

Телеметрические данные для прямого расчета показателей сжимаемости порового пространства образца с исходной пористостью 0,92 % на стадиях эффективного напряжения и истощения

<i>Time, c</i>	<i>Saxial, МПа</i>	<i>Sconf, МПа</i>	<i>Ppore, МПа</i>	<i>Smean, МПа</i>	<i>e_v, %</i>	<i>C, 1/бар</i>	<i>Smean_eff, МПа</i>	<i>φ, доли ед.</i>	<i>α</i>
<i>Сжимаемость порового пространства C_{pc} – этап эффективного напряжения</i>									
9455,83	16,53	15,54	14,1	15,87	0,1778	7,56E-05	1,73	0,0093	–
11256,3	52,51	51,5	14,1	51,84	0,3648	0,001713	1,73	0,0089	–
<i>Сжимаемость порового пространства C_{pp} – этап истощения</i>									
11424,5	56,71	51,5	14,1	53,24	0,372	0,0015	39,187	0,0089	0,9694
11706,7	56,72	50,31	7	52,45	0,3778	0,0013	45,45	0,0088	0,5022

Литература

1. Карманский, А. Т. Коллекторские свойства горных пород при изменении вида напряженного состояния / А. Т. Карманский // Зап. горн. ин-та. – 2009. – Т. 183. – С. 289–292. – Режим доступа: <https://pmi.spmi.ru/index.php/pmi/article/view/6913/4820>.
2. Жуков, В. С. Экспериментальная оценка коэффициентов сжимаемости трещин и межзерновых пор коллектора нефти и газа / В. С. Жуков, Ю. О. Кузьмин // Зап. горн. ин-та. – 2021. – Т. 251. – С. 658–666. <https://doi.org/10.31897/PMI.2021.5.5>
3. МакФи, К. Лабораторные исследования керна: гид по лучшим практикам / К. МакФи, Дж. Рид, И. Зубизаретта. – М. – Ижевск : Ин-т компьютер. исслед., 2018. – 924 с.
4. Zoback, M. D. Reservoir geomechanics / M. D. Zoback. – New York : Cambridge University Press, 2007. – 505 p. – Mode of access: Sci-Hub|Reservoir Geomechanics|10.1017/CBO9780511586477.

УДК 622.276.6

АНАЛИЗ И ПУТИ РЕШЕНИЯ ПРОБЛЕМАТИКИ, СВЯЗАННОЙ С ВЫПАДЕНИЕМ КОНДЕНСАТА В ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТАХ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

А. В. Минаков, К. С. Карсеко

*БелНИПИнефть РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»,
г. Гомель*

Рассмотрено негативное влияние ретроградного конденсата на разработку залежи. Основная проблема этого явления заключается в снижении продуктивности и засорении призабойной зоны скважины. Проведена оценка эффективности обработки скважины газоконденсатного месторождения в украинском регионе различными агентами, подобран наиболее эффективный газ для воздействия на призабойную зону и рассчитан оптимальный объем закачки.

Ключевые слова: газоконденсатное месторождение, гидродинамическая модель, конденсатная банка, обработка призабойной зоны, закачка газа.

ANALYSIS AND WAYS TO SOLVE PROBLEMS ASSOCIATED WITH CONDENSATE DROPOUT IN PRODUCTIVE LAYERS OF GAS CONDENSATE DEPOSITS

A. Minakov, K. Karseka

BelNIPIneft RUF «Production Association “Belorusneft», Gomel

The paper considers the negative impact of retrograde condensate on the development of the deposit. The main problem of this phenomenon is the decrease in productivity and obstruction in the bottomhole zone of the well. In the work, the efficiency of processing a well of a gas condensate field in the Ukrainian region by various agents was evaluated, the most effective gas was selected to affect the bottomhole zone and the optimal injection volume was calculated.

Key words: gas condensate field, hydrodynamic model, condensate shifting, bottomhole treatment, gas injection.

