

УДК 532.546.3; 536.717

В.М. Зайченко, В.В. Качалов, И.Л. Майков, Г.Ф. Сокол, В.М. Торчинский

## Математическое и физическое моделирование теплового воздействия на газоконденсатные системы

### Ключевые слова:

газоконденсат, пористая среда, ретроградная жидкость, физическое и математическое моделирование.

### Keywords:

gas liquids, porous medium, retrograde fluid, physical and mathematical modeling.

Термобарические условия, приводящие к ретроградным явлениям в пластовых смесях газоконденсатных и нефтяных месторождений, часто соответствуют давлениям и температурам, наблюдаемым в практике их разработки. Это обуславливает выпадение жидких компонентов в газонасыщенных пластах, изменение состава добываемой продукции, а также продуктивности скважин. Фильтрация многокомпонентной двухфазной смеси к забою скважины вызывает увеличение насыщенности конденсатом порового пространства по сравнению с процессом дифференциальной статической конденсации вплоть до образования конденсатной пробки [1]. При этом ухудшается и качество добываемого сырья – наиболее ценная его часть конденсируется в трудноизвлекаемой жидкой фракции. Методам борьбы с этим явлением посвящено большое количество работ [2, 3]. В настоящей статье рассматривается метод теплового воздействия на пласт с целью увеличения дебита добывающей скважины и приводятся результаты физического и математического моделирования теплового воздействия на модель пласта.

### Влияние температуры на дебит скважины

Влияние температуры можно проиллюстрировать на фазовой диаграмме бинарной углеводородной смеси, имеющей характерную ретроградную область, например метан–н-бутан (рис. 1).

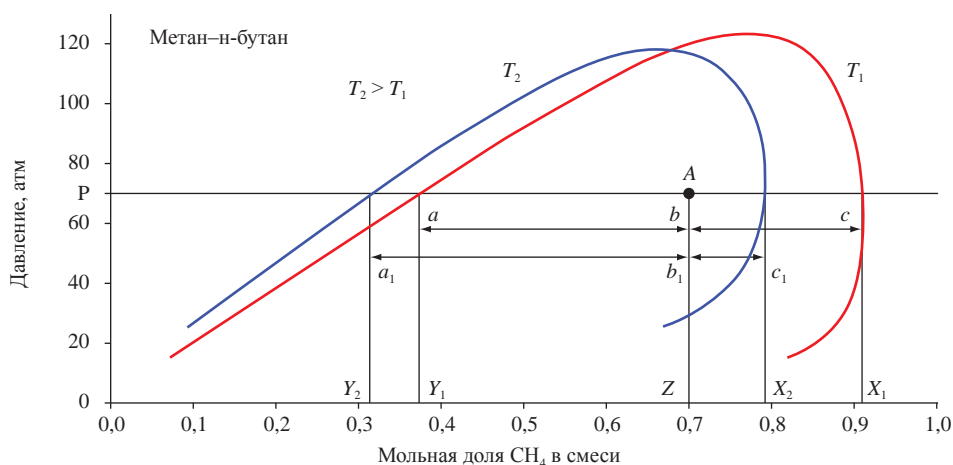


Рис. 1. Фазовая диаграмма бинарной углеводородной смеси метан–н-бутан

Пусть  $A$  – равновесное состояние углеводородной системы при давлении  $P$ , температуре  $T_1$  и концентрации метана в смеси  $Z$ . При этом концентрация н-бутана в паровой фазе –  $1 - X_1$ , в жидкой фазе –  $1 - Y_1$ ; мольная концентрация жидкой фазы в смеси  $C_1 = bc / ac$ . При увеличении температуры системы до  $T_2$  равновесная концентрация высококипящего компонента (н-бутана) в газовой фазе возрастает ( $1 - X_2$ ). В то же время уменьшается мольная концентрация жидкой фазы в смеси ( $C_2 = b_1c_1 / a_1c_1$ ).

Предварительный анализ процесса проводился с использованием одномерной нестационарной модели двухфазной фильтрации газоконденсатной смеси, реализо-

ванной в компьютерной программе PLAST [4]. В модели произведен расчет гидродинамических и термодинамических характеристик процесса фильтрации бинарной углеводородной смеси в изотермических условиях при наличии фазовых переходов. Гидродинамика процесса двухфазной фильтрации в пористой среде рассчитывалась в приближении линейного закона Дарси, термодинамические характеристики – с помощью обобщенного кубического четырехкоэффициентного уравнения состояния Ван-дер-Ваальсового типа и условий фазового равновесия.

