

УДК 622.276

С.Н. Бузинов, проф., г.н.с., e-mail: S_Buzinov@vniigaz.gazprom.ru; **Г.М. Гереш**, зам. директора Центра РЭГНМ, e-mail: G_Geresh@vniigaz.gazprom.ru; **О.В. Николаев**, с.н.с., e-mail: O_Nikolaev@vniigaz.gazprom.ru; **А.Н. Харитонов**, зам. начальника ИТЦ, ООО «Газпром добыча Надым», e-mail: haritonov@itc.nadym-dobycha.gazprom.ru; **С.А. Шулепин**, с.н.с., e-mail: S_Shulepin@vniigaz.gazprom.ru, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

К ВОПРОСУ О ВЫБОРЕ ГАЗЛИФТНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ ГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В статье рассматривается работа газлифта как установившейся системы (стационарный газлифт). Приведенная методика расчета, основанная на результатах специальных исследований, позволяет проводить как общую оценку целесообразности газлифтной эксплуатации скважины в каждом конкретном случае, так и расчеты технологических параметров на всех стадиях процесса с целью достижения максимальной эффективности использования газлифта.

Ключевые слова: газлифт стационарный/периодический, коэффициент эффективности газлифта, дебит закачки, пластовый дебит.

В связи с переходом базовых месторождений ОАО «Газпром» в позднюю стадию разработки особенно актуальным становится вопрос о выборе технологии эксплуатации задавливаемой жидкостью скважин. В настоящее время известно не менее десяти таких технологий, однако их использование ограничено, что связано в первую очередь с недостаточными знаниями гидродинамики газожидкостных потоков.

В настоящей работе рассматриваются основные принципы газлифтной эксплуатации газовых скважин, разработанные в последние годы в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» [1]. Основными факторами, позволяющими провести такой анализ, являются результаты экспериментальных исследований газожидкостных потоков на специализированном стенде, полученные в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в последние годы, и промысловые исследования, проведенные в ООО «Газпром добыча Надым». При проведении лабораторных экспериментов такие величины, как давления, дебиты газа и жидкости, диаметры труб, соответствовали реальным параметрам

в условиях поздней стадии разработки месторождений [2].

Газлифт как способ подъема жидкости с помощью энергии газа известен с XVII в. Его интенсивное использование началось с бурным развитием нефтяной промышленности в XX в.; тогда же были разработаны первые теории этого остроумного подъемника [3, 4]. Поскольку в классическом варианте газлифта непрерывной фазой является жидкость, его теория оказалась неприемлемой для условий эксплуатации обводняющихся газовых скважин, в которых доля жидкости в подавляющем большинстве случаев составляет менее 1%. Как показано в работе [5], применительно к двухфазным средам с таким соотношением фаз гипотеза сплошности, которая является основой всех существующих гидродинамических моделей работы скважин, приводит к неадекватным результатам.

В данной статье рассматривается работа газлифта как установившейся системы (стационарный газлифт). Периодический газлифт работает несколько по иному принципу; закономерностям его

функционирования будет посвящена отдельная работа.

Проиллюстрируем работу газлифта на конкретном примере, используя метод сопряженных элементов [6]. Рассмотрим случай, когда пластовое давление уменьшилось до своего предельного значения и скважина устойчиво работать больше не может. Возьмем для расчетов следующие исходные данные: диаметр лифтовой трубы 0,15 м, глубина забоя $H = 1200$ м, давление в начале шлейфа $p_{уст} = 1,25$ МПа, водогазовый фактор $W = 1$ см³/м³, коэффициенты фильтрационного сопротивления пласта $a = 0,2 \cdot 10^{-2}$ МПа² сут./тыс. м³; $b = 0,0002 \cdot 10^{-2}$ (МПа сут./тыс. м³)². На рисунке 1 представлен расчетный технологический режим работы скважины в предельном режиме, при котором минимальное пластовое давление составляет 1,57 МПа, минимальный дебит равен 162 тыс. м³/сут. (точка 1).

Если рабочий режим из точки 1 сместить вправо вдоль характеристики лифта (например, в точку 2), то скважина будет работать в устойчивом режиме.

