

**ТЕХНОЛОГИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН
ПО КОНЦЕНТРИЧЕСКИМ ЛИФТОВЫМ КОЛОННАМ
НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ ГАЗОВЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

**А.С. Епрынцеv, младший научный сотрудник
отдела разработки газовых месторождений**

ООО «ТюменНИИгипрогаз»,
тел.: +7 (3452) 286-401; e-mail: epryntsev@tngg.info

И.Е. Якимов, заведующий отделом разработки газовых месторождений

ООО «ТюменНИИгипрогаз»,
тел.: +7 (3452) 286-484; e-mail: yakimov@tngg.info

**П.С. Кротов, заместитель заведующего
отделом разработки газовых месторождений**

ООО «ТюменНИИгипрогаз»,
тел.: +7 (3452) 286-425; e-mail: krotov@tngg.info

**А.В. Нурмакин, инженер второй категории
отдела разработки газовых месторождений**

ООО «ТюменНИИгипрогаз»,
тел.: +7 (3452) 286-401; e-mail: nurmakin@tngg.info

Рецензент: Серебряков А.О.

Описаны проблемы эксплуатации самозадавливающихся скважин газовых месторождений на стадии падающей добычи. Выявлены основные недостатки применения традиционного метода удаления конденсационной воды из скважины – замены лифтовых колонн на меньший диаметр. Проанализирован опыт решения проблемы самозадавливания газовых скважин на месторождении Медвежье путем внедрения технологии эксплуатации скважин по концентрическим лифтовым колоннам. Основываясь на опыте эксплуатации скважин по концентрическим лифтовым колоннам и при помощи метода узлового анализа, были сформулированы основные критерии подбора скважин для внедрения этой технологии.

Problems of liquid loaded wells of gas fields on the example of the Medvezhye field have been described. The main disadvantages of using the traditional method to escape liquid loading – changing the tubing string for less inside diameter have been determined. Experience of pilot project of using concentric tubing string on the wells was analyzed. The authors of the article also developed the criteria of well selection for applying mentioned technology of dewatering wells on the basis of Nodal analysis and results pilot project on the Medvezhye gas field.

Ключевые слова: эксплуатация скважин, завершающаяся стадия разработки, самозадавливание скважин, концентрические лифтовые колонны, метод узлового анализа.

Key words: wells exploitation, declining production stage, liquid well loading, concentric tubing string, Nodal analysis.

В процессе эксплуатации газовых скважин на поздней стадии разработки месторождений возникают осложнения, вызванные скоплениями воды на забое и разрушением призабойной зоны. В результате снижаются рабочие дебиты скважин.

Для добычи газа из крупнейших газовых месторождений России – Медвежье, Уренгойское, Ямбургское и др., расположенных в районах Крайнего Севера, применяют скважины, оборудованные лифтовыми колоннами из труб

больших диаметров. На сегодняшний день из таких скважин добывается основное количество газа в России.

В ходе анализа режимов работы сеноманских скважин Ямбургского, Уренгойского и Медвежьего НГКМ выявлены характерные факторы, осложняющие эксплуатацию скважин и снижающие добычу газа. В основном они обусловлены следующими причинами:

- накопление жидкости в стволе скважины при дебите газа меньше критического;
- разрушение продуктивного пласта в призабойной зоне, вынос песка в ствол скважины, образование протяженной по высоте песчаной пробки на забое скважины в интервале перфорации.

Накопление жидкости обусловлено двумя факторами: конденсацией воды в стволе скважины, а также подтягиванием подошвенных вод, в том числе и по причине негерметичности заколонного цементного камня. Необходимо отметить, что, согласно результатам гидрохимического анализа, жидкость в скважинах Медвежьего месторождения относится преимущественно к конденсационной воде (81 % от общего количества исследований).

На основании результатов проведенных ранее промысловых исследований газовых скважин выявлено, что следствием обводнения призабойной зоны пласта конденсационными водами являются размыв порового цемента, вынос пластового песка и образование отдельных каналов повышенной проводимости. При этом на забое происходит образование песчаных пробок, которые находятся в псевдоожоженном состоянии. Постепенно накапливаясь, песчано-жидкостная пробка перекрывает интервал, что существенно влияет на снижение дебита скважины.

