

УДК 622.279.23

Г.М. Гереш, О.В. Николаев, С.А. Шулепин, А.М. Михайлов

Особенности формирования технологического режима куста скважин на завершающей стадии разработки месторождений

В настоящее время основной объем добычи газа ОАО «Газпром» обеспечивается месторождениями Надым-Пур-Тазовского региона, большинство из которых перешло в завершающую стадию разработки. При этом основными проблемами, с которыми сталкиваются недропользователи, являются самозадавливание скважин жидкостью и образование песчаных пробок, абразивный износ оборудования, изменение условий транспорта и подготовки газа на фоне снижения энергетического потенциала залежи.

Эксперименты по изучению гидродинамики вертикальных двухфазных потоков, проведенные в последние годы на специализированном стенде ООО «Газпром ВНИИГАЗ» [1], позволили существенно уточнить расчетную модель обводняющихся скважин с лифтовыми трубами большого диаметра (до 168 мм) и низким значением водогазового фактора (от 0,1 см³/м³). Расчеты, проведенные на основе новой модели, показали, что выбор и обоснование технологий эксплуатации самозадавливающихся скважин должны определяться особенностями двухфазной гидродинамики [2]. При взаимодействии нескольких скважин через систему сбора наличие жидкости в продукции и разрушение призабойной зоны многократно усложняют формирование эффективных технологических режимов [3].

В данной работе на примере работы куста скважин показаны ограничения, которые необходимо учитывать при планировании добычи газа в период поздней стадии разработки. В статье рассматриваются аспекты влияния на удельную добычу шлейфа, с одной стороны, самозадавливания скважин, а с другой – ограничений по максимальной депрессии.

Производительность куста обводненных скважин

Как было показано в работе [4], элементы наземного обустройства газового промысла (ПХГ), в том числе шлейфы, оказывают существенное влияние на работу единичной скважины. Рассмотрим работу двух скважин, подключенных к одному шлейфу (рис. 1).

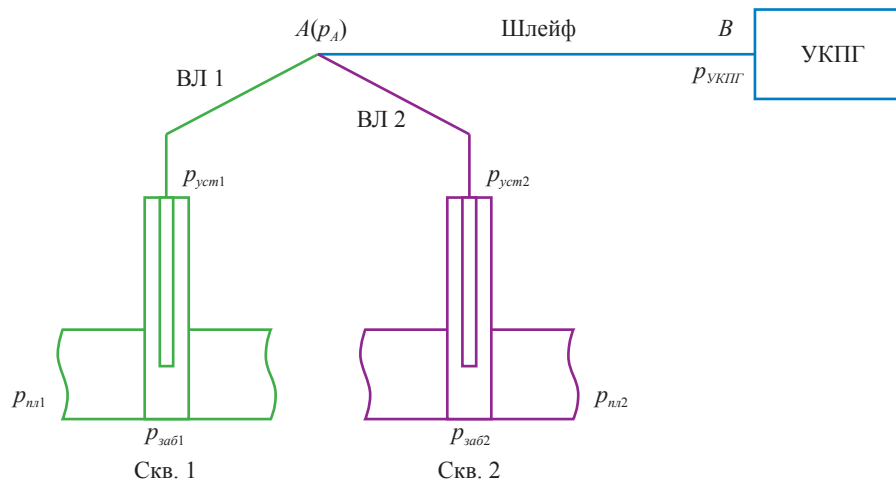


Рис. 1. Схема кустового расположения двух скважин

Ключевые слова:

поздняя стадия разработки, скважина, шлейф, газожидкостные потоки, минимальный дебит, потери давления.

Keywords:

later stage of development, gas well, connecting pipeline, gas-liquid flows, the minimum flow rate, pressure drop.

Предположим, скв. 1 и 2 работают в один шлейф, оканчивающийся в точке B на входе в УКПГ, и выкидные линии скважин (ВЛ 1 и ВЛ 2) соединяются в начале шлейфа в точке A . Для газовых месторождений севера Тюменской области исходя из схемы обустройства длины выкидных линий незначительны, и поэтому можно считать $p_A = p_{уст}$. Примем параметры скважин, вскрываемых ими пластов и выкидных линий такими, как в табл. 1. Для упрощения расчетов условно будем рассматривать строго горизонтальный шлейф с тем, чтобы размерную величину гидродинамического сопротивления шлейфа, определяемую выражением

$$\Theta_{шл} = \frac{p_A^2 - p_B^2}{Q_{шл}^2},$$

считать постоянной; примем ее равной $0,0004 \cdot 10^{-2} \text{ МПа}^2/(\text{тыс. м}^3/\text{сут})^2$.

Построим характеристику продуктивности системы «шлейф – две скважины», т.е. зависимость между давлением в точке B на входе в

УКПГ и производительностью шлейфа, в координатах $p_{УКПГ} = p_{УКПГ}(Q_{сум})$.

Для этого вначале построим отдельно характеристики обеих скважин для точки A , расположенной в начале шлейфа: для скв. 1 – $p_A = p_A(Q_1)$ и для скв. 2 – $p_A = p_A(Q_2)$ (рис. 2).

Скважины 1 и 2 имеют разные параметры предельного режима, значения которых представлены в табл. 2.