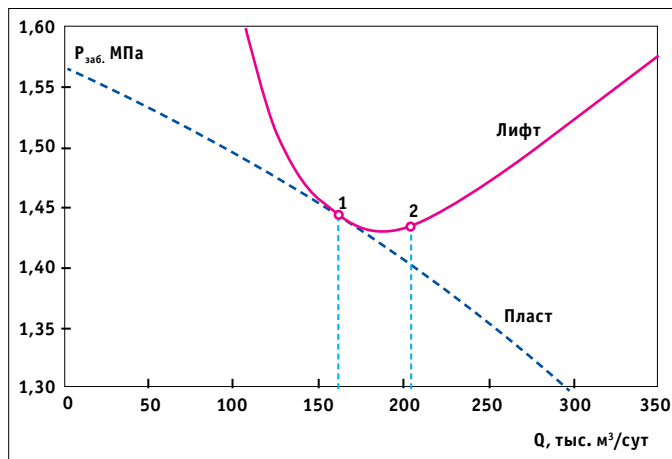


Рис. 1. Иллюстрация предельного режима работы обводненной скважины

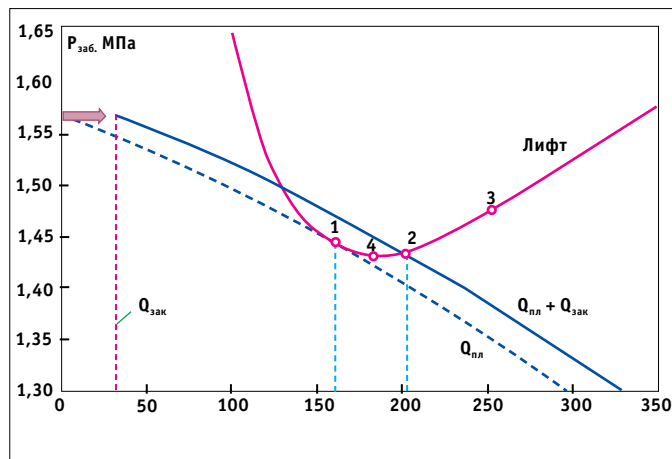


Рис. 2. Иллюстрация действия газлифта. Дебит закачки $Q_{зак}=32$ тыс. $m^3/сут$.

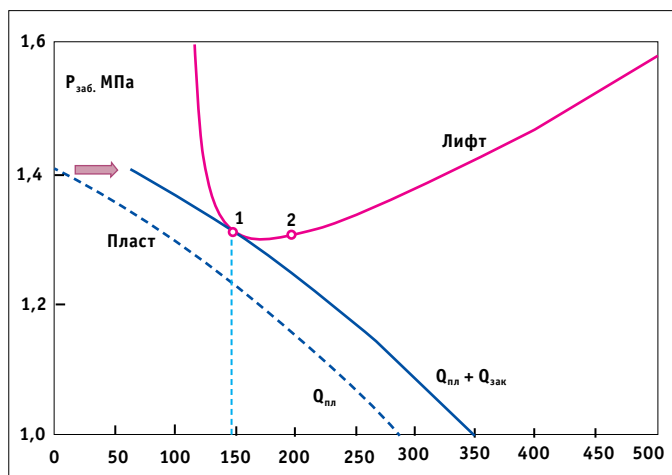


Рис. 3. Характеристики пласта (пунктирная линия) и лифта (розовая линия) при $p_{пл} = 1,44$ МПа, $p_{уст} = 1,20$ МПа

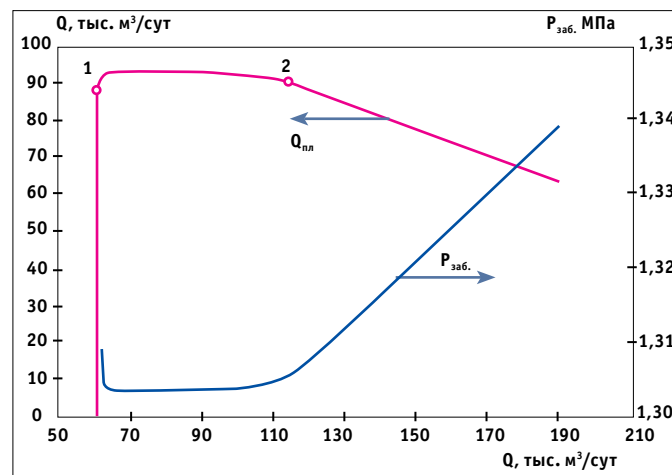


Рис. 4. Зависимости пластового дебита и забойного давления от дебита закачки для условий примера на рисунке 3

Дебит подаваемого в затрубье газа называют дебитом закачки, хотя это не совсем верно, поскольку фактически этот газ не закачивается, а циркулирует по замкнутому контуру и является возвратным. Его объем сравнительно невелик и определяется объемом трубного пространства, в котором он циркулирует и который складывается из объема шлейфов, затрубного пространства и лифтовой колонны за вычетом объема, занимаемого пластовым газом.

