

НОВАЯ ТЕХНОЛОГИЯ НЕФТЕДОБЫЧИ – непрерывно-дискретный газлифт.



АННОТАЦИЯ

г.Актау, 2002 г.

ТОО «Научно-технический центр «Нефтегазпроект»
представляет новую высокоэффективную технологию нефтедобычи –
непрерывно-дискретный газлифтный способ
эксплуатации скважин (разработка ТОО «Нефтемикс»).

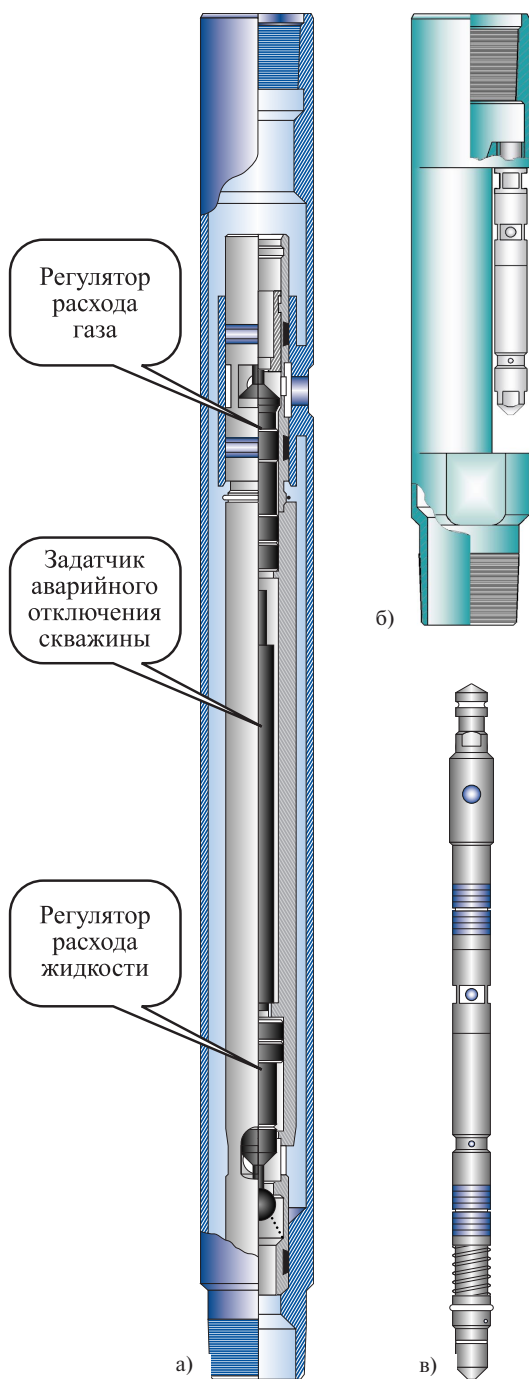
Это качественно новая технология – оптимальная для схем традиционного компрессорного газлифта и идеальная для схем бескомпрессорного газлифта. Принципиальное отличие заключается в том, что в единый комплекс могут быть включены газовые, газоконденсатные и нефтяные скважины различных категорий дебита и высоты подъема жидкости. Отбор газа (рабочего агента) производят из кольцевого пространства объединенной группы скважин, а подъем продукции (конденсат, нефть, вода) на дневную поверхность осуществляют в индивидуальном режиме по подъемной колонне.

Газоконденсатные и нефтяные скважины с высоким газовым фактором (более $250 \text{ м}^3/\text{м}^3$) могут эксплуатироваться без постороннего источника рабочего агента на собственном пластовом газе. Скважины, продукция которых имеет газосодержание (либо попутный газ) более $500 \text{ м}^3/\text{м}^3$ могут быть использованы как "доноры" для других нефтяных скважин с незначительным газовым фактором.

Преимущества технологии непрерывно-дискретного газлифта по сравнению с традиционным газлифтным способом добычи следующие:

- возможность эффективного применения бескомпрессорной газлифтной эксплуатации скважин без использования средств подготовки рабочего агента (газа);
- возможность равноценно эффективного применения технологии для эксплуатации скважин любой категории дебитов жидкости;
- автоматическая установка режима работы газлифтного подъемника в зависимости от продуктивности (дебита) скважины;
- возможность автоматизации процесса рационального распределения ресурсов рабочего агента без применения наземных средств регулирования;
- возможность включения группы добывающих скважин в единый комплекс, функционирующий как самостоятельная система автоматического регулирования.
- высокий межремонтный период оборудования;
- низкие эксплуатационные расходы;
- низкие финансовые расходы на обустройство скважин.