Из анализа рис. 2 следует, что при давлении в точке A выше $p_{A\max2}$ (1,254 МПа) ни одна из скважин устойчиво работать не будет, при давлении в точке A от $p_{A\max1}$ (1,183 МПа) до $p_{A\max2}$ (1,254 МПа) будет работать только скв. 1, при давлении меньше $p_{A\max1}$ (1,183 МПа) будут работать обе скважины, причем в последнем случае в точке A происходит суммирование их дебитов. Таким образом, точки 1 и 2 обозначают границы характерных с точки зрения устойчивой работы скважин диапазонов давлений (табл. 3).

Таблица 1

Исходные данные для случая совместной работы двух скважин

Параметры системы «пласт – скважина»	№ скважины	
	1	2
Коэффициенты фильтрационного сопротивления пласта: $a, 10^{-2} (\text{МПа}^2 \cdot \text{сут})/\text{тыс. м}^3$	0,3	0,2
$b, 10^{-2} (\text{МПа} \cdot \text{сут})/\text{тыс. м}^3)^2$	0,0003	0,0001
Пластовое давление, $p_{пл}$, МПа	1,50	1,45
Интервал вскрытия пласта, H , м	1100	1100
Диаметр, D , см	10,0	15,0
Сопротивления ВЛ, $\Theta, 10^{-2} \text{ МПа}^2/(\text{тыс. м}^3/\text{сут})^2$	0,00001	0,00001

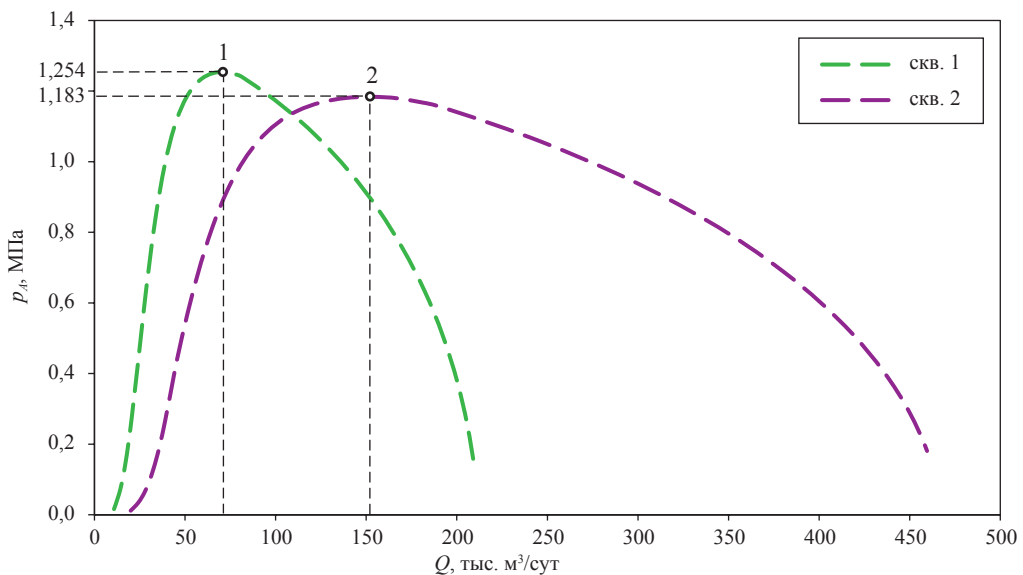


Рис. 2. Характеристики скв. 1 и 2 совместно с выкидными линиями

Таблица 2

Параметры предельных режимов совместной работы двух скважин

№ скважины	$p_{A\max}$, МПа	$p_{заб}$, МПа	Q , тыс. м ³ /сут
1	1,254	1,421	70
2	1,183	1,333	151

Таблица 3

Характеристика диапазонов давлений в точке А при совместной работе двух скважин

№ диапазона	p_A , МПа	Дебит в шлейфе
1	$p_A > p_{A\max1}$	0
2	$p_{A\max1} < p_A < p_{A\max2}$	$Q_1(p_A)$
3	$p_A < p_{A\max2}$	$Q_1(p_A) + Q_2(p_A)$

На рис. 3 изображена совместная характеристика добывных возможностей двух скважин относительно точки А (начальной точки шлейфа). Как видно из рисунка, на совместной характеристике точка 1, соответствующая предельному режиму скв. 1, остается актуальной, в то время как вместо точки 2, соответствующей предельному режиму скв. 2, появляются две другие характерные точки 3 и 4. Эти три точки (1, 3 и 4) устанавливают границы «запрещенных» диапазонов дебитов, в пределы которых величина рабочего дебита не попадает ни при каких давлениях в точке А. Это диапазоны от 0 до 70 тыс. м³/сут (от точки 1 и левее – до нуля) и от 99 до 250 тыс. м³/сут (между точками 3 и 4); они отмечены горизонтальными пунктирными линиями. Наличие таких «запрещенных» диапазонов приводит к возникновению на характеристике производительности УКПГ «диапазонов неопределенности».

Поясним это утверждение.