На рисунке 2 иллюстрируется работа газлифта с поддержанием дебита закачки газа на уровне $Q_{зак} = 32$ тыс. $m^3/сут$. Суммарный дебит газа, движущегося по лифтовой трубе (сплошная синяя), представляет собой сумму дебита закачки $Q_{зак}$ и дебита пластового газа $Q_{пл}$ для каждого значения забойного давления (суммирование осуществляется

вдоль горизонтальной оси графика). Как уже отмечалось, рабочий дебит до применения газлифта был минимально возможным для данной скважины и составлял 162 тыс. $m^3/сут$. (точка 1). При этом весь газ, проходящий по лифтовой трубе, поступал из пласта. При газлифте суммарный дебит станет равным 203 тыс. $m^3/сут$, при этом из пласта будет поступать $Q_{пл} = 171$ тыс. $m^3/сут$, а закачиваться по затрубью будет $Q_{зак} = 32$ тыс. $m^3/сут$. Кроме того, следует иметь в виду, что до закачки забойное давление составляло 1,435 МПа, а после начала закачки снизилось до 1,430 МПа, что привело к некоторому возрастанию дебита пластового газа.

Если установить дебит закачки меньше, чем 32 тыс. $m^3/сут$, рабочий режим будет характеризоваться точкой, расположенной между точками 1 и 2 (например,

точкой 4). В этом случае дебит пластового газа будет находится в пределах 162–175 тыс. $m^3/сут$. в зависимости от дебита закачки.

Если установить дебит закачки больше чем 32 тыс. $m^3/сут$, рабочий режим будет характеризоваться точкой, расположенной правее точки 2 (например, точкой 3). В этом случае дебит пластового газа будет меньше 175 тыс. $m^3/сут$; эта величина будет монотонно уменьшаться с увеличением дебита закачки.

Рассмотрим случай, когда пластовое давление понизилось настолько, что скважина не может работать в устойчивом режиме (см. рис. 3; здесь представлен вариант при $p_{пл} = 1,44$ МПа, $p_{уст} = 1,20$ МПа.). Характеристики пласта и лифта не пересекаются.

Для того чтобы добиться устойчивого режима работы скважины, необходимо

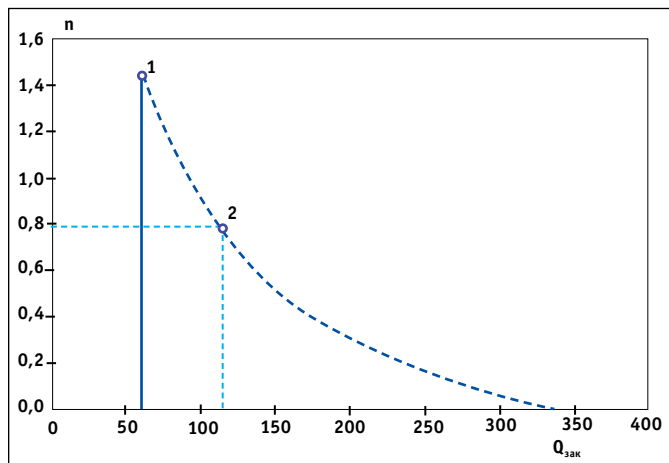


Рис. 5. Зависимость коэффициента эффективности газлифта от дебита закачки для условий примера на рисунке 3

