

## ОБ ОДНОЙ ЗАКОНОМЕРНОСТИ ИЗМЕНЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ ТРЕЩИННО-ПОРОВОГО КОЛЛЕКТОРА ПРИ ЕГО ИСТОЩЕНИИ, ОБНАРУЖЕННОЙ ПО КВД В СКВАЖИНАХ ВУКТЫЛЬСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В.А. Соколов, Ю.Г. Бураков (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

Для обработки кривых восстановления давления (КВД) в нефтяном трещинно-поровом коллекторе П. Поллардом еще в 1959 году была предложена модель, которая использовалась им для оценки эффективности соляно-кислотных обработок добывающих скважин [1]. Т.Д. Голф-Рахт в монографии [2] охарактеризовал эту модель как особую, качественно описывающую процесс восстановления давления в трещинно-поровых коллекторах. Для условий фильтрации нефти в ограниченном поровом коллекторе, содержащем развитую систему трещин (в коллекторе смешанного типа, по терминологии Е.М. Смехова и М.И. Максимова), аналитического решения задачи пока не получено. Скорее всего, именно по этой причине модель П. Полларда, как свидетельствует нефтегазовый опыт, продолжает использоваться для различных оценок нефтенасыщенного коллектора: величины пластового давления, эффективности геолого-технических мероприятий, фильтрационной характеристики трещинной и пористой систем зон дренирования скважин [2, 3 и др.].

С середины 80-х годов истекшего столетия модель П. Полларда стала использоваться для анализа процесса восстановления давления в трещинно-поровых газонасыщенных коллекторах с заменой в этой модели разницы пластового и забойного давлений на разницу их квадратов [4–7]. Позднее авторы на основании использования подхода Полларда подтвердили правомерность такой замены [8, 9].

Таким образом, для оценки процесса восстановления давлений в порах и трещинах газонасыщенных коллекторов предлагается использовать модель, аналогичную разработанной для нефтяных трещинно-поровых пластов. При этом процесс восстановления давления в газовых скважинах описывается суммой экспонент, но не для разности пластового и забойного давлений, как в случае нефтяных скважин, а для разности квадратов этих давлений:

$$\Delta P^2(t) = P_{ni}^2 - P_c^2(t) = A_1 \exp\left(-\frac{t}{\tau_1}\right) + A_2 \exp\left(-\frac{t}{\tau_2}\right) + A_3 \exp\left(-\frac{t}{\tau_3}\right), \quad (1)$$

где  $A_1 = P_{ni}^2 - P_{mp}^2$  – разность квадратов давлений в поровой матрице ( $P_{ni}^2$ ) и в трещинах зоны дренирования ( $P_{mp}^2$ );  $A_2 = P_{mp}^2 - P_{mp.ПЗП}^2$  – разность квадратов давлений в трещинах зоны дренирования ( $P_{mp}^2$ ) и в трещинах призабойной зоны пласта ( $P_{mp.ПЗП}^2$ );  $A_3 = P_{mp.ПЗП}^2 - P_c^2(0)$  – разность квадратов давлений в трещинах призабойной зоны пласта (ПЗП) и начального (перед остановкой скважины) забойного давления;  $\tau_i$  – характерные времена экспоненциальных процессов, при этом самое малое характерное время  $\tau_3$  соответствует процессу движения газа в трещинах ПЗП,  $\tau_2$  – в системе трещин зоны дренирования скважины, а самое большое характерное время  $\tau_1$  соответствует процессу перетока газа из пор матрицы в систему трещин зоны дренирования скважины. Такая нумерация параметров уравнения (1) вызвана тем, что параметры экспонент находятся методом последовательного логарифмирования, начиная с самых последних точек КВД.

Отметим, что при  $t = 0$ , то есть перед остановкой скважины (при ее работе на стационарном режиме), из модели (1) имеем:

$$\Delta P_0^2 = A_1 + A_2 + A_3 = (P_{ni}^2 - P_{mp}^2) + (P_{mp}^2 - P_{mp.ПЗП}^2) + (P_{mp.ПЗП}^2 - P_c^2(0)) \quad (2)$$

По результатам обработки КВД методом последовательного логарифмирования с использованием формулы (2) можно определить среднее давление в трещинах зоны дренирования скважины  $P_{mp}$  (зная  $A_1$  и  $P_{ni}$ ), а также давление в трещинах призабойной зоны пласта  $P_{mp.ПЗП}$  (зная  $A_2$  и  $P_{mp}$ ).