В качестве модельной выбрана бинарная смесь метан–н-бутан. Результаты расчетов представлены на рис. 2.

Если принять начальный выход (расход) высококипящего компонента  $Q_1$  за 1, то в период истощения (участок *bc*) выход н-бутана  $Q_2$  составит 0,12. После увеличения температуры внутрипластовой системы на 10 °С (точка *c*) выход н-бутана  $Q_3$  увеличится до 0,41, а в период истощения (участок *de*) снизится до 0,1. Относительное увеличение дебита высококипящего углеводорода (отношение площади *cdef* к площади *cfgh*) составило 26 %.

Значительное увеличение выхода высококипящего компонента обусловлено действием трех факторов: увеличением концентрации н-бутана в газовой фазе (см. рис. 1), уменьшением вязкости жидкой фазы и влагонасыщенности. Последние два фактора приводят к увеличению фазовых проницаемостей и расхода газовой фазы.

Следует отметить, что результаты получены для модельной бинарной смеси и носят качественный характер.

### Оценки параметров распространения тепловой волны в прискважинном пространстве. Постановка задачи

Рассмотрим нагрев среды в условиях пласта нагревателем длины  $L$ , помещенным в скважину (сферически симметричная задача с постоянными свойствами среды). Граничные условия определяются следующим образом: на бесконечности задается нулевой тепловой поток, на расстоянии  $r_0$  поддерживается постоянная температура  $T_1$ .

Величина  $r_0$  определяется из эквивалентной поверхности сферы:

$$4\pi r_0^2 = 2\pi RL, \tag{1}$$

где  $R$  – радиус скважины.

Уравнение теплопроводности в сферической системе координат имеет следующий вид:

$$\frac{\partial T}{\partial t} - \frac{1}{r^2} \frac{\partial}{\partial r} \left( kr^2 \frac{\partial T}{\partial r} \right) = 0, \tag{2}$$

где  $k$  – коэффициент температуропроводности:

$$k = \frac{\lambda}{c\rho},$$

$\lambda$  – эффективный коэффициент теплопроводности породы и газоконденсата (в дальнейшем – смеси);  $\rho$  – плотность смеси;  $c$  – теплоемкость смеси.

Уравнение (2) дополняется начальным и граничными условиями:

$$\begin{aligned} T(t = 0, r) &= T_0; \\ T(t, r = r_0) &= T_1; \\ \frac{\partial T(t, r \rightarrow \infty)}{\partial r} &= 0. \end{aligned} \tag{3}$$

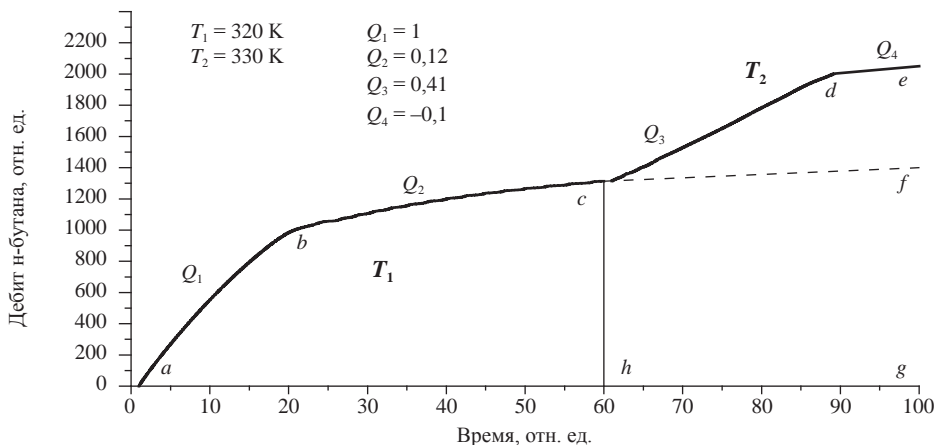


Рис. 2. Результаты расчетов

### Результаты численного моделирования

Для дискретизации уравнения (2) использовался метод контрольного объема [5]. Решение дискретных уравнений находилось методом прогонки [5]. При решении уравнения (2) задавались следующие значения параметров:  $R = 0,16$  м;  $k = 2 \cdot 10^{-6}$  м<sup>2</sup>/с;  $T_0 = 310$  К;  $T_1 = 1310$  К.