Когда в шлейфе движения газа нет ($Q = 0$), на устье скважины, в выкидной линии и во всех точках шлейфа давление одинаковое. Если же дебит газа не равен нулю, то в точках А и В шлейфа (см. рис. 1) давления различаются на величину потерь давления на трение в шлейфе. Вернемся к характеристике продуктивности куста скважин относительно точки А (см. рис. 3). При дебитах 99 (точка 3) и 250 тыс. м³/сут (точка 4) давления в точке А шлейфа одинаковые и равны 1,183 МПа. Однако в точке В шлейфа (на входе в УКПГ, см. рис. 1) давление при дебите 250 тыс. м³/сут будет меньше, чем при дебите 99 тыс. м³/сут. На рис. 4 изображены характеристики продуктивности куста относительно начальной точки А шлейфа (оранжевая кривая) и конечной точки В шлейфа (синяя кривая). При дебите 99 тыс. м³/сут давление в конце шлейфа равно 1,170 МПа (точка б), а при дебите 250 тыс. м³/сут – 1,071 МПа (точка 5).

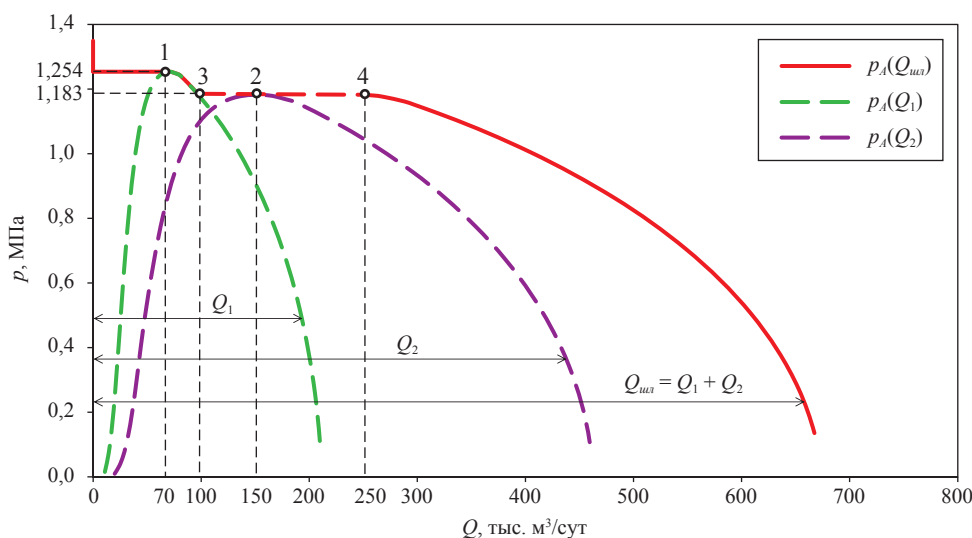


Рис. 3. Характеристика совместной работы двух скважин в один шлейф

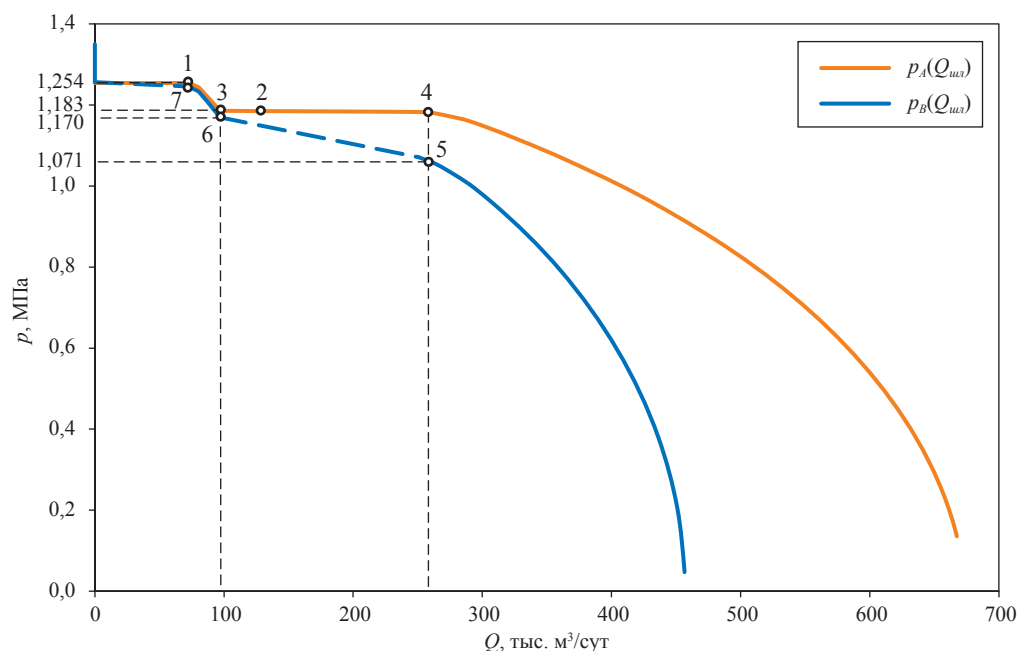


Рис. 4. Характеристика продуктивности куста из двух скважин относительно начала (оранжевая кривая) и конца (синяя кривая) шлейфа

Как было указано выше, интервал между значениями дебитов в точках 3 и 4 (а следовательно, и между 6 и 5) является «запрещенным». Это приводит к неопределенности по дебиту в диапазоне давлений между точками 6 и 5, т.е. между величинами 1,071 и 1,170 МПа.