Анализ накопленных материалов по КВД, снятых в скважинах Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения, позволяет отметить некоторые тенденции при разработке на истощение месторождений с газонасыщенным трещинно-поровым коллектором.

В монографии [10] дана краткая геолого-физическая характеристика месторождения. Оно находится на севере Европейской части России в республике Коми. Расположено на территории Ухтинского района в северной части внутренней зоны Верхне-Печорской впадины Предуральяского

прогиба. Открыто в октябре 1964 года скв. 2. В октябре 1968 года вступило в опытно-промышленную эксплуатацию, а в 1971 году, после утверждения комплексного проекта разработки, – в промышленную разработку. Относится к типу массивно-пластовых с большим этажом газоносности (до 1500 м). Отличается крупными размерами (80 км × 6 км) и, соответственно, запасами, неоднородным строением карбонатных трещинно-поровых коллекторов нижнепермского-среднекаменноугольного возраста и высоким содержанием конденсата в добываемом газе (начальное содержание 360 г/м<sup>3</sup>). Начальная отметка газоводяного контакта – 3350 м. Начальное пластовое давление порядка 37 МПа. Начальные дебиты скважин от 100 до 2000 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Максимальные рабочие депрессии – порядка 6–7 МПа. Пластовая температура 57–60 °С. В период максимальной добычи отбор газа был близок к форсированному. Режим разработки месторождения преимущественно газовый, в южной части – с активными водопроявлениями.

Приведем пример обработки забойной КВД с использованием подхода П. Полларда по скв. 153 Вуктыльского месторождения. Кривая была снята после работы скважины с большой депрессией.

Сква. 153-Вуктыльская. Исследование было проведено 04–06.07.1975 года. Параметры КВД следующие: начальное забойное давление 25,15 МПа, продолжительность записи 22 ч, давление, соответствующее последней точке записи КВД, составило 29,11 МПа. Дебит скважины перед остановкой для записи КВД составил 69,1 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

КВД моделировалась методом П. Полларда, то есть уравнением (1) с тремя экспонентами.

В табл. 1 представлены параметры экспонент модели и результаты прогнозирования пластового давления.

Таблица 1

Параметры модели П. Полларда для скв. 153-Вуктыльская

Параметр, размерность	Значение
Прогнозное пластовое давление, МПа	30,2
Предэкспоненциальные коэффициенты, МПа <sup>2</sup>	
$A_1$	135
$A_2$	16
$A_3$	128,5
Характерное время экспонент	
$\tau_1$ , ч	31
с	111600
мин	1860
$\tau_2$ , ч	0,5
с	1800
мин	30
$\tau_3$ , ч	0,27
с	972
мин	16,2
Время полного восстановления давления	
ч	170
мин	10200
сут	7,1

В табл. 2 представлены характерные значения давлений в различных системах пласта по скв. 153 и их перепады.

В табл. 3 приведены соотношения предэкспоненциальных коэффициентов и характерных времен для однородного пласта и фактически полученные для скв. 153.

Отметим, что решение задачи о восстановлении давления в однородном круговом ограниченном газовом пласте также представляет собой сумму экспоненциальных слагаемых. Это значит, что КВД однородного пласта также можно разложить в ряд по нескольким (двум, трем, четырем и т.д.) экспонентам. Число выделяемых экспонент определяется только возможностями (точностью и чувствительностью) глубинных манометров. Но соотношения предэкспоненциальных коэффициентов и значений характерных времен для этих экспонент будут другими, нежели по модели П. Полларда [11, 12].