Определялось время прогрева пласта на расстоянии 7 м от скважины на 9 градусов. Зависимость времени прогрева пласта от длины нагревателя представлена на рис. 3. При увеличении длины от 1 до 4 м время прогрева уменьшается от 100 до 60 сут. Дальнейшее увеличение длины нагревателя приводит только к небольшому уменьшению времени прогрева (кривая имеет асимптоту на уровне 50 сут).

Зависимость полезной мощности, обеспечивающей заданный уровень температуры и прогрев пласта, от длины нагревателя имеет линейный характер (рис. 4).

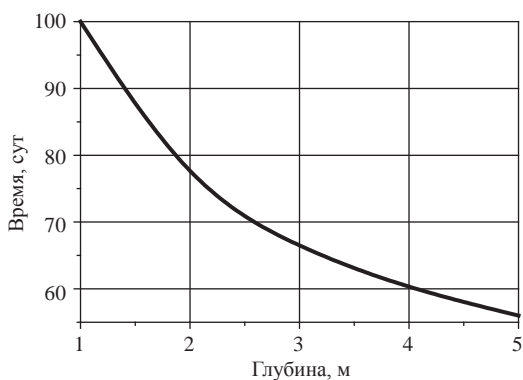


Рис. 3. Время прогрева пласта на расстоянии 7 м в зависимости от длины нагревателя

Временные зависимости температуры пласта на расстоянии 7 м от скважины представлены на рис. 5.

Нагрев проводится до достижения  $\Delta T = T - T_0 = 9$  градусов, затем выключается. При уменьшении  $\Delta T$  ниже 9 градусов нагрев снова включается. Все кривые имеют периодический характер и отличаются цикличностью: 120/20 – кривая 3; 90/30 – кривая 2; 60/40 – кривая 1. В знаменателе – время нагрева в цикле, в числителе – время остывания. Уменьшение температуры за один цикл не превосходит одного градуса, но средняя температура на кривой 3 выше.

С учетом результатов, представленных на рис. 4 и 6, можно построить зависимости дебита скважины от времени. Характерное время тепловых процессов  $t_T$  составляет  $10^{-6}$ – $10^{-9}$  с в зависимости от принятой характерной длины. Характерное время  $t_G$  гидродинамических процессов лежит в пределах  $10^{-4}$ – $10^{-7}$  с для тех

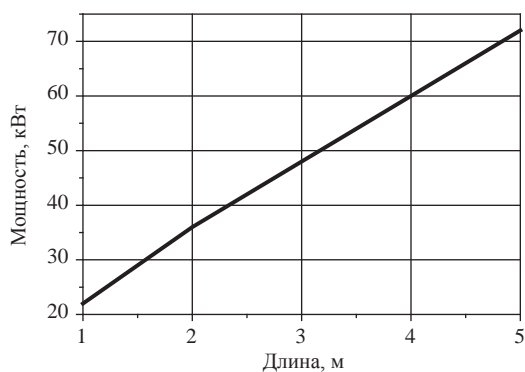


Рис. 4. Зависимость мощности от длины нагревателя

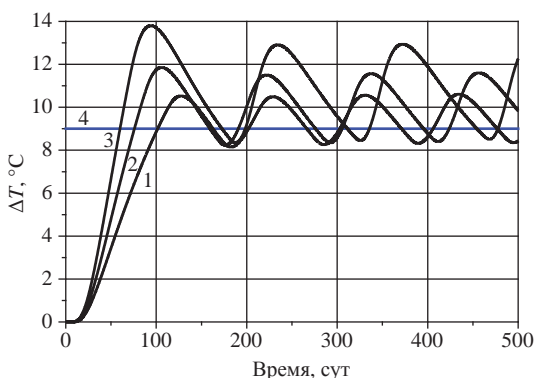


Рис. 5. Временные зависимости температуры пласта при различных длинах нагревателя: 1 – 1 м; 2 – 2 м; 3 – 4 м; 4 – уровень 9 градусов