На газовых месторождениях России для поддержания устойчивой работы скважин, в стволах которых скапливается жидкость, массово используются следующие геолого-технологические мероприятия:

- технологические продувки скважин через факельную линию для периодического удаления скопившейся воды;
- использование жидких и твердых вспенивающих ПАВов;
- замена труб лифтовых колонн на трубы меньшего диаметра для увеличения скорости потока газа.

Технологические продувки наиболее широко используются для удаления жидкости из скважин сеноманских залежей, сопровождаются большими потерями газа в атмосферу. При этом депрессии во время продувок значительно возрастают и зачастую приводят к разрушению призабойной зоны, выносу песка и абразивному износу оборудования.

Вспенивающие ПАВ позволяют существенно уменьшить потери газа на технологические продувки скважин, а в некоторых ситуациях – исключить их полностью. Технологические продувки со вспенивающими ПАВ или без них не обеспечивают полного удаления воды из скважины.

Увеличение скорости газа в скважинах сеноманских залежей, за счет **замены труб лифтовой колонны на трубы меньшего диаметра**, способствует созданию условий выноса воды из лифтовых колонн. Замена НКТ сопровождается уменьшением рабочего дебита скважин на 20–50 %. Основные недостатки этого метода:

- 1) после замены лифтовой колонны приходится ограничивать дебит, во избежание больших потерь давления в стволе скважины на трение;
- 2) выполнение капремонта для замены НКТ является дорогостоящим мероприятием и дает только временный результат;
- 3) по мере падения пластового давления и ухудшения продуктивных характеристик дебит скважины может стать недостаточным для выноса жидкости и

вновь появится потребность в замене НКТ на еще меньший диаметр.

Типичный график работы скважины в процессе ее эксплуатации с периодической заменой лифтовых колонн отражен на рисунке 1.

Устранить все вышеописанные недостатки возможно посредством технологии эксплуатации скважин по концентрическим лифтовым колоннам (КЛК), в которой газ, поступающий из продуктивного пласта, на забое разделяется на два потока [2]. Потoki газа поднимаются по каналам, образованным двумя колоннами труб – центральной лифтовой колонной (ЦЛК) и основной лифтовой колонной (ОЛК), концентрически размещенными одна в другой и сообщающимися в нижней части между собой. Скважина эксплуатируется одновременно по ЦЛК и ОЛК. После подъема газа к устью скважины потоки газа соединяются и поступают в газосборный коллектор (рис. 2).

Технология реализует задачу оптимизации режима эксплуатации обводняющихся скважин посредством автоматического поддержания в ЦЛК значения дебита газа, превышающего на 10–20 % минимальное значение дебита газа, необходимого для удаления жидкости с забоя по ЦЛК. Поддержание заданного значения дебита (для текущего пластового давления) осуществляется путем непрерывного контроля дебита газа на пути потока газа из ЦЛК и изменением отбора газа из основной лифтовой колонны при изменении давления на устье скважины.

Технология реализует задачу оптимизации режима эксплуатации обводняющихся скважин посредством автоматического поддержания в ЦЛК значения дебита газа, превышающего на 10–20 % минимальное значение дебита газа, необходимого для удаления жидкости с забоя по ЦЛК.

Поддержание заданного значения дебита (для текущего пластового давления) осуществляется путем непрерывного контроля дебита газа на пути потока газа из ЦЛК и изменением отбора газа из ОЛК при изменении давления на устье скважины. Управление технологическими параметрами работы скважины по обоим каналам может осуществляться только с помощью автоматизированного комплекса, это связано со значительными колебаниями давления газа в шлейфе в течение суток.