Неопределенность заключается в следующем. Предположим, в исходном состоянии УКПГ не работает, все точки шлейфа имеют одинаковое давление не менее 1,254 МПа, а в некоторый начальный момент времени на входе в УКПГ создается давление из «диапазона неопределенности» (например, 1,09 МПа). Это приведет к инициации сложного переходного процесса запуска куста в работу, который будет состоять из ряда последовательных фаз. Поскольку в исходный момент времени скважины не работают, в начале шлейфа давление на какое-то короткое время также примет значение 1,09 МПа. При таком давлении на устье обе скважины начнут работать, поскольку это давление меньше максимального предельного (см. рис. 3). Дебиты газа из обеих скважин начнут увеличиваться в переходном процессе, и суммарный дебит будет стремиться вырасти до значения 250 тыс. м³/сут, поскольку к дебиту скв. 1, который в таких условиях не меньше 99 тыс. м³/сут, будет добавляться дебит скв. 2, который в установившемся режиме не может быть меньше своего минимального предельного значения 151 тыс. м³/сут. Однако воз-

растание дебита приведет к увеличению давления в точке А шлейфа, в результате чего это давление станет больше предельной величины 1,183 МПа для скв. 2, и она остановится. Снижение дебита в шлейфе приведет к уменьшению давления в точке А, и вновь возникнут условия для работы скв. 2.

Таким образом, в рамках метода сопряженных элементов, оперирующего лишь установившимися во времени физическими величинами, режим скв. 2 затруднительно оценить аналитически. На практике эта скважина будет пребывать в режиме самозадавливания и нуждаться в периодической продувке. Возможно, если исключить постороннее вмешательство, вторая скважина будет работать в некотором пульсирующем режиме. Для исключения таких ситуаций следует избегать техрежимов работы скважин с устьевыми давлениями, попадающими в «диапазоны неопределенности».

Альтернативным решением этой проблемы является применение газлифтного способа эксплуатации для скважин, по устьевому давлению попадающих в «интервал неопределенности». Перечень таких скважин можно выявить при составлении технологического режима, и в случае принятия соответствующего решения запланировать своевременную прокладку сети подводящих трубопроводов с учетом принципов расчета газлифта, которые рассмотрены в работе [5].

На рис. 5 представлена продуктивная характеристика куста двух скважин в координатах $Q_{шл} = Q_{шл}(p_{укуп})$. Это та же кривая, что и на рис. 4, только с измененным порядком координат. Граничные точки «интервалов неопределенности» условно соединены прямыми линиями.

Рассмотрим кратко работу шлейфа с тремя скважинами, параметры которых представлены в табл. 4; $\Theta = 0,0004 \cdot 10^{-2} \text{ МПа}^2/(\text{тыс. м}^3/\text{сут})^2$.

На рис. 6 изображены характеристики скважин относительно давления в начале шлейфа.

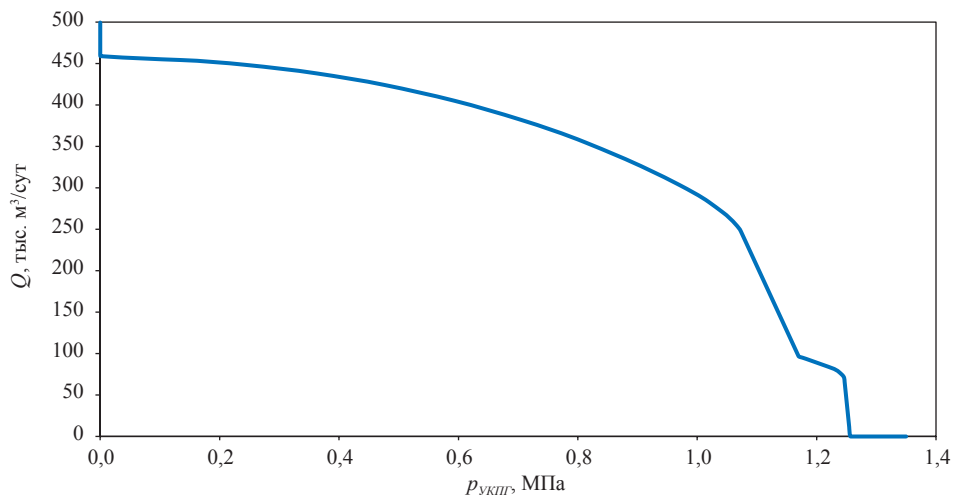


Рис. 5. Характеристика продуктивности шлейфа с двумя скважинами

Таблица 4

Исходные данные для случая совместной работы трех скважин

Параметры системы «пласт – скважина»	№ скважины		
	1	2	3
Коэффициенты фильтрационного сопротивления пласта:			
$a, 10^{-2} (\text{МПа}^2 \cdot \text{сут})/\text{тыс. м}^3$	0,3	0,25	0,2
$b, 10^{-2} ((\text{МПа} \cdot \text{сут})/\text{тыс. м}^3)^2$	0,002	0,0001	0,0001
Пластовое давление, $p_{пл}$, МПа	1,55	1,50	1,45
Интервал вскрытия пласта, H , м	1100	1100	1100
Диаметр, D , см	10,0	12,8	15,0
Сопротивления ВЛ, $\Theta, 10^{-2} \text{ МПа}^2/(\text{тыс. м}^3/\text{сут})^2$	10^{-5}	10^{-5}	10^{-5}

