

Спецификации		Штанговый насос	Винтовой насос	Гидропоршневой насос	Газлифт		Электрич. погружной насос
Ограничения (добыча, пласт и скважина)					Струй.	Другие	
Кол-во скважин	Одиночная	1	1		2	2	1
	от 1 до 20	1	1		1	1	1
	Более 20	1	1		1	1	1
Дебит	Менее 159 м³/сут.	1	1		1	1	2
	от 159 до 1600 м³/сут.	2	2		2	2	1
	Более 1600 м³/сут.	3	3		3	3	1
Глубина скважины	Менее 762 м	1	1		2	2	2
	от 762 до 2286 м	2	2		2	2	1
	Более 2286 м	2	3		1	1	1
Диаметр обсад. труб	114,3 мм	1	1		1	1	2
	140 мм	1	1		1	1	1
	178 мм	2	2		2	2	1
	244,5 мм и более	2	3		2	2	1
Тип скважины	Вертикальная	1	1		1	1	1
	Наклонно-направленная	2	3		2	2	1
	Горизонтальная	2	3		2	2	1
Темп естественного искривления ствола	Менее 3° на 30,5 м	1	1		1	1	1
	от 3 до 10° на 30,5 м	2	2		1	1	1
	Более 10° на 30,5 м	3	3		1	1	2
Температура	Менее 121°С	1	1		1	1	1
	от 121 до 177°С	1	3		1	1	1
	Более 177°С	1	3		1	1	2
Безопасность	0	1	1		1	1	1
	1	1	1		2	2	1
	2	3	3		3	3	2
Гидродинамическое давление	Более 7 МПа	1	1		1	1	1
	от 0,7 до 7 МПа	1	1		1	1	1
	Менее 0,7 МПа	1	1		2	1	1
Доступ к коллектору	Требуется	3	3		3	3	2
	Не требуется	1	1		1	1	1
Заканчивание	Обычное	1	1		1	1	1
	Многопластовое	3	2		3	3	2
Состояние	Стабильное	1	1		1	1	1
	Переменное	1	1		1	1	2
Методы добычи	Первичные	1	1		1	1	1
	Вторичные, заводнение	1	1		2	2	1
	Третичные	2	2		2	2	2
Свойства добываемых флюидов							
Содержание воды	Низкое	1	1		2	2	1
	Среднее	1	1		1	1	1
	Высокое	1	1		1	1	3
Вязкость флюида	Менее 100 сП	1	1		1	1	1
	от 100 до 500 сП	1	1		1	1	1
	Более 500 сП	1	1		2	2	3
Коррозионная среда	Да	2	2		2	2	2
	Нет	1	1		1	1	1
Песок и абразивы	Менее 10 ppm	1	1		1	1	1
	от 10 до 100 ppm	2	1		2	2	2
	Более 100 ppm	3	1		3	3	3
Газовый фактор	< 500 ст. куб. футов/барр. тов. нефти	1	1		1	1	2
	500-2000 ст. куб. футов/барр. тов. нефти	2	2		2	2	1
	> 2000 ст. куб. футов/барр. тов. нефти	3	2		2	2	1
Парожидкостное отношение	Менее 0,1	1	1		1	1	2
	от 0,1 до 1,0	2	2		2	2	1
	Более 1,0	2	2		3	2	1
Примеси	Соли	2	1		2	2	1
	Парафин	2	1		2	2	2
	Асфальтены	2	1		2	2	2
Обработка	Ингибитором солей	1	2		1	1	1
	Ингибитором коррозии	1	2		1	1	2
	Растворителем	1	3		1	1	2
	Кислотой	2	2		2	2	2
Наземные сооружения							
Местоположение	На суше	1	1		1	1	1
	В море	3	2		2	2	1
	В отдаленных районах	2	1		2	2	1
	Уязвимая экология	2	2		2	2	1
Электроснабжение	Система энергоснабжения	1	1		1	1	1
	Генерируемая	2	2		1	1	2
Топливо	Природный газ						
	Дизельное и бензин						
Ограничения по площади	Да	3	2		2	2	1
	Нет	1	1		1	1	1
SCADA¹	Да						
	Нет						
Тип установки	Уст-ка капремонта	1	1		1	1	1
	Подъемник	1	1		1	1	1
	Уст-ка с гибкими трубами	3	3		1	1	2
	СПО труб под давлением	3	3		1	1	2
	СПО с кабелем	3	3		1	1	3

1. Система телеуправления и сбора данных

Диапазон уровня приемлемости:

1 хороший — отличный

2 удовлетворительный — хороший

3 не рекомендуемый или плохой

Механизированная добыча для увеличения дебитов

Штанговыми насосами нефть добывается на многих месторождениях, но для увеличения дебитов на более чем 100 000 скважинах используются погружные центробежные электронасосы или производится закачка газа из внешнего источника с целью уменьшения гидростатического давления столба жидкости. Для оптимизации работы существующих газлифтных или погружных систем, а также для проектирования новых установок применительно к более сложным условиям необходимы специальные подходы.

Рой Флешмен

Бартлесвилл, Оклахома, США

**Обрен Лекик
Харрисон**

Хьюстон, Техас, США

Авторы благодарят за помощь в подготовке данной статьи Рика Бейли и Дуэйна Рассела, компания Реда, Бартлесвилл, Оклахома, США; Джеймса Гарнера, компания Камко Продактс энд Сервисиз, Хьюстон, Техас, США; Питера Шренкеля, компания Реда, Даллас, Техас; и Дейва Бергта, компания Шлюмберге Ойлфилд Сервисиз, Шугар Лэнд, Техас.

Эта статья была впервые опубликована в номере журнала «Ойлфилд Ревью», весна 1999 г.

NODAL является товарной маркой компании Шлюмберге. AGF (Advanced Gas Handler), CDPS (Cable Deployed Pumping System) и HOTLINE являются товарными марками компании Реда. Camco EOR (Engineering Optimization Resources) является товарной маркой компании Камко Продактс энд Сервисиз. Компании Камко продактс энд сервисиз и Реда являются дочерними компаниями Шлюмберге.

1. Brown KE: *The Technology of Artificial Lift Methods*, vol. 2A. Tulsa, Oklahoma, USA: PennWell Books, Inc., 1980.

Рис. 1. Выбор способа механизированной добычи. Для принятия решения относительно механизированной добычи необходимо, прежде всего, выбрать способ подъема жидкости с забоя скважины, который в наибольшей степени отвечал бы ожидаемым условиям на устье скважины и в продуктивном пласте, дебиту скважины и свойствам добываемых флюидов, а также условиям эксплуатации. В таблице представлены данные о применимости приведенных значений и критериях выбора или условиях для основных видов механизированной добычи. Для того чтобы выбрать способ механизированной добычи, удовлетворяющий требованиям эксплуатации, для основных критериев необходимо оценить диапазон уровня приемлемости: хорошего — отличного (1), удовлетворительного — хорошего (2) и не рекомендуемого или плохого (3), затем подсчитать значения и определить средневзвешенные величины.

Менее четверти всех добывающих нефтяных скважин находится в фонтанной эксплуатации с использованием естественной энергии пласта. Если пласт не имеет достаточной энергии для подъема нефти, газа и воды из скважин на поверхность в необходимых количествах, то могут применяться методы стимулирования добычи. Для поддержания пластового давления или продуктивности скважин при вторичных методах добычи производится закачка в пласт газа или воды. Тем не менее, когда режим пласта не позволяет поддерживать приемлемый темп отбора, а в ряде случаев вообще не обеспечивает притока пластовых флюидов к скважине, необходимо переходить на механизированную добычу. Подъем жидкости на поверхность происходит за счет энергии на забое скважины или уменьшения плотности жидкости в скважине; в результате гидростатическое давление на пласт снижается, так что имеющаяся пластовая энергия обеспечивает приток к скважине и рентабельные объемы добычи углеводородов. Механизированная добыча способствует также увеличению отдачи пласта благодаря снижению предельного уровня забойного давления, при котором эксплуатация скважины становится нерентабельной и ее приходится ликвидировать.

Механизированная добыча обычно ассоциируется с поздними стадиями разработки нефтяных и газовых месторождений, характеризующимися пониженными пластовыми давлениями и повышенной добычей пластовой воды. Однако в связи с высокой активностью работ в глубоких водах и в районах, где требуется строительство сложных по конструкции скважин, во всем мире нефтяные месторождения, находящиеся в поздней стадии эксплуатации, увеличили потребность в ускоренной добыче механизированным способом для быстрого и эффективного извлечения нефти при

низких затратах. На шельфе и в районах с трудными условиями для деятельности транснациональных компаний способы механизированной добычи позволяют ускорить движение денежных средств, быстрее получать прибыль и помогают компаниям-операторам повышать доходы даже для естественно фонтанирующих скважин.

Штанговые насосы, газлифт и погружные насосы с электроприводом являются наиболее распространенными системами механизированной добычи, хотя находят также применение гидропоршневые и винтовые насосы. Каждая из таких систем лучше всего подходит для определенных требований к подъему жидкости в скважине и целям эксплуатации, хотя и отмечается существование зон взаимоперекрывания для таких систем, зависящих от условий в скважине, типа пластовых флюидов, требуемых дебитов, угла отклонения скважины от вертикали, глубины скважины, способа заканчивания скважины, аппаратуры, применяемой в системах механизированной добычи, и наземного оборудования.

Оптимизация подъема жидкости с забоя скважины с целью получения большей части углеводородов, извлекаемых из скважины или месторождения, с наименьшими затратами, дает возможность значительного увеличения добычи как из новых скважин, так и на старых месторождениях. При выборе и проектировании системы механизированной добычи инженеры должны учитывать параметры пласта и скважины, хотя при этом необходимо также принимать во внимание стратегию разработки месторождения. Выбор способа механизированной добычи представляет собой специфичную и часто трудную задачу, хотя имеющиеся инструкции дают представление об относительной применимости каждого из таких способов.¹

Технология механизированной добычи получила широкое признание, хотя новые разработки продолжают играть определенную роль при решении проблем и задач, связанных с добычей углеводородов. Недавние усовершенствования снизили затраты на подъем жидкости благодаря применению более коррозионно-стойких компонентов систем, оптимальному использованию энергии и повышению надежности. Альтернативные способы подвески систем механизированной добычи позволяют сделать рентабельной добычу из скважин и на месторождениях, которые ранее считались неперспективными. Традиционные возможности механизированной добычи расширены через применение нескольких таких способов в одной скважине, например, газлифта или струйных насосов в комбинации с погружными ЭЦН и винтовыми насосами, оснащенными погружными электродвигателями. В настоящей статье рассматриваются основные системы подъема жидкости с

забоя, обсуждаются способы механизированной эксплуатации высокодебитных скважин, а также вопросы стратегии выбора, проектирования и оптимизации, наряду с новыми технологиями газлифта и использования погружных насосов.

Описание основных систем

Четыре основные группы систем механизированной добычи включают штанговые или винтовые насосы; струйные, поршневые, турбинные и гидрорпоршневые насосы; газлифт; погружные центробежные электронасосы.²

Штанговые насосы, состоящие из цилиндра, поршня (плунжера) и клапанов, подают пластовую жидкость в насосно-компрессорные трубы для подъема по ним на поверхность. Такие насосы спускаются с поверхности на колонне металлических насосных штанг внутри колонны насосно-компрессорных труб и приводятся в действие с помощью балансирных станков-качалок или качалок насосных установок, в которых используется электрический или газовый двигатель (рис. 2). Существуют два типа штанговых насосов. Невставные штанговые насосы имеют полнопроходной цилиндр с всасывающим клапаном, закрепляемый на конце насосно-компрессорных труб. Плунжер, или нагнетательный клапан, спускается в цилиндр на насосных штангах. Для ремонта или замены невставного насоса насосно-компрессорные трубы необходимо поднимать из скважины. Меньшие по размерам вставные штанговые насосы состоят из цилиндра, впускного клапана, плунжера и выпускного клапана, объединенных в единую сборку; она спускается в колонну насосно-компрессорных труб на штангах. Для ремонта или замены вставных штанговых насосов могут быть извлечены из скважины путем подъема насосных штанг, при этом колонна насосно-компрессорных труб остается на месте.

Жидкость засасывается в цилиндры насоса при перемещении вверх плотно пригнанных плунжеров с запорными клапанами для выдавливания жидкости в насосно-компрессорные трубы. Всасывающий или впускной клапан состоит из стационарного шарика и седла. Нагнетательный или подвижный клапан перемещается при каждом возвратно-поступательном ходе плунжера. Штанговые насосы просты по конструкции, хорошо известны большинству операторов и находят широкое применение. Однако подача штангового насоса, или объемный КПД, имеет ограниченное значение в скважинах с высокими газожидкостными факторами, малым диаметром насосно-компрессорных труб или глубоко залегающими продуктивными интервалами. Другими недостатками являются большой размер прискважинной площадки наземного оборудования таких насосов (потребность в площади), высокие капиталовложения и опасность протечек или разливов на устье скважины.

Винтовые насосы работают на принципе ротационного вытеснения жидкости. Эта спиралевидная система состоит из ротора, который эксцентрично вращается внутри неподвижного статора (рис. 3). Ротор представляет собой винт небольшого диаметра с глубокой круглой нарезкой и очень большим шагом — расстоянием между соседними вершинами резьбы. Статор имеет одну дополнительную нитку резьбы и шаг резьбы на нем больше, чем у ротора; в результате этого образуется полость, увеличивающаяся по размеру в процессе вращения, в результате чего развивается почти непulsирующий линейный поток жидкости. Как и в штанговых насосах, ротор обычно приводится в движение с помощью штанг, присоединенных к двигателю на поверхности. В новых бесштанговых установках применяются погружные электродвигатели и редуктор для вращения ротора.

В большинстве случаев винтовые насосы характеризуются легкой приспособляемостью, надежностью в работе, высокой стойкостью к воздействию абразивных твердых частиц и высоким объемным КПД. Применение небольших двигателей обеспечило эффективное расходование энергии и сокращение затрат на подъем жидкости. По сравнению со штанговыми насосами, винтовые насосы имеют более высокий срок службы, а неисправности штанг или насосно-компрессорных труб встречаются реже благодаря меньшей частоте вращения. Капиталовложения для них обычно ниже, чем для других способов механизированной добычи. Винтовые насосы способны откачивать до 270 м³/сут. нефти и используются на глубинах до 1220 м. Эластомерные компоненты насоса ограничивают рабочие температуры диапазоном 100—150°C и могут быть несовместимы с некоторыми химическими веществами или сероводородом.