Предлагаемая технология может успешно применяться как для добычи нефти, так и для удаления жидкости (конденсат + вода) с забоев газовых скважин.



Основой для технологии непрерывно-дискретного газлифта является дифференциальный регулятор РПС-73 (рис.1а), который устанавливается на подъемной колонне в специальной скважинной камере на расчетной глубине. Установка и извлечение регулятора из скважины осуществляется посредством стандартного набора инструментов канатной техники. При необходимости для осуществления запуска скважин после глушения или повторных перезапусков после технологических остановок, в газлифтной системе НДГ применяются пусковые клапаны типа КД-25 или КП-25М. Если в конструкции скважин используется малогабаритная эксплуатационная колонна, то пусковые клапаны могут быть выполнены в стационарном варианте, на специально разработанной для этих целей оправке (рис.1б).

Особенность данной технологии заключается в том, что эксплуатация скважин осуществляется в режиме заданных забойных давлений, а режим работы газлифтного подъемника, непрерывный или периодический, устанавливается автоматически в зависимости от величины притока (дебита скважины). Достигается это путем одновременной, причем автоматической стабилизации динамического уровня жидкости и давления газа в кольцевом пространстве скважины.

Рис.1. Скважинное оборудование газлифтных систем НДГ.
 а) регулятор потока РПС-73;
 б) стационарный пусковой клапан КД-25С;
 в) извлекаемый пусковой клапан КД-25.

Технические характеристики регулятора РПС-73

Дифференциальный регулятор потока скважинный РПС-73 предназначен для регулирования подачи в подъемные трубы накапливаемых в скважине флюидов и нагнетаемого рабочего агента (газа). Регулятор имеет два функционально независимых узла, осуществляющих раздельное регулирование потоков жидкости и газа.	1. Диаметр подъемной колонны (НКТ)73
	2. Диаметр проходного отверстия затвора, мм
	- по жидкости.....22
	- по газу (максимальный).....15
	3. Пределы настройки блока регулирования, МПа
	- потока жидкости0,5...3,0
	4. Пределы настройки блока регулирования
	- потока газа, МПа0,5...4,0
	5. Точность поддержания заданного параметра настройки, МПа0,15
	6. Давление зарядки аварийного командного органа, МПа, не более.....10
	7. Диаметр, мм
	- регулятора52
	- скважинной камеры.....90
	8. Длина, мм, не более
	- регулятора870
	- скважинной камеры1130
	9. Масса, кг, не более
	- регулятора.....8,5
	- скважинной камеры22

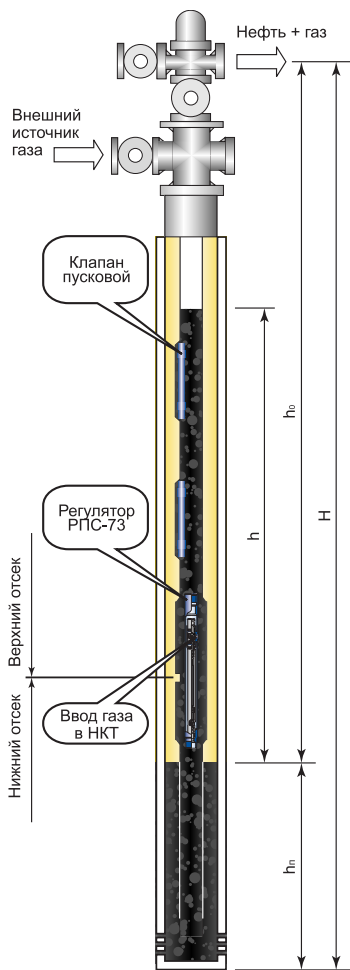


Рис.2. Схема подъемника НДГ.

За основу схемы установки непрерывно-дискретного газлифта (рис.2) принята схема однорядного лифта системы Саундерса. В схеме этого подъемника рабочая муфта заменена дифференциальным регулятором РПС-73, который устанавливают в специальной скважинной камере на глубине ввода газа в подъемную колонну, тем самым подъемник условно разделяют на два отсека – нижний и верхний.