Таблица 2

**Результат определения средних давлений в различных системах зоны дренирования скв. 153 и перепадов между ними**

Параметр, размерность	Значение
Прогнозное пластовое давление, МПа	30,2
Среднее давление в трещинах всей зоны дренирования скв. 153, МПа	27,875
Среднее давление в трещинах призабойной зоны пласта скв. 153, МПа	27,587
Начальное забойное давление, МПа	25,15
Депрессия, МПа	5,05
Перепад между давлением в поровой матрице и средним давлением в системе трещин всей зоны дренирования скважины, МПа	2,325
Перепад между средним давлением в системе трещин всей зоны дренирования скважины и средним давлением в трещинах призабойной зоны пласта, МПа	0,288
Разность между средним давлением в трещинах призабойной зоны пласта и забойным давлением в стволе скважины перед ее остановкой, МПа	2,437

Таблица 3

**Соотношения параметров первой и второй экспонент для однородного пласта и фактически полученные для скв. 153-Вуктыльская по модели П. Полларда**

Соотношения параметров экспонент	Значения для модели однородного пласта	Фактические значения для скв. 153
$\frac{A_1}{A_2}$	2,26	8,438
$\frac{A_2}{A_3}$	1,56	0,125
$\frac{\tau_1}{\tau_2}$	5,27	62
$\frac{\tau_2}{\tau_3}$	2,46	1,852

Из табл. 3 видно, что соотношение  $\frac{\tau_2}{\tau_3}$  по скв. 153 равно 1,852 для быстрых процессов (с малыми характерными временами). Это отношение близко к отношению  $\frac{\tau_2}{\tau_3}$  для однородного пласта, которое равно 2,46. А последний участок КВД, как и в предыдущем случае, изменяется значительно медленнее, чем это было бы для случая однородного пласта. Действительно,  $\left(\frac{\tau_1}{\tau_2}\right) = 62$ , а  $\left(\frac{\tau_1}{\tau_2}\right) = 5,27$ . Поэтому можно предположить, что после достижения быстрого восстановления давления в системе трещин как призабойной зоны, так и всей зоны дренирования (примерно через 1 ч), начинается длительный (примерно 7 сут) процесс перетока газа из пор в систему трещин.

Запись фактической КВД скв. 153 представлена на рис. 1 и 2, а результаты моделирования КВД методом П. Полларда представлены на рис. 3–5.

На рис. 3 кривая 1 моделировалась уравнением

$$P_c(t) = \sqrt{P_{nl}^2 - A_1 \exp\left(-\frac{t}{\tau_1}\right) - A_2 \exp\left(-\frac{t}{\tau_2}\right) - A_3 \exp\left(-\frac{t}{\tau_3}\right)},$$

а кривая 2 – уравнением

$$P_{mp.nl}(t) = \sqrt{P_{nl}^2 - A_1 - A_2 \exp\left(-\frac{t}{\tau_2}\right) - A_3 \exp\left(-\frac{t}{\tau_3}\right)}.$$

То есть кривая 1 моделирует всю КВД скв. 153, а кривая 2 – только процесс восстановления давления сначала в трещинах призабойной зоны пласта, а затем в трещинах всей зоны дренирования скв. 153.