Гидросистемы передают энергию к забою скважины путем повышения давления специальной рабочей жидкости (обычно легкой очищенной или добытой нефти), подаваемой по колонне насосно-компрессорных труб к скважинному насосу, который свою потенциальную энергию передает добываемым жидкостям (рис. 4). В обычных гидрорпоршневых насосах используются насадки, известные также как трубки Вентури и дросселирующие сопла, поршни, совершающие возвратно-поступательные движения, или реже применяемые вращающиеся турбины. Эти насосы, находящиеся в скважине в условиях свободного плавания, могут вводиться в скважину и извлекаться из нее с помощью потока жидкости, делая ненужными канатно-тросовые операции или использование буровой установки для замены насосов или поднятия колонны насосно-компрессорных труб. Гидропоршневые насосы используются на глубинах от 300 до 5500 м и позволяют

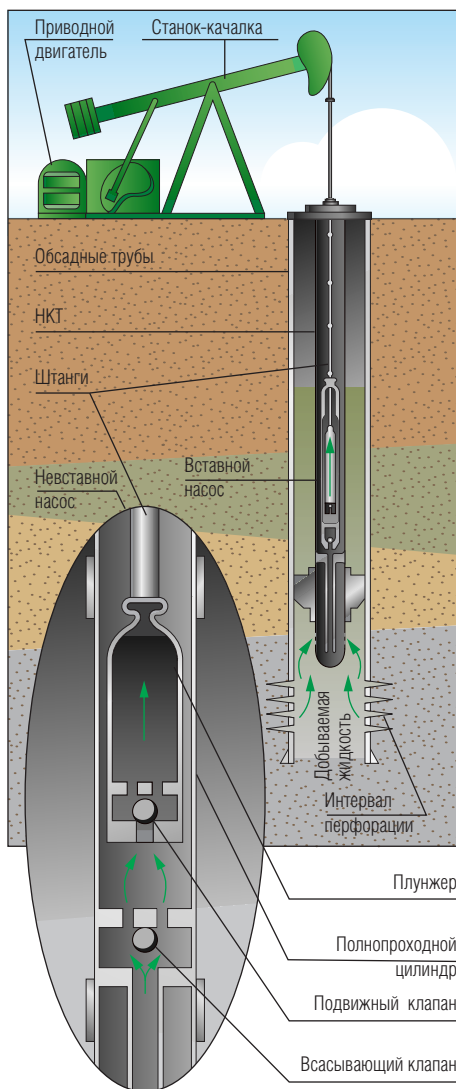


Рис. 2. Штанговая глубинно-насосная установка.

2. Bradley HB (ed): *Petroleum Engineering Handbook, First Printing*. Richardson, Texas, USA: Society of Petroleum Engineers, 1987.

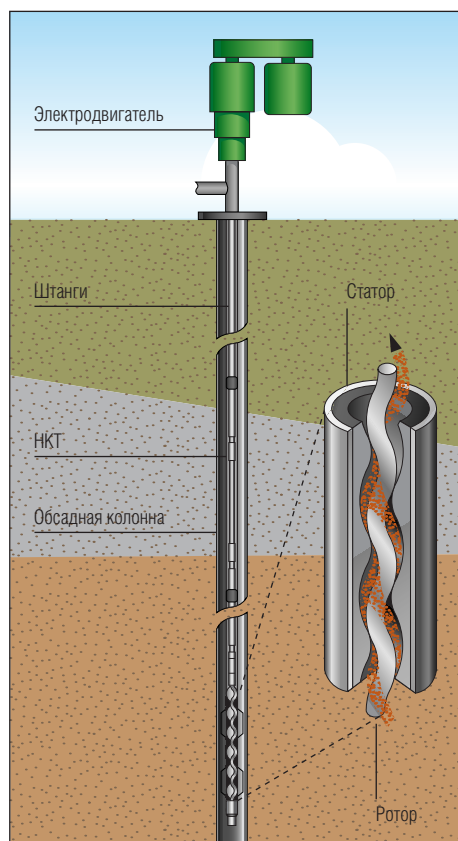


Рис. 3. Винтовой насос.

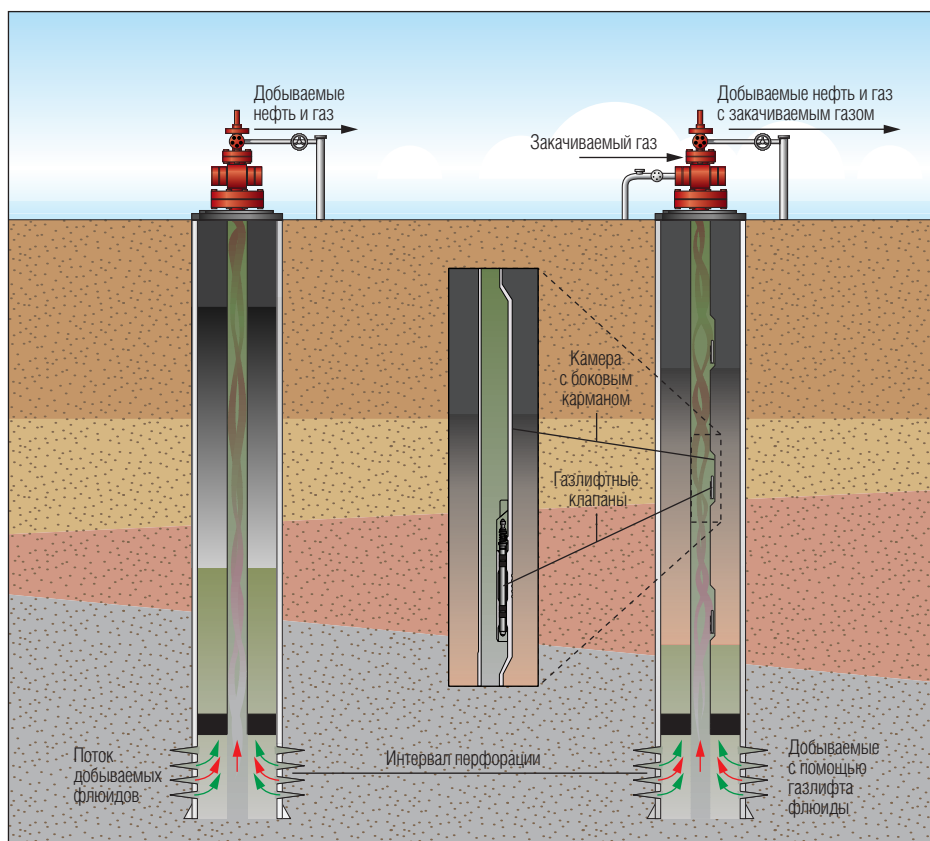


Рис. 5. Газлифтный подъемник.

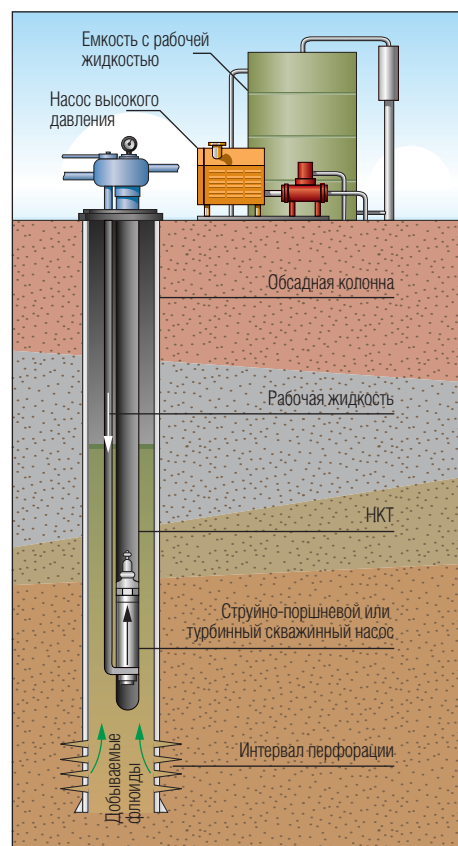


Рис. 4. Гидропоршневая насосная установка.

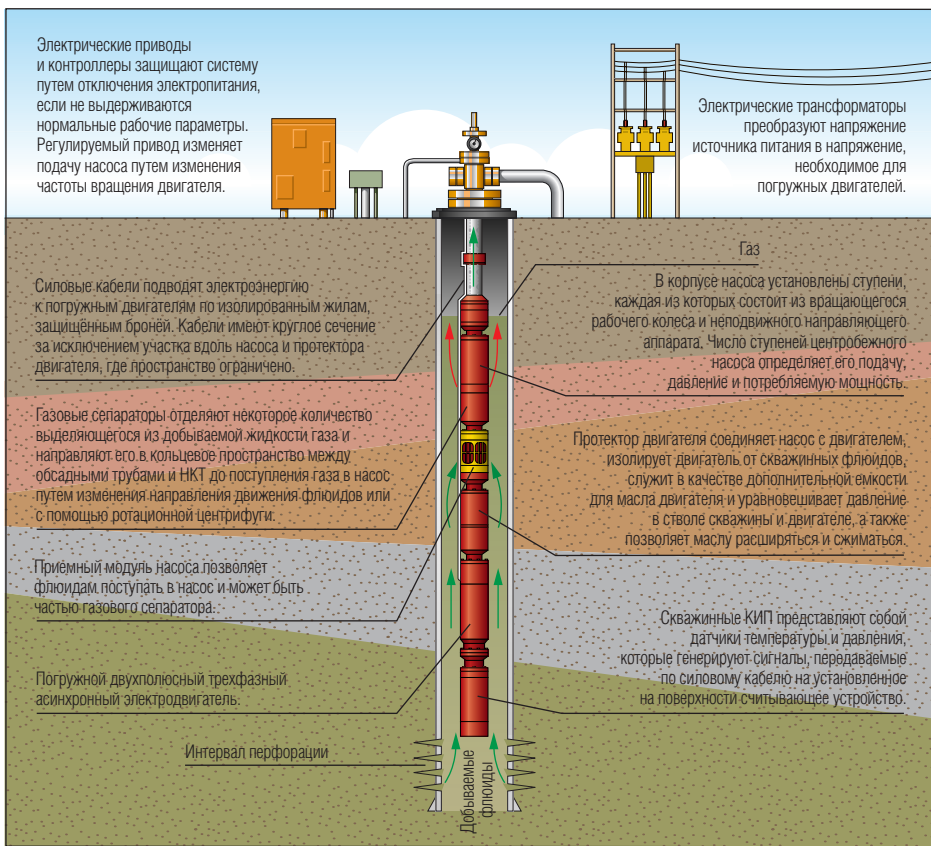


Рис. 6. Система погружного электроцентробежного насоса.

добывать от 16 до 1600 м³/сут. или более. Многие гидропоршневые установки используются для добычи 24—48 м³/сут. нефти из скважин глубиной более 3660 м. Тяжелую вязкую нефть часто легче лифтировать на поверхность после смешения с легкой рабочей жидкостью. Поскольку гидропоршневой насос может быть извлечен из скважины потоком жидкости, имеется возможность модификации системы с учетом изменяющихся условий.

В газлифтом подъемнике для увеличения энергии газа, поступающего из пласта вместе с нефтью, используется газ высокого давления из дополнительного источника. Жидкости, поступившие в скважину, поднимаются на поверхность благодаря уменьшению их плотности в стволе скважины, в результате чего уменьшается гидростатическое давление столба, или противовдавление на пласт. Главными критериями для данного способа являются наличие источника газа и затраты на его компримирование. В большинстве газлифтных скважин производится непрерывная закачка газа, и этот способ подъема жидкости с забоя является единственным способом, в котором полностью используется энергия пластового газа (рис. 5). Газ из внешнего источника подается на специальные газлифтные клапаны, установленные на конкретных расчетных глубинах; поступая в поток и смешиваясь с нефтью в скважине. Этот газ снижает градиент давления в интервале от точки ввода до поверхности. Забойное давление снижается, чтобы обеспечить перепады или депрессии на пласт, необходимые для получения требуемого дебита скважины. Если такой депрессии недостаточно, можно мгновенно закачать большой объем газа или осуществить периодический газлифт для подъема столба жидкости на поверхность. В связи с периодическим характером работы газлифтных клапанов возникают проблемы, связанные с подачей газа с поверхности, а также с пульсацией давления в скважине и, как результат, с выносом песка из пласта в скважину.

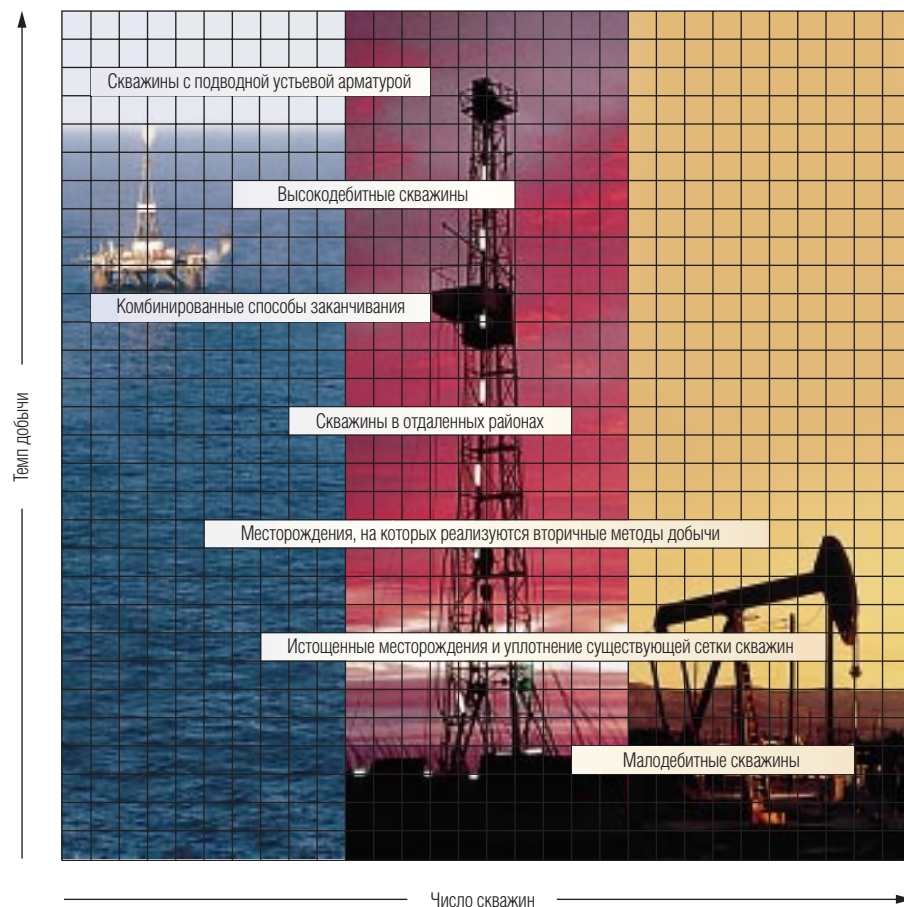
Рис. 7. Области применения механизированной добычи. При всем разнообразии эксплуатационных скважин, механизированная добыча может применяться, начиная от простых, низкостратных истощенных скважин, где в основном используются небольшие штанговые насосы, винтовые насосы и гидропоршневые насосы, и кончая дорогостоящими морскими месторождениями нефти. В промежутке между этими областями применения находится большое количество рабочих, загущающих скважин и скважин, на которых добыча ведется вторичными методами и из которых можно добыть значительное количество газа и нефти, прежде всего, с помощью газлифта и применения погружных электроцентробежных насосов. Все чаще методы механизированной добычи применяют совместно с другими методами для устранения ограничений, связанных с применением только одной системы при эксплуатации сложных по конструкции скважин с высоким дебитом.

