

**ОБЕСПЕЧЕНИЕ СТАБИЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВЫХ И
ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ ПАДАЮЩЕЙ ДОБЫЧИ**

© Шестерикова Р.Е.

СКФУ институт нефти и газа, г. Ставрополь

Статья направлена на решение проблемы стабильной эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин в период завершающей стадии разработки месторождений. На основе анализа факторов, влияющих на дебит скважин показано, что основной причиной нестабильной их работы является снижение скорости газового потока в НКТ ниже минимально необходимой. Для устранения этой причины предлагается техническое решение по изменению конструкции газового лифта, обеспечивающее стабильную работу малodeбитных газовых и газоконденсатных скважин в условиях АНПД.

Ключевые слова: газовый лифт, НКТ, минимально необходимая скорость, полиэтиленовая труба.

Основными газодобывающими районами в России являются Западная и Восточная Сибирь, Северный Кавказ и европейская часть. Западно-Сибирскому региону отводится ключевая роль в обеспечении добычи газа до 2030 года и в перспективе [1].

На сегодняшний день основные месторождения этого региона находятся на завершающей стадии эксплуатации: Вынгапуровское и Медвежье месторождения выработаны на 80%, Уренгойское – на 65%, Ямбургское – на 46% [1]. Практически, все месторождения Северного Кавказа также находятся в завершающей стадии их эксплуатации: из 47 месторождений ООО «Кубаньгазпром» 24 разрабатываются в условиях, когда уже отобрано более 70% запасов и сбор газа осуществляется при низких (до 1.5 МПа) давлениях на устье скважин. Эксплуатация залежей, разрабатываемых при пластовых давлениях ниже критических, сопровождается рядом проблем, которые требуют проведения специальных мероприятий. В этот период остро встает вопрос рационального использования и экономии пластовой энергии, необходимо предотвращать накопление жидкости на забое скважин и своевременно проводить анализ гидравлических потерь давления.

Проблема поступления и накопления в скважинах жидкости, которая перестает выноситься восходящим газовым потоком, является одной из главных на поздней стадии разработки газовых и газоконденсатных месторождений. Это может быть как минерализованная пластовая, так и конденсационная вода, а также жидкие углеводороды.

По мере увеличения отбора газа из залежи происходит снижение пластового давления, что приводит к уменьшению притока газа к забою. Главным условием выноса жидкости с забоя скважин является поддержание минимально необходимого дебита газа, обеспечивающего достаточную для стабильного выноса жидкости минимально необходимую скорость газового потока в НКТ. Скапливающаяся жидкость ухудшает фильтрационные характеристики призабойной зоны за счет ее фильтрации в пласт и наступает момент, когда пласт перестает работать, происходит самозадавливание скважины. Эти процессы в значительной степени определяют снижение конечных коэффициентов газо- и конденсатоотдачи на месторождении.

На рисунке 1 приводятся результаты анализа работы скважин на Азовском месторождении Краснодарского края.

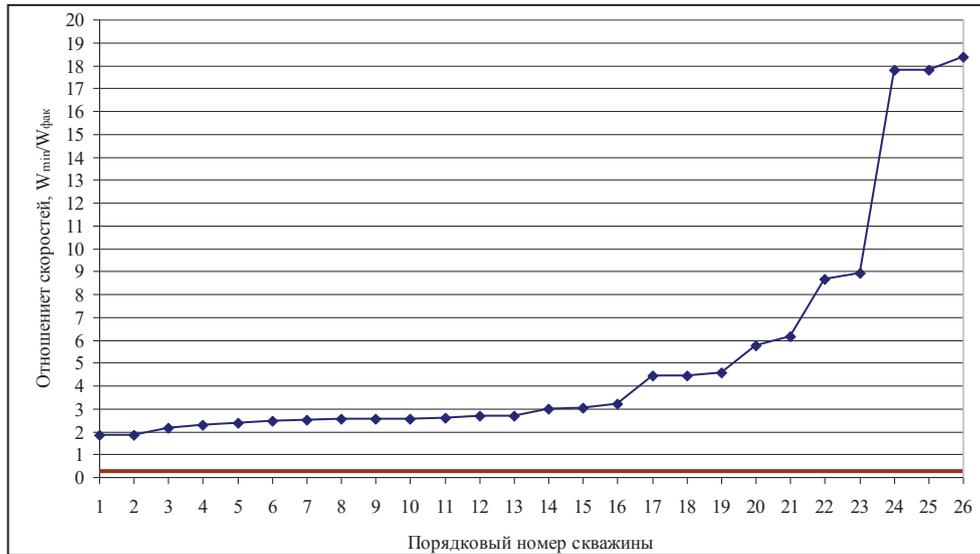


Рис. 1. Отношение минимально-необходимых дебитов газа к фактическим

На рисунке 2 приводятся данные о состоянии работы скважин ГП-10 Оренбургского месторождения.