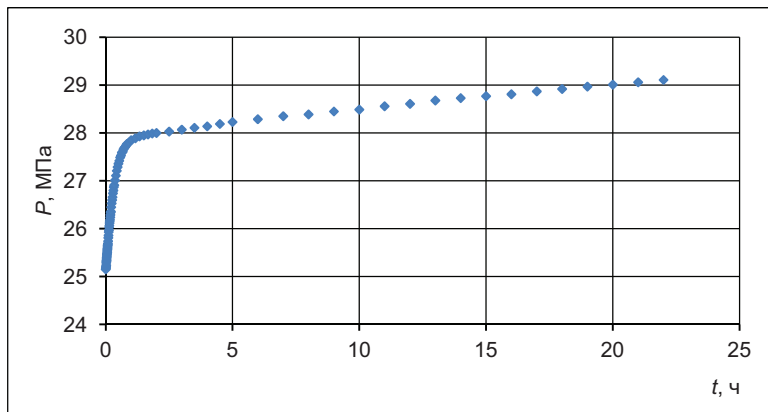


Рис. 1. Результат записи КВД по скв. 153

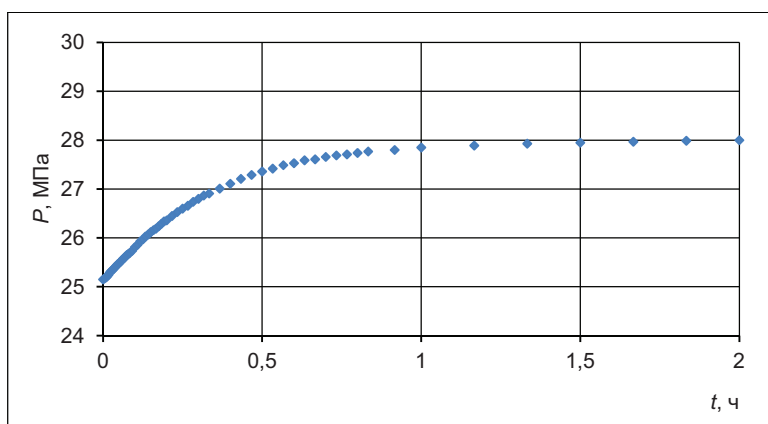


Рис. 2. Начальный участок КВД скв. 153

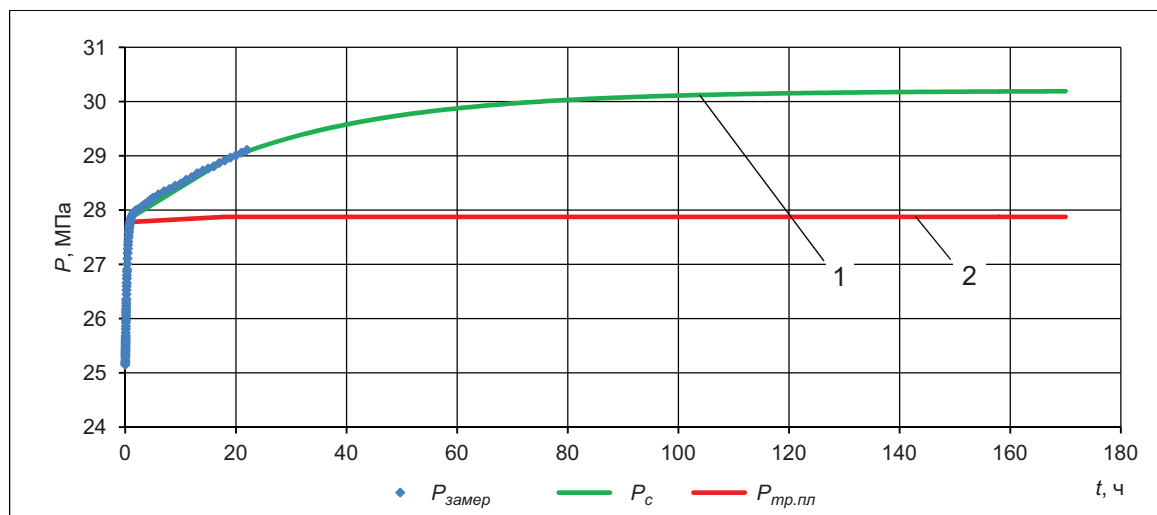


Рис. 3. Результат описания КВД скв. 153 моделью П. Полларда:  
 1 – модель всего процесса восстановления давления;  
 2 – модель процесса восстановления в системе трещин

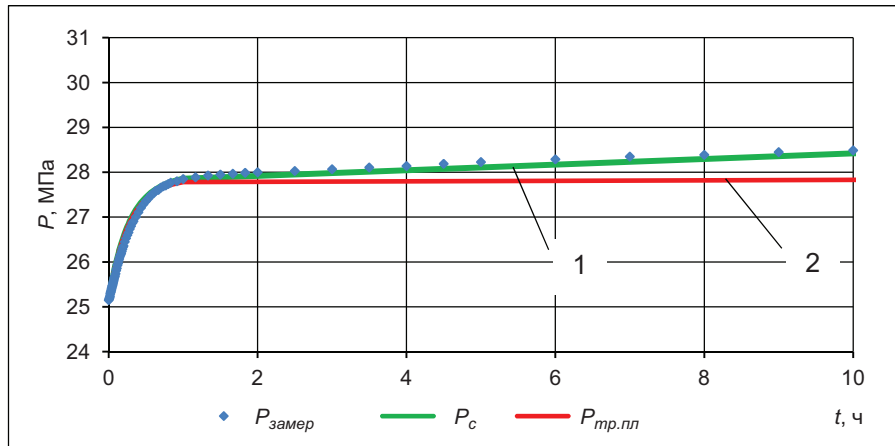


Рис. 4. Средний участок КВД скв. 153 и результат моделирования (1, 2 – см. рис. 3)