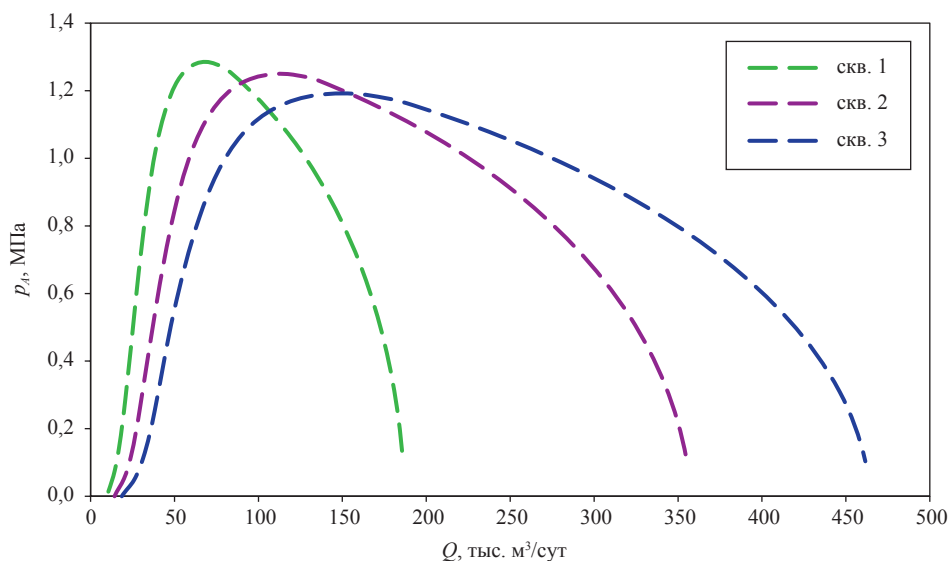


Рис. 6. Характеристики трех скважин шлейфа относительно давления в начале шлейфа

На рис. 7 представлена характеристика продуктивности шлейфа, на которой хорошо видны три «зоны неопределенности».

Отметим, что на поздней стадии разработки, когда пластовые давления существенно снижены, зоны неопределенности по совокупности занимают довольно протяженные

по величине и самые выгодные для эксплуатации диапазоны давлений, чем существенно затрудняют добычу газа. Как правило, в каждой такой зоне неопределенность возникает лишь из-за одной скважины; это облегчает планирование мероприятий по регулированию работы шлейфа.

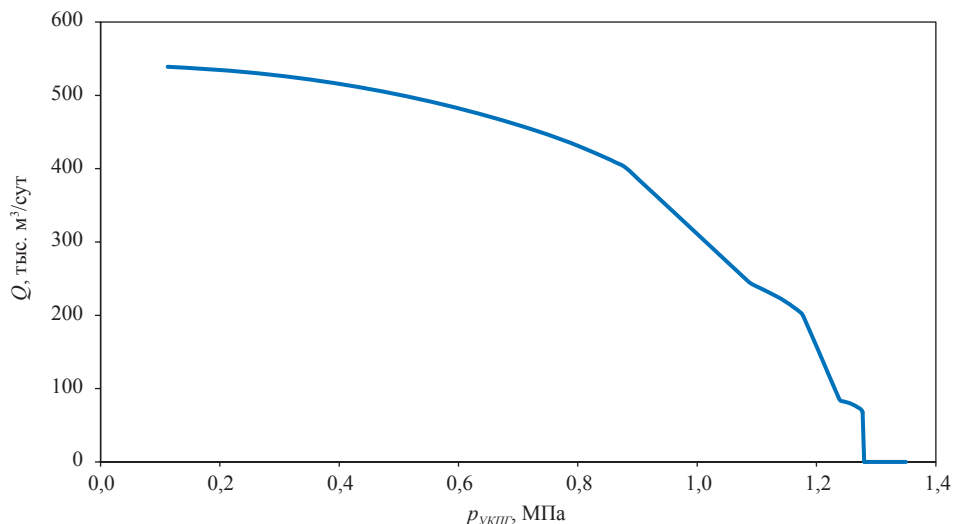


Рис. 7. Характеристика продуктивности шлейфа с тремя скважинами

Расчет производительности куста обводненных скважин с ограничениями по максимальной депрессии (дебиту)

При эксплуатации скважин сеноманских залежей на завершающей стадии имеется тенденция разрушения породы призабойной зоны, поскольку наличие воды на забое приводит к размыванию цемента, ухудшению прочностных свойств и ослаблению скелета пород. На практике во избежание разрушения пород призабойной зоны и выноса песка скважину эксплуатируют при депрессии, не превышающей по величине некоторого предельного значения. При этом в ряде случаев говорят не о максимальной депрессии, а о максимальном дебите.

Требования ограничения депрессии (или дебита) приводят к дополнительным сложностям при эксплуатации скважин в один шлейф, поскольку условия устойчивой (с точки зрения выноса жидкости) и безопасной (с точки зрения неразрушаемости пород призабойной зоны) работы разных скважин могут вступать в противоречия друг с другом. Далее рассмотрены проблемы эксплуатации куста таких скважин и методика регулирования их работы с целью повышения объемов добычи.

