования на изменение условий призабойной зоны скважины и поддержание параметров процесса нефтедобычи на заданном уровне.

### Сравнительный анализ методов расчета забойного давления на скважинах Ромашкинского месторождения

Мы выполнили расчеты забойного давления группы нефтедобывающих скважин Ромашкинского месторождения по методам Хасана — Кабира и РД 153-39.0-920-15 с использованием программы Excel для определения и сравнения средней относительной погрешности и относительного коэффициента эффективности. Достоверность расчетов проверялась сравнением с глубинными измерениями. По графикам, представленным на рисунке 1, можно увидеть, что значения забойного давления, полученные по методу Хасана — Кабира, наиболее близки к глубинным измерениям по сравнению с методом РД.

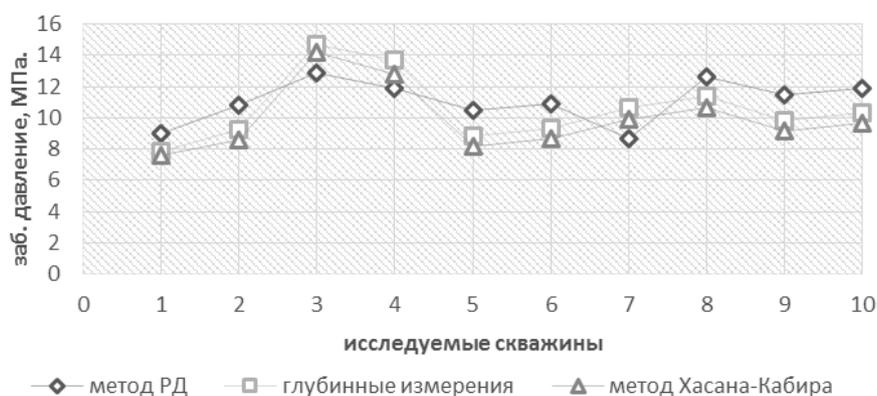


Рис. 1. Графики значений забойных давлений, полученных расчетными методами (модель Хасана – Кабира и метод РД), и глубинных измерений для группы скважин Ромашкинского месторождения

Далее сравнение расчетных методов основывалось на статистических параметрах [1], характеризующих эффективность расчетов на основе анализа замеров, и определении относительного коэффициента эффективности  $F_{гр}$  методов. При этом минимальное значение  $F_{гр}$  равно 0 соответствует наилучшей эффективности метода. Максимально возможное значение  $F_{гр}$  равно 6 соответствует наихудшей эффективности.

В таблице показана оценка методов по интервалу погрешности забойного давления, средней относительной погрешности и относительному коэффициенту эффективности  $F_{гр}$ .

<sup>1</sup>РД 153-39.0-920-15. Оптимальный комплекс и периодичность гидродинамических методов контроля за разработкой месторождений ПАО «Татнефть». – Бугульма: ТатНИПИ-нефть, 2016. – 42 с.

### Сравнительный анализ методов расчета забойного давления

Сравнительные параметры	Метод Хасана — Кабира	Метод, основанный на РД
Интервал погрешности забойного давления, МПа	0,275÷0,656	1,253÷1,983
Средняя относительная погрешность, %	5,33	15,39
Относительный коэффициент эффективности $F_{гр}$	2,08	4,24

В результате проведенного нами сравнительного анализа значений забойных давлений, полученных с помощью расчетов, и глубинных измерений было выявлено, что наилучшим коэффициентом эффективности обладает метод Хасана — Кабира. Кроме того, средняя относительная погрешность метода Хасана — Кабира составляет 5,33 % (не более 10 %), в отличие от метода РД (см. табл.). В результате можно сделать вывод о возможности применения метода Хасана — Кабира на всех скважинах Ромашкинского месторождения при управлении режимом работы скважин.

### Управление режимом работы нефтедобывающей скважины по расчетному значению забойного давления

К современным тенденциям развития информационных технологий в области нефтедобычи относится оснащение скважин частотно-регулируемыми электроприводами (ЧРЭП), предназначенными для регулирования частоты вращения приводного электродвигателя (ПЭД) насоса. Это открывает дополнительные возможности для автоматизации процесса нефтедобычи, а также для создания систем управления.