Газлифт — это хорошо приспособляемый и регулируемый способ механизированной добычи. Съемные газлифтные клапаны могут быть извлечены с помощью канатно-тросовых операций и заменены без нарушения лифтовой колонны, если возникнет необходимость в изменении конструкции системы или ее характеристик. Затраты зависят от источника газа и давления, но они могут быть значительными, если потребуется установка дополнительных компрессоров и технологического оборудования на поверхности. Газлифтные установки допускают присутствие в продукции таких абразивных материалов, как песок, и могут применяться на малопродуктивных скважинах, при высоком газовом факторе и в наклонно-направленных скважинах. Нехватка природного газа ограничивает или делает вообще невозможным газлифтный способ добычи. Существуют проблемы замерзания или образования газогидратов, а также трудности при извлечении с помощью гладкой проволоки съемных клапанов из скважин с большим углом искривления ствола. Отложение на стенках труб минеральных осадков, продуктов коррозии и парафина увеличивает трение в системе, или противовдавление на пласт, и снижает эффективность газлифта. Диаметр подъемных труб и выкидные линии большой протяженности также ограничивают давление в системе и эффективность газлифта.

Основным недостатком газлифта является трудность эксплуатации малопродуктивных скважин при низком пластовом давлении. Для некоторых газлифтных скважин может потребоваться переход к другому способу механизированной добычи, прежде чем они будут ликвидированы.

В электрических погружных системах используются центробежные насосы в виде ряда ступеней, которые монтируются последовательно в одном корпусе и затем жестко стыкуются с погружным электродвигателем на конце колонны насосно-компрессионных труб. Для подсоединения к средствам управления и источнику электроэнергии на поверхности используется армированный электрический кабель (рис. 6).

Погружные системы имеют широкий диапазон рабочих характеристик и позволяют использовать один из более универсальных способов подъема жидкости с забоя скважины. Стандартные электроприводы на поверхности обеспечивают дебиты от 16 до 4800 м³/сут., а приводы с регулируемой скоростью обеспечивают дополнительную гибкость в регулировании подачи насоса. Системы допускают наличие в продукции высокого газового фактора, но поступление больших объемов газа может привести к образованию газовых пробок и вызвать повреждение насоса. Проблема добычи агрессивных флюидов решается использованием специальных материалов и покрытий.



Модифицированное оборудование и процедуры допускают присутствие в откачиваемой жидкости песка и других абразивных частиц без ущерба для оборудования. Для эксплуатации погружных насосов при температурах свыше 180°C требуется применение специальных двигателей и кабелей, способных работать в таких условиях.

Традиционно, погружные центробежные электронасосы применяются в обводненных малопродуктивных скважинах, которые по своему поведению напоминают водозаборные скважины. Погружной насос может работать как в скважинах с большим отклонением от вертикали, так и в горизонтальных стволах, но он должен устанавливаться в пределах прямолинейного или вертикального участка ствола. Длина такого насоса может достигать нескольких десятков метров, поэтому изгибы сокращают срок его службы в результате внутреннего износа подшипников двигателя и самого насоса. Скважины глубиной более 3600 м могут эффективно эксплуатироваться с использованием погружных электрических насосов, которые пригодны для обсадных труб с наружным диаметром не менее 114,3 мм. Погружные электрические насосы, КПД которых варьирует в пределах 20—70%, по-видимому, обеспечивают наиболее эффективный и экономичный способ механизированной добычи в расчете на подъём с забоя единицы объема нефти. Однако, глубина скважины и высокий газовый фактор ограничивают подачу и эффективность работы таких насосов.

Другим недостатком является необходимость проводить дорогостоящие операции, связанные с использованием установки капремонта для извлечения колонны насосно-компрессорных труб из скважины, при ремонте или замене насоса. Кроме того, отдельные установки имеют ограниченную подачу, определяемую числом ступеней насоса. Для устранения этих ограничений требуются альтернативные методы установки этого оборудования в скважине и использования на поверхности приводов с регулируемой скоростью.

Современные области применения

Поскольку разрабатываемые во всем мире месторождения углеводородов находятся на различных стадиях зрелости, добывающие скважины могут быть сгруппированы по следующим категориям (рис. 7). На одном конце этого спектра, включающего скважины, законченные с подводным устьевым оборудованием, и скважины, требующие применения прогрессивных методов строительства или нового технологического оборудования, существует ограниченное, но увеличивающееся число сложных по конструкции дорогостоящих скважин, работающих с высокими дебитами. Значительная стоимость монтажных работ и высокие эксплуатационные расходы, наряду с ограничениями, налагаемыми технологией или оборудованием, сужают сферу применения механизированной добычи для таких скважин.

Вообще говоря, активность работ в этом секторе не очень высока, но, вне всякого сомнения, здесь находится одно из направлений для освоения углеводородных ресурсов в будущем. На море, когда приходится прибегать к механизированной добыче, в настоящее время почти исключительно применяются надежные газлифтные и погружные электрические системы, что объясняется стабильностью и гибкостью их работы. Для освоения глубоководных запасов требуется усовершенствованная технология. Альтернативные методы разветвления оборудования и комбинированные системы подъема нефти с забоя морских скважин с подводной устьевой арматурой, в сочетании с непрерывным контролем скважинных условий, позволяют осуществлять эффективную и экономичную механизированную добычу и управление технологическим процессом.

На другом конце этого спектра находятся малодебитные скважины и скважины с ограниченным текущим дебитом и объемами добычи. В этом случае увеличение объемов добычи в результате

применения механизированных способов будет незначительным. В таких скважинах часто используют штанговые винтовые и гидроприводные насосы. Несмотря на то что число таких скважин достаточно велико, операции в этом секторе ограничиваются установкой нового недорогого оборудования, ранее применявшихся систем или их заменой.

Между двумя этими категориями скважин, расположенных на разных концах спектра, существует большое число скважин со средним дебитом, которые часто находятся на месторождениях, разрабатываемых вторичными методами, и характеризуются значительными текущими отборами и накопленными объемами добычи. Увеличение отборов из таких скважин является важным источником наращивания добычи. Такие скважины в значительной мере являются объектами инженерных и технологических разработок, обеспечивают движение денежных средств и соответствуют наиболее активному и высокообъемному сектору механизированной добычи. В этих скважинах

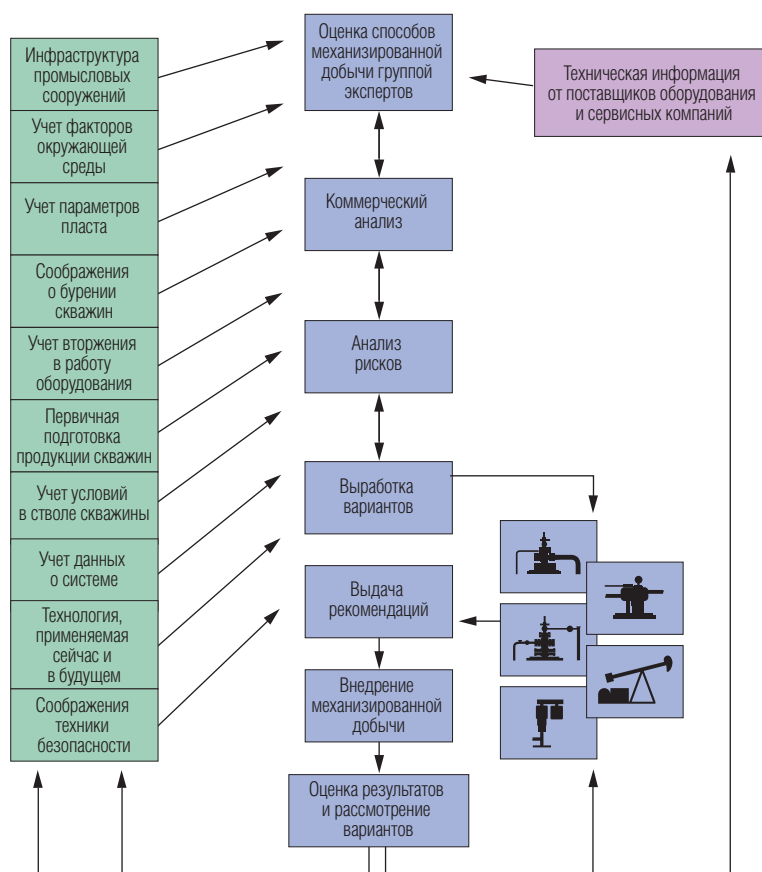


Рис. 8. Оценка механизированной добычи. Поскольку существует множество стратегий разработки нефтяных месторождений, необходимо идентифицировать и оценить альтернативы реализации механизированной добычи с учетом технических и коммерческих факторов, а также факторов риска и общесистемных факторов. Инженерно-технические группы дали рекомендации по стратегии развития и способам механизированной добычи для различных вариантов, составленных на основании этих оценок. После получения дополнительной информации о продуктивном пласте, скважине и поверхностном оборудовании или о показателях работы (вероятно, после начального этапа разработки месторождения или позднее, на зрелых этапах добычи), эти методы будут использованы для повторного анализа всего производственного цикла с целью оценки рабочих характеристик, исследования стратегий на более поздних этапах эксплуатации месторождения или переоценки и изменения способов механизированной добычи.

применяются способы подъема на поверхность средних и больших объемов нефти, таких, как газлифт и погружные центробежные электронасосы. Простота монтажа и эксплуатации делают эти две системы наиболее привлекательными и популярными у компаний-операторов.

Выбор способа механизированной добычи и проектирование систем легче всего выполнить путем изучения всего месторождения, включая продуктивные пласты, скважины, наземные инфраструктуры и экономические аспекты проекта в целом. Сервисные компании играют в этом важную роль путем предоставления своих услуг на стадии монтажа, эксплуатации, поиска неисправностей и оптимизации работы, наряду с оказанием услуг в области технологии механизированной добычи, предоставления оборудования и проектирования для конкретных условий применения.

Оценка и выбор системы

Различные подходы используются для освоения ресурсов нефти и газа, увеличения стоимости активов или просто для сокращения затрат, связанных с выработкой стратегии проведения разведочных работ, освоения новых и продолжения эксплуатации давно разрабатываемых пластов на существующих месторождениях. Выбор наилучших способов включает рассмотрение гидравлических, механических и электротехнических аспектов проблемы. В идеальном случае оценки механизированной добычи включают рассмотрение параметров системы добычи — от границ пласта до перерабатывающих заводов.

Требования, предъявляемые к оборудованию, размер и сложность эксплуатационных систем, а также потребности в источниках энергии, необходимой для подъема жидкости с забоя скважины, делают монтаж и эксплуатацию высокодебитных систем механизированной добычи нефти дорогостоящим делом. Выбор наиболее подходящих способов и оборудования играет важную роль, поскольку одна установка механизированной добычи может обеспечить большие объемы нефти, чем ее можно получить на нескольких небольших старых месторождениях. Правильный выбор системы или комбинации способов считается еще более важным делом, когда оценки делаются с учетом потерь при отказах, простоях и вмешательстве в работу оборудования.

Технические группы проводят анализ технических и экономических факторов, а также факторов риска, вырабатывают варианты и рекомендации. Наилучшим подходом является итеративная оценка системы в целом, независимо от того, применялась ли она вскоре после открытия месторождения, когда о пласте получена некоторая дополнительная информация, после начального этапа разбуривания до уплотнения существующей сетки скважин или же на этапе рассмотрения стратегий для поздних стадий разработки месторождений (рис. 8). В стратегии механизированной добычи необходимо рассматривать максимальное число вариантов для всего периода эксплуатации месторождения.

Первоначальная оценка может показать, что такой способ механизированной добычи, как применение погружного центробежного электронасоса, позволит получать более высокие дебиты, но последующий анализ может свидетельствовать о том, что наилучшим выбором является газлифт. И наоборот, газлифтный подъемник может считаться наилучшим способом на первоначальном этапе в связи с неприемлемыми экономическими и техническими показателями работы погружного насоса, но анализ может показать, что применение погружных систем было бы правильным подходом при их надлежащем проектировании, монтаже и эксплуатации. В некоторых случаях погружные центробежные электронасосы устанавливаются и эксплуатируются до тех пор, пока не возникают проблемы, связанные с выносом пластового песка, отложением солей или образованием эмульсий; в результате, фактическая добыча переоценивается в пользу применения газлифта или винтовых насосов.

Например, одно месторождение в Северной Африке с падающим пластовым давлением и растущим обводнением скважин рассматривалось в качестве кандидата на применение погружных электрических насосов. В пласте проявляется активный водонапорный режим, тем не менее, пластовое давление падает приблизительно на 690 кПа в год. Никакой закачки воды не планировалось. Нефть из скважин поступает в нефтесборные манифольды, которые связаны с трубопроводом, идущим к нефтеперерабатывающему заводу. Возросший приток воды привел к прекращению естественного фонтанирования нескольких скважин, что явилось основанием для перехода на механизированную добычу или для поддержания пластового давления. На этом месторождении предполагалось применять погружные насосы с электроприводом.

Три члена из группы экспертов по оптимизации методов увеличения нефтеотдачи компании Камко провели оценку возможности применения механизированной добычи. Измерение динамического градиента давления обеспечило наилучшую корреляцию для вертикального потока. С целью выбора корреляции для горизонтального потока были зарегистрированы давления и расходы в сети выкидных линий на месторождении и в экспортном трубопроводе. Были рассчитаны скорости притока воды, при которых естественное фонтанирование прекращается; полученные данные сопоставлены с результатами прогнозирования по «узловому» методу NODAL и результатами моделирования поведения скважин.³ Расчетные значения пластового давления и обводненности скважин были использованы для определения времени, когда на месторождении необходимо будет перейти на механизированную добычу для эксплуатации скважин с высоким содержанием воды в продукции.