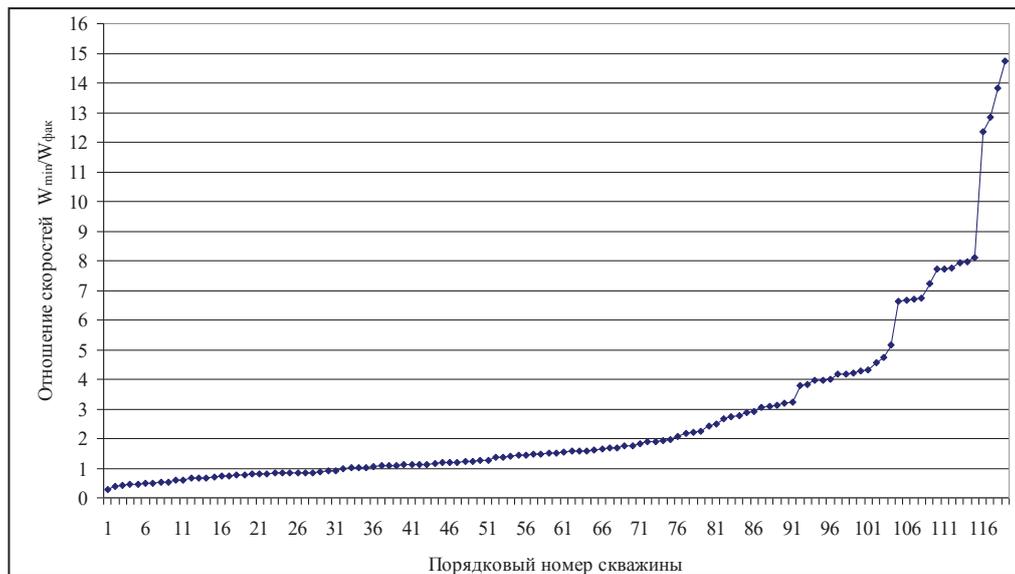


Рис. 2. Отношение минимально-необходимых дебитов газа к фактическим по скважинам ГП-10 ОНГКМ

Анализ данных рисунков 1 и 2 свидетельствует о том, что требуется уменьшение диаметра НКТ.

Процесс непрерывного удаления жидкости с забоя скважин зависит не только от скорости газа в НКТ, а и от глубины их подвески. Скорость движения газа в затрубном пространстве в несколько раз меньше скорости газа в лифтовых трубах. По этой причине весь объем призабойной зоны малодебитной скважины будет заполнен жидкостью до башмака НКТ. Чем выше НКТ от продуктивного пласта, тем больше давление на забое,

тем меньше депрессия на пласт и тем меньше дебит скважины.

На рисунке 3 приводятся данные по конструкции НКТ скважин Марковского месторождения: НКТ выше забоя на 10–40 м, что создает дополнительное давление на пласт 0,1–0,4 МПа при депрессии всего 0,16–0,7 МПа.

Половина фонда скважин имеет лифт, который подвешен на 150 и более метров выше забоя.

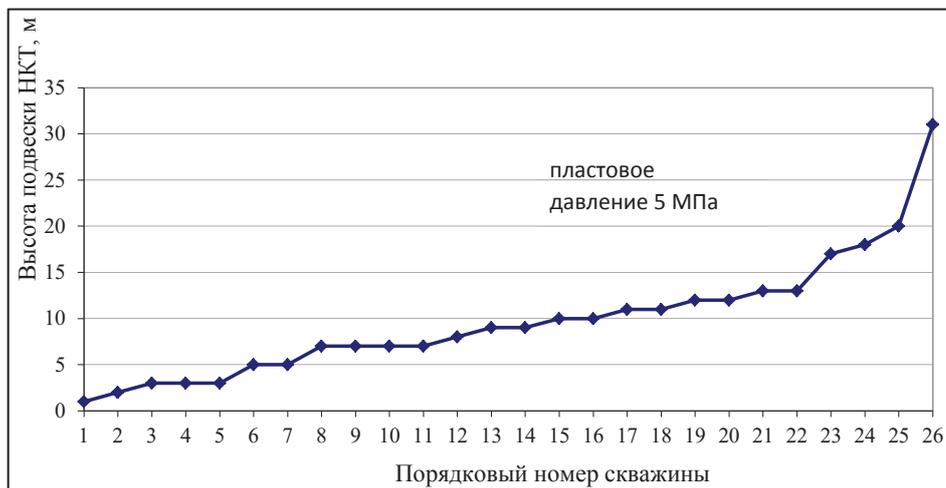


Рис. 3. Расстояние от забоя до башмака НКТ скважин

Аналогичная картина по скважинам УКПГ-1АВ Уренгойского месторождения. Затрубное пространство на 100–500 м заполнено добываемой жидкостью, создавая дополнительное давление на пласт, что приводит к повышенным затратам энергии на добычу продукции.