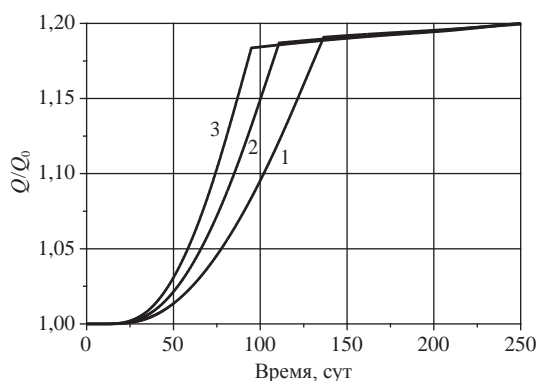


Рис. 6. Относительный выход углеводородов при различных длинах нагревателя: 1 – 1 м; 2 – 2 м; 3 – 4 м

же характерных длин. Примем линейную зависимость расхода углеводорода от температуры. Зависимости дебита скважины от времени представлены на рис. 6 в предположении  $t_T = t_G$ .

Относительное увеличение дебита углеводорода составляет 17–19 %, что соответствует предварительным оценкам (см. рис. 2), при которых рассматривалось скачкообразное увеличение температуры. Предполагалось, что во всех случаях время образования новой газоконденсатной пробки одинаково и масштабировалось в соответствии с данными рис. 2. Использование больших мощностей (кривая 3) приводит к ускоренному выходу на новую температуру и завершению процесса. Уменьшение характерного гидродинамического времени  $t_G$  будет приводить к растягиванию процесса во времени (аналогично уменьшению мощности – кривые 2 и 1).

### Экспериментальное исследование метода теплового воздействия

Физическое моделирование закономерностей фильтрации углеводородных смесей проводилось на экспериментальном стенде «Пласт», созданном в ОИВТ РАН. Стенд предназначен для исследования процессов фильтрации пластовых флюидов при термобарических условиях реальных пластов [6]. На созданном в 1990 г. стенде «Пласт-1» [7] проводились стендовые испытания различных технологий теплового, физико-химического и комбинированного воздействий на нефтяные пла-

сты Усинского и ряда других месторождений высоковязкой нефти. Работы выполнялись по программам МНТК «Нефтеотдача», Министерства науки РФ, ОАО «Газпром» совместно с ВНИИнефть, ИПНГ РАН и РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина.

В последнее время работы на стенде «Пласт» ориентированы на проблему разработки научно-технических основ технологий увеличения компонентоотдачи при разработке газоконденсатных месторождений на различных этапах эксплуатации.

Параметры, которые может обеспечить установка, – давление до 40 МПа и температура до 400 °С – позволяют в широких пределах моделировать пластовые условия и проводить эксперименты с жидкостями и газами различного фракционного состава.

Задачи, решаемые на стенде:

- исследование фундаментальных физико-химических процессов при фильтрации флюидов в пористых средах до давлений 40 МПа и температур до 400 °С;
- моделирование волновых методов повышения компонентоотдачи нефтяных и газоконденсатных пластов;
- исследование эффективности методов интенсификации добычи нефти и газового конденсата при пластовых термобарических условиях для конкретных продуктивных пластов.

Экспериментальный стенд и его блок-схема представлены на рис. 7 и 8 соответственно.



Рис. 7. Экспериментальный стенд «Пласт»