Оценка работы погружных электроцентробежных насосов позволила определить подачу, которая может быть достигнута при данных условиях в пласте и скважине. Было выполнено проектирование насоса и оценены преимущества его применения. Кроме того, были определены ожидаемый срок службы насоса и энергетические потребности для разработки месторождения с применением погружных технических средств. Газлифт был оценен для широкого диапазона условий в скважине на протяжении всего периода эксплуатации месторождения. Для достижения максимального уровня добычи при ограничениях, налагаемых существующими устройствами подготовки продукции скважин, были рассчитаны давление и расход закачиваемого газа, а также диаметр насосно-компрессорных труб. Были определены требования к компримированию газа, получаемого в результате сепарации добываемой нефти и утилизации ранее закачавшегося в газлифтные скважины газа. Были проанализированы давление в трубопроводе и его пропускная способность с учетом содержания в продукции газлифтного газа. Были составлены проекты газлифта и увеличение добычи было оценено в 20—40%.

Кроме того, были идентифицированы пластовые факторы, ограничивающие приток в скважину, такие, как образование конусов воды и газа, вынос пластового песка и ранний прорыв газа в перфорационные отверстия. Проведен сравнительный анализ работы газлифта и погружного насоса, оценено время простоя с учетом срока службы погружного насоса и необходимой смены газлифтных клапанов. Идентифицированы рабочие возможности и вопросы безопасности, а также оценены затраты. Сравнительный анализ однозначно показал, что газлифт является оптимальным способом механизированной добычи. Необходимость вмешательства в работу насоса и его замены делают применение погружных центробежных электронасосов экономически невыгодным, даже несмотря на то, что на первом этапе их применения добыча могла возрасти на 30—40%. Группа специалистов, занимающаяся методами увеличения нефтеотдачи, рекомендовала прибегнуть к газлифту, чтобы избежать потерь в добыче. Данная оценка была выполнена в течение одного месяца.

Другой пример демонстрирует сложность проблемы выбора газлифтного способа. Морская продуктивная площадь Сеара у побережья Бразилии разрабатывается компанией Петробрас и содержит девять платформ, с помощью которых эксплуатируются четыре месторождения: Атум, Курима, Эспада и Шареу. Уровень добычи нефти на этих месторождениях составил 1680 м³/сут.

В результате снижения пластового давления на всех 63 скважинах, кроме 6, были вынуждены прибегнуть к механизированной добыче. В связи с неприемлемыми показателями работы погружных электронасосов и их повреждением в результате отложения минеральных осадков, было предложено отказаться от применения этих насосов и перейти на газлифт на всех четырех месторождениях.

Цель состояла в том, чтобы сократить затраты и увеличить добычу путем повторного заканчивания скважин, в которых вскрыт только один продуктивный интервал, на две продуктивные зоны. Вообще говоря, объединение двух продуктивных интервалов для совместной эксплуатации ограничивалось значительной разницей пластовых давлений. В качестве решения данной проблемы было предложено применить газлифт, который позволил добывать нефть из двух продуктивных зон. Однако для перехода от существующих погружных электрических систем на газлифт потребовались значительные капиталовложения.

Погружные насосные системы для одновременно-раздельной добычи нефти из двух продуктивных интервалов позволяют также осуществлять добычу из двух изолированных друг от друга интервалов и являются альтернативой заканчиванию скважины в двух горизонтах с использованием газлифта. При использовании погружных насосов для добычи нефти из двух продуктивных интервалов на каждой скважине обеспечиваются такие же дебиты, как и при одном продуктивном интервале, но капиталовложения ограничиваются только затратами на новые заканчивания лишь 26 скважин, для которых было предложено осуществлять добычу из двух продуктивных интервалов. Расчетное увеличение дебита с 725 до 1190 м³/сут. из двух продуктивных интервалов может быть достигнуто при применении газлифта или погружных электроцентробежных насосов. Были проанализированы существующие установки ЗЦН и рассмотрены различные варианты решений, а также была оценена возможность замены погружных насосов газлифтом.

На основе корреляции дебитов, проверенных замерами динамического градиента давления в испытательной газлифтной скважине и анализом по методу NODAL, было установлено, что экономические показатели эксплуатации месторождения в целом не претерпели изменений при переходе на существующих скважинах от погружных электронасосов к газлифту. Проблемы отложения солей так и не были решены. Газлифтные клапаны должны устанавливаться на глубинах,

где отмечается отложение солей, поэтому все еще необходимо прибегать к нагнетанию специальных реагентов для того, чтобы скважины оставались продуктивными и пригодными к обслуживанию. Газлифт не способен обеспечить снижение пластового давления в той же мере, что и погружные насосы, поэтому дебит оказывается меньшим. Однако, снижение в добыче компенсируется меньшей потерей времени на газлифтное заканчивание скважин.

Дебит нескольких скважин, особенно на месторождении Шареу, был низким, причем при непрерывном газлифте он не был бы стабильным. На продуктивной площади Сеара газлифт не является идеальным способом механизированной добычи для каждой скважины, поскольку некоторые из них продолжали бы оставаться непродуктивными. Для малodeбитных скважин можно было бы использовать периодический газлифт или винтовые насосы. Заканчивание скважин с подводным устьевым оборудованием и установкой газлифтных клапанов в условиях низкого пластового давления не обеспечило бы естественного притока из пласта, поэтому для ввода этих скважин в эксплуатацию было предложено использовать одну компрессорную установку.

Значительную эффективность и высокий дебит нефти можно было бы получить посредством улучшения рабочих характеристик погружного насоса. Для сокращения случаев отказа в результате отложения солей и улучшения работы насоса требовалась более эффективная программа применения ингибиторов для борьбы с отложениями солей химическим способом. Увеличение межремонтного периода с 16 до 24 месяцев сокращает число ремонтных операций. Улучшение конструкции смогло бы устранить неэффективную работу, а использование двух погружных насосных систем при каждом заканчивании позволило бы вдвое сократить частоту ремонтных работ. Когда выходит из строя один насос, другой может продолжать работать без подъема насосно-компрессорных труб и оборудования для заканчивания скважины. Увеличение срока службы и эффективности работы погружного насоса уменьшает расходы. После проведенной оценки погружные системы все еще представляются более предпочтительным вариантом, несмотря на то, что их надежность должна быть повышена, а стоимость эксплуатации — уменьшена.

Группа экспертов по оптимизации методов увеличения нефтеотдачи компании Камко рекомендовала оставить погружные насосы в качестве основного способа механизированной добычи и проанализировала альтернативные варианты сокращения затрат и увеличения добычи. Один из вариантов предполагал использование нескольких способов механизированной добычи. В результате модернизации погружных насосов и улучшения практики эксплуатации месторождений Атум, Шареу и Эспада, а также перевода



Рис. 9. Скважинные газлифтные клапаны. Выбор клапана и принципа эксплуатации зависит от характеристик скважины и затрат на спуск инструментов в скважину. Обычные газлифтные клапаны и камеры для них спускаются в составе эксплуатационной колонны насосно-компрессорных труб. Съемные клапаны в камерах с боковым карманом, которые смещены относительно осевой линии насосно-компрессорных труб, применяются на морских и отдаленных месторождениях, где использование буровой установки для извлечения эксплуатационной колонны сопряжено со значительными затратами. Для клапанов, срабатывающих под действием давления, усилие, необходимое для удержания клапана в закрытом положении, обеспечивается пружиной или сильфоном, заполненным азотом, либо обоими вместе. На наземном испытательном стенде клапаны настраиваются на открытие при требуемом для скважины рабочем давлении. В условиях ограниченных зазоров и в скважинах малого диаметра применяются клапаны с уменьшенным наружным диаметром.

3. Барц С, Мак ДжМ, Манрик Дж, Мукерджи Х, Олсен Т, Опсал С, Прано Э, Саеди Дж, Семмелбек М, Спалдинг Дж, Слат Дж и Хаскелл Дж: «Давайте извлекать максимум из существующих скважин.» *Нефтегазовое Обозрение* 4, № 2, (весна 1999): 4—23.

скважин на месторождении Курима на газлифт были достигнуты поставленные цели по добыче и расходам при снижении капитальных затрат на оборудование. Такой подход ориентирован на месторождение с самыми высокими расходами на подъем нефти с забоя скважин из-за короткого срока службы погружных насосов и позволяет осуществить заканчивание скважин на две продуктивные зоны с применением газлифта на месторождении Курима, имеющем наилучший потенциал по добыче нефти.

Экспертиза необходима при выборе, монтаже и эксплуатации оборудования механизированной добычи для скважин с высоким дебитом. Помимо технической оценки, конструкция системы должна анализироваться с учетом ее возможности реализовывать оптимальные параметры при возможных сценариях коммерческих ситуаций и рисков. Для минимизации технических и финансовых рисков, а также с целью учета возможности специальных применений, заключение договоров с

внешними организациями на выполнение некоторых управленческих функций и контрактов, основанных на обязательстве получить определенный результат, стало обычной практикой компаний-операторов при покупке оборудования и реализации механизированной добычи с привлечением служб, оказывающих услуги в области проектирования систем и инжиниринга (см. раздел «Механизированная добыча и оптимизация разработки месторождения», стр. 68).

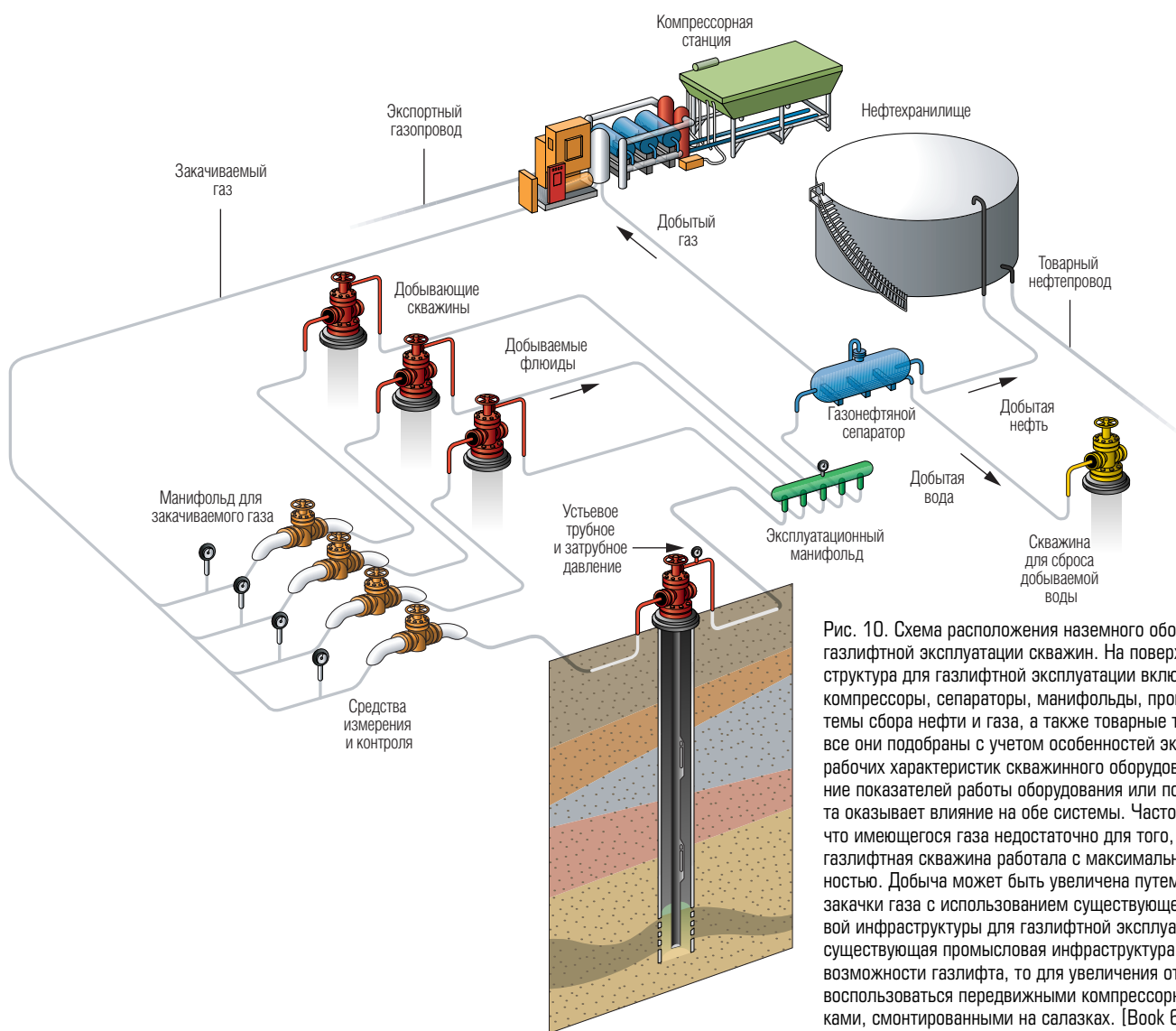


Рис. 10. Схема расположения наземного оборудования при газлифтной эксплуатации скважин. На поверхности инфраструктура для газлифтной эксплуатации включает в себя компрессоры, сепараторы, манифолды, промышленные системы сбора нефти и газа, а также товарные трубопроводы; все они подобраны с учетом особенностей эксплуатации и рабочих характеристик скважинного оборудования. Изменение показателей работы оборудования или поведения пласта оказывает влияние на обе системы. Часто оказывается, что имеющегося газа недостаточно для того, чтобы каждая газлифтная скважина работала с максимальной эффективностью. Добыча может быть увеличена путем оптимизации закачки газа с использованием существующей промышленной инфраструктуры для газлифтной эксплуатации. Если существующая промышленная инфраструктура ограничивает возможности газлифта, то для увеличения отборов можно воспользоваться передвижными компрессорными установками, смонтированными на салазках. [Book 6 of the American Petroleum Institute (API) Vocational Training Series: Gas Lift. Dallas, Texas, USA: API, 1984.]