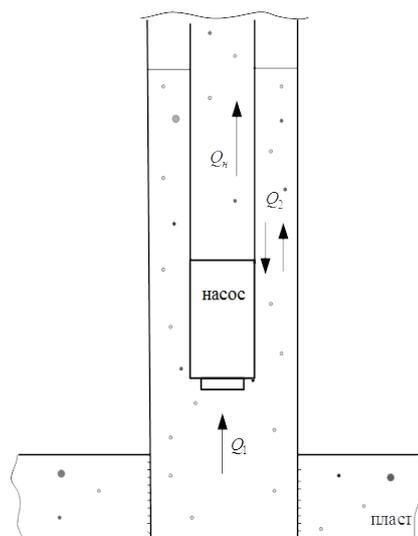


Рис. 2. Схема распределения потоков жидкости в скважине

Такие системы управления осуществляют мониторинг параметров скважины в режиме реального времени, и на их основе рассчитывают и задают частоту вращения электроцентробежного насоса (ЭЦН), обеспечивая заданный режим работы скважины. Однако проведение глубинных измерений в скважинах иногда технически невыполнимо, а приведенный выше сравнительный анализ методов расчета забойного давления показывает реальную возможность получения забойного давления косвенным методом.

На рисунке 2 представлена схема распределения потоков жидкости в скважине.

На входе насоса присутствуют два потока:  $Q_1$  — приток жидкости из пласта и  $Q_2$  — поток жидкости межтрубья. Эти потоки объединяются насосом в один  $Q_n$  — поток жидкости в насосно-компрессорных трубах (НКТ), то есть

$$Q_n = Q_1 -/+ Q_2. \quad (1)$$

Поскольку поток жидкости межтрубья  $Q_2$  — преимущественно поток нефти, который суммируется с притоком жидкости из пласта  $Q_1$ , в случае если приток  $Q_1$  меньше производительности насоса, нефтесодержание потока жидкости в НКТ  $Q_n$  повышается. Если приток жидкости из пласта  $Q_1$  больше производительности насоса, то  $Q_2$  вычитается из притока  $Q_1$ .

Режим работы скважины считается установившимся при условии, когда  $Q_2 = 0$ ,  $Q_1 = Q_n$  и динамический уровень жидкости постоянный  $H_0 = const$ . Выполнение этих требований должна осуществлять система управления режимом работы скважины, чтобы обеспечить получение заданной нормы добычи жидкости, то есть  $Q_n$ .

Для реализации алгоритма регулирования дебита жидкости в скважине с ЭЦН, представленного на рисунке 3, учитывается конструкция скважины ( $A_p, d, \theta$ ), определяется объем добываемой жидкости  $Q_n$ , плотности жидкости  $\rho_L$ , нефти  $\rho_n$  и газа  $\rho_g$ , а также измеряется давление на приеме насоса  $P_{np}$ . Кроме того, с помощью гидродинамических исследований определяются пластовое давление  $P_{пл}$ , коэффициент продуктивности  $K_{np}$ , постоянная времени пласта  $T_{пл}$ , заданное значение дебита жидкости  $Q_{зад}$ .