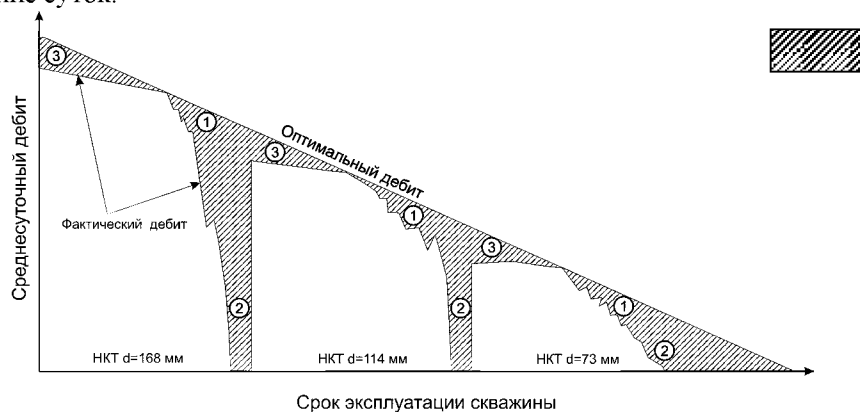
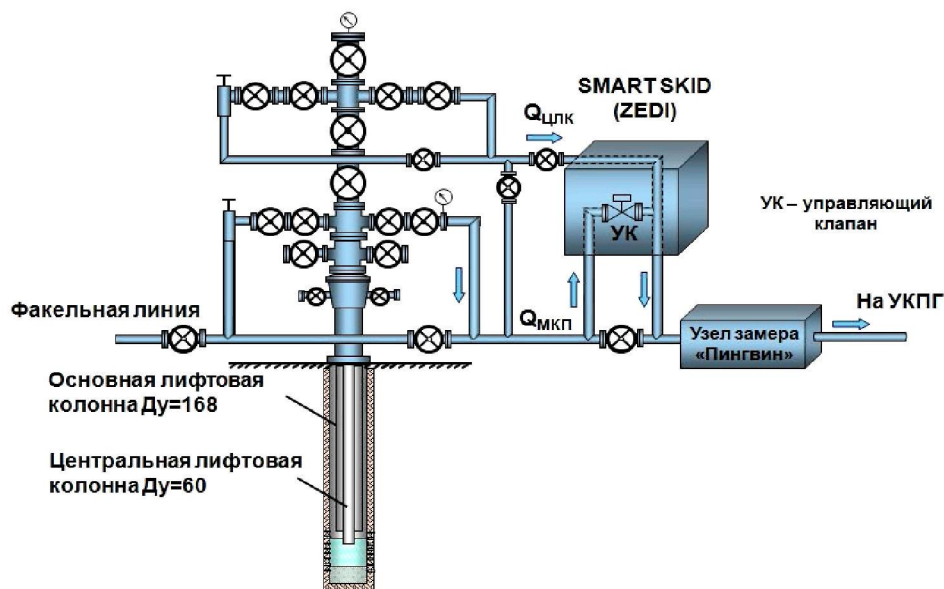


Рис. 1. График работы скважины в процессе ее эксплуатации с периодической заменой лифтовых колонн

Потеря дебита происходит по следующим причинам:

- 1) снижение дебита скважины, вызванное противодействием столба жидкости в стволе скважины (самозадавливание скважины) – необходима замена НКТ на меньший диаметр;
- 2) дебит скважины ничтожно мал, работа скважины происходит в нестабильном режиме с постоянными продувками ствола скважины (ожидание установки НКТ меньшего диаметра);
- 3) необходимость снижения дебита во избежание чрезмерных потерь на трение.

На линии соединительного трубопровода из межтрубного кольцевого пространства (МКП) устанавливается регулирующий клапан. Автоматизированная система постоянно поддерживает необходимые значения дебита газа, обеспечивающего вынос жидкости с забоя скважины, за счет уменьшения дебита газа по ОЛК. При скоплении жидкости в стволе скважины МКП временно частично перекрывается, обеспечивая увеличение дебита газа по ЦЛК до величины, достаточной для удаления жидкости (рис. 3).



Блок управления

Рис. 2. Технологическая схема системы КЛК

По результатам детального анализа данных по скважинам, предложена следующая схема компоновки КЛК: в основную лифтовую колонну диаметром 168 мм опущена центральная лифтовая колонна меньшего диаметра – 60,3 мм. Произведена замена фонтанных арматур на арматуру АФба-50 × 21 К1 УХЛ производства ООО НПО «Нефтегаздеталь» и доработана устьевая обвязка скважин.