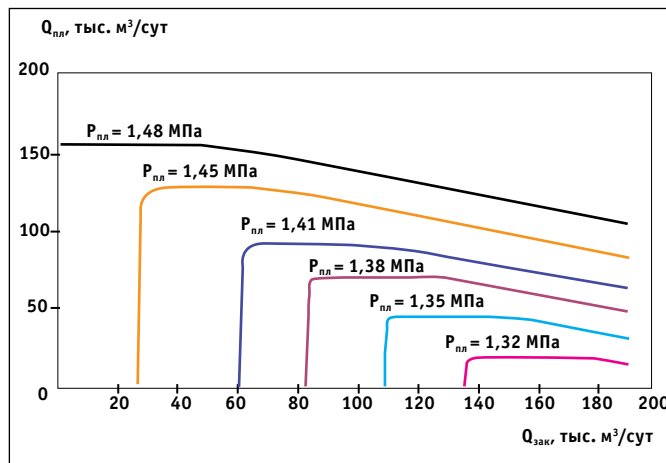


Рис. 6. Зависимость пластового дебита от дебита закачки при разных значениях пластового давления

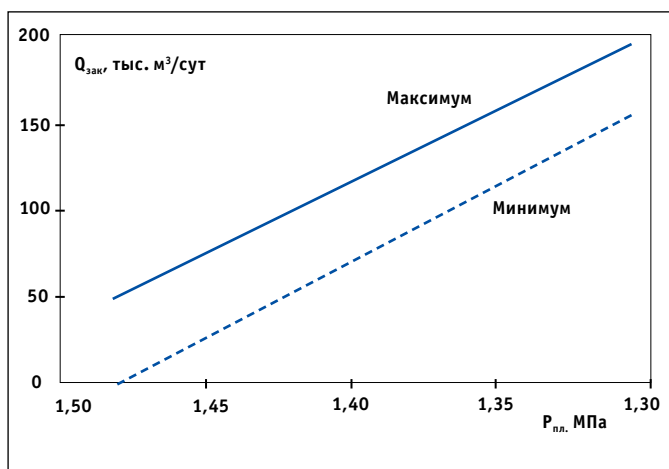


Рис. 7. Зависимости граничных значений диапазона дебита закачки от пластового давления

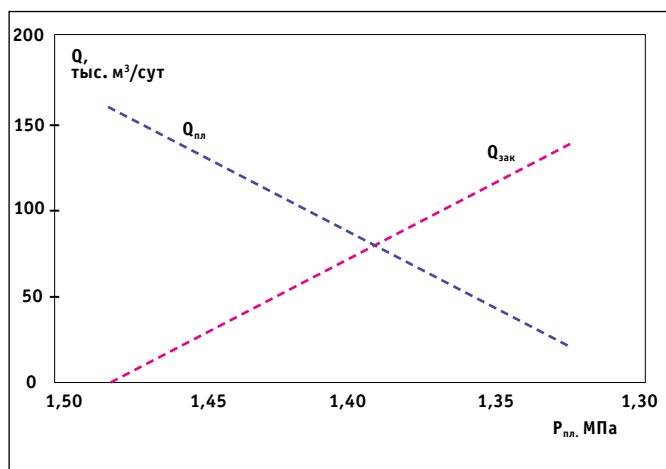


Рис. 8. Изменение пластового дебита и дебита закачки по мере снижения давления в пласте

закачивать в затрубье газ с дебитом не менее 62 тыс. м³/сут.; при минимальном дебите закачки рабочий режим будет характеризоваться точкой 1. При увеличении дебита закачки до 115 тыс. м³/сут. (точка 2) забойное давление останется практически неизменным. При дальнейшем увеличении дебита закачки забойное давление будет увеличиваться и, соответственно, пластовый дебит будет уменьшаться.

Описанная ситуация изображена на рисунке 4 в виде зависимости пластового дебита и забойного давления от дебита закачки. Из графиков на рисунках 3 и 4 следует, что для величины дебита закачки имеются ограничения по минимуму и по максимуму, а именно в условиях рассмотренного примера имеют место:

- жесткое ограничение по минимуму: дебит закачки должен быть не

меньше 62 тыс. м³/сут., в противном случае устойчивая работа скважины невозможна;

- ограничение по максимуму, которое возникает из соображений эффективности: дебит закачки следует устанавливать не больше 115 тыс. м³/сут., в противном случае пластовый дебит будет снижаться при одновременном повышении потерь в лифтовой трубе, и эффективность газлифта уменьшится.

$$n = \frac{Q_{пл}}{Q_{зак}}$$

Назовем отношение дебита добываемого газа к дебиту закачки коэффициентом эффективности газлифта:

На рисунке 5 представлена зависимость коэффициента эффективности от дебита закачки. Точка 2 соответствует дебиту закачки 115 тыс. м³/сут.