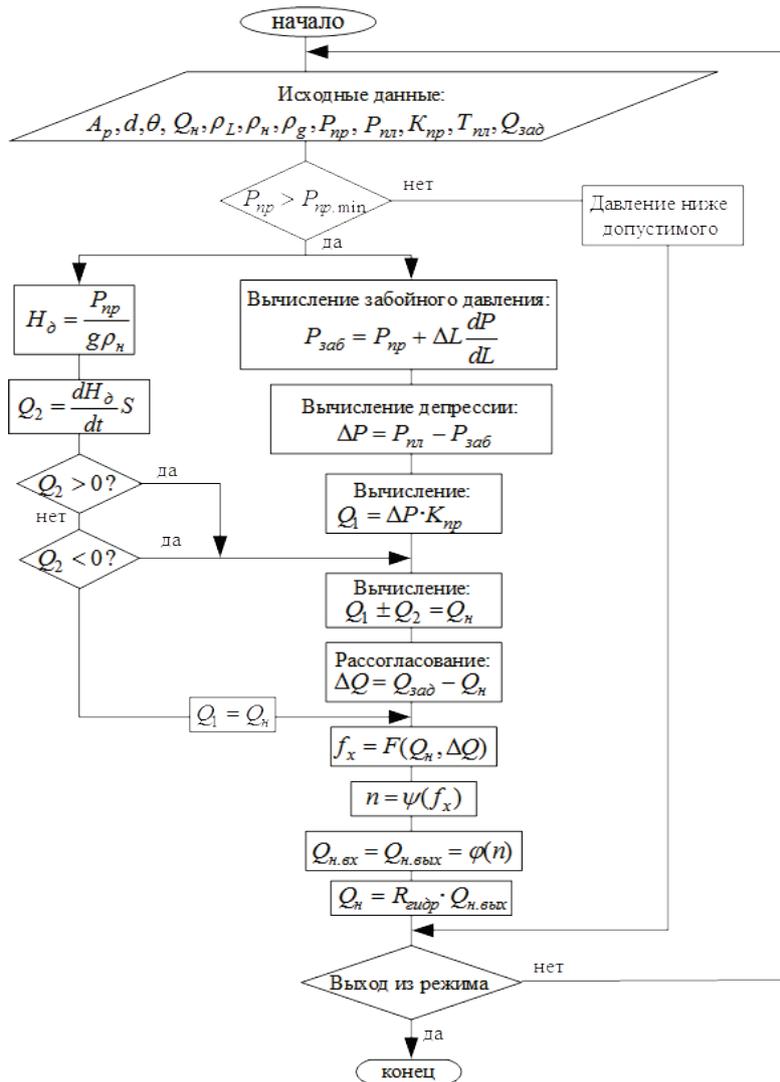


Рис. 3. Блок-схема алгоритма регулирования дебита жидкости в скважине



ты  $n$  вращения насоса и регулируя поток жидкости в НКТ  $Q_n$ , то есть дебит. Этот поток может незначительно отличаться от потоков на входе и выходе насоса  $Q_{н.вх} = Q_{н.вых}$  из-за гидравлических потерь  $R_{гидр}$  в НКТ.

В системе управления процессом нефтедобычи контроллер реализует разработанный нами алгоритм регулирования дебита жидкости в скважине (см. рис. 4).

Исходное состояние при пуске скважины следующее: ЧРЭП задает номинальную частоту  $f_n$ , при которой насос после включения обеспечит поток жидкости в НКТ  $Q_n$ , при этом поток жидкости из пласта  $Q_l = 0$ , уровень жидкости в межтрубье равен  $H_{d0}$ , давление на приеме насоса  $P_{np}$  измеряется датчиком давления на приеме насоса, забойное давление  $P_{заб}$  рассчитывается по методу Хасана — Кабира.

После пуска скважины насос, с учетом своего быстродействия, набирает номинальную частоту вращения  $n_n$ , обеспечивающую поток жидкости через насос равный  $Q_n$ . Причем поток жидкости в НКТ  $Q_n$  обеспечивается двумя потоками:

- потоком жидкости межтрубья  $Q_2$ , уменьшающимся по величине от  $Q_n$  до нуля по экспоненциальной зависимости с постоянной времени пласта  $T_{nl}$ , при этом происходит последовательное и взаимовлияющее изменение значений следующих параметров:  $P_{np0} \rightarrow P'_{np} \rightarrow H_d \rightarrow \frac{dH_d}{dt} \rightarrow Q'_2$ ;

- притоком жидкости из пласта  $Q_l$ , увеличивающимся по величине от нуля до  $Q_n$ .

Таким образом, достигается стационарный режим работы скважины после ее пуска. Выходным параметром системы управления является поток жидкости из НКТ  $Q_n$ .

Покажем, как происходит регулирование дебита жидкости в скважине. Допустим, необходимо уменьшить производительность скважины с  $Q_n$  до  $Q_{зад} = Q_{n1}$ . При этом возникает рассогласование  $\Delta Q$ , которое через БП изменит сигнал задания для ЧРЭП, и производительность скважины уменьшится с  $Q_{н.вх}$  до  $Q_{н1.вх}$ . Этот поток будет меньше потока жидкости из пласта  $Q_l$ , поэтому возникает поток жидкости межтрубья  $Q_2''$  по пути  $Q_2'' \rightarrow \frac{dH_d}{dt} \rightarrow H_d \rightarrow P''_{np} \rightarrow P_{np}$ , который увеличит давление на приеме насоса  $P_{np}$  и давление на забое  $P_{заб}$ , тем самым уменьшая приток жидкости из пласта  $Q_l$  до величины  $Q_{н1.вх}$ . Таким образом, установится новый стационарный режим.

Для исследования системы управления процессом нефтедобычи построена ее модель в программе Matlab/Simulink (рис. 5). В блоке Gife liquid rate установлено заданное значение дебита жидкости. В блоке Controller выполнен контроллер, реализующий алгоритм регулирования дебита жидкости. Блок Variable-frequency/Electric motor/Centrifugal pump1 включает в себя БП, ЧРЭП, ПЭД и насос. Блок Liquid rate предназначен для получения графика изменения дебита жидкости от времени.