Работа нижнего отсека регулятора контролируется пилотным затвором потока жидкости, верхний отсек управляется двухпозиционным регулятором подачи газа. Контроль потока жидкости в подъемной колонне осуществляется по двум параметрам: перепаду давлений на входе регулятора $\Delta P_{\text{входное}} = P_{\text{затрубное}} - P_{\text{трубное входное}}$, определяющего положение динамического уровня h_0 и перепаду давлений на выходе регулятора $\Delta P_{\text{выходное}} = P_{\text{затрубное}} - P_{\text{трубное выходное}}$, определяющего высоту выбрасываемого столба жидкости h в подъемной колонне над регулятором. Эти параметры задаются из конкретных технологических условий, настройка параметров осуществляется на специальном стенде перед спуском регулятора в скважину.

В зависимости от геолого-технических требований эксплуатационного объекта установка непрерывно-дискретного газлифта может быть реализована в различных системах лифтов (рис.3): а) – беспакерная система; б) – система с пакером.

Для подъема агрессивных пластовых флюидов на дневную поверхность и эксплуатации скважин с обязательным применением пакера, установка комплектуется по следующим схемам: в) – полторарядная система лифта, как правило, применяется в глубоких скважинах, на хвостовик первого ряда ступенчатой колонны труб устанавливают пакер, второй ряд колонны подъемных труб одноразмерный и служит для подъема жидкости. Кольцевое пространство скважины служит как для подачи рабочего агента (газа), так и для отбора избытков газа в систему бескомпрессорного газлифта; б) – двухрядная система лифта для эксплуатации газоконденсатных скважин. Первый ряд ступенчатой колонны труб содержит пакер и служит для подъема газа, второй ряд ступенчатой колонны труб служит для периодического выноса конденсата и (или) воды.