Таким образом, коэффициент эффективности в условиях рассмотренного на рисунке 4 примера целесообразно поддерживать в пределах 0,8–1,4. Для режима минимальных потерь в лифте $n = 1, 2$.

Рассмотрим изменение эксплуатационных характеристик газлифта по мере падения пластового давления для случая, когда скважина работает в предельном режиме при пластовом давлении $p_{пл} = 1,48$ МПа.

На рисунке 6 представлены зависимости дебита отбора от дебита закачки при разных значениях пластового давления. Как следует из графиков, минимальная и максимальная величины дебита закачки существенно зависят от пластового давления. По мере выработки месторождения дебит закачки приходится увеличивать (рис. 7), при этом пластовый дебит

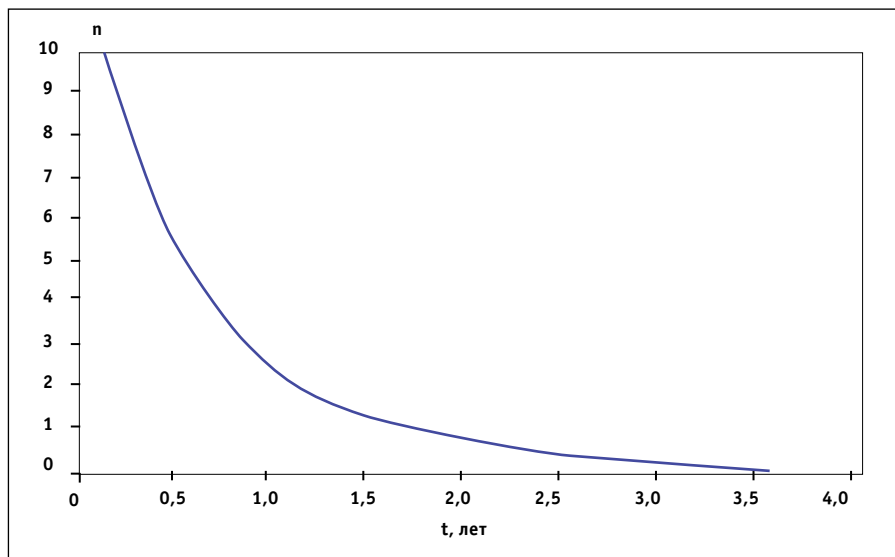


Рис. 9. Изменение коэффициента эффективности газлифта со временем

будет уменьшаться (рис. 8); коэффициент эффективности при этом будет снижаться (рис. 9).

Если принять, что эксплуатация скважины при газлифте будет производиться до достижения коэффициентом эффективности значения $n = 0,5$, то есть 2,5 года, то объем добытого газа за этот период можно оценить приблизительно равным 80 млн м³.

Отметим, что для обеспечения устойчивой эксплуатации скважин в условиях флуктуаций давления в шлейфе целесообразно предусматривать некоторый запас по дебиту закачки.

Поскольку суточная неравномерность давления в шлейфах может иметь по-

рядок 0,05 МПа, именно такую величину следует закладывать при выборе дебита закачки. В условиях рассмотренного примера величине 0,05 МПа соответствует дополнительный дебит закачки около 45 тыс. м³/сут.

Таким образом, газлифт является эффективным способом эксплуатации газовых скважин на поздней стадии разработки месторождений. Приведенная методика расчета, основанная на результатах специальных исследований, позволяет проводить как общую оценку целесообразности газлифтной эксплуатации скважины в каждом конкретном случае, так и расчеты технологических параметров на всех стадиях процесса