Одним из негативных факторов при разработке газоконденсатного месторождения с высоким содержанием конденсата и низкой проницаемостью пласта является снижение продуктивности скважин в процессе эксплуатации на режиме истощения за счет выпадения ретроградного конденсата [1, 2].

Ретроградная конденсация приводит к двум основным негативным последствиям: уменьшению относительной фазовой проницаемости для газа, вследствие чего падает его дебит, и снижению коэффициента извлечения конденсата вследствие выпадения конденсата по площади всего месторождения.

Существует ряд способов устранения последствий выпадения конденсата: гидравлический разрыв пласта и кислотные обработки, разработка залежи горизонтальными скважинами, ретроградное испарение выпавшего конденсата путем закрытия скважины на некоторый промежуток времени, воздействие на пласт или призабойную зону скважины газами различного состава.

Целью работы является оценка влияния выпавшего конденсата на продуктивность скважин и поиск путей решения проблематики, связанной с выпадением конденсата в продуктивных пластах газоконденсатного месторождения в украинском регионе.

Для определения объема выпавшего конденсата и выбора способов борьбы с ним была создана и настроена на историю разработки гидродинамическая модель, на которой были рассчитаны варианты воздействия на призабойную зону различными газами.

Для наиболее полного учета эффекта выпадения конденсата на гидродинамической модели было применено радиальное измельчение сетки в районе скважины (рис. 1). Это позволило добиться более достоверных показателей расчета и «зрительно» наблюдать конденсатную банку – зону вокруг скважины со значительной насыщенностью конденсатом.

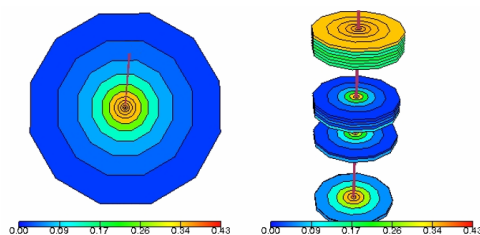


Рис. 1. Конденсатонасыщенность в районе скважины 1, доли ед.

Секция 6. Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений 105

Адаптация гидродинамической модели заключалась в настройке динамики буферного и пластового давления, а также дебита стабильного конденсата и воды путем уточнения куба абсолютной проницаемости и величины запасов дренируемого газа (рис. 2 и 3). Анализируя исторические данные по изменению конденсатно-газового фактора в процессе разработки месторождения, можно отметить его нефизичное поведение в период с начала разработки до 2016 г., а именно – рост при снижении пластового давления. Ввиду невозможности в математической модели реализовать такое поведение конденсатно-газового фактора настройка модели по добыче конденсата по скважинам осуществлялась только в период с 2016 г. по настоящее время. Текущее пластовое давление по скважинам 1 и 2 составляет 17 и 19 МПа соответственно, дренируемые скважиной 2 запасы газа несколько превышают запасы скважины 1.