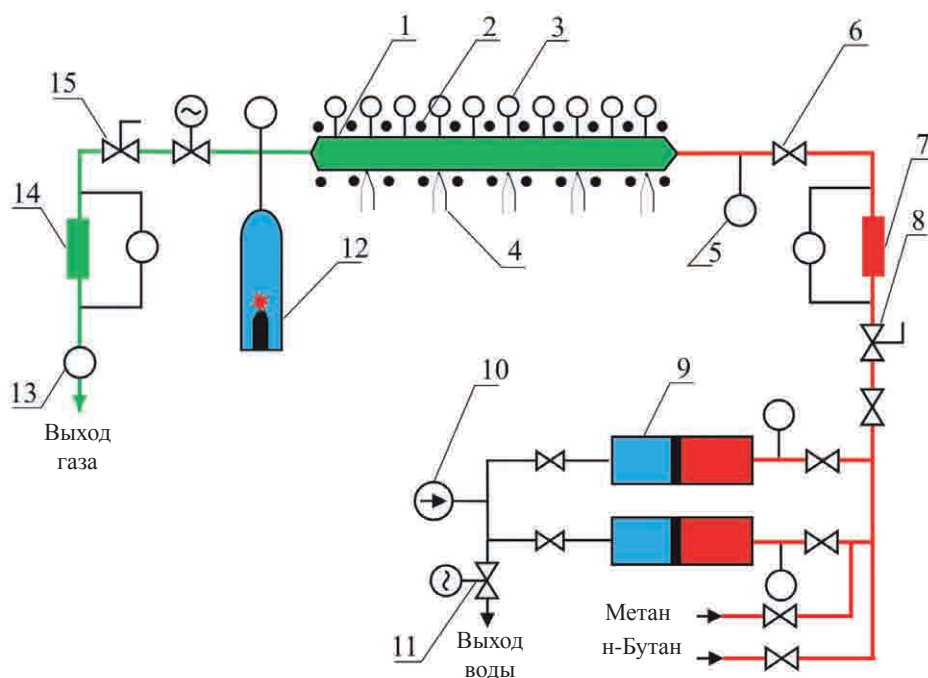


Рис. 8. Блок-схема модифицированного стенда «Пласт»:

1 – экспериментальный участок (ЭУ); 2 – нагреватель, предназначенный для термостатирования ЭУ; 3 – тензодатчики; 4 – термопары для измерения распределения температуры по длине модели; 5 – датчики давления для измерения распределения давления по длине модели; 6 – краны; 7 – расходомер; 8 – редуктор (элементы 6–8 относятся к запорно-регулирующей системе стенда); 9 – разделительный цилиндр; 10 – насос-дозатор; 11 – кран с электроприводом (элементы 8–10 обеспечивают необходимое давление в экспериментальном участке); 12 – детонационная камера сгорания для генерации ударных волн в исследуемом флюиде; 13 – газовый счетчик измерения расхода исследуемого флюида; 14 – расходомер; 15 – генератор высокого давления, обеспечивающий регулируемый по времени и амплитуде перепад давления на ЭУ

В качестве одномерной модели пласта использовалась труба длиной 3000 мм с внутренним диаметром 8 мм, изготовленная из нержавеющей стали X18N10T и заполненная предварительно промытым кварцевым песком фракции 0,09–0,125 мм. Для измерения распределения давлений по длине ЭУ используются одиночные фольговые тензорезисторы фирмы НВМ. Датчики соединены по полумостовой схеме и подключены к усилителю Spider-8. Сигналы выводятся на компьютер и обрабатываются программой НВМ Catman 5.0 Release 3. Тензодатчики в количестве 10 пар равномерно размещены по длине ЭУ.

Стенд дооснащен программным обеспечением, позволяющим считывать результаты измерений с датчиков ТМ51, проводить запись результатов измерений в текстовый файл и выводить измеряемые параметры на экран в виде мнемосхемы. Главное окно программы представлено на рис. 9.

Для проведения экспериментов по физическому моделированию методов воздействия на газоконденсатную пробку была проведена модификация стенда, чтобы обеспечить необходимые термодинамические параметры в имитаторе пласта. В качестве модели газового конденсата использовались смеси метан–н-бутан и метан–пропан–бутан. Разработанные в процессе модификации дополнительные системы терморегулирования и создания газодинамических ударных волн позволили исследовать тепловой и ударно-волновой методы воздействия. Для проведения экспериментов по волновому воздействию на газоконденсатную пробку стенд был дооснащен генератором высокого давления, обеспечивающим регулируемый по времени и амплитуде перепад давления на ЭУ.

