

**Обоснование технологических режимов газоконденсатных скважин
в условиях низкопроницаемых коллекторов**

В. В. Инякин^{1*}, С. Ф. Мулявин¹, И. А. Усачев²

¹Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

²НАО «Сибирский научно-аналитический центр», г. Тюмень

*e-mail: injakinvv@tyuiu.ru

Аннотация. Разработка нефтегазоконденсатных месторождений сопровождается фазовыми превращениями пластовых смесей, то есть переходом конденсата из газового состояния при пластовом давлении ниже давления начала конденсации и обратном его испарении при прохождении давления максимальной конденсации. Динамическая конденсация приводит к снижению проницаемости в призабойной зоне, что влечет за собой снижение уронеи добычи.

В целях минимизации влияния ретроградных процессов и обоснования технологического режима в работе используется метод газодинамических исследований скважин на стационарных режимах фильтрации.

Особенно поставленная проблема актуальна в условиях низкопроницаемых коллекторов со значительным потенциальным содержанием конденсата в пластовом газе.

Ключевые слова: газодинамические исследования; индикаторная диаграмма; контактно-дифференциальная конденсация; режим работы скважины

**Rationale for the technological gas-condensate well operation conditions
under the conditions low-permeability reservoir**

Vladislav V. Inyakin^{1*}, Semen F. Mulyavin¹, Igor A. Usachev²

¹Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

²NJSC «Siberian scientific-analytical centre», Tyumen, Russia

*e-mail: injakinvv@tyuiu.ru

Abstract. The development of oil and gas condensate fields is accompanied by phase transformations of reservoir mixtures, i.e. the transition of condensate from the gas state at the formation pressure below the condensation start pressure and its reverse evaporation when the maximum condensation pressure passes. Dynamic condensation leads to a decrease in permeability in the bottomhole zone, as a result, the productivity of the well is reduced.

We have used the method of gas-dynamics research at steady-state filtration conditions in our work in order to minimize the influence of retrograde processes and the justification of the technological well operation conditions of usage gas-dynamics research at steady-state filtration conditions.

Especially, set up a problem is important in conditions of low-permeability reservoirs with a significant potential content of condensate in the formation gas.

Key words: gas-dynamics research; inflow performance relationship; constant volume depletion; well operation conditions

Введение

При эксплуатации низкодебитных газоконденсатных скважин, разрабатывающих низкопроницаемые ачимовские залежи, встает вопрос о создании оптимальной пластовой депрессии, влияющей на ретроградные процессы в призабойной зоне и производительность скважин, скорость газожидкостной смеси [1, 2], обеспечивающей полный вынос конденсата с забоя скважины. Факторы, ограничивающие дебит скважины: коллекторские свойства пласта, пластовые давление и температура, присутствие коррозионно-активных компонентов, свойства газовых и жидких компонентов, наличие подошвенной воды и т. д. [3–10].

Объект и методы исследования

Для обоснования и выбора технологического режима добывающих газоконденсатных скважин используют такой метод, как их исследование на стационарных режимах фильтрации, то есть изучение зависимостей между депрессией на пласт дебитом газоконденсатной смеси, изменением свойств добываемого флюида, наличием различных примесей. На рисунке 1 в хронологическом порядке отображены номера режимов и создаваемая депрессия на пласт скважины, осуществляющей добычу газа и конденсата из пласта Ач₅²⁻³ Уренгойского месторождения [11].

По приведенной зависимости четко прослеживается рост дебита газоконденсатной смеси от увеличения депрессии на пласт. Даже несмотря на создаваемую депрессию (свыше 70 %), дебит варьирует в диапазоне от 92 до 121 тыс. м³/сут, что является незначительным для газоконденсатных скважин.

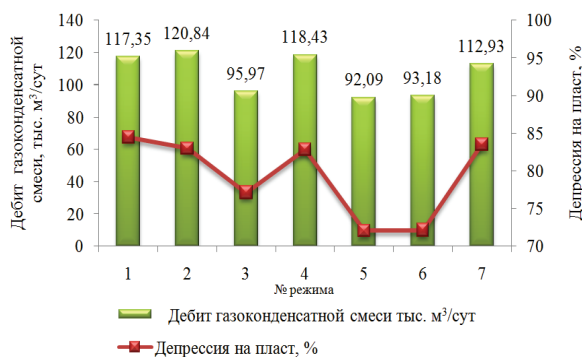


Рис. 1. Газодинамические исследования на установившихся режимах

Результаты

После обработки исходной информации в координатах дебит — депрессия на рисунке 2 прослеживается нелинейная зависимость, обусловленная значительным выделением конденсата из газовой фазы и, как следствие, снижением фазовой проницаемости в призабойной зоне пласта.