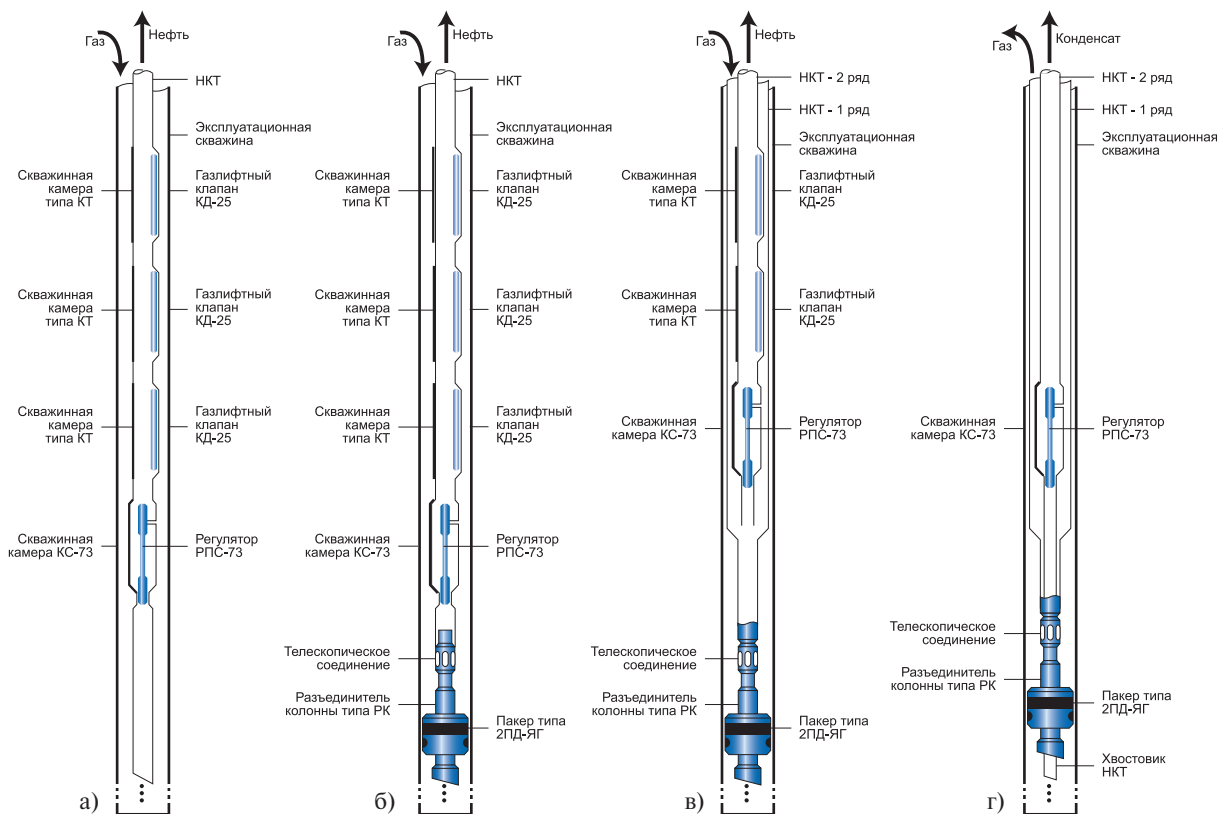


Рис.3. Системы лифтов подъемника НДГ.

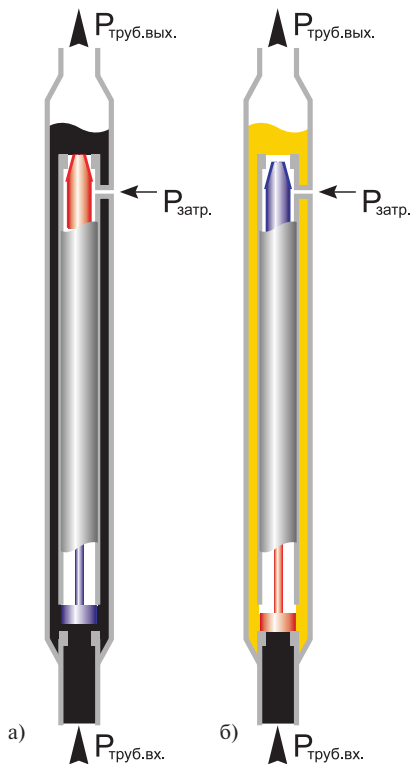


Рис.4. Схема регулятора РПС-73
 а) газовый затвор закрыт – жидкостной открыт;
 б) газовый затвор открыт – жидкостной закрыт.

Рассмотрим схему работы подъемника НДГ (рис.2) на примере эксплуатации скважины в режиме газлифтного фонтанирования на собственном пластовом газе.

Для более подробного описания процесса, представим на схеме промежуточные фазы состояния подъемника в пределах отдельного цикла лифтирования (рис.5).

Фаза 1.

По окончании очередного цикла оба затвора регулятора закрыты, в колонне подъемных труб над регулятором имеется остаточный столб жидкости, образуемый за счет хвостовых утечек выбрасываемого столба. Вследствие наличия некоторой депрессии из пласта в скважину поступает жидкость, которая накапливается в кольцевом пространстве скважины, уровень накапливаемой жидкости располагается ниже глубины установки регулятора. Попутный и выделяющийся из жидкости газ накапливается в кольцевом пространстве скважины. Давление этого газа воспринимается задатчиками регулятора и непрерывно сравнивается с давлениями в подъемной колонне на входе (жидкостной затвор) и выходе (газовый затвор) регулятора.

Перепад давления на входе регулятора $\Delta P_{\text{входное}}$ контролирует положение динамического уровня жидкости, а перепад давления на выходе регулятора $\Delta P_{\text{выходное}}$ определяет высоту накопления жидкости в колонне подъемных труб. По мере накопления жидкости в скважине и подъема динамического уровня до заданного значения, жидкостной затвор регулятора открывается.