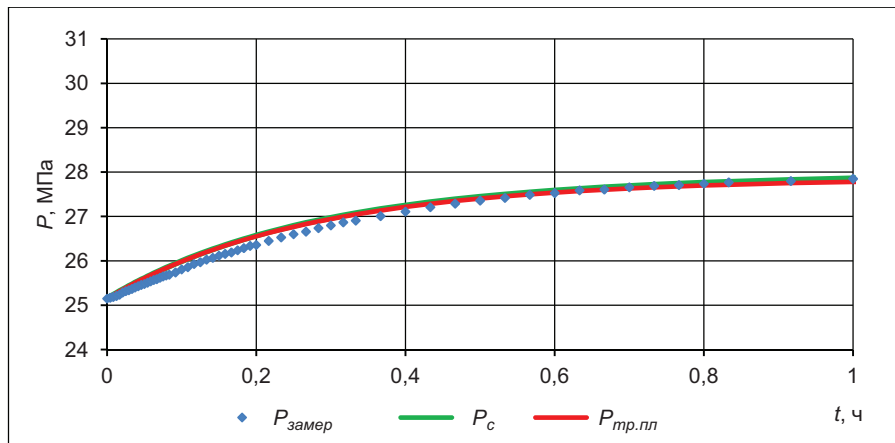


Рис. 5. Начальный участок КВД скв. 153 и результат моделирования (сплошные линии – см. рис. 3, 4)

Результаты обработки КВД ряда скважин Вуктыльского месторождения представлены в табл. 4.

Из табл. 4 видно, что чем больше пластовое давление, тем больше депрессия на скважинах (рис. 6), что естественно. На рис. 7 представлена зависимость разницы между пластовым давлением (оно практически соответствует давлению в порах матрицы зон дренирования скважин) и средним давлением в системе трещин зон дренирования скважин от депрессии. Видно, что чем больше депрессия, тем больше разница между пластовым давлением (т.е. давлением в поровой матрице) и средним давлением в системе трещин всей зоны дренирования каждой из рассмотренных скважин.

Приведенные оценки условий фильтрации конденсатосодержащего газа в трещинно-поровом коллекторе показывают, что перепады давления между поровой матрицей и трещинной системой зон дренирования скважин могут достигать больших величин, особенно в начальной стадии разработки месторождений. Такие фильтрационные условия могут оказывать заметное влияние на термодинамическую характеристику газоконденсатной смеси и приводить к выпадению конденсата в трещинной системе. Поэтому установленную закономерность следует учитывать при назначении технологического режима работы скважин, выборе скважин – кандидатов для воздействия как на призабойную зону пласта, так и на пласт, а также при контроле конденсатосодержания добываемого газа.

Таблица 4

## Результаты обработки КВД скважин Вуктыльского месторождения методом П. Полларда

Параметр	Номер скважины													
	126				153	7	79	256		8		276	38	
Дата исследования	05.1975	09.1984	05.1988	05.1989	06.1975	07.1975	10.1986	11.1986	05.1988	09.1989	06.1988	06.1989	10.2001	10.2001
Дебит скважины, тыс. м <sup>3</sup> /сут	637	240	182	145	1033,5	69,1	470	124	–	179	204,4	208	38	38
Пластовое давление, МПа	23,58	9,89	5,61	5,17	24,45	30,2	7,056	5,9	5,38	4,557	4,83	4,13	2,346	2,909
Начальное забойное давление, МПа	17,39	7,24	3,307	3,151	21,25	25,15	6,73	4,98	3,55	2,827	3,74	3,16	1,998	2,509
Депрессия, МПа	6,19	2,65	2,303	2,019	3,2	5,05	0,326	0,92	1,83	1,73	1,09	0,97	0,348	0,4
Среднее давление в системе трещин всей зоны дренирования, МПа	22,05	8,76	4,46	4,21	23,996	27,875	6,85	5,3	4,72	3,99	4,57	3,82	2,139	2,78
Разница между пластовым и средним давлением и давлением в системе трещин всей зоны дренирования, МПа	1,53	1,13	1,15	0,96	0,454	2,325	0,206	0,6	0,66	0,567	0,26	0,31	0,21	0,129