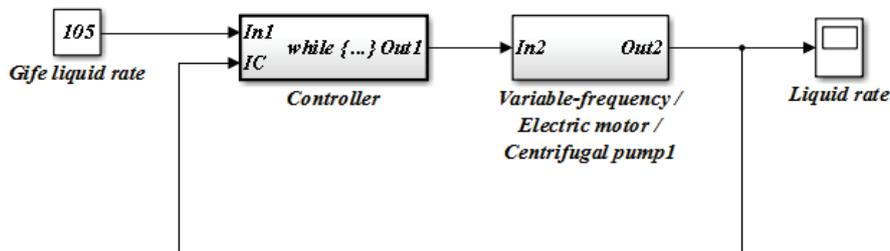


Рис. 5. Моделирование системы управления процессом нефтедобычи в программе Matlab/Simulink

С помощью полученной модели (см. рис. 5) выполнена оценка работы системы управления процессом нефтедобычи. Допустим, необходимо увеличить производительность скважины с 98 до 105 м<sup>3</sup>/сут. В блоке Gife liquid rate задается значение дебита жидкости 105 м<sup>3</sup>/сут, которое поступает на вход блока Controller. Также на вход блока Controller поступает текущее значение дебита жидкости. С помощью блоков Controller и Variable-frequency/Electric motor/Centrifugal pump1 моделируется работа системы управления, в результате которой значение дебита жидкости увеличивается (рис. 6).

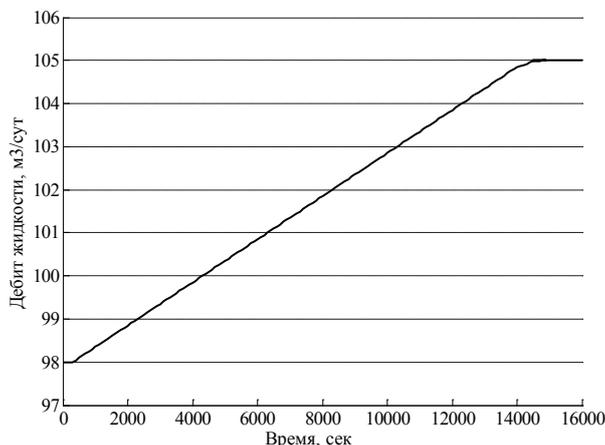


Рис. 6. График изменения дебита жидкости

По графику, представленному на рисунке 6, видно, что при работе системы управления наблюдается переходный процесс, длительность которого составляет 4,03 часа (14 520 с), и значение дебита жидкости увеличивается с 98 до 105 м<sup>3</sup>/сут.

Таким образом, предлагаемый алгоритм регулирования дебита жидкости показывает реальную возможность оперативного управления режимом работы скважины путем использования расчетных значений забойного давления при контроллерном получении управляющего воздействия в виде изменения скорости вращения приводного двигателя ЭЦН.

### Выводы

Первый этап исследований, заключающийся в оценке и сравнении расчетных значений забойных давлений, полученных по методам Хасана — Кабира и РД 153-39.0-920-15, для группы скважин Ромашкинского месторождения, показал, что наилучшим коэффициентом эффективности обладает метод Хасана — Кабира, средняя относительная погрешность которого составила 5,33 % (не более 10 %), в отличие от метода РД. Следовательно, метод Хасана — Кабира является приемлемым для применения на Ромашкинском месторождении, и его можно рекомендовать для скважин данного месторождения.

Второй этап исследований связан с разработкой алгоритма регулирования дебита жидкости, включающего метод Хасана — Кабира, который можно реализовать в системе управления режимом работы нефтяной добывающей скважины. Выполненные исследования в процессе моделирования системы управления в программе Matlab/Simulink позволили сделать вывод, что предлагаемая система позволит осуществлять управление режимом работы нефтедобывающей скважины с целью увеличения эффективности ее эксплуатации.

### **Библиографический список**

1. Брилл Дж. П., Мукерджи Х. Многофазный поток в скважинах / Пер. с англ. Ю. В. Русских; под ред. М. Н. Кравченко. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006. – 384 с. – (Библиотека нефтяного инжиниринга).
2. Королев К. Б., Силкина Т. Н., Пугачев Е. В. Анализ применения адаптированного алгоритма пересчета забойного давления по данным устьевых замеров в скважинах механизированного фонда // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 12. – С. 114-117.

### **Сведения об авторах**

*Алаева Наталья Николаевна, старший преподаватель кафедры автоматизации и информационных технологий, Альметьевский государственный нефтяной институт, г. Альметьевск, e-mail: nalaeva@yandex.ru*

*Томус Юрий Борисович, к. т. н., доцент кафедры автоматизации и информационных технологий, Альметьевский государственный нефтяной институт, г. Альметьевск, e-mail: tjub123@rambler.ru*

### **Information about the authors**

*Natalya N. Alaeva, Senior Lecturer at the Department of Automation and Information Technologies, Almeteyevsk State Oil Institute, e-mail: nalaeva@yandex.ru*

*Yury B. Tomus, Associate Professor at the Department of Automation and Information Technology, Almeteyevsk State Oil Institute, e-mail: tjub123@rambler.ru*