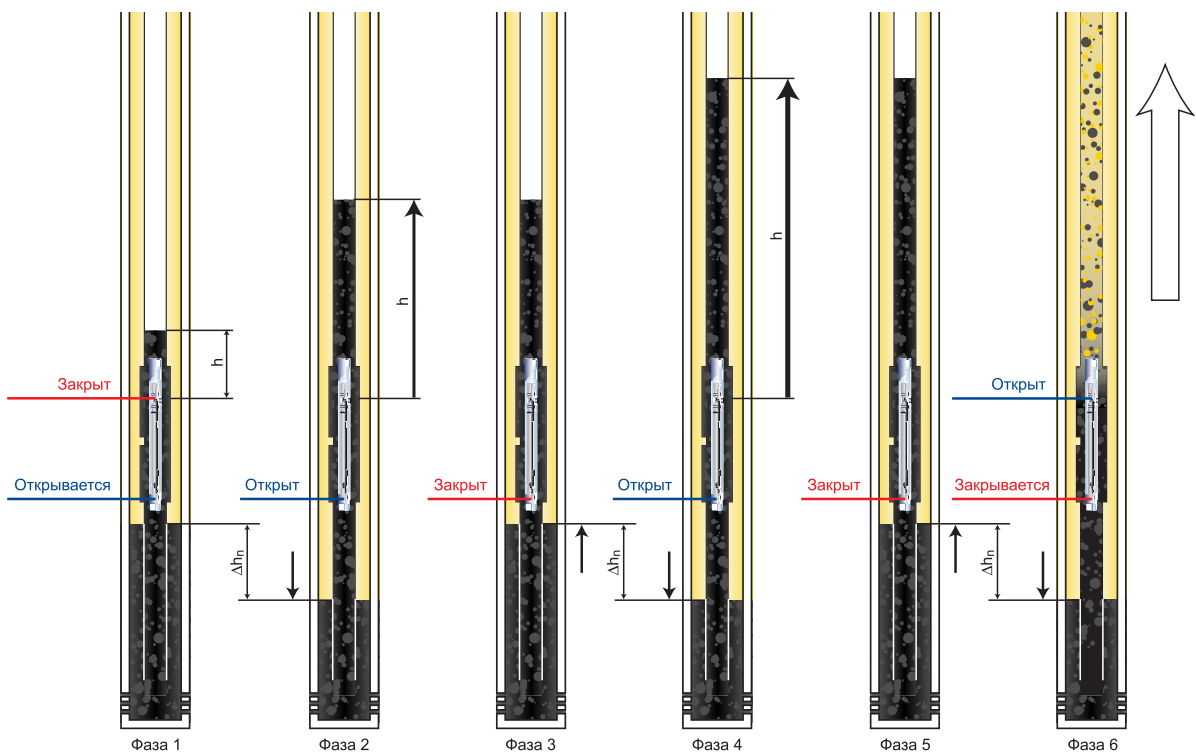
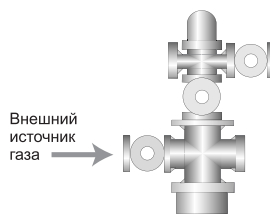


Рис.5. Схема отдельного цикла работы подъемника непрерывно-дискретного газлифта по фазам.

Фаза 2.

Жидкостной затвор регулятора открыт (рис.4а), накопленная в кольцевом пространстве скважины жидкость свободно поступает в верхний отсек подъемной колонны, при этом газовый затвор регулятора продолжает находиться в закрытом состоянии. Вследствие быстрого перетока динамический уровень жидкости h_0 снижается, а контролируемый перепад давлений на входе регулятора $\Delta p_{\text{входное}}$ увеличивается. Переток жидкости будет продолжаться до тех пор, пока перепад $\Delta p_{\text{входное}}$ не достигнет заданного значения и не произойдет закрытие жидкостного затвора. На момент закрытия жидкостного затвора динамический уровень жидкости понизится на величину Δh_n , а поступившая в верхний отсек подъемной колонны порция увеличит столб жидкости над регулятором, при этом перепад давления на выходе регулятора $\Delta p_{\text{выходное}}$ уменьшится на некоторую величину.

Фаза 3.

Перепад $\Delta p_{\text{входное}}$ достигает заданного значения, жидкостной затвор перемещается в крайнее нижнее положение и перекрывает проход для жидкости. В следующий момент динамический уровень в кольцевом пространстве скважины h_0 начнет повышаться, а перепад давлений $\Delta p_{\text{входное}}$ соответственно уменьшаться, при этом жидкостной затвор откроется, как только перепад $\Delta p_{\text{входное}}$ уменьшится на некоторую величину. Величина колебания $\Delta p_{\text{входное}}$, равная величине колебания уровня жидкости Δh_n , задается технологом при тарировке регулятора и может быть установлена в пределах 0,3...3,0 МПа в зависимости от конкретных геолого – технологических условий.

Фаза 4.