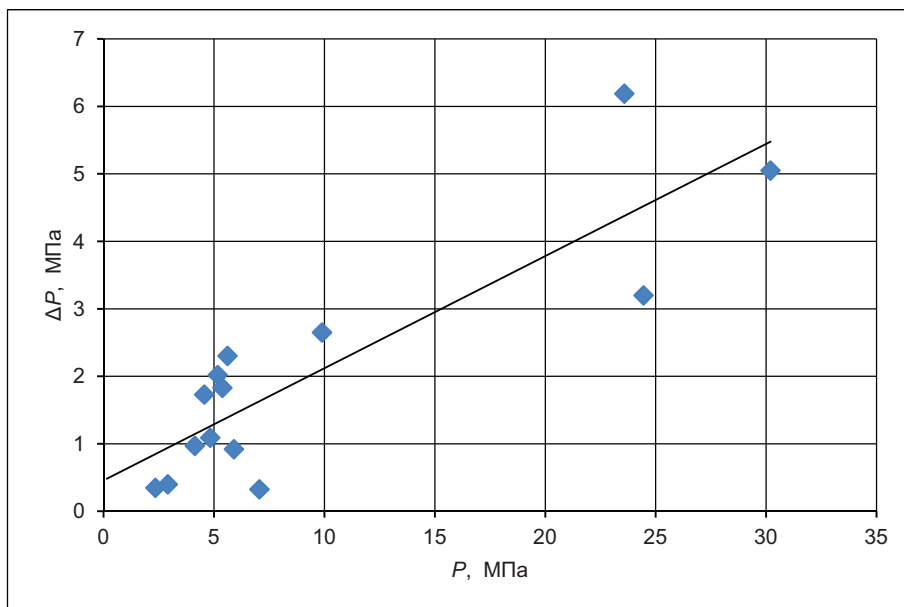


Рис. 6. Зависимость депрессии от пластового давления

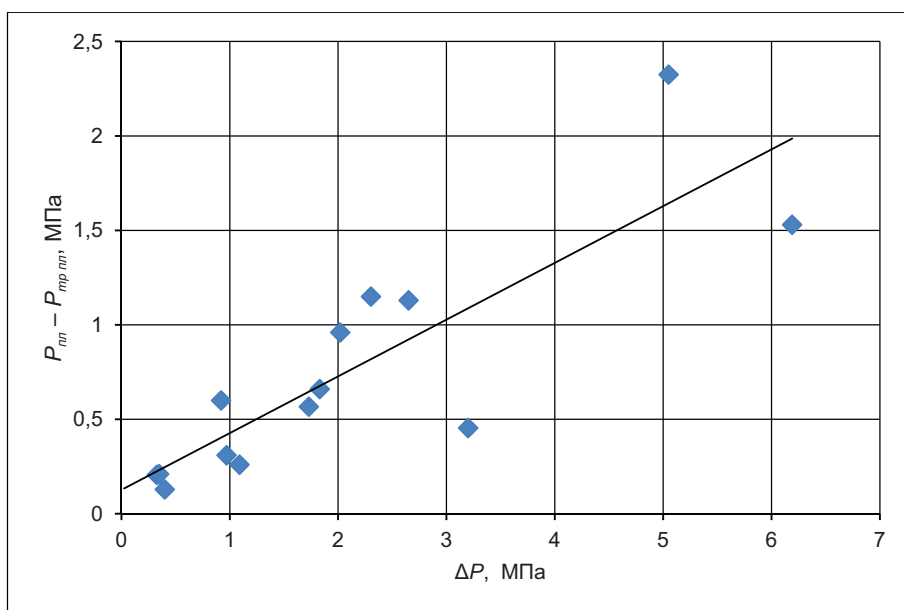


Рис. 7. Зависимость разницы между пластовым давлением и средним давлением в системе трещин всей зоны дренирования скважин от депрессии

### Список литературы

1. Pollard P. Evaluation of Acid Treatments from Pressure Build-Up Analysis / P. Pollard // Petroleum Transactions, AIME. – 1959. – V. 216. – P. 38–43.
2. Голф-Рахт Т.Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов / Т.Д. Голф-Рахт; пер. с англ. Н.А. Бардиной, П.К. Голованова, В.В. Власенко и др.; под ред. А.Г. Ковалева. – М.: Недра, 1986. – 608 с.
3. Андриасов Р.С. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти / Р.С. Андриасов, И.Т. Мищенко, А.И. Петров и др.; под общ. ред. Ш.К. Гиматутдинова. – М.: Недра, 1983. – 455 с.