В экспериментах исследовалось влияние повышения температуры на фильтрацию модельного флюида – смеси метан (42 % масс.) – н-бутан (58 % масс.). После образования газо-

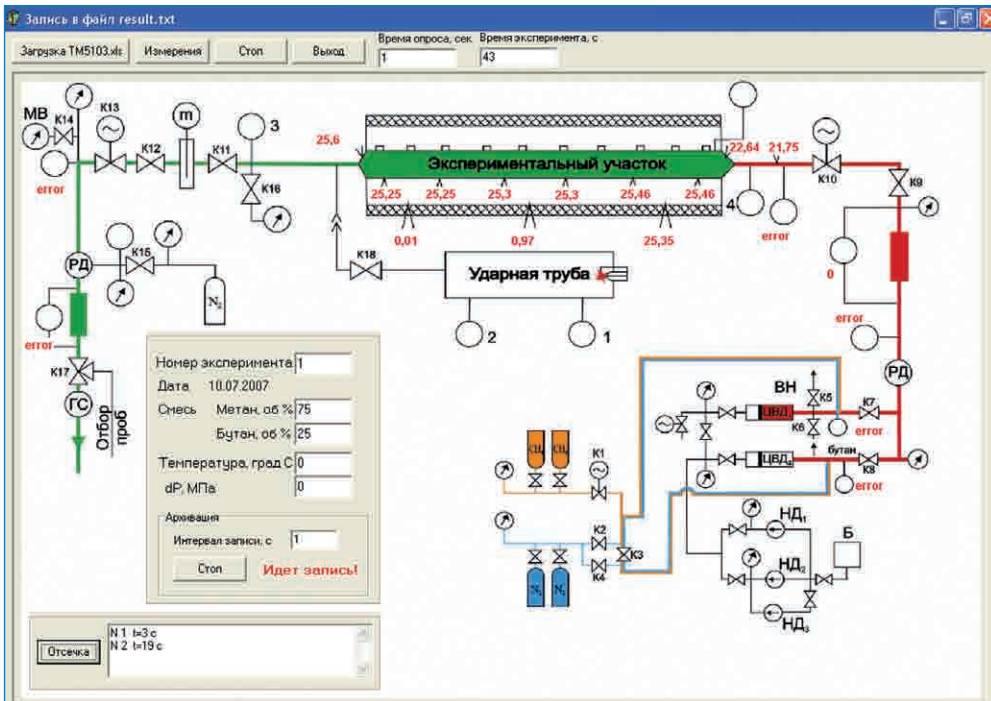


Рис. 9. Главное окно программы

конденсатной пробки осуществлялось тепловое воздействие – увеличивалась температура входящей смеси путем подогрева трубопровода перед входом в ЭУ.

Результаты экспериментов отражены на рис. 10.

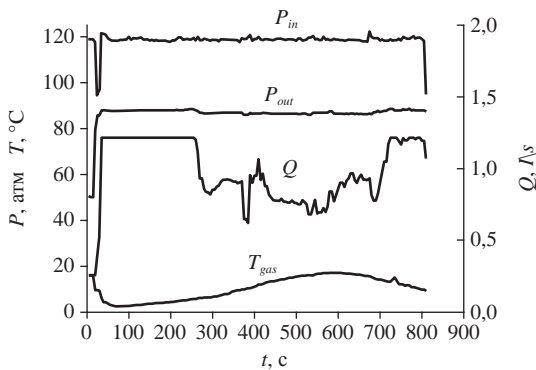


Рис. 10. Результаты эксперимента при повышении температуры смеси:  $T_{gas}$  – температура смеси;  $Q$  – расход смеси;  $P_{in}, P_{out}$  – давление на входе и выходе ЭУ

В серии экспериментов контролировались температура входящей в ЭУ и выходящей из него смеси с помощью помещенных непосредственно в поток термодпар, расход и состав смеси. Зафиксировано снижение температуры смеси в процессе фильтрации через ЭУ.

Аналогичное снижение температуры характерно для газового конденсата при фильтрации из глубины пласта в призабойную зону вблизи скважины [8]. В результате образования газоконденсатной пробки в процессе фильтрации резко падает расход смеси, концентрация бутана снижается до 28 % масс. После включения обогревателя происходит восстановление расхода и состава смеси при увеличении ее температуры на 10–15 °С. Этот результат находится в согласии с данными, полученными в экспериментах со стационарным тепловым режимом. С достаточной для практических расчетов точностью можно принять 10 °С как величину перегрева, необходимую для восстановления исходных значений состава и расхода исследуемого газоконденсата.

Результаты математического моделирования процесса с помощью программы PLAST представлены на рис. 11 и 12. Исходные данные для расчета соответствуют условиям проведенных экспериментов.