При внедрения данной технологии наиболее часто выполняемой операцией была замена противопесочных фильтров, установленных в системе управляющего комплекса Smart Skid, для предохранения управляющих клапанов от абразивного износов. Причем по результатам гранулометрического анализа в составе выносимых мехпримесей скважин содержалось 98 и 75 % технической примеси (цемента) соответственно.

В процессе эксплуатации скважины по концентрическим лифтовым колоннам на забое образовалась песчаная пробка, перекрывающая более 25 % интервала перфорации. Об этом свидетельствует геофизическое исследование скважины.



Рис. 3. Принципиальная схема работы автоматизированной системы управления концентрическими лифтовыми колоннами компании Zedi

Вынос песка из скважин контролировался по изменению разности давления на противопесочных фильтрах. После очистки фильтров, в процессе эксплуатации скважин, разность давлений увеличивалась. Фильтры очищались от песка периодически по мере необходимости. После установки очищенного фильтра дебиты скважин резко увеличивались за счет уменьшения давления на устье скважины.

Можно отметить следующие результаты работы системы концентрических лифтовых колонн на скважинах:

- изменённый алгоритм пуска комплекса при изменении режима работы ДКС позволил существенно снизить остроту проблемы засорения фильтра ЦЛК;
- комплексы работают стабильно, средние дебиты скважин постоянны;
- по результатам газодинамических исследований скважин не отмечено ухудшения состояния забоя скважин.

Таким образом, из опыта эксплуатации скважин можно сделать вывод о том, что технология концентрических лифтовых позволяет не только выносить конденсационную жидкость с забоя скважин, чем предотвращает разрушение призабойной зоны коллектора, но и способствует самоочищению забоя скважин от скопившихся механических примесей.

Необходимо отметить, что для технологии эксплуатации скважин по концентрическим лифтовым колоннам характерна следующая особенность – из-за использования ЦЛК из труб малого диаметра значительно возрастают потери давления в стволе скважины. Это обстоятельство еще связано с большим соотношением потерь в лифтовых колоннах между МПК и ЦЛК.

Полезным инструментом для анализа возможности применения и расчета системы КЛК является метод узлового анализа. На рисунке 4 показан при-

мер метода узлового анализа системы КЛК скважины, оснащенной лифтовой колонной 73 мм в качестве ЦЛК. Звездочкой на характеристических кривых центральной лифтовой колонны и межкольцевого пространства изображен критический дебит, выше которого происходит вынос жидкости из ствола скважины. Пересечение кривых с линией забойного давления характеризует текущий режим работы скважины. Соответственно для текущей кривой притока эта точка пересечения характеризует дебит кольцевого потока – полный дебит скважины, равный сумме дебитов по ЦЛК и МКП.

В результате применения метода узлового анализа было выявлено, что применение лифтовой колонны диаметром 73 вместо 60,3 мм в качестве ЦЛК для скважин, оснащенных НКТ диаметром 168 мм, позволит значительно понизить разницу в устьевых рабочих давлениях между ОЛК и ЦЛК. Это также существенно расширит выбор скважин для внедрения данной технологии, что особенно актуально для тех скважин с низким давлением входа в шлейф, которые находятся на значительном отдалении от ДКС. Кроме того, использование 73 мм НКТ в качестве ЦЛК в течение достаточно длительного периода эксплуатации позволит осуществлять вынос жидкости по обеим колоннам.