В данный момент происходит процесс перетока очередной накопленной порции жидкости из кольцевого пространства скважины в подъемную колонну, т.е. повторяется процедура по фазе 2. В момент закрытия жидкостного затвора динамический уровень жидкости снова понизится на величину Δh_n . Поступившая в верхний отсек подъемной колонны очередная порция снова увеличит столб жидкости над регулятором, а перепад давления на выходе регулятора $\Delta p_{\text{выходное}}$ еще раз уменьшится на соответствующее значение.

Фаза 5.

В точности происходит повторение процесса по фазе 3, т.е. накопление очередной порции жидкости в кольцевом пространстве скважины.

Число чередований фаз (2-3 или 4-5) в пределах одного цикла может варьировать в широких пределах в зависимости от величины притока жидкости из пласта и величины газового фактора.

Фаза 6.

В момент перетока очередной накопленной порции жидкости из кольцевого пространства скважины в подъемную колонну открывается газовый затвор регулятора и осуществляется подача газа в верхний отсек подъемной колонны. Происходит это по накоплению определенного столба жидкости над регулятором и снижении перепада давлений между давлением в кольцевом пространстве скважины и давлением в подъемной колонне на выходе регулятора ($\Delta p_{\text{выходное}} = p_{\text{затрубное}} - p_{\text{трубное входное}}$).

Следует отметить, что подача газа в подъемную колонну осуществляется в момент прохода очередной порции жидкости, т.е. в тот момент, когда накапливаемый столб жидкости находится в движении. Этот элемент технологии существенно влияет на один из важнейших показателей газлифта – снижение удельного расхода рабочего агента. Объясняется это тем, что на "страгивание" и "разгон" накапливаемого столба жидкости в известных ранее установках периодического газлифта затрачивается около 40% ресурсов газа, необходимого для подъема жидкости на дневную поверхность.

Подача газа в подъемную колонну продолжается, поднимаемый столб жидкости постепенно разгазируется, давление в подъемной колонне на выходе регулятора понижается, что в свою очередь приводит к возрастанию перепада $\Delta p_{\text{выходное}}$. Величина $\Delta p_{\text{выходное}}$ также задается при тарировке на стенде и может быть установлена в пределах 0,5...4,0 МПа. При достижении $\Delta p_{\text{выходное}}$ заданного значения газовый затвор регулятора закрывается, подача газа в подъемную колонну прекращается и разгазированный столб жидкости "разряжается" в выкидную линию. На схеме (см. рис.4б) показана одна из комбинаций состояния затворов регулятора – «нижний закрыт, верхний открыт», которая существует в некоторый момент конечной стадии фазы выброса накопленного столба жидкости. По окончании выброса жидкости цикл повторяется.

Таким образом, в установке непрерывно-дискретного газлифта подача жидкости в верхний отсек подъемной колонны осуществляется небольшими порциями в заданных пределах, выброс накопленных столбов жидкости газом происходит циклически, а частота циклов зависит от величины дебита скважины. При этом, путем выбора и настройки параметров работы регулятора можно практически всегда обеспечить накопление больших (не менее 300 м) столбов жидкости, что автоматически приводит к улучшению всех основных показателей газлифтного способа добычи нефти. Кроме того, в случае недостаточного ресурса собственного газа, в затрубное пространство скважины можно подавать газ от постороннего источника, причем в данном случае кондиция газа по показателям температуры и влажности никакого значения не имеет, так как регулирование осуществляется непосредственно в точке ввода газа в колонну подъемных труб. Максимальный технологический эффект достигается в том случае, когда в единый комплекс, функционирующий как самостоятельная система автоматического регулирования, включено несколько скважин (рис.6).

Разработка и реализация обустройства по этой схеме не требует больших финансовых затрат, а внедрение такой схемы дает возможность реализовать на практике все преимущества технологии непрерывно-дискретного газлифта перед другими традиционными газлифтными системами.