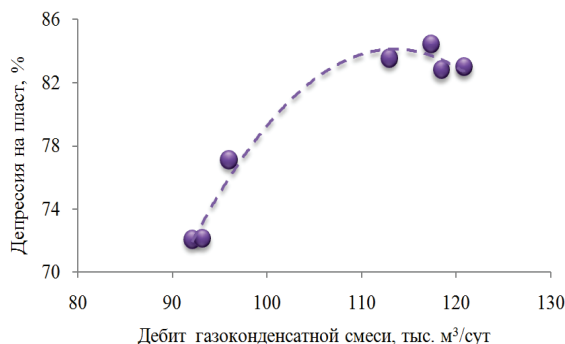


Рис. 2. Зависимость дебита от депрессии

Идентифицировать наличие жидкой фазы в скважине и околоскважинной зоне можно с помощью индикаторной диаграммы в координатах

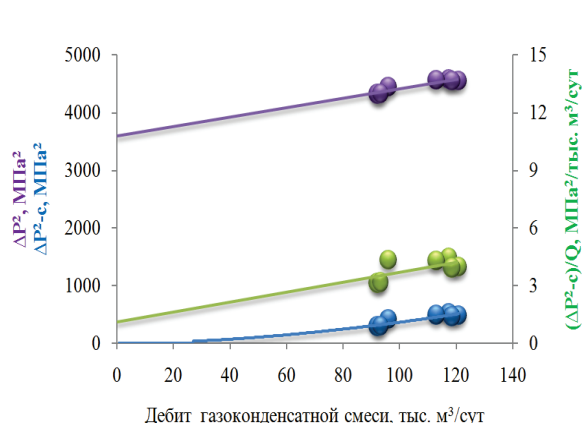


Рис. 3. Индикаторная диаграмма

ΔP^2 (МПа²) – $Q_{\text{гкс}}$ (тыс. м³/сут).

Уравнение притока имеет вид

$$P_{\text{пл}}^2 - P_{\text{заб}}^2 = aQ + bQ^2 + c, \quad (1)$$

где $P_{\text{пл}}^2$ — пластовое давление; $P_{\text{заб}}^2$ — забойное давление; Q — дебит газоконденсатной смеси; a и b — коэффициенты фильтрационного сопротивления, зависящие от параметров пласта, свойств смеси, несовершенства скважины, зоны дренирования; c — дополнительный фильтрационный коэффициент, свидетельствующий о наличии фазовых переходов¹ (рис. 3).

Обсуждение

Столь высокое значение дополнительного фильтрационного коэффициента (свыше 3 500) свидетельствует о наличии ретроградного конденсата, препятствующего фильтрации углеводородной смеси к скважине. Плотность конденсата в зависимости от режима работы скважины (рис. 4) аппроксимируется полиномом второй степени

$$\rho_k = 1,043 - 0,037 \cdot P_z + 0,001 \cdot P_z^2, \quad (2)$$

где ρ_k — плотность конденсата, P_z — забойное давление.

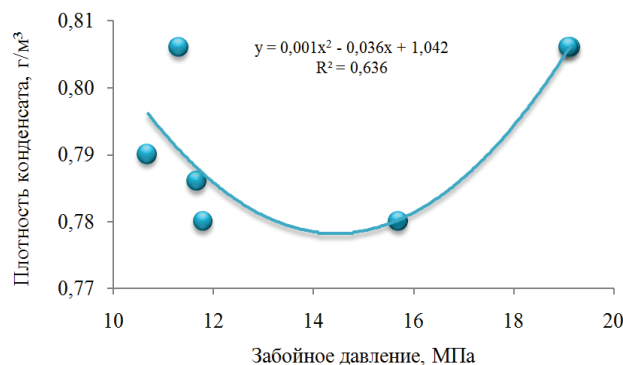


Рис. 4. Влияние депрессии на плотность конденсата

Полученная зависимость обусловлена низким забойным давлением, находящимся в области давления максимальной конденсации — давления, ниже которого происходит переход конденсата в газовую фазу [12–14].

¹ Р Газпром 086-2010. Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин. — Введ. 2011-04-29. — М.: Газпром экспо, 2011. — Ч. I. — 234 с.

Контактно-дифференциальная конденсация

Давление, МПа	Пластовые потери, см ³ /м ³
62,75	—
57,07	—
51,39 ($P_{нач}$)*	0,00
47,76	76,96
44,12	145,47
40,49	209,60
36,86	270,30
33,22	325,98
29,59	373,85
25,95	410,76
22,32	434,54
18,69	444,73
15,05 (P_m)**	451,73
11,42	428,60
7,79	407,32
4,15	379,17
0,52	338,81
0,10	312,84

Примечание. $P_{нач}$ * — давление начала конденсации, P_m ** — давление максимальной конденсации.

Давление максимальной конденсации по результатам лабораторного эксперимента, моделирующего фазовое поведение пластовых газоконденсатных систем методом контактно-дифференциальной конденсации, [15–17] (таблица) составляет 15 МПа, что коррелируется с приведенной выше зависимостью (см. рис. 4).