Исходя из опыта эксплуатации скважин по концентрическим лифтовым колоннам, можно сформулировать следующие **основные критерии подбора скважин** для внедрения этой технологии:

- эксплуатация скважин по концентрическим лифтовым колоннам допустима в скважинах с эксплуатационными колоннами диаметром 168 и 219 мм, и лифтовыми колоннами диаметром 168, 146, 127 и 114 мм;
- в скважинах с лифтовыми колоннами диаметром 168 мм в качестве центральной лифтовой колонны (ЦЛК) может использоваться НКТ диаметром 73 мм, а в скважинах с лифтовыми колоннами диаметром 114, 127 мм – ЦЛК диаметром 60,3 мм. В тех случаях, когда скважины оснащены комбинированными НКТ (например, 168/127 мм или 168/114 мм) при выборе диаметра ЦЛК определяющей является та колонна НКТ, которая является более протяженной по длине;
- технологию КЛК целесообразнее внедрять на скважинах до начала процессов самозадавливания, когда добыча газа еще не осложнена интенсивным выносом мехпримесей на рабочих режимах. Однако ее применение возможно и в скважинах со значительным выносом песка в режиме ограничения рабочего дебита на заданном максимальном уровне. Таким образом, данная технология может использоваться на скважинах с неустойчивой призабойной зоной продуктивного пласта *для предупреждения выноса песка из скважины*. В скважинах с особенно интенсивным пескопроявлением рекомендуется применять КЛК только после проведения работ по креплению призабойной зоны пласта;
- вследствие довольно значительной стоимости комплекса оборудования, а также работ по реконструкции скважин для эксплуатации по концентрическим лифтовым колоннам при подборе скважин кандидатов необходимо провести анализ экономико-технологической целесообразности применения данной технологии.

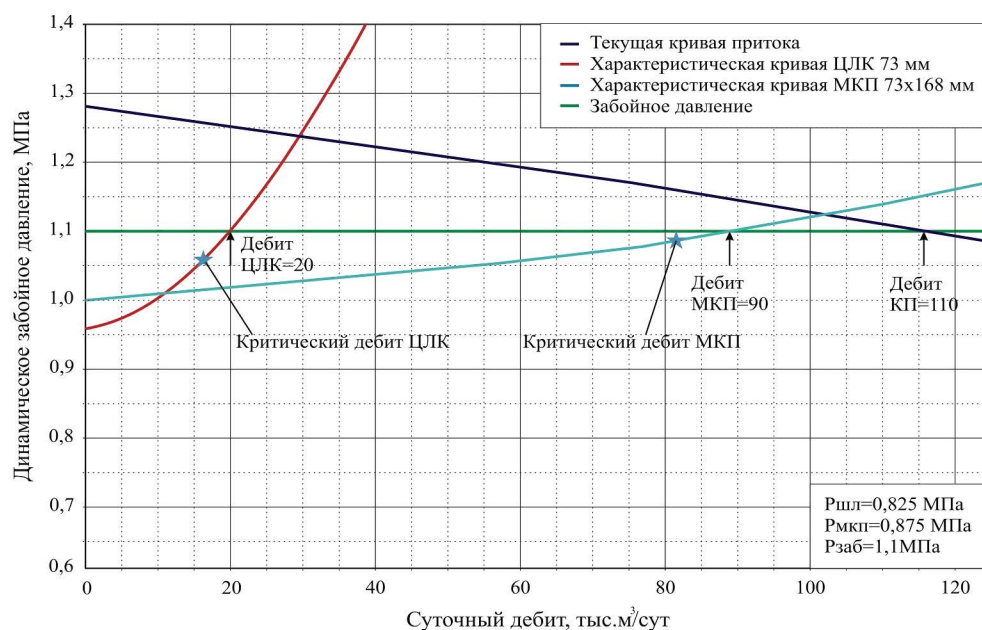


Рис. 4. Узловой анализ системы КЛК скважины с ЦЛК диаметром 73 мм

В заключение необходимо отметить, что массовое внедрение технологии концентрических лифтовых колонн может потребовать значительных капитальных вложений и увеличить себестоимость добычи газа. Однако опыт Медвежьего месторождения показывает, что без принятия координальных мер по решению проблем эксплуатации скважин нельзя добиться сохранения значительной части фонда скважин, а значит, и существенно повысить газоотдачу залежи.

Основные выводы могут быть сведены к следующим положениям.

1. На газовых месторождениях, на поздней стадии разработки, при эксплуатации скважин в условиях, осложненных из-за скопления конденсационной и пластовой воды, используется ограниченное количество технологических процессов, в результате применения которых уменьшается производительность скважин или происходят безвозвратные потери газа при технологических продувках.