Согласно результатам математического моделирования, при температуре 330 К газоконденсатная пробка не образуется. При температуре 290 К в интервале времени между 25-й и 30-й секундами происходит резкое падение расхода смеси, массовая концентрация метана при этом составляет 70 %. Повышение температуры до 330 К приводит к росту расхода

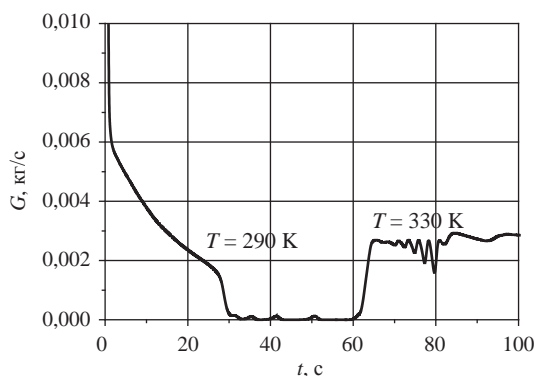


Рис. 11. Зависимость расхода смеси метан–н-бутан от времени

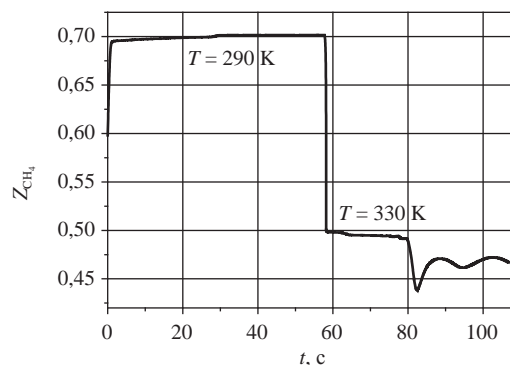


Рис. 12. Зависимость массовой доли метана на выходе из ЭУ от времени

и уменьшению концентрации метана до исходной.

Таким образом, имеется качественное соответствие результатов экспериментов и расчетных зависимостей, а для значений состава смеси – и количественное совпадение.

Проведенные теоретические и экспериментальные исследования показали возможность увеличения дебита высококипящего компонента при тепловом воздействии на призабойную зону газоконденсатного пласта.

Термическое воздействие на призабойную зону может быть применено как метод повышения коэффициента извлечения газового конденсата.

Разработанные математическая и физическая модели пласта могут быть использованы для исследования процессов фильтрации многокомпонентных двухфазных углеводородных смесей и методов воздействия на эти процессы.

### Список литературы

1. Вяхирев Р.И. Разработка и эксплуатация газовых месторождений / Р.И. Вяхирев, А.И. Гриценко, Р.М. Тер-Саркисов. – М.: Недра, 2002. – 880 с.
2. Бурже Ж. Термические методы повышения нефтеотдачи пластов / Ж. Бурже, П. Сурио, М. Комбарну. – М.: Недра, 1989. – 422 с.
3. Гриценко А.И. Руководство по восстановлению продуктивности газоконденсатных скважин / А.И. Гриценко и др. – М.: ВНИИГАЗ, 1995. – 65 с.
4. Майков И.Л. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2012616010. Программа расчета фазового равновесия смеси природных углеводородов 29.06.2012 г. / И.Л. Майков, В.М. Зайченко, В.М. Торчинский.
5. Патанкар С. Численные методы решения задач теплообмена и динамики жидкости / С. Патанкар. – М.: Энергоатомиздат, 1984.
6. Зайченко В.М. Моделирование процессов фильтрации углеводородов в газоконденсатном пласте / В.М. Зайченко, И.Л. Майков, В.М. Торчинский и др. // ТВТ. – 2009. – Т. 47. – № 5. – С. 701–706.
7. Директор Л.Б. Одномерная нестационарная модель двухфазной фильтрации газоконденсатной смеси / Л.Б. Директор, В.В. Качалов, И.Л. Майков и др.; препринт ОИВТ РАН № 2-441. – М., 2000. – 46 с.
8. Мирзаджанзаде А.Х. Основы технологии добычи газа / А.Х. Мирзаджанзаде, О.Л. Кузнецов, К.С. Басниев и др. – М.: Недра, 2003. – 880 с.