Газлифтные системы для высоких дебитов

Несмотря на повсеместное использование многосекционных погружных центробежных электронасосов, газлифт, в целом, остается наиболее экономичным и распространенным способом механизированной добычи (при условии, что имеется дешевый источник поставки газа) в Северной Америке, на побережье Мексиканского залива США и в море. В отличие от погружных систем, газлифт не увеличивает энергию или подъемную силу. Пластовое давление, дополненное подачей газа через клапаны в колонне насосно-компрессорных труб на определенных глубинах с целью снижения гидростатического давления столба жидкости, все еще обеспечивает приток нефти в скважину и ее подъем к поверхности. Существует несколько типов газлифтных клапанов, действие которых основано на различных принципах (рис. 9). Инженеры-промысловики выбирают такие клапаны, которые подходят для конкретной скважины и условий месторождения.

В газлифтных системах скважинное оборудование и наземные объекты находятся в тесной взаимосвязи. Поскольку характеристики скважины и условия в ней, подобно пластовому давлению, постоянно меняются, эксплуатационные операции со временем изменяются. Путем использования сложного программного обеспечения с целью объединения в единую модель работы скважинного и наземного оборудования с учетом предполагаемого поведения пласта интегрированные инженерно-технические группы могут сбалансированным образом учитывать влияние факторов, проявляющихся на поверхности и в скважине. К характеристикам пласта относятся продуктивность, изменения в его поведении со временем и такие специфические проблемы, как вынос песка или приток воды в скважины. К скважинным факторам относятся диаметр и глубина спуска насосно-компрессорных и обсадных труб, конфигурация заканчиваемой скважины (пакеры, интервалы перфорации и гравийные фильтры), тип газлифтных клапанов, гидравлические характеристики ствола и режимы течения флюидов в скважине. Наземные объекты включают компрессоры, сепараторы, манифольды, а также промысловую систему сбора и экспортные трубопроводы (рис. 10).

Давление на выходе компрессоров оказывает влияние на расположение и работу нагнетательных клапанов, и это обстоятельство должно учитываться прежде всего при проектировании газлифта. Устьевое давление определяет глубину установки газлифтных клапанов, от которой зависит эффективность газового подъемника. Чем больше глубина, на которой закачивается газ, тем выше будет дебит скважины. Затраты на увеличение глубины закачки газа определяются дополнительным компримированием газа, модернизацией установки и дополнительными экс-

плуатационными расходами, а также рядом факторов, относящихся к другим наземным объектам, например, техническими характеристиками сепаратора и давлениями. Однако, существуют решения, которые компенсируют затраты на компримирование темпами отбора, которые могут быть достигнуты.

Важно обеспечить подачу газа при постоянных значениях давления и расхода через поддержание механической надежности и надлежащих рабочих процедур. Квалифицированные операторы и правильно смонтированное и обслуживаемое компрессионное оборудование имеют решающее значение для закачки газа в скважину. На некоторых месторождениях применение газлифта ограничено существующей инфраструктурой. Подобно газлифтным клапанам, компрессоры также могут заменяться. Смонтированные на салазках передвижные компрессорные установки могут быть приспособлены для применения в других местах или на других объектах для увеличения отборов из скважин и минимизации затрат.

Наземные газовые компрессоры и скважинные клапаны должны эксплуатироваться в стабильном режиме. Однако, изменение показателей работы оборудования или поведения пласта оказывает влияние на обе системы. Большую часть времени имеющегося газа недостаточно для того, чтобы каждая газлифтная скважина работала с максимальной эффективностью. Требуемые объемные скорости закачки газа часто не могут быть обеспечены из-за ограничений, налагаемых существующими источниками газа, оборудованием, давлением, экономическими и другими факторами. Добыча может быть увеличена путем умелого и эффективного распределения закачиваемого газа в рамках существующей промысловой инфраструктуры.

Выбор наилучшей объемной скорости закачки газа производится с учетом большого числа критериев. Например, скважины с высоким дебитом или низкой приемистостью требуют больших объемов газа или более высокого давления закачки. Анализ чувствительности позволяет выявить влияние одной скважины на другую и определить темпы закачки, обеспечивающие оптимальный дебит. Диаметр отверстия штуцера в газлифтом клапане может быть рассчитан и отрегулирован применительно к требуемой объемной скорости закачки газа. Скважинные датчики позволяют получать данные, необходимые для последующей оценки. Ограничения, налагаемые наземным оборудованием и финансовыми факторами, часто лимитируют объемы закачиваемого газа, и для их устранения необходимо использовать комплексный системный подход.⁴ В таких условиях

оптимизируется отбор для всего месторождения, а не дебиты отдельных скважин. Для этой цели на основе данных о системе добычи, например, о компрессорах, сепараторах, выкидных линиях и штуцерах, были построены общепромысловые модели. Наряду с кривыми работы скважин, в общепромысловую программу анализа месторождения по методу NODAL были введены все собранные данные.

В прошлом максимальные показатели газлифта обычно определялись однократно только для отдельной скважины. Постоянно проводимая в настоящее время оптимизация добычи и управление на системной основе, касающееся работы компрессоров, позволяют повысить доходы и рентабельность, а также более эффективно создавать долговременные ценности. Этот системный подход стал возможным благодаря усовершенствованиям и достижениям в области вычислительной техники, скважинного мониторинга, сбора данных и информационной технологии.

Компания Камко, в настоящее время являющаяся дочерней компанией Шлюмберже, производит поверхностные и скважинные устройства регулирования объемных расходов, скважинные камеры с боковым карманом, газлифтные клапаны, замки, а также инструменты для спуска и отклонения в боковой карман газлифтных клапанов (рис. 11). Разрабатываются также новые устройства, такие, как электрические газлифтные клапаны. Обычные клапаны имеют отверстия одного размера, которые могут открываться и закрываться. Традиционные простые клапаны не имеют ни закрывающего, ни открывающего механизма. Электрические клапаны позволяют с поверхности дистанционно регулировать размер отверстия во всем диапазоне — от полного открытия до полного закрытия. Это позволяет осуществлять лучший контроль за разгрузкой скважины при ее вводе в эксплуатацию, проводить оптимизацию газлифта в реальном масштабе времени и выбирать варианты при изменении глубины закачки газа в скважину без ввода в скважину инструментов. Такая гибкость в работе позволит в будущем успешно решать проблемы разработки нефтяных и газовых месторождений путем сокращения затрат на газлифтную эксплуатацию глубоководных скважин и скважин с подводной устьевой арматурой.

4. Lekic O and Watt GW: "System Approach' Optimizes Gas Lift," *The American Oil & Gas Reporter* 41, no. 6 (June 1998): 124-128.

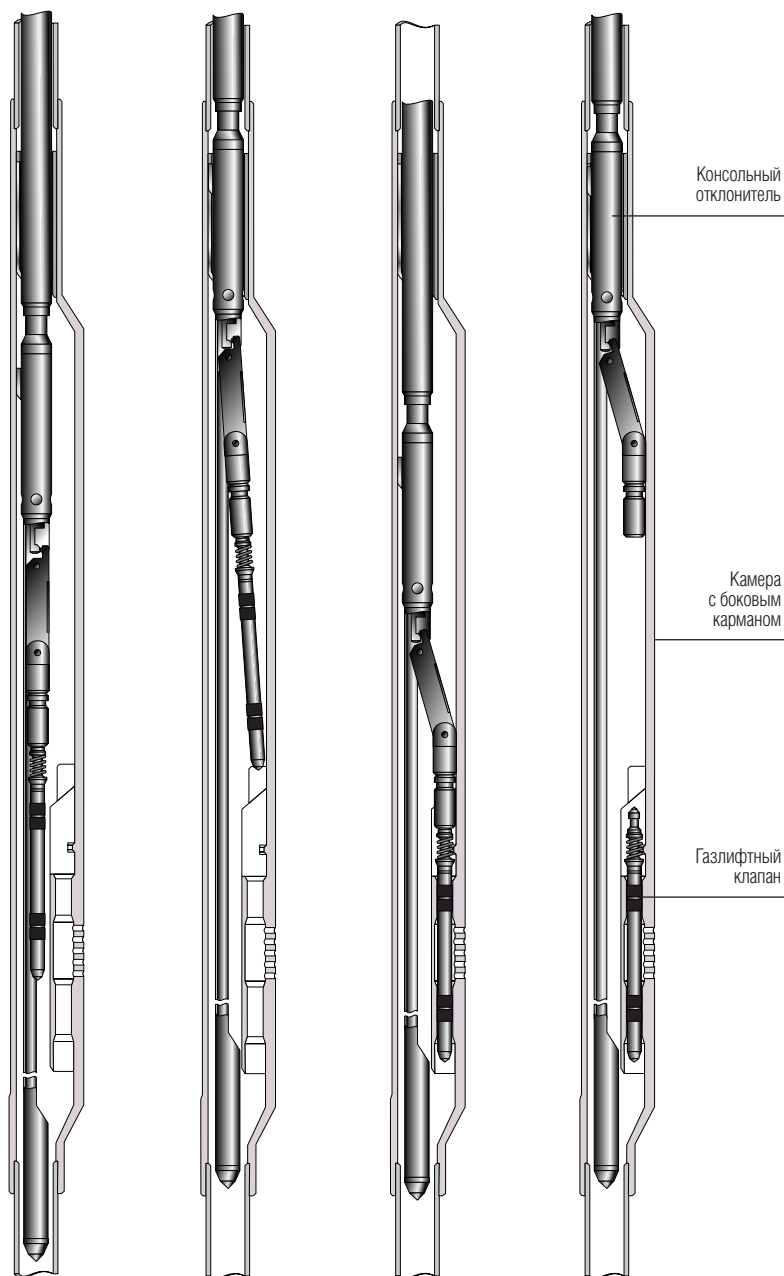


Рис. 11. Съемные газлифтные клапаны. Съемные клапаны могут быть установлены или извлечены с помощью канатно-троссовых операций без подъема колонны насосно-компрессорных труб. Консольные отклонители предназначены для избирательной установки газлифтных клапанов в скважинных камерах с боковым карманом.

В будущих операциях по оптимизации клапаны будут спускаться в скважину вместе со средствами контроля для регистрации давлений в лифтовой колонне и кольцевом пространстве. С учетом уже имеющейся информации, например, о результатах испытания скважин, и измерениях устьевых давлений, такие данные будут подтверждать модели и прогнозы и будут использоваться для установления оптимальных темпов закачки газа в скважину. На основании необходимой скорости объемов закачки затем будет дистанционно регулироваться диаметр отверстия. Контролируемое воздействие на трубное и затрубное давление затем используется в качестве средства обратной связи для создания замкнутых систем автоматического управления следующего поколения.

Системы погружных электроцентробежных насосов для высоких дебитов

Погружные насосы с подачей вплоть до 4800 м³/сут. (в зависимости от ограничений по потребляемой электроэнергии) применяются, главным образом, при средних и высоких дебитах скважин. В этой области механизированной добычи существуют нескольких типов и конфигураций электроцентробежных насосов, включая стандартные установки, дожимные или нагнетательные конструкции, с нижним приемом или выкидом (перевернутого типа), конструкции с направляющим кожухом, устройства для морских платформ и наземные горизонтальные системы (рис. 12). Проектирование и установка погружных систем касаются гидравлических, механических и электрических компонентов, действующих в сложных скважинных условиях; поэтому надежность считается ключевым фактором для достижения успеха. При малом сроке службы погружных электронасосов их извлечение из скважины, в случае поломки, будет дорогостоящим мероприятием и негативно отразится на экономических показателях проекта.

Нередко приходится прибегать к химическим обработкам или к закачке реагентов, поэтому важно, чтобы была обеспечена совместимость таких реагентов со скважинным оборудованием. Реагенты для обработки пласта могут повредить покрытия и эластомерные материалы, например, в уплотнениях кабелей, двигателей, насосов и протекторах двигателей. Продолжается работа по совершенствованию конструкций и использованию современных конструкционных материалов, включая новые сплавы и эластомеры для агрессивных сред и для неблагоприятных скважинных

5. Имя компании — The THUMS (Texaco, Humble — теперь ExxonMobil, Unocal и Shell) Long Beach Company составлено из первых букв перечисленных четырех компаний, объединившихся для успешной борьбы за право на проведение разработки и добычи нефти в районе города и гавани Лонг-Бич в штате Калифорния.