На рис. 8 представлены характеристики продуктивности двух скважин для одного из предыдущих примеров (см. табл. 1) при наличии ограничений по максимальному дебиту: $Q_{1max} = 180$ тыс. м³/сут для скв. 1 и $Q_{2max} = 250$ тыс. м³/сут для скв. 2. Для скв. 1 точка 1 соответствует минимальному дебиту и максимальному давлению p_1 в шлейфе, обеспечивающему устойчивый режим работы скважины, а точка 4 – максимально допустимому дебиту, обеспечивающему целостность пород призабойной зоны. При снижении давления в точке А меньше p_A , соответствующего точке 4, депрессия в скв. 1 превысит допустимое значение, и возникнут условия для разрушения призабойной зоны и появления в потоке опасных для оборудования песчаных примесей.

Для скв. 2 максимальное давление с точки зрения обеспечения ее устойчивой работы соответствует точке 2 (p_2). При этом минимальное безопасное давление соответствует точке 3 (p_3).

Таким образом, при давлении в шлейфе $p_A > p_1$ ни одна из двух скважин работать не будет; при давлении $p_2 > p_A > p_1$ будет работать только скв. 1. При давлении в диапазоне $p_3 > p_A > p_2$ будут работать обе скважины.

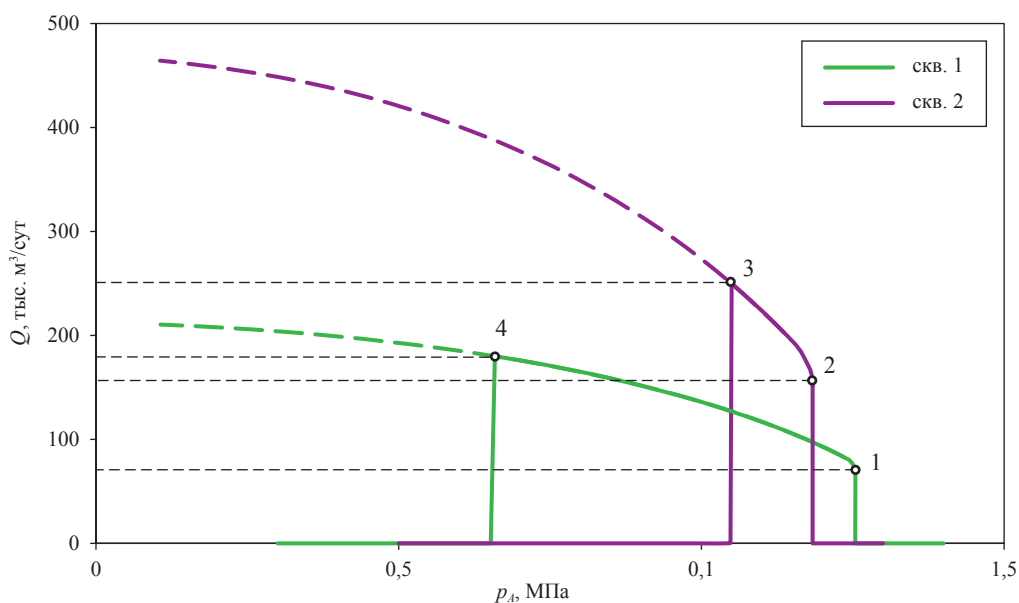


Рис. 8. Характеристики двух скважин, подключенных к одному шлейфу, при наличии ограничений на максимальный дебит

В диапазоне давлений $p_A < p_4 < p_3$ скв. 2 следует отключить во избежание разрушения призабойной зоны и абразивного износа промышленного оборудования, при этом останется работать только скв. 1, а при давлении в шлейфе $p_A < p_4$ следует отключить и скв. 1. Варианты режима работы скважин представлены в табл. 5 (столб. 1–3).

Теперь рассмотрим случай, когда скважины снабжены индивидуальными регулирующими устройствами, с помощью которых можно создавать дополнительные регулируемые потери давления (рис. 9). Такое техническое решение позволяет поддерживать дебит каждой скважины на уровне максимально допустимого, что существенно расширяет возможности увеличения суммарной продуктивности куста.

Так, при $p_A < p_3$ (диапазоны 4 и 5 в табл. 5, столб. 4) вместо отключения скв. 2 можно путем штуцирования поддерживать ее дебит на уровне

Q_{2max} . При этом в диапазоне устьевых давлений $p_A < p_4 < p_3$ к работе будет также подключена скв. 1 с дебитом $Q_1(p_A)$, а при давлении $p_A < p_4$ можно добиться работы обеих скважин с максимально допустимыми дебитами. Рассмотренный вариант работы куста с индивидуальным регулированием скважин изображен на рис. 10 синей линией; красной линией показана характеристика куста. Как и в предыдущем примере, сопротивление шлейфа незначительно.

Наконец, рассмотрим влияние шлейфа с большим сопротивлением на работу куста для случая регулирования работы скважин. Примем, что $\Theta_{шл} = 0,0003 \cdot 10^{-2}$ МПа²/(тыс. м³/сут)².

На рис. 11 представлены сравнительные характеристики продуктивности куста скважин с большим и малым сопротивлением шлейфа. Как видно из графиков, наличие длинного шлейфа вносит существенные коррективы в работу куста обводненных скважин.