2. На основе промысловых исследований на двух скважинах месторождения Медвежье подтверждена возможность и эффективность технологии эксплуатации обводняющихся скважин сеноманских залежей по концентрическим лифтовым колоннам на поздней стадии разработки месторождений.

3. Впервые в процессе длительной эксплуатации скважин сеноманских залежей были применены противопесочные фильтры, которые позволили в режиме реального времени контролировать интенсивность выноса песка и механических примесей из скважины по величине изменения разности давлений.

4. Технология может использоваться на скважинах с неустойчивой призабойной зоной продуктивного пласта для предупреждения выноса песка из скважины путем эксплуатации скважин по концентрическим лифтовым колоннам в режиме ограничения рабочего дебита на заданном максимальном уровне.

5. Внедрение системы рекомендуется проводить заблаговременно, до появления интенсивного пескопроявления, вызванного продолжительным воздействием конденсационных вод на призабойную зону скважины. Это

позволит избежать ограничения дебита, а также избавит от необходимости частой замены фильтров в процессе работы скважины.

В заключение необходимо отметить, что массовое внедрение технологии концентрических лифтовых колонн может потребовать значительных капитальных вложений. Однако опыт разработки Медвежьего месторождения показывает, что без принятия кординальных мер по решению проблем эксплуатации скважин нельзя добиться сохранения значительной части фонда скважин, а значит, и существенно повысить газоотдачу залежи.

Библиографический список

1. *Гейхман М. Г.* Проблемы и перспективы колтюбинговых технологий в газодобывающей отрасли / М. Г. Гейхман, Г. П. Зозуля, А. В. Кустышев, М. В. Листак. – М. : Газпром, 2007. – 112 с.
2. *Епрынцев А. С.* Анализ существующих технологических решений по удалению жидкости из обводняющихся скважин на Медвежьем НГКМ / А. С. Епрынцев, А. В. Нурмакин, Д. В. Моторин, Р. Т. Исмаев // Инновационные технологии для нефтегазового комплекса : сб. науч. тр. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2010. – 37–45 с.
3. *Епрынцев А. С.* Проблемы эксплуатации самозадавливающихся скважин и пути их решения на Медвежьем НГКМ / А. С. Епрынцев, А. В. Нурмакин, Д. В. Моторин, Р. Т. Исмаев // Инновационные технологии для нефтегазового комплекса: сб. науч. тр. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2010. – 199–204 с.
4. *Ермилов О. М.* Добыча газа и газового конденсата в осложненных условиях эксплуатации месторождений / О. М. Ермилов, А. Н. Лапердин, С. И. Иванов. – Новосибирск : СО РАН, 2007. – 291 с.
5. *Кустышев А. В.* Эксплуатация скважин на месторождениях Западной Сибири / А. В. Кустышев. – Тюмень : Вектор-Бук, 2002. – 168 с.
6. *Ли Д.* Эксплуатация обводняющихся газовых скважин. Технологические решения по удалению жидкости из скважин» / Д. Ли, Н. Генри, М. Уэллс. – М. : Премииум инжиниринг, 2008. – 384 с.
7. *Проведение капитального ремонта в скважинах месторождений Крайнего Севера, предотвращающего образование песчаных пробок и разрушение призабойной зоны пласта* / под ред. Р. А. Гасумов, М. Г. Гейхман, З. С. Салихов, В. Г. Мосиенко. – М. : Газпром, 2004. – 108 с.
8. *Шулятиков И. В.* Пристанский. Технологические процессы и оборудование для эксплуатации газовых скважин в условиях, осложненных наличием жидкости и разрушением призабойной зоны пласта / под ред. И. В. Шулятиков, С. А. Сидорова, В. В. Медко. – М. : Газпром, 2005. – 103 с.
9. *Brown K. E.* Production Optimization of Oil and Gas Wells by Nodal Systems / K. E. Brown. – Tulsa : PennWell Publishing Company, 1983.
10. *Lea J. F.* Solving Gas-Well Liquid-Loading Problems / J. F. Lea, H. V. Nickens // Journal of Petroleum Technology. – 2004. – № 4.