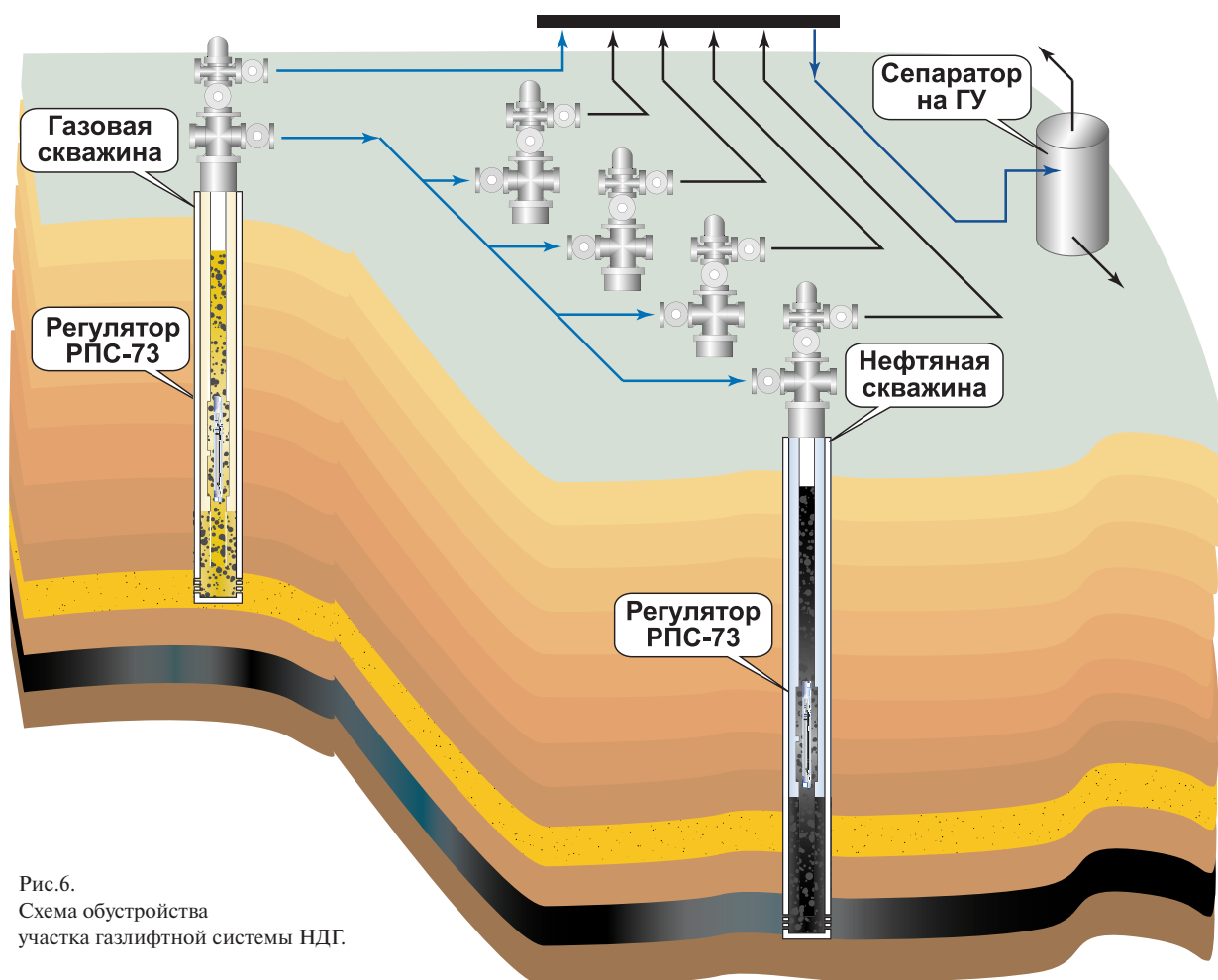
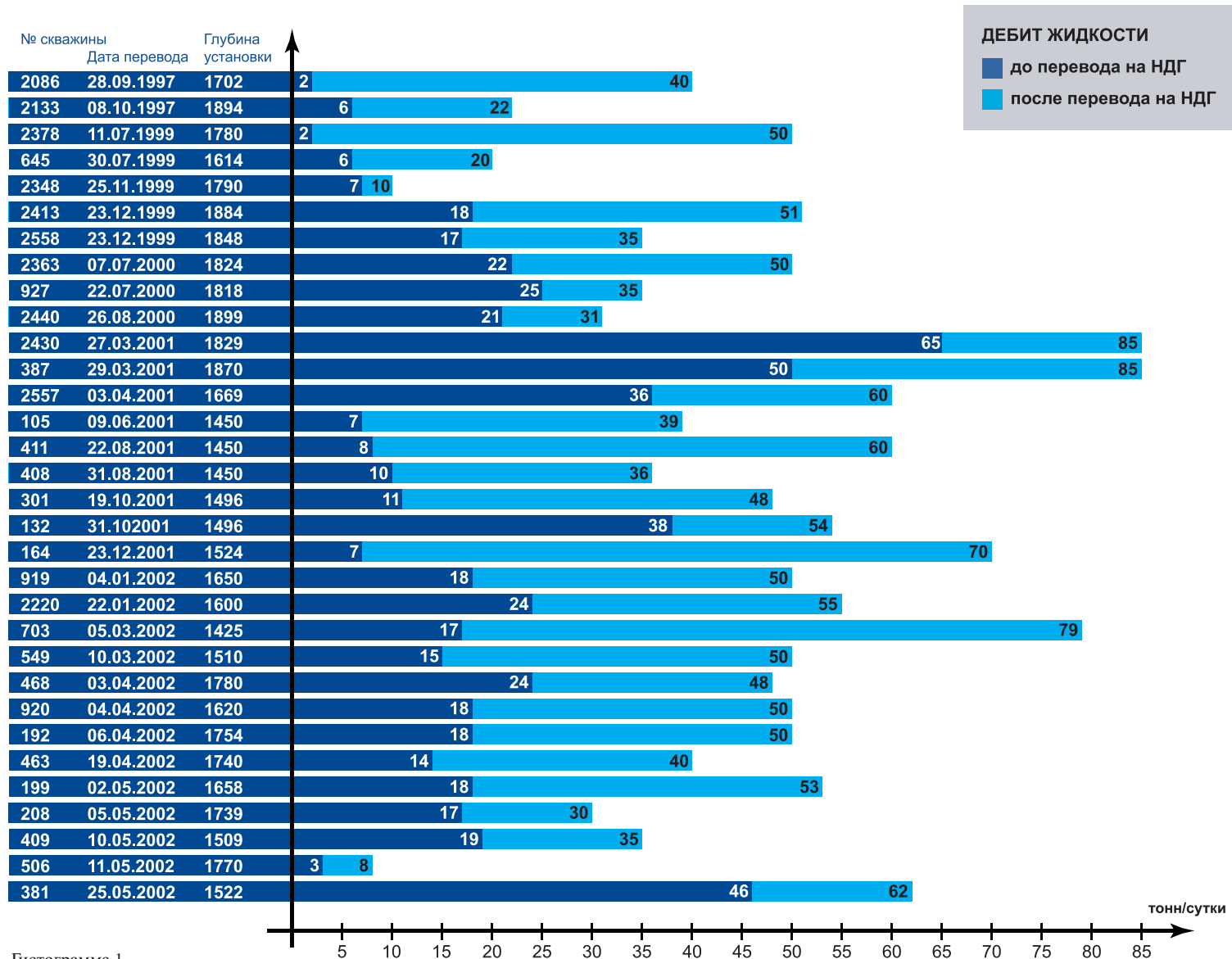