Таблица 5

Совместная работа скважин в характерных диапазонах давлений в начале шлейфа при наличии ограничений по максимальному дебиту

№ диапазона	p_A , МПа	Дебит в шлейфе при отсутствии регулирования, тыс. м ³ /сут	Дебит в шлейфе при наличии регулирующих устройств, тыс. м ³ /сут
1	$p_A < p_1$	0	0
2	$p_2 < p_A < p_1$	$Q_1(p_A)$	$Q_1(p_A)$
3	$p_3 < p_A < p_2$	$Q_1(p_A) + Q_2(p_A)$	$Q_1(p_A) + Q_2(p_A)$
4	$p_4 < p_A < p_3$	$Q_1(p_A)$	$Q_1(p_A) + Q_{2max}$
5	$p_A < p_4$	0	$Q_{1max} + Q_{2max}$

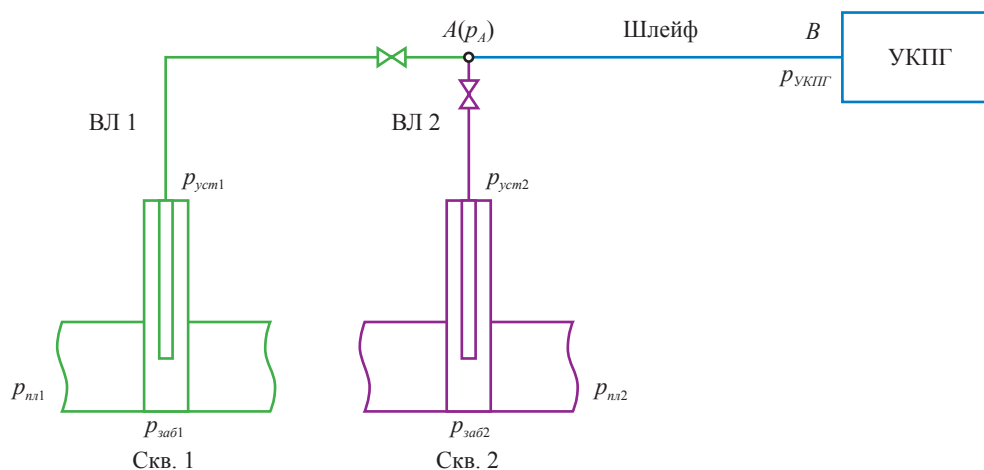


Рис. 9. Схема кустового расположения двух скважин с регулирующими устройствами на выкидных линиях

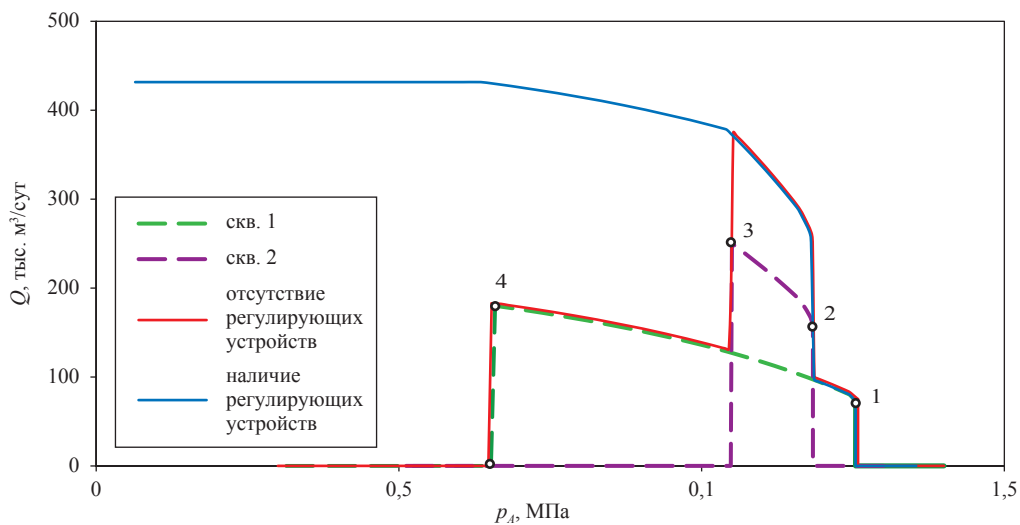


Рис. 10. Характеристика продуктивности куста с двумя скважинами при наличии ограничений на максимальный дебит. Красная линия – без регулирования; синяя линия – с регулированием скважин