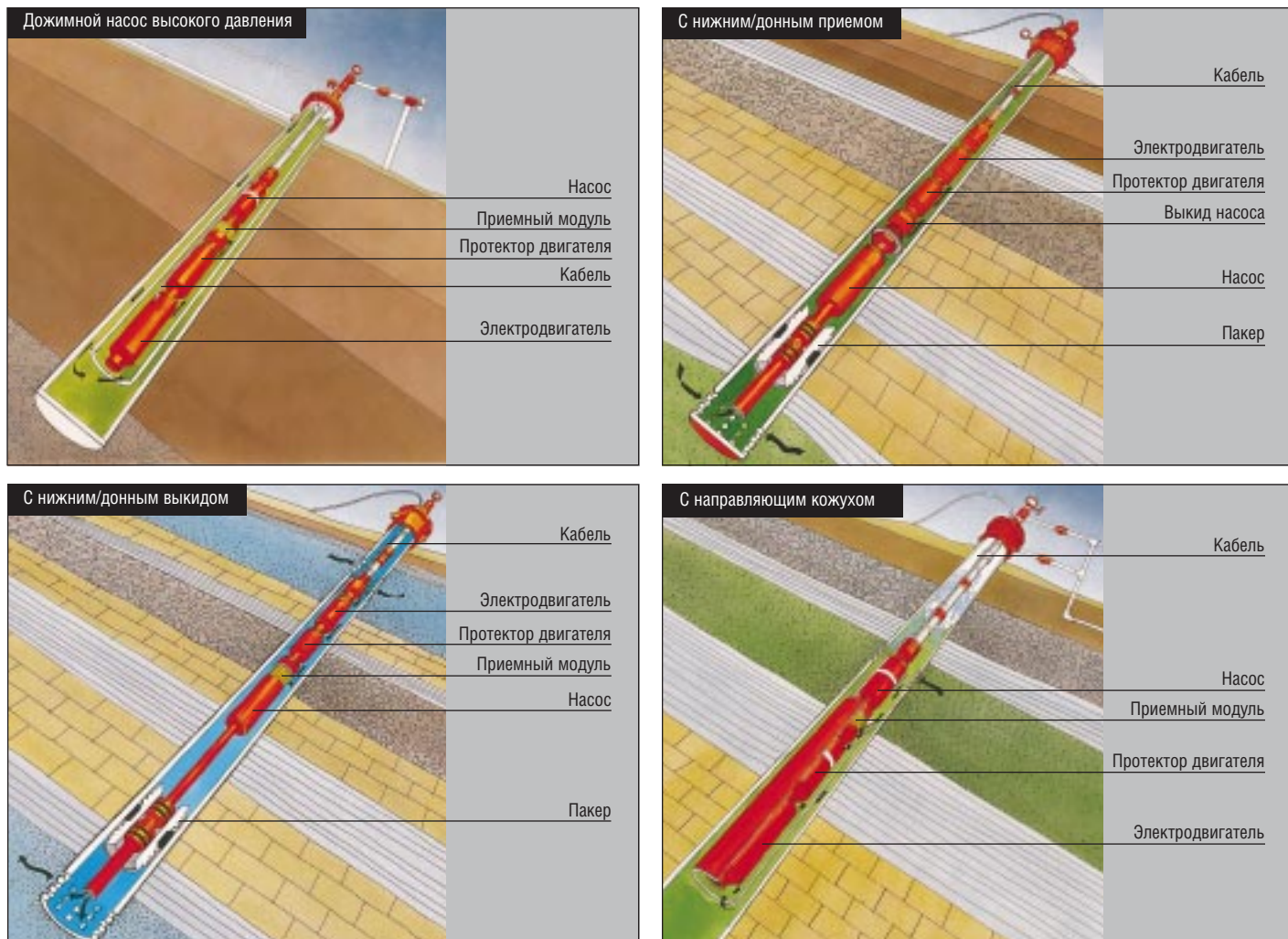


Рис. 12. Конфигурации погружных насосов. При использовании в качестве дожимного устройства стандартный насос с протектором двигателя и двигателем служит для перекачки жидкости из выкидных линий или из других источников при одновременной ее подаче с высоким давлением в систему заводнения, в трубопровод или для других целей. В установках с нижним расположением приема жидкость поступает в насос через патрубков в стационарном пакере. По сравнению с традиционной установкой, насос и двигатель поменялись местами. Эта установка применяется в тех случаях, когда зазор между обсадными трубами и стенками скважины ограничивает подачу из-за потерь на трение в насосно-компрессорных трубах или диаметра насоса. В конфигурации с нижним приемом с целью увеличения подачи насос и двигатель могут подвешиваться на тонких прочных кабелях либо на обычной или гибкой трубе. Насос с нижним выкидом используется для перекачки воды из неглубоко залегающих водоносных горизонтов в более глубокие продуктивные зоны. Конструкция с направляющим кожухом обеспечивает прохождение жидкости мимо двигателя с целью его охлаждения или позволяет растворенному газу выделяться из жидкости до ее поступления к приему, а также делает возможным установку насосов ниже интервала перфорации или продуктивных зон. Для экономии пространства на морских платформах и в других операциях на поверхности агрегаты с погружным насосом используются для приготовления бурового раствора, промывки и противопожарной защиты, для отбора жидкости из отстойников и воды из источников водоснабжения, а также для откачки нефти из нефтехранилищ.

условий, каковыми являются, например, высокая температура или высокий газовый фактор. Такие новые технологии, совместно с альтернативными методами подвески погружных электронасосов, расширяют диапазон применения подобного универсального способа механизированной добычи.

Высокие температуры — На протяжении многих лет погружные электронасосы применялись на нефтяном месторождении Уилмингтон, на котором с искусственных островов в заливе Лонг-Бич (шт. Калифорния, США), неподалеку от Сан-Диего, было пробурено около 600 скважин.

Часть этих скважин с обсадной колонной диаметром 244,5 мм являются малодебитными с высокой обводненностью продукции. THUMS Long Beach Company — компания-оператор, действующая на этом месторождении, столкнулась с проблемой преждевременного выхода из строя двигателей, приблизительно в 20 таких скважинах.⁵ Насосы работали при температуре около 205°C, поскольку при ограниченных дебитах нефти и низком содержании воды в продукции не обеспечивалось адекватное охлаждение двигателей. Насосы работали всего 30—60 суток.

Компания Реда, также являющаяся дочерней компанией Шлюмберге, разработала прогрессивную конструкцию двигателя серии HOTLINE, который способен работать в течение длительного времени при температуре до 228°C. В обмотке двигателя использована изоляция из термостойкого пластика, первоначально разработанного и запатентованного для использования в геотермальных и паронагнетательных скважинах. Успешное применение новых двигателей привело к

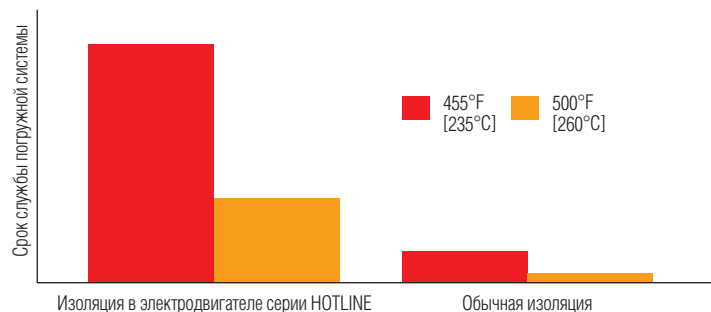


Рис. 13. Работа погружного электронасоса при высоких температурах. Благодаря применению улучшенных материалов, погружные системы добычи теперь способны работать при температурах, превышающих 205°C, хотя требуется учитывать многие факторы, в том числе при проектировании и спуске в скважину. Ключевыми среди этих факторов являются тип кабеля, выбор диаметра оборудования, крепежные хомуты для кабеля и эластомерные материалы. Все компоненты системы добычи с электродвигателем серии HOTLINE модифицированы для работы при температурах до 228°C, что расширяет диапазон применения этих погружных систем включением операций по закачке пара в пласт, эксплуатации геотермальных скважин и скважин с плохими условиями охлаждения.

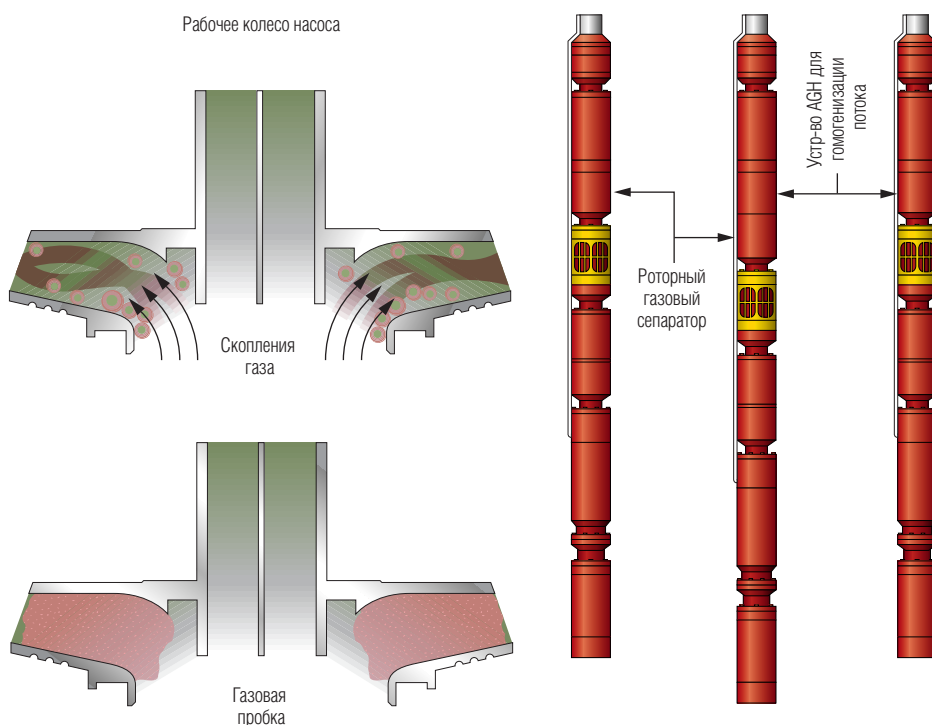


Рис. 14. Работа погружного насоса в скважинах с высоким газожидкостным фактором. В присутствии на забое скважины свободного газа вместе с нефтью эффективность подъема жидкости снижается, поскольку газ занимает пространство внутри ступеней насоса и ухудшает его работу. В конце концов в погружном насосе образуется газовая пробка, которая вызывает прекращение откачки или катастрофическое повреждение насоса. Обычно при образовании больших объемов свободного газа применяются ротационные газовые сепараторы, которые направляют выделяющийся газ в кольцевое пространство между лифтовой и обсадной колоннами. Исследования и динамическое моделирование показало, что можно добиться гомогенизации перекачиваемых флюидов путем уменьшения перепадов давления в насосе. Перед приемом насоса располагается модуль АГН, который обеспечивает условия для поступления в насос однофазного потока.

увеличению среднего срока службы насосов до более 1000 суток и получению годовой экономии, превышающей 200 тыс. долл. США на каждую скважину. Этому способствовали сокращение случаев вмешательства в работу скважин, уменьшение числа ремонтов и снижение убытков, связанных с замедлением темпов добычи. Сравнение межремонтных периодов и затрат на капитальный ремонт до и после внедрения новых двигателей свидетельствует о значительном расширении применения этого типа погружного оборудования (рис. 13). Эти двигатели используются в обычных погружных насосах для повышения надежности их работы, даже при низких температурах.⁶

Большие объемы газа — Подобно любому способу механизированной добычи, погружные насосы снижают динамическое забойное давление, что способствует улучшению притока в скважины. Тем не менее, при добыче нефти с высоким содержанием растворенного газа в результате снижения давления из сырой нефти выделяется свободный газ. При повышенных газожидкостных факторах работа насоса ухудшается. По достижении критического значения газожидкостного фактора работа насоса становится нестабильной, развивается пульсация, кавитация или происходит остановка насоса, когда газ блокирует поток жидкости внутри насоса. Центробежная сила не вызывает ускоренного движения паровой фазы низкой плотности. В действительности, газ остается позади жидкости и происходит его дополнительное выделение и накопление в зонах с низким давлением и низкой скоростью у рабочих колес и направляющих аппаратов насоса. Паровая фаза ограничивает прохождение жидкости через эти части насоса, ухудшая подъем жидкости с забоя скважины. В зависимости от типа жидкости, характеристик скважины и гидравлической конструкции конкретных насосов, газ может полностью блокировать течение через погружные насосы. Серьезные отказы в работе возникают в тех случаях, когда насосы не защищены от возникновения газовых пробок (рис. 14).

Традиционное решение проблемы образования газовых пробок заключается в использовании конфигурации насосов с направляющим кожухом или отводящим патрубком, а также ротационных газосепараторов, позволяющих удалять свободный газ до приема насоса. Можно также снижать подачу для того, чтобы давление на входе было достаточно большим для устранения неблагоприятного воздействия газа внутри насоса. Ни одно из этих решений не является оптимальным. Газовые сепараторы вносят другие ограничения и механические осложнения, поскольку лишают систему энергии в форме газа, который снижает плотность жидкости в колонне насосно-компрессорных труб, как и в газлифтных установках. Тем не менее, при поддержании высокого давления на входе ограничивается приток из пласта и механизированная добыча может стать нерентабельной.

Промысловая практика свидетельствует о том, что в зависимости от гидравлической конструкции насоса и свойств жидкости центробежные насосы могут работать при объемной доле паровой фазы не более 10—20% при умеренном давлении на входе. Новые устройства для подготовки многофазной жидкости, например, AGH (Advanced Gas Handler), обеспечивают возможность добычи при повышенных дебитах и пониженных динамических забойных давлениях в условиях большей надежности и меньшей потери энергии. Модуль AGH позволяет гомогенизировать поток, поступающий в насос, в виде жидкости и газа, чтобы уменьшить выделение и накопление газа в первых нескольких ступенях насоса; в результате погружные системы смогут работать при объемной доле паровой фазы, превышающей 50%.⁷

Промысловые испытания, проведенные компанией Интевеп С.А. (филиал PDVSA), подтвердили, что модуль AGH может обеспечить устойчивую работу насоса при содержании паровой фазы в потоке на входе насоса до 48%. На озере Маракайбо (Венесуэла) в операциях по добыче нефти была непосредственно применена технология с модулем AGH. Ранее применение погружных насосов здесь сдерживалось неблагоприятным влиянием газа. По оценке компании Интевеп, использование модуля AGH позволило увеличить добычу нефти из 250 скважин по крайней мере на 11,9 тыс. м³/сут.⁸ Модуль AGH может применяться отдельно или совместно с традиционным роторным газовым сепаратором.

Альтернативная подвеска систем — Методы использования погружных электронасосов в скважинах с подводной устьевой арматурой путем их спуска на кабеле или на гибкой колонне насосно-компрессорных труб расширяют границы применения механизированной добычи и увеличивают гибкость процесса добычи в морских условиях, на отдаленных месторождениях с ограниченным доступом установок капремонта и в районах с высокой стоимостью капитального ремонта скважин (рис. 15).