4. *Перепеличенко В.Ф.* Разработка нефтегазоконденсатных месторождений Прикаспийской впадины / В.Ф. Перепеличенко, Ф.Р. Билалов, М.И. Еникеева и др.; под. ред. В.Ф. Перепеличенко. – М.: Недра, 1993. – 364 с.

5. *Бураков Ю.Г.* Определение фильтрационных свойств трещинной системы газоносного пласта по кривым восстановления давления / Ю.Г. Бураков, В.А. Соколов, Я.И. Антонова // Современные методы разведки и разработки месторождений полезных ископаемых в условиях Крайнего Севера: тр. III республиканского семинара (3–5 апреля 1989 г., г. Сыктывкар). – Сыктывкар, 1989. – С. 195–198.

6. *Бураков Ю.Г.* Диагностирование состояния призабойных зон газовых и газоконденсатных скважин, вскрывших трещиноватый коллектор / Ю.Г. Бураков, В.А. Соколов // Проблемы повышения эффективности технологии разработки месторождений природного газа. – М.: ВНИИГАЗ, 1989. – С. 143–154.

7. *Бураков Ю.Г.* Влияние трещиноватости коллекторов на фильтрационные потери в дренажной зоне Вуктыльского НГКМ / Ю.Г. Бураков, В.А. Соколов, М.А. Гильфанов // Передовые технологии разведки и добычи полезных ископаемых, особенности строительства и экологии в условиях Крайнего Севера: тр. IV республиканского семинара (22–24 марта 1990 г., г. Воркута). – Сыктывкар, 1991. – С. 149–151.

8. *Соколов В.А.* Развитие модели Полларда для интерпретации кривых восстановления давления в трещиновато-пористом пласте / В.А. Соколов, Ю.Г. Бураков, В.А. Пономарев // Интенсификация добычи нефти и газа: Тр. межд. технологич. симпоз. (26–28 марта 2003 г., Москва, РАГС при Президенте РФ). – М.: Ин-т нефтегазового бизнеса, 2003. – С. 236–245.

9. *Соколов В.А.* Адаптация модели Полларда для обработки кривых восстановления давления в газонасыщенном трещиновато-пористом коллекторе / В.А. Соколов, Ю.Г. Бураков // Актуальные проблемы освоения, разработки и эксплуатации месторождений природного газа: сб. трудов ВНИИГАЗа. – М.: Новости, 2003. – С. 371–380.

10. *Рассохин Г.В.* Контроль за разработкой газовых и газоконденсатных месторождений / Г.В. Рассохин, И.А. Леонтьев, В.И. Петренко и др. – М.: Недра, 1979. — 272 с.

11. *Лучина Т.Л.* Об особенностях перераспределения давления в трещиновато-пористом газонасыщенном коллекторе / Т.Л. Лучина, Ю.Г. Бураков, В.А. Соколов // Геология, разработка, эксплуатация месторождения Тимано-Печорской провинции, транспорт газа. Проблемы, решения, перспективы: науч.-техн. сб. к 40-летию филиала ООО «ВНИИГАЗ» – «Севернипигаз» – Ухта, 2000. – Кн. 1: Разработка и эксплуатация месторождений, комплексное исследование пластов и скважин. – С. 255–266.

12. *Соколов В.А.* Расширение представлений о законе фильтрации газа в трещиновато-пористых коллекторах / Большая нефть: реалии, проблемы, перспективы. Нефть и газ Европейского Северо-Востока: мат. Всеросс. конф. (15–17 марта 2003 г., г. Ухта). – Ухта: УГТУ, 2003. – С. 119–121.