Выводы

Создание значительных (до 80 % от пластового давления) депрессий негативно сказывается на самом пласте (приводит к разрушению скелета породы, выносу механических частиц и значительным пластовым потерям конденсата). Данных проблем лишены добывающие скважины горизонтальной конструкции, а также наклонно-направленные скважины с сетью искусственных трещин (гидравлический разрыв пласта) [18]. Однако здесь необходимо учитывать, что выработка запасов газа и конденсата из системы трещин протекает со значительно более высокими скоростями, нежели из поровых зон, поэтому отбор флюида производится так, чтобы пласт работал в порово-трещинном режиме для сбалансированного распределения

запасов углеводородов в гидродинамической системе «поровая матрица — трещина» [19].

Библиографический список

1. Juntai Shi, Xiangfang Li, Depei Shi, Hanbing Xu, Baozhen Li, Jianrui Zhou A New Deliverability Testing Method for Gas Condensate Wells // International Oil and Gas Conference and Exhibition in China (8–10 June). – Beijing, China, 2010. – Available at: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-131443-MS>.
2. Шабаров А. Б., Заночуев С. А. Метод расчета изменения компонентного и фазового состава газоконденсатной смеси в призабойной зоне пласта // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2015. – Т. 1, № 1. – С. 7–21.
3. Алиев З. С., Исмагилов Р. Н. Газогидродинамические основы исследования скважин на газоконденсатность. – М.: Недра, 2012. – 214 с.
4. Алиев З. С., Бондаренко В. В. Исследование горизонтальных скважин. – М.: Нефть и газ, 2004. – 300 с.
5. Брехунцов А. М., Телков А. П., Федорцов В. К. Развитие теории фильтрации жидкости и газа к горизонтальным стволам скважин. – Тюмень: ОАО «СибНАЦ», 2004. – 290 с.
6. Бузинов С. Н., Умрихин И. Д. Исследование нефтяных и газовых скважин и пластов. – М.: Недра, 1984. – 269 с.
7. Васильев Ю. Н., Дубинина Н. И. Математические основы обработки результатов газодинамических исследований скважин. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2008. – 116 с.
8. Руководство по исследованию скважин / А. И. Гриценко [и др.]. – М.: Наука, 1995. – 523 с.
9. Зотов Г. А. Методика газогидродинамических исследований горизонтальных газовых скважин. – М.: Ротапринт, ВНИИГаз, 2000. – 114 с.
10. Зотов Г. А., Алиев З. С. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. – М.: Недра, 1980. – 301 с.

11. Газоконденсатные исследования углеводородных систем ачимовских отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения / А. Г. Козубовский [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2000. – № 4–5. – С. 142–151.
12. Гриценко А. И., Гриценко И. А., Юшкин В. В. Научные основы прогноза фазового поведения пластовых газоконденсатных систем. – М.: Недра, 1995. – 432 с.
13. Гриценко А. И., Островская Т. Д., Юшкин В. В. Углеводородные конденсаты месторождений природного газа. – М.: Недра, 1983. – 263 с.
14. Долгушин Н. В., Корчагин Ю. М., Сагитова Д. З. Исследование природных газоконденсатных систем: метод. руководство. – М.: ВНИИГаз, 1994. – 257 с.
15. Брусиловский А. И. Методология и результаты применения кубических уравнений состояния для моделирования термодинамических свойств природных углеводородных флюидов // Вести газовой науки. – 2011. – № 2. – С. 150–164.
16. Совершенствование методик экспериментального изучения фазовых превращений газоконденсатных систем / Д. В. Люгай [и др.] // Вести газовой науки. – 2011. – № 1. – С. 103–113.
17. Гужигов П. А. Проблемы и недостатки нормативно-методической базы экспериментальных исследований пластовых флюидов // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 12. – С. 124–128.
18. Граф Т. Вертикальная и горизонтальная интеграция для преодоления крайне сложных проблем при эксплуатации низкопроницаемых газоконденсатных пластов Ачимовской свиты // 171169-RU SPE Conference Paper — 2014. – Available at: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-171169-RU>. DOI: 10.2118/171169-RU
19. Новые технологии в нефтегазовой геологии и разработке месторождений / И. П. Попов [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014. – № 3. – С. 51–58.

Сведения об авторах

Инякин Владислав Витальевич, аспирант кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: injakinvv@tyuiu.ru

Мулявин Семен Федорович, д. т. н., профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: muljavinsf@tyuiu.ru

Усачев Игорь Анатольевич, заместитель начальника отдела испытания скважин департамента проектирования разработки месторождений нефти и газа, НАО «Сибирский научно-аналитический центр, г. Тюмень, e-mail: Usachev_I@sibsac.ru

Information about the authors

Vladislav V. Inyakin, Postgraduate at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, e-mail: injakinvv@tyuiu.ru

Semen F. Mulyavin, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, e-mail: muljavinsf@tyuiu.ru

Igor A. Usachev, Assistant Head of Department Wellbore Testing, Design of an Oil and Gas Field Development, NJSC «Siberian scientific-analytical centre», Tyumen, e-mail: Usachev_I@sibsac.ru