Рис.6.
Схема обустройства
участка газлифтной системы НДГ.

На территории Казахстана промышленное внедрение технологии непрерывно-дискретного газлифта проводится с 1997 года на месторождении Жанажол, расположенного в Актюбинской области (ОАО «СНПС-Актобемунайгаз»). На июль 2002 года на непрерывно-дискретный газлифтный способ добычи нефти переведено 32 скважины (результаты перевода скважин на непрерывно-дискретный газлифт приведены на гистограмме 1). В большинстве этих скважин в качестве рабочего агента используется собственный пластовый газ (скважины с высоким газовым фактором). В скважины с низким газовым фактором проводится подкачка газа от рядом расположенных газовых скважин.

Пятилетний опыт применения технологии НДГ показал устойчивость получаемых технологических режимов, значительное повышение (до 150%) дебитов жидкости, высокий межремонтный период скважин и лучшие технико-экономические показатели по сравнению с другими механизированными способами добычи нефти.



Гистограмма 1.

Месторождение Жана-Жол (ОАО "СНПС-Актобемунайгаз"). Результаты перевода скважин на НДС.



По вопросам приобретения оборудования
и внедрения **технологии**
непрерывно-дискретного газлифта
обращайтесь по адресу:

ТОО «Научно-технический центр «Нефтегазпроект»
Республика Казахстан, Мангистауская область,
466200, г.Актау, а/я 281.
Тел./факс: +7(3292)434400.
E-mail: ngp@mail.kz
Web: ngp.aqtau.kz