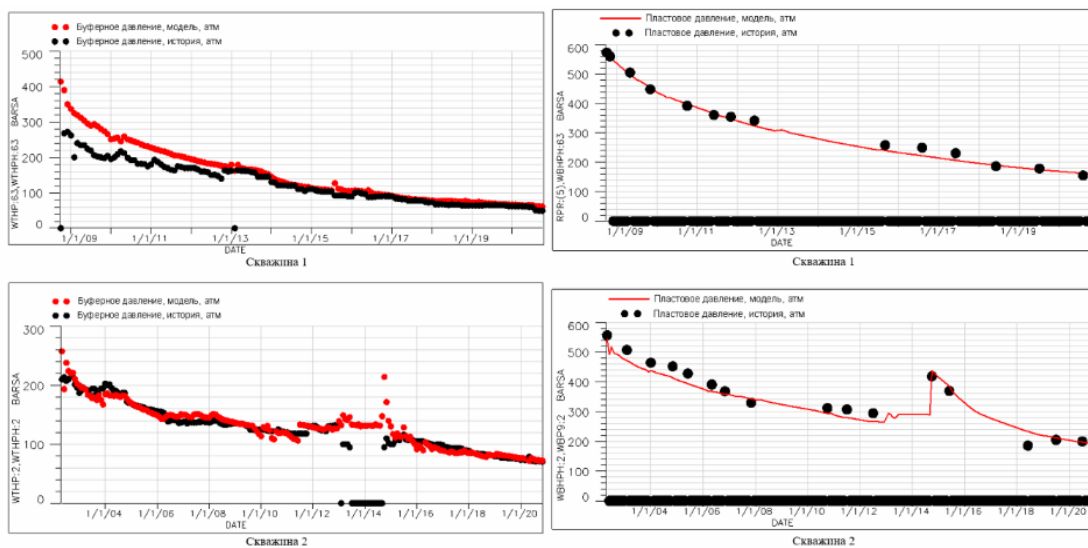


Рис. 2. Результаты настройки секторной модели на историю разработки: буферное и пластовое давление

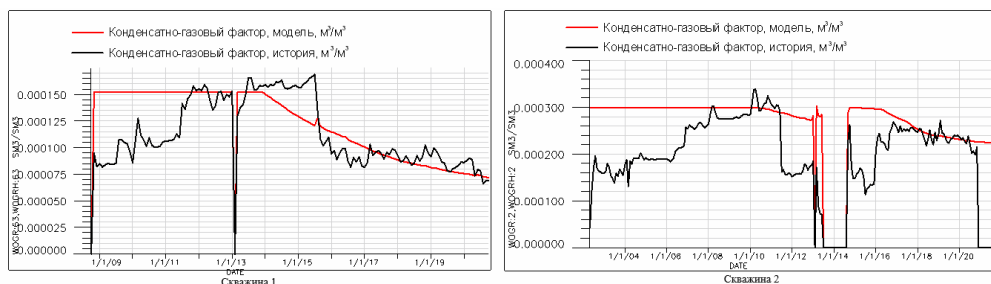


Рис. 3. Результаты настройки секторной модели на историю разработки: конденсатно-газовый фактор

По результатам моделирования и настройки модели на исторические данные объем конденсатной банки по скважине 1 составляет 3500 м^3 , средний радиус границы – 43 м. Критическая конденсатонасыщенность (насыщенность по конденсату – более 0,339 доли ед.) наблюдается в радиусе 25 м. По скважине 2 объем конденсат-

ной пробки составляет 4200 м³ со средним радиусом 60 м. Критическая конденсато-насыщенность отмечается на расстоянии 29 м. Именно из-за меньшего текущего пластового давления объем выпавшего конденсата по скважине 2 оказался большим.

В газоконденсатных залежах с низкими фильтрационно-емкостными свойствами и низким давлением начала конденсации при очистке призабойной зоны от ретроградного конденсата используют инертные газы. Основным эффектом при нагнетании инертного к выпавшему конденсату газа будет достигаться за счет увеличения давления в призабойной зоне. При превышении давления выше точки росы будет происходить испарение конденсата. В зависимости от состава конденсата к условно инертным газам можно отнести азот, метан и этан. Преимуществом данной технологии является доступность рабочих агентов, а недостатком – инертность газа к выпавшему конденсату. Для газоконденсатных залежей с высокими фильтрационными характеристиками и более высоким потенциальным содержанием конденсата более эффективно использование пропана, бутана или их смеси, которые могут дополнительно растворить в себе выпавший конденсат [3].

На гидродинамической модели был подобран наиболее перспективный рабочий агент для обработки скважин. В качестве газов для закачки были рассмотрены азот, метан, этан, пропан, бутан и углекислый газ. Объем закачки газа в пластовых условиях для всех вариантов был одинаковый. Результаты расчета представлены в таблице.