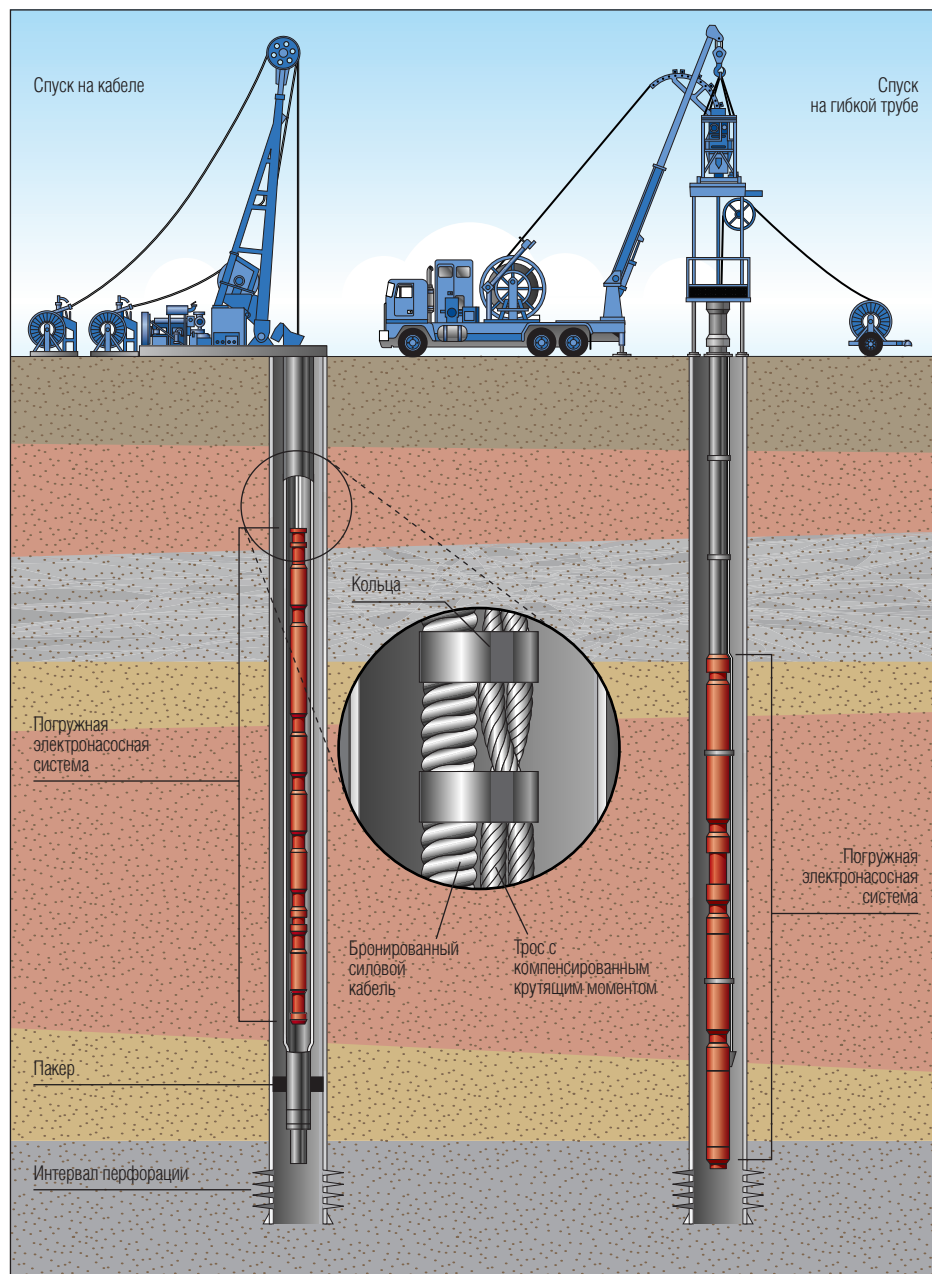


Рис. 15. Альтернативные методы спуска скважинного оборудования. Погружные насосные системы, спускаемые в скважину на кабеле и гибкой трубе, предназначены для сокращения расходов и непроизводительных потерь времени, связанных с отдаленностью или высокой стоимостью скважин и морских платформ в условиях ограниченности пространства и доступности установки капремонта.

6. Fuller D, Fickes B and Dowdy R: "Electric Submersible Pumping Systems Applied in High-Temperature Environments," presented at the SPE Electrical Submersible Pump Workshop, Houston, Texas, USA, April 27-29, 1994.
7. Kallas P and Way K: "An Electrical Submersible Pumping System for High GOR Wells," presented at the SPE Electrical Submersible Pump Workshop, Houston, Texas, USA, April 26-28, 1995.
8. Castro M, Pessoa R and Kallas P: "Successful Test of New ESP Technology for Lake Maracaibo Gassy Oil Wells," presented at the SPE Electrical Submersible Pump Workshop, Houston, Texas, USA, April 28-30, 1999.
9. Toubar M, Bahaa H and Guindi R: "Cable Deployed Pumping System Case Study," presented at the SPE Electrical Submersible Pump Workshop, Houston, Texas, USA, April 28-30, 1999.

Такое альтернативное решение, как предложенный компанией Реда метод спуска насосной системы на кабеле (CDPS), снижает накладные расходы, поскольку не требуется установка для капитального ремонта скважин. Эта насосная система спускается в скважину на силовом кабеле, скрепленном с нескручивающимся натяжным тросом и проложенном в профилированном посадочном ниппеле насосно-компрессорных труб диаметром 127 или 178 мм. Для спуска погружной системы в скважину и подъема из нее использу-

ется изготовленная на заказ лебедка, которая может доставляться при помощи вертолета на морские платформы, отдаленные месторождения или в районы с легко уязвимой окружающей средой и ограниченным доступом.⁹ Системы CDPS перевёрнутого типа. В отличие от типовых погружных установок, в CDPS двигатель монтируется сверху, а насос снизу, что позволяет использовать насосы большего объема и диаметра, поскольку в этом случае не требуется ни удлинителя кабеля для подсоединения к двигателю, ни защитного кожуха, устанавливаемого вдоль насоса и

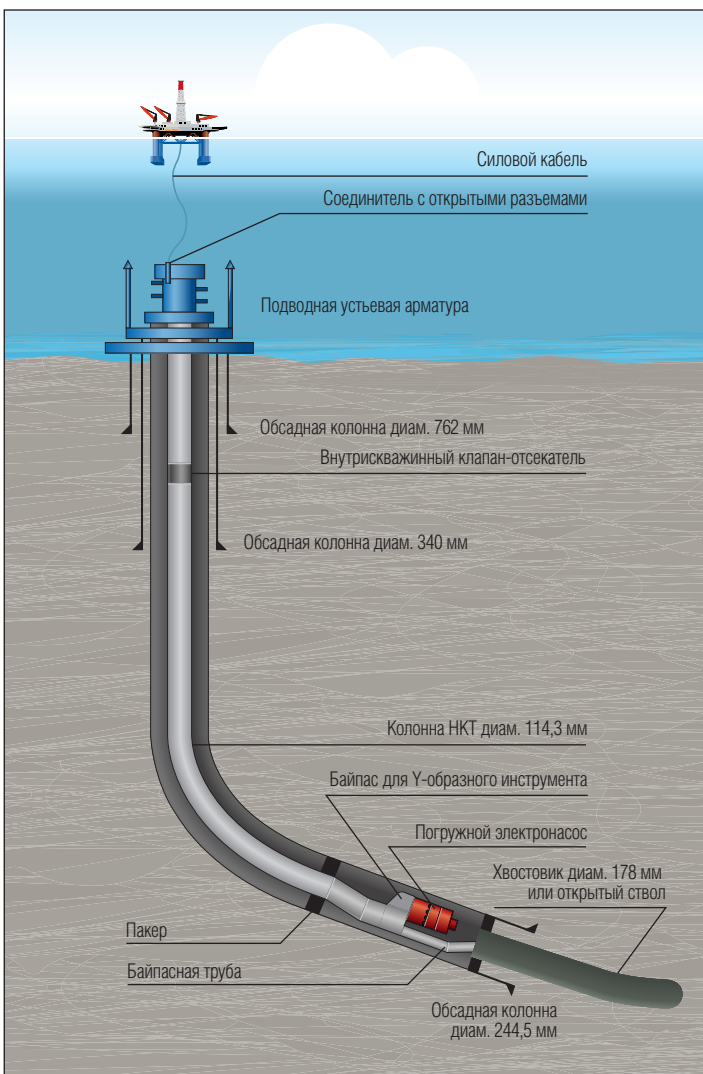


Рис. 16. Погружные электроприводные установки для скважин с подводной устьевой арматурой. В определенных условиях погружные насосные системы могут иметь преимущества по сравнению с другими способами механизированной добычи из скважин с подводной устьевой арматурой. К этим преимуществам, в частности, относится улучшение эксплуатационных характеристик скважины, снижение капитальных затрат, сокращение времени на подготовку скважины к эксплуатации, повышение эффективности использования энергии, уменьшение вредного воздействия на окружающую среду и более эффективная работа в скважинах, находящихся на значительном расстоянии от главных платформ.

протектора двигателя. Имеющиеся противовибрационные превенторы обеспечивают герметизацию кабелей.

Экономические показатели, подтверждающие целесообразность использования гибких колонн насосно-компрессорных труб (гибких труб) на нефтяных месторождениях с высокими затратами на капитальный ремонт скважин, также применимы в качестве подвески систем механизированной добычи. Электроцентробежные погружные насосы на гибкой трубе откачивают жидкость традиционным способом — по гибкой трубе или после переналадки — по затрубному пространству. Силовой кабель может проходить внутри гибкой колонны или закрепляться снаружи. В первом

случае кабели защищаются от механических повреждений, воздействия химических веществ и скважинных флюидов.

На Ближнем Востоке компания АРКО Катар использовала гибкую трубу с проходящими внутри силовыми кабелями для подвески погружных насосов и добычи через затрубное пространство внутри эксплуатационной колонны диаметром 178 мм.¹⁰ В Брунее компания Шелл переоборудовала газлифтную скважину на добычу с высоким дебитом с помощью погружного электронасоса без использования установки для капитального

ремонта скважин, что стало возможным благодаря системе подвески на гибкой трубе.¹¹ При разработке морских месторождений применение гибкой колонны расширяет возможности использования погружных насосов в тех случаях, когда их можно спускать внутрь гибкой трубы; благодаря этому снижается потребность в обычной установке для капитального ремонта скважин, снижаются до минимума простои и потери в добыче. Этот уникальный метод, обеспечивающий высокую гибкость в работе, может использоваться на небольших или малорентабельных морских месторождениях при отсутствии инфраструктуры для газлифта.

Заканчивание скважин с подводной устьевой арматурой — Продукция таких скважин транспортируется за счет пластового давления, дополняемого, при необходимости, энергией закачиваемого газа. Однако, если скважины находятся на значительном расстоянии от главной платформы, газлифт будет неэффективным вследствие большой протяженности выкидных линий. Расстояние между платформой и скважиной ограничивается возможностями газлифта и пластовым давлением, которое падает по мере истощения месторождения и увеличения обводненности продукции. Экономически невыгодными считаются расстояния, превышающие 13 км.¹²

По сравнению с газлифтом, эффективность применения погружных насосов не так сильно зависит от расстояния между скважиной и платформой, и этот способ механизированной добычи позволяет увеличивать дебит. Применение погружных установок в скважинах с подводной устьевой арматурой оставалось невозможным до недавнего времени, когда были разработаны соединители с открытыми для водной среды разъемами. Такие соединители позволяют осуществлять электрическое соединение на морском дне, в результате чего отпадает необходимость выполнять соединение деталей в сухих условиях, на поверхности. На морских месторождениях имеются продуктивные пласты, которые раньше было нерентабельно разрабатывать традиционными способами; теперь же их можно вводить в эксплуатацию с использованием погружных систем. Возможность эксплуатации скважин-спутников, расположенных на большем расстоянии от главных платформ, означает, что потребуются меньшее число таких платформ; главные платформы могут располагаться на мелководье, поэтому малорентабельные месторождения могут разрабатываться без строительства дополнительных платформ, что снижает первоначальные затраты и эксплуатационные расходы.

Погружные электронасосы обладают многими преимуществами по сравнению с другими способами механизированной добычи нефти из скважин с подводной устьевой арматурой. Наиболее

важным достоинством является возможность их использования для добычи нефти из скважин, расположенных на большом расстоянии от главной платформы. К другим преимуществам относятся улучшение эксплуатационных характеристик скважины, снижение капитальных затрат и сокращение времени на подготовку скважины к эксплуатации, повышение эффективности использования энергии и уменьшение вредного воздействия на окружающую среду. В скважине с подводной устьевой арматурой погружной насос впервые был установлен в Бразилии для компании Петробрас в 1994 г.¹³ Для максимального увеличения отборов в период действия 5-летнего контракта на эксплуатацию месторождения Люхуа в Южно-Китайском море компания Би-Пи Амоко применила погружные насосы в 24 из 29 действующих до сих пор скважин с подводной устьевой арматурой. Все эти насосы были установлены компанией Реда (рис. 16).¹⁴

Для погружных электронасосных систем компания Реда изготавливает и поставляет многоступенчатые центробежные насосы, двигатели, протекторы, оборудование для подготовки свободной газовой фазы (в скважинах с высоким газовым фактором), силовые кабели, наземные приводы для регулирования скорости вращения и контроллеры (блоки защиты), а также другое вспомогательное оборудование. В будущих погружных системах жизненно важные статистические данные об их работе, поступающие от месторождений или скважин, могут собираться с помощью поверхностной контрольно-измерительной аппаратуры и надежных стационарно установленных в скважинах датчиков, сигналы от которых через систему телеуправления и сбора данных (SCADA) передаются в офисы, где эти данные будут обрабатываться.

Данные о давлениях на приеме и выкиде насоса, температурах в скважине и двигателя, сопротивлении изоляции, вибрации системы и подаче электропитания могут интерпретироваться с помощью программного обеспечения для принятия решений, выявления и устранения проблем с насосами и их преждевременного выхода из строя, для контроля рабочих характеристик и оценки вариантов эксплуатации. Затем, до принятия необходимых мер, проводится анализ по методу NODAL для моделирования новых условий работы системы и оценки частоты вращения вала двигателя. Если результаты окажутся хорошими, команды на исполнение передаются на скважину или месторождение. Современные регулируемые приводы могут изменять частоту вращения автоматически на основании результатов измерений в скважине и расчетного крутящего момента, чтобы исключить колебания электрического тока в двигателе.

Проектирование, установка и эксплуатация

Способы механизированной добычи не вызывают нареканий, если системы спроектированы и установлены правильно. Необходимо предвидеть изменение условий в продуктивном пласте и скважине, чтобы правильно выбирать и устанавливать оборудование, обеспечивающее определенную гибкость в работе. Доступность данных исключительно важна для разработки хорошей конструкции, которая будет эффективно работать на месторождении. При проектировании газлифта, например, основные требования предъявляются к данным о скважине, схемам заканчивания скважины, данным об угле наклона ствола, газлифтом оборудовании, поверхностных эксплуатационных системах, а также к характеристикам продуктивного пласта и насыщающих его флюидов. Надежные PVT-данные (давление-объем-температура) вместе с результатами измерения давления и температуры в динамических условиях обеспечивают повышение качества проектирования. Чем меньше неопределенностей, тем более экономичной будет конструкция.

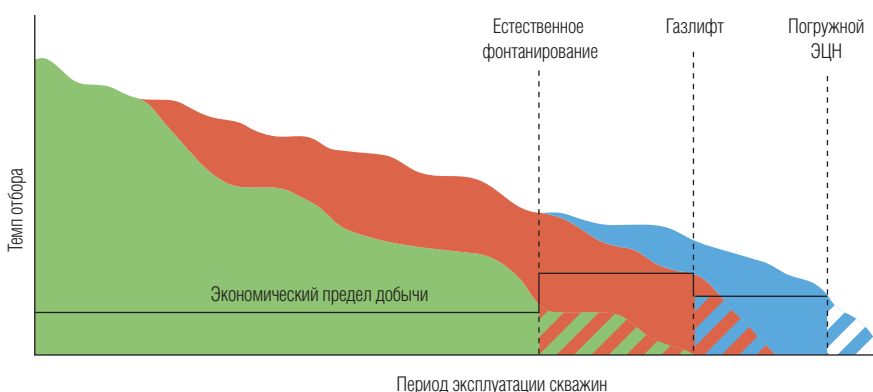


Рис. 17. Приращенная ценность — площадь ниже кривой. Численное значение прироста добычи трудно поддается определению, так как он изменяется в зависимости от каждого конкретного случая. Однако величина прироста добычи, определяемая площадью выше базисной кривой снижения отборов, может рассматриваться как главная цель оптимизации механизированной добычи. Разница между исходной добычей и увеличенной добычей — это накопленный прирост добычи или резервная отдача. Механизированная добыча приводит к увеличению площади, находящейся ниже кривых снижения добычи, благодаря повышению дебита, увеличению периода эксплуатации скважин и снижению предельного пластового давления к моменту истощения пласта. Переход от одного способа механизированной добычи к другому может стать необходимым для дополнительного снижения динамического забойного давления и максимального извлечения запасов.