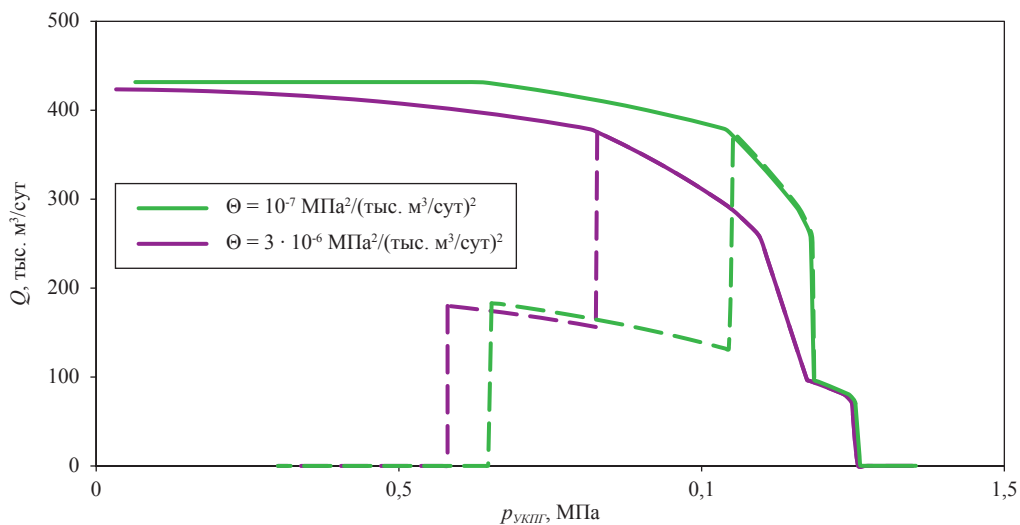


Рис. 11. Характеристики продуктивности кустов с шлейфами разного сопротивления при наличии индивидуальных регулирующих устройств на устьях скважин

Так, если давление на УКПГ будет поддерживаться на уровне не ниже 0,8 МПа, необходимость в регулировании работы скв. 1 отпадает, поскольку ее дебит не будет превышать максимально допустимого значения. В то же время диапазоны неопределенности по давлению существенно увеличатся, и при давлении на УКПГ больше 1,15 МПа возникнут условия для самозадавливания скв. 2. Поскольку при сезонном снижении объемов добычи имеет место некоторое увеличение давления на УКПГ, необходимо предусмотреть запасные варианты устойчивой эксплуатации скв. 2. Наиболее предпочтительным в период сезонного увеличения давления может оказаться эксплуатация отдельных скважин с применением газлифтной технологии [5]. Альтернативным вариантом может быть уменьшение диаметра лифтовой колонны до 11,4 см [6]. При этом скважина начнет работать устойчиво, однако ее дебит понизится, что приведет к изменению продуктивной характеристики шлейфа.

Таким образом, индивидуальное регулирование скважин в кусте на поздней стадии разработки месторождений обеспечивает существенное увеличение суточной добычи газа.

Приведенные данные однозначно свидетельствуют о необходимости учитывать при формировании технологических режимов скважин, шлейфов, УКПГ и промысла в целом особенности гидродинамики двухфазных потоков в скважинах. Игнорирование в процессе проектирования и на этапе авторского надзора физических и технологических ограничений, имею-

щих место при эксплуатации скважин на поздней стадии, приводит к завышению прогнозных показателей работы промысла.

На поздней стадии индивидуальное регулирование скважин способствует существенно увеличению производительности промысла. При этом выбор скважин для врезки в их обвязку регулирующих устройств целесообразно осуществлять по методике ООО «Газпром ВНИИГАЗ», основанной на экспериментальных результатах.

Регулирование работы отдельных скважин, кустов и промысла в целом является насущным требованием поздней стадии разработки месторождений, обеспечивающим максимально возможные объемы добычи и коэффициенты извлечения газа, и составляет основу интеллектуализации процесса добычи низконапорного газа.

Специализированный стенд по отработке технологий эксплуатации газовых скважин на поздней стадии разработки месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ» является эффективным инструментом для исследования газожидкостных потоков, построения газогидродинамических моделей и разработки методик для обоснования и расчета технологий эксплуатации газовых скважин с водопроявлениями. Развитие и расширение экспериментальных исследований газожидкостных потоков обеспечит максимально полное извлечение газа из недр западно-сибирских месторождений, оставшиеся запасы в которых оцениваются триллионами кубометров.

Список литературы

1. Тер-Саркисов Р.М. Новый этап в изучении газожидкостных потоков в вертикальных трубах / Р.М. Тер-Саркисов, Р.С. Сулейманов, С.Н. Бузинов и др. // Газовая промышленность. – 2006. – № 3. – С. 64–67.
2. Бузинов С.Н. Методика расчетов технологического режима работы газовых скважин на поздней стадии разработки / С.Н. Бузинов, Г.М. Герещ, О.В. Николаев и др. // Газовая промышленность. – 2012. – № 2 (спецвыпуск «Подземное хранение газа»). – С. 9–11.
3. Герещ Г.М. Проблемы формирования технологических режимов газовых промыслов на месторождениях Надым-Пур-Тазовского региона / Г.М. Герещ, Ю.Е. Дорошенко, Л.Н. Евликова и др. // Газовая промышленность. – 2012. – № 1. – С. 24–27.
4. Бузинов С.Н. Влияние шлейфа на работу обводненной газовой скважины / С.Н. Бузинов, Г.М. Герещ, О.В. Николаев и др. // Газовая промышленность. – 2013. – С. 87–89.
5. Бузинов С.Н. К вопросу о выборе газлифтной эксплуатации скважин на поздней стадии разработки газового месторождения / С.Н. Бузинов, Г.М. Герещ, О.В. Николаев и др. // Территория нефтегаз. – 2013. – Спецвыпуск. – С. 80–83.
6. Бузинов С.Н. Технологии эксплуатации газовых скважин на поздней стадии разработки месторождений: замена лифтовых труб / С.Н. Бузинов, Г.М. Герещ, О.В. Николаев и др. // Вестник ЦКР. – 2013. – С. 80–83.