Результаты расчетов по определению наиболее эффективного агента по скважине 1 и 2

Состав смеси	Прирост среднесуточной добычи газа (за первый месяц), тыс. м ³		Дополнительная добыча газа за год, млн м ³	
	скважина 1	скважина 2	скважина 1	скважина 2
N ₂	-0,3	3,9	0,09	-0,035
CO ₂	-2,5	24,3	0,73	1,298
Метан	-0,6	8,1	0,23	0,413
Этан	46,5	24,9	7,62	4,926
Пропан	49,5	29,8	8,84	5,216
Бутан	50,9	33,1	9,18	5,487

Анализируя полученные результаты, можно отметить общую тенденцию для двух скважин: наименее эффективными являются метан, азот и углекислый газ, дальше эффективность возрастает, причем, чем жирнее газ, тем выше эффективность. К подобным выводам об эффективности использования в качестве растворителя выпавшего конденсата пришла и И. Ю. Корчажкина [4].

Следующей серией расчетов было решение задачи по определению оптимального объема воздействия. Для этого выполнено по 10 вариантов расчетов, которые отличались между собой объемом рабочей смеси. На рис. 4 представлена дополнительная добыча газа за год в зависимости от объема закачанной смеси.

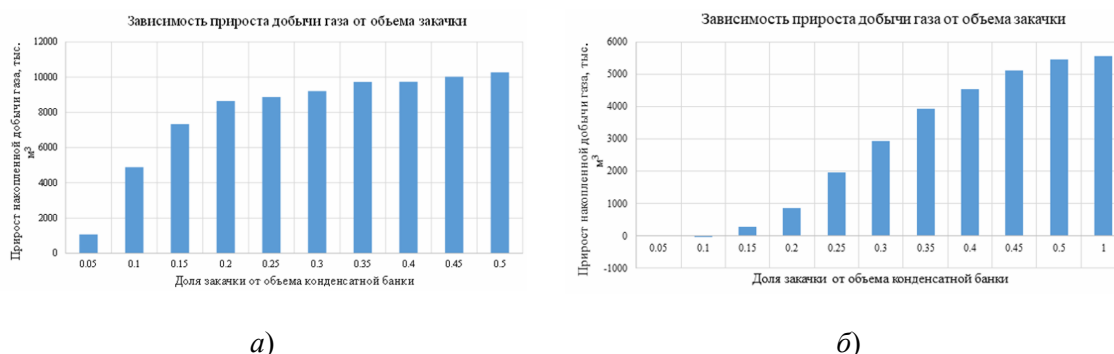


Рис. 4. Зависимость дополнительной добычи газа от объемов рабочего агента для скважин 1(а) и 2(б)

По результатам расчетов сделан вывод, что для скважины 1 оптимальным объемом закачки является обработка в 0,2 объема конденсатной банки. При увеличении объема нагнетания существенный прирост дополнительной добычи газа не наблюдается. Для скважины 2 оптимум находится на уровне 0,5.

На примере выполненных расчетов по данной залежи можно отметить следующее:

- наиболее эффективным способом борьбы с выпавшим ретроградным конденсатом является обработка призабойной зоны пропаном и бутаном;
- оптимальным объемом рабочего агента для обработки скважин 1 и 2 рассматриваемого месторождения является 0,2 и 0,5 объема конденсатной банки соответственно.

Рассмотренная в работе технология имеет ряд ограничений: высокие технологические риски, связанные с безопасностью проведения работ, а также ограниченность применения по геологическим причинам, что многократно повышает возможность недостижения прогнозируемого эффекта.

Литература

1. Тер-Саркисов, Р. М. Разработка месторождений природных газов / Р. М. Тер-Саркисов. – М. : Недра, 1999. – 659 с.
2. Моделирование разработки месторождений природных газов с воздействием на пласт / Р. М. Тер-Саркисов [и др.]. – М. : Недра-Бизнесцентр, 2004. – 590 с.
3. Методы повышения продуктивности газоконденсатных скважин / А. И. Гриценко [и др.]. – М. : Недра, 1997. – 364 с.
4. Корчажкина, И. Ю. Математическое моделирование мероприятий по обработке призабойных зон газоконденсатных скважин различными агентами / И. Ю. Корчажкина // Вести газовой науки. – 2010. – № 1. – С. 82–91.