На рисунке 4 приводятся данные соотношения затрат энергии при движении добываемой продукции по скважине и в пласте. Анализ данных рисунка 4 о работе скважин УКПГ 1АВ Уренгойского месторождения показывает, что у большинства скважин затраты энергии по стволу скважины в 2–6 раз больше, чем в призабойной зоне пласта. Основные затраты энергии по стволу скважины обусловлены высокой подвеской НКТ.

Для удаления жидкости из скважин известны разные способы: физико-химические (ПАВ, газлифт), механические (продувки, плунжерный лифт, скважинные насосные установки, забойный эжектор, диспергаторы) и др. Выбор метода удаления жидкости с забоев скважин носит индивидуальный характер и зависит от геолого-промысловых характеристик месторождения, конструкции лифта, обводненности. В практике эксплуатации малодебитных скважин наиболее простым способом удаления жидкости являются периодические продувки скважин в атмосферу. Однако все эти методы не обеспечивают непрерывного удаления жидкости и имеют кратковременный эффект.

Главной особенностью рассматриваемой проблемы работы малодебитных газовых скважин является то, что все газовые скважины рано или поздно будут входить в разряд малодебитных, т. е. при низких дебитах газа не смогут непрерывно выносить на поверхность жидкость с забоя. Кардинальное решение проблемы заключается в замене НКТ на трубы меньшего диаметра.

Критический анализ проблем при эксплуатации скважин на завершающей стадии разработки месторождений и способов стабилизации их работы позволил сформулировать требования к конструкции лифта для эксплуатации малодебитных скважин. К этим требованиям относятся:

- конструкция лифта должна исключить замену НКТ;
- конструкция лифта должна исключить скапливание жидкости на забое;
- конструкция лифта должна обеспечить надежную и стабильную эксплуатацию скважин;
- конструктивные элементы лифта должны быть коррозионно-стойкими и экологически безопасными;
- средний срок службы должен быть не менее 10 лет.

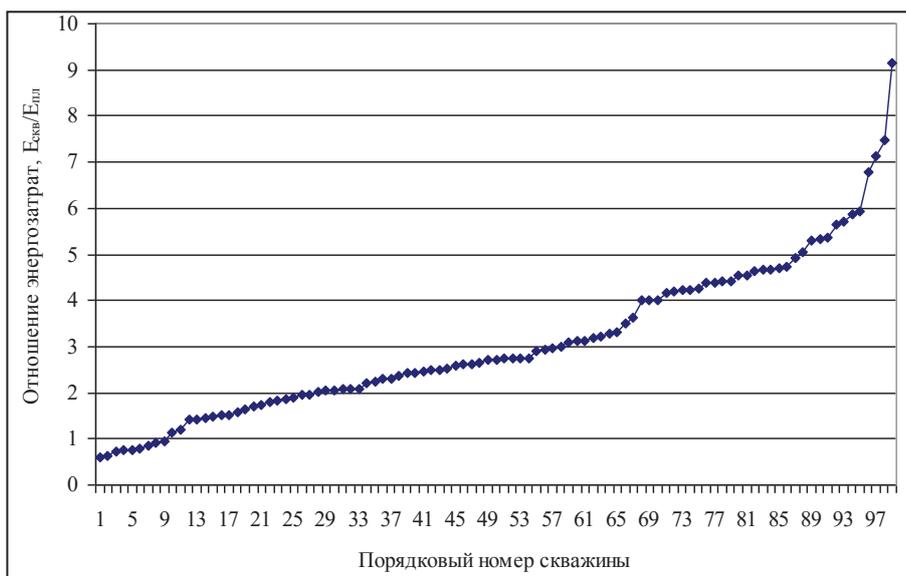


Рис. 4. Отношение затрат энергии на движение газа по НКТ и пласту для скважин УКПГ 1АВ Уренгойского месторождения

Сформулированные требования могут быть реализованы путем уменьшения проходного сечения НКТ путем размещения внутри каждой насосно-компрессорной трубы меньшего диаметра. Для уменьшения веса, повышения коррозионной стойкости и удешевления используются трубы из полиэтилена. Движение газа происходит по полиэтиленовой трубе, диаметр которой должен обеспечивать минимально-необходимую скорость газа, достаточную для непрерывного удаления жидкости.