с целью достижения его максимальной эффективности.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Тер-Саркисов Р.М., Илатовский Ю.В., Бузинов С.Н., Медко В.В., Харитонов А.Н., Нифантов В.И., Казарян В.П., Серегина Н.В. Особенности добычи низконапорного газа // Газовая промышленность. – 2005. – № 11. – С. 67–71.
2. Тер-Саркисов Р.М., Сулейманов Р.С., Бузинов С.Н., Васильев Ю.Н., Медко В.В., Шулятиков В.И. Новый этап в изучении газожидкостных потоков в вертикальных трубах // Газовая промышленность. – 2006. – № 3. – С. 64–67.
3. Багдасаров В.Г. Теория, расчет и практика эргазлифта. – М.–Л.: ГТТИ, 1947. – 373 с.
4. Муравьев И.М., Крылов А.П. Эксплуатация нефтяных месторождений. – М.–Л.: ГТТИ, 1949. – 776 с.
5. Бузинов С.Н., Гереш Г.М., Борodin С.А., Михайлов А.Н., Николаев О.В., Шулепин С.А. Расчет потерь давления в газовых скважинах на поздней стадии разработки месторождений // Газовая промышленность. – 2011. – № 12. – С. 18–21.
6. Бузинов С.Н., Гереш Г.М., Николаев О.В., Борodin С.А., Шулепин С.А., Михайлов А.Н. Методика расчетов технологического режима работы газовых скважин на поздней стадии разработки // Газовая промышленность. – 2012. – Спецвыпуск «Подземное хранение газа» (№ 2). – С. 9–11.

Well operation

S.N. Buzinov, prof., chief research worker, e-mail: S_Buzinov@vniigaz.gazprom.ru; G.M. Geresh, Deputy Director of Oil and Gas Fields Development and Operation Centre, e-mail: G_Geresh@vniigaz.gazprom.ru; O.V. Nikolaev, senior research worker, e-mail: O_Nikolaev@vniigaz.gazprom.ru; A.N. Kharitonov, Deputy Head of Engineering and Technical Centre, Gazprom dobycha Nadym LLC, e-mail: haritonov@itc.nadym-dobycha.gazprom.ru; S.A. Shulepin, senior research worker, e-mail: S_Shulepin@vniigaz.gazprom.ru, Gazprom VNIIGAS LLC

On selection of gas lift wells operation of mature gas production field

This article presents gas lift operation as steady-state system (stationary gas lift). Given calculation procedure, based on special studies results, provides both an overall assessment of gas lift wells operation feasibility in each case, and calculations of process parameters at all process stages to achieve maximum efficiency in use of gas lift.

Keywords: gas lift, stationary/intermittent, gas lift efficiency factor, injection flow rate, reservoir production rate.

References:

1. Ter-Sarkisov R.M., Ilatovskiy Yu.V., Buzinov S.N., Medko V.V., Kharitonov A.N., Nifantov V.I., Kazaryan V.P., Seregina N.V. Osobennosti dobychi nizkonapornogo gaza (Features of low-pressure gas production) // Gazovaya promyshlennost' (Gas industry). – 2005 – № 11. – P. 67–71.
2. Ter-Sarkisov R.M., Suleymanov R.S., Buzinov S.N., Vasil'ev Yu.N., Medko V.V., Shulyatikov V.I. Novyi etap v izuchenii gazozhidkostnykh potokov v vertikal'nykh trybakh (New stage in gas-liquid flows in vertical pipes study) // Gazovaya promyshlennost' (Gas industry). – 2006. – № 3. – P. 64–67.
3. Bagdasarov V.G. Teoria, raschet i practica ergazlifta (Air gaslift theory, calculation and practice). – Moscow–Leningrad: GTTI, 1947. – 373 p.
4. Muraviev I.M., Krylov A.P. Ekspluatatsiya neftyanykh mestorozhdeniy (Oil fields operation). – Moscow–Leningrad: GTTI, 1949. – 776 p.
5. Buzinov S.N., Geresh G.M., Borodin S.A., Mikhailov A.N., Nikolayev O.V., Shulepin S.A. Raschet poter' davleniya v gazovykh skvazhinakh na pozdney stadii razrabotki mestorozhdeniy (Calculation of pressure loss in gas wells of mature production field) // Gazovaya promyshlennost' (Gas industry). – 2011. – № 12. – P. 18–21.
6. Buzinov S.N., Geresh G.M., Nikolayev O.V., Borodin S.A., Shulepin S.A., Mikhailov A.N. Metodika raschetov tekhnologicheskogo rezhima raboty gazovykh skvazhin na pozdney stadii razrabotki (Calculation procedure of gas wells of mature production field operating practices) // Gazovaya promyshlennost' (Gas industry). – 2012. – Special edition 'Gas underground storage' (№ 2). – P. 9–11.