Схема компоновки лифта с использованием полиэтиленовых труб показана на рисунке 5. Работа лифта происходит следующим образом.

Газожидкостная смесь из продуктивного пласта поступает в полиэтиленовую трубу и за счет скоростного потока выносится на поверхность. Через отверстия в полиэтиленовой трубе газ заполняет межтрубное пространство в НКТ и уравнивает давление с внутренней и наружной сторон полиэтиленовой трубы, исключая ее разрушение.

Рабочие условия эксплуатации: углеводородная среда и технологические жидкости, температура не более 80 °С.

Выводы. Техническое решение по изменению конструкции лифта для эксплуатации газовых скважин в условиях падающей добычи позволит обеспечить стабильную работу малодебитных газовых и газоконденсатных скважин в условиях АНПД, а также осушку призабойной зоны и вынос жидкости с забоя скважины.

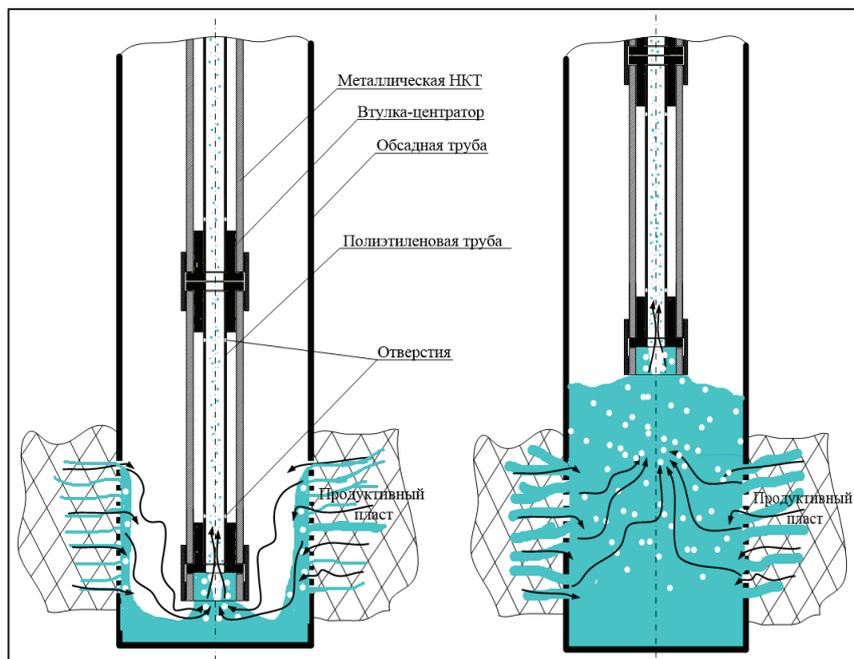


Рис. 5. Схема компоновки лифта с использованием полиэтиленовых труб

Литература

1. Технические и технологические решения для обеспечения надежной эксплуатации скважин на завершающей стадии разработки месторождений / *Нифантов В.И., Харитонов А.Н., Смирнов В.С. и др.* // Проблемы эксплуатации и капитального ремонта скважин на месторождениях и ПХГ. Сб. докл. междунар. науч.-практ. конф. (г. Кисловодск, 22-26 сент. 2003 г.). Ставрополь: СевКавНИПИГаз, 2003. 376 с.
2. Результаты гидродинамических исследований газового лифта с использованием полиэтиленовых труб, Геология, бурение и разработка газовых и газоконденсатных месторождений / *И.А. Галанин, Р.Е. Шестерикова, В.Н. Бояджи и др.* // Сб. научн. трудов ОАО СевКавНИПИГаз. Вып. 43. Ставрополь: СевКавНИПИГаз, 2005.
3. *Гасумов Р.А., Галанин И.А., Шестерикова Р.Е.* Методика обоснования выбора оптимальной конструкции газового лифта, обеспечивающего непрерывный вынос жидкости // Проблемы добычи газа, газового конденсата, нефти. Тез. докл. междунар. науч.-практ. конф. (г. Кисловодск, 11-15 сент. 2006 г.). Ставрополь: СевКавНИПИГаз, 2006.
4. *Иванов С.И., Карнаухов С.М., Донсков К.В.* Состояние и перспективы обеспечения устойчивой работы скважин на Оренбургском НГКМ в условиях снижения пластовых давлений // Проблемы и перспективы комплексного использования низконапорного газа в устойчивом развитии социальной сферы газодобывающих регионов. Материалы всероссийской науч.-практ. конф. (Надым, март 2003 г.). М.: ИРЦ Газпром, 2003. С. 289.