Этот принцип применим и к другим проектам механизированной добычи. При проектировании погружных электроцентробежных насосов, если насосы и двигатели подобраны большего или меньшего, чем необходимо, типоразмера (что ведет к неэффективному расходованию энергии и сокращению срока службы насоса), то это часто является результатом использования неполных или недостоверных данных. Приводы с регулируемой частотой вращения позволяют избежать этих проблем, но они увеличивают капиталовложения для проекта.

Надежные данные можно было получить и в прошлом, но проектировщики систем механизированной добычи не всегда имели доступ к такой информации из-за неадекватного обмена информацией в рамках самих добывающих компаний или с фирмами, изготавливающими и обслуживающими насосы. Реорганизованные и переподчиненные коммерческие предприятия сосредотачивают информацию и опыт по операциям скорее на локальном уровне, чем на уровне

10. Patterson JC, Stamey RC, Penny R and Dwiggins JL: "Coiled Tubing and Electrical Submersible Pump Technology Improve Field Evaluation Cost," presented at the SPE Electrical Submersible Pump Workshop, Houston, Texas, USA, April 30-May 2, 1997.

11. Pastor G, Knoppe R and Shepler R: "South China Sea Gas Lifted Well Conversion Utilizing Coil Tubing Electrical Submersible Pumping Systems," presented at the SPE Electrical Submersible Pump Workshop, Houston, Texas, USA, April 28-30, 1999.

12. Al-Mashgari A, Breit S, Christmas D, Leslie D and Smith J: "Subsea Electrical Submersible Pumps at Large Step-Out Distances," paper SPE 38537, presented at the 1997 SPE Offshore Europe Conference, Aberdeen, Scotland, September 9-12, 1997.

13. Mendonca JE, Hodge RC, Izetti R, Nicholson A, Dwiggins JL, Morrison D, Cia M and Alfano PP: "First Installation of an Electrical Submersible Pump in a Subsea Well," presented at the SPE Electrical Submersible Pump Workshop, Houston, Texas, USA, April 26-28, 1995.

14. Baillie AR and Chen Jing Hue: "Liuhua 11-1 Field Development: An Innovative Application of Technology," presented at the SPE Electrical Submersible Pump Workshop, Houston, Texas, USA, April 29-May 1, 1992.

не всей сферы деятельности компании. Такая тенденция требует большей открытости компаний-операторов и сервисных компаний в обмене неконфиденциальной информацией. Необходимо, чтобы на уровне компаний и промышленных участков производился эффективный обмен знаниями и данными с целью максимального извлечения пользы из каждого отдельного источника промышленного опыта и профессиональных знаний.

После развертывания любой системы механизированной добычи в скважине, ее необходимо ввести в действие, а в дальнейшем управлять ее работой. Применительно к газлифтной системе важно поддерживать постоянными давление и объемную скорость закачки газа, чтобы предотвратить его поступление в другие, неработающие клапаны или исключить его циркуляцию выше расчетной глубины нахождения рабочего клапана. С помощью эффективного контроля можно своевременно выявить неполадки в работе погружного насоса и принять необходимые меры или заранее спланировать операции по капитальному ремонту скважины. В случае отказа системы механизированной добычи, данные о таком отказе могут быть использованы в ситуационных анализах, способствуя непрерывному совершенствованию системы. Важнейшим фактором оптимизации добычи является должное взаимодействие всего инженерно-технического персонала, связанного с добычей, контролем за разработкой пласта, заканчиванием скважин и системами механизированной добычи, а также поставщиков оборудования и персонала сервисных компаний.

Механизированная добыча и оптимизация разработки месторождения

Определение ценности месторождения по максимуму является важным, но далеко не простым делом, и зачастую остается за пределами внимания разработчиков. Оптимизация добычи путем перехода от одной скважины к другой является одним из методов повышения отбора на месторождении, но подобный подход не всегда оправдан вследствие ограничений, связанных с другими скважинами и устройствами. Другой подход заключается в рассмотрении всех составляющих технологического процесса добычи — скважин, коллекторов, вводимых в эксплуатацию с течением времени, и сети наземного оборудования и сооружений с целью выявления и устранения ограничивающих факторов. На основе индивидуального подхода к специфике каждой скважины оптимизация осуществляется с опорой на результаты испытания скважин при одном или

нескольких темпах отбора. Когда рассматривается группа скважин, прибегают к более сложным методам: от расчета с использованием электронных таблиц до моделирования месторождения.

Зачастую очень трудно количественно определить ценность оптимизации добычи, которая изменяется в каждом конкретном случае. Главная цель заключается в установлении прироста добычи сверх базисных кривых снижения отборов (рис.17) через фокусированное управление добычей и непрерывную оптимизацию. Площадь, находящаяся непосредственно ниже кривых снижения добычи и заключенная между оптимизированными и базисными темпами отбора, соответствует накопленному приросту добычи и предельному дополнительному извлечению запасов месторождения, особенно в тех случаях, когда конечное пластовое давление к концу разработки может быть снижено. Подобный прирост добычи может выражаться значительной величиной, особенно в случае крупных месторождений. Опыт показывает, что оптимизация добычи может дать эффект в 3—25% дополнительной добычи. Приведенные цифры изменяются в зависимости от достигнутой степени оптимизации и качественных характеристик или ресурса первоначального эксплуатационного оборудования.

Увеличение уровня добычи всего лишь на 1% может выражаться миллионами долларов дополнительного дохода. Увеличение добычи на 3—25% соответствует дополнительным доходам в десятки миллионов долларов в год. Более того, доход обеспечивается не только путем увеличения добычи, но и посредством рационального расходования газа и электроэнергии, снижения эксплуатационных расходов и сокращения капиталовложений. Например, после проведения оптимизации существующих скважин может отпасть необходимость бурения нескольких новых или уплотняющих добывающих скважин. Независимо от уровня, на котором определены показатели добычи, будь то сбор основных данных, система управления и связи или фактический процесс оптимизации, можно достичь гораздо большего посредством неукоснительного выполнения систематизированного плана.

При рассмотрении мер по оптимизации первой часто возникает мысль — применить эти меры на месторождении, на котором реализуется газлифтная добыча. В настоящее время, тем не менее, подход к оптимизации и средства ее достижения позволяют распространять их на все системы добычи: фонтанирование, газлифт, применение погружных электроцентробежных насосов и газовые скважины. Более того, этот процесс дает возможность проводить краткий анализ по оценке влияния коммерческих и технических факторов на альтернативные сценарии разработки и обеспечивает важные данные для принятия решений и управления разработкой месторождения. Прежде чем приступить к оптими-

зации или сделать выбор стратегического, экономического и проектного характера, необходимо оценить системы добычи. Это касается наземных компрессоров, выкидных линий, манифольдов и сепараторов; погружных насосов или конструкции и работы газлифта, гидравлических устройств и схем заканчивания скважин; продуктивности коллектора и ее изменений во времени, проблем выноса песка или поступления воды в скважины; условий эксплуатации, начиная с факторов географического положения и кончая типом оборудования и способами экспорта.

Компьютерное моделирование оказывает существенную помощь в оптимизации системы добычи. Важно иметь модели, которые соответствуют реальности за счет введения в них изменяемых скважинных и поверхностных параметров: ухудшение коллекторских свойств пласта, характеристики НКТ, компрессоров, выкидных линий, сепараторов, манифольдов, трубопроводов и корреляционные кривые течений. Часто модели, которые согласуются с установленными или известными случаями, используются в качестве инструмента прогнозирования. Исходя из этого, периодические плановые испытания являются важной составной частью процесса моделирования и оптимизации. В качестве инструмента прогнозирования модели применяются для исследования сценариев типа «что, если» и анализа чувствительности к различным параметрам для оценки вариантов. Необходимо обеспечить непрерывный мониторинг давления компримирования, объемной скорости закачки газа и карт токовых нагрузок для погружных насосов. Все эти данные используются для периодического обновления моделей и подборки кривых по фактическим данным испытания скважин, чтобы обеспечить точное отражение промысловых условий.

Путем исследования операций по добыче нефти и газа в рамках законченных систем определяются наиболее экономичные решения по стратегии развития. Принимаются во внимание такие факторы, как наземное оборудование и сооружения, конфигурация законченных скважин, пластовые и эксплуатационные условия. В течение всего срока разработки месторождения мероприятия по оптимизации включают моделирование и мониторинг скважин, поддержание тесной связи между промысловыми и офисными работниками, согласование прогнозов на основании модельных исследований с данными действительных измерений, периодическое обновление рекомендаций, подготовка персонала, управление данными и регулярное составление отчетов о состоянии дел по выполнению намеченных задач. Насколько глубоко необходимо проводить меры по оптимизации,

зависит от конкретных условий и различных ограничивающих факторов. В отдельных случаях бурение новых скважин может обойтись дешевле, чем проведение мероприятий по оптимизации. Поэтому перед принятием решений требуется проведение всеобъемлющих исследований.

Месторождение Фортис представляет собой пример десятилетней оптимизации механизированной добычи в суровых морских условиях, где используется газлифт и погружные электронасосы. На этом месторождении в Северном море смонтированы четыре основные платформы, на которых нефть добывается преимущественно газлифтным способом, и одна небольшая платформа, на которую нефть подается из скважин исключительно погружными электронасосами. На основных платформах погружные насосы применялись главным образом для решения ряда стратегических задач, начиная от ввода в действие платформ и кончая апробированием новых технологий. Начало эксплуатации погружных электронасосов приходится на конец 80-х годов, а ввод газлифтной технологии — на начало 90-х годов. Эффект от оптимизации газлифта продолжает увеличиваться, в равной мере постоянно повышается надежность погружных электронасосов и их долговечность в результате совершенствования технических средств. Урегулирование ценовых факторов в течение 5-летнего периода принесло проекту экономию в 50 млн. долл. США.

Группа, занимавшаяся газлифтом, с самого начала сосредоточила свое внимание на обустройстве более 40 газлифтных скважин, занимаясь изучением проблемы, проектированием, мониторингом, анализом показателей, подготовкой персонала, нахождением и устранением неисправностей. В дальнейшем был принят процесс структурированного управления, касающийся проблем газлифта, надзора за разработкой пласта и подготовки специалистов по эксплуатации; этот процесс охватил все аспекты внедрения газлифта на месторождении. Другая группа сосредоточила внимание на системном подходе к установке и эксплуатации погружных электронасосов с целью повышения межремонтного периода работы и достижения соглашения между компаниями-операторами и обслуживающими компаниями относительно разделения финансового риска на случай отказа насосов, а также относительно распределения прибыли, получаемой от продления добычи.

Члены указанных групп приняли непосредственное участие в анализе и выборе способов механизированной добычи, которые в наибольшей мере отвечали бы оперативным и перспективным задачам разработки месторождения. Такой подход позволил выработать новые технологии, предназначенные для решения целого ряда проблем — начиная от ограничений, налагаемых

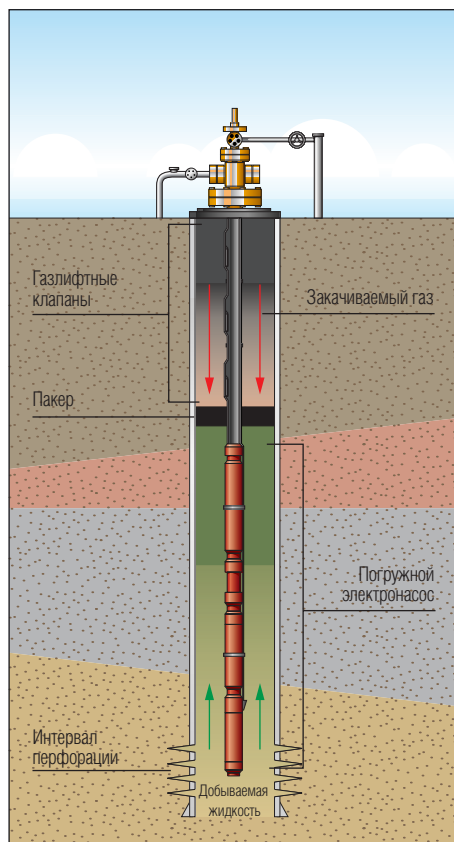


Рис. 18. Комбинирование газлифта и погружных электронасосов. Комбинированные системы механизированной добычи имеют лучшие показатели работы в плане более высоких дебитов и меньших расходов на первоначальное инвестирование или эксплуатацию, чем это было бы при применении какого-либо отдельного способа. Совместное использование газлифта и погружных насосов позволяет применять малогабаритные насосы или сократить число ступеней; кроме того, в этом случае скважина может оставаться в эксплуатации даже при выходе из строя погружного насоса.

продуктивным пластом, и кончая снижением затрат. Обобщенное заключение специалистов по газлифту и погружным насосам способствовало более полному пониманию процесса добычи и управления. В настоящее время объединенная группа работает над моделированием месторождения и разработкой сетки размещения всех скважин и соответствующей инфраструктуры. Это позволит принять стратегические и важные экономические решения с учетом различных ограничений, таких, как выработка электроэнергии на платформе, компримирование газа, выкидные линии, сепараторы, доступность источников газа и обращение с

добываемой водой, рабочая характеристика погружных насосов, питание электродвигателя, число ступеней насоса, предельно допустимые перепады давления, конфигурация скважин.¹⁵ Запасы месторождения истощаются, но остающиеся извлекаемые запасы нефти все еще значительные.

Следующим шагом в технологическом процессе является оптимизация в реальном масштабе времени с применением замкнутых автоматизированных систем. Автоматизация может быть выполнена на разных уровнях — от внедрения полуавтоматических устройств с привлечением персонала на месторождении для сбора информации или регулировки клапанов и инженерного состава для принятия решений до полностью автоматических компьютеризированных систем. Автоматизация может быть выполнена применением простых систем, реализующих закон пропорционально-интегрально-дифференциального регулирования (систем ПИД-регулирования), или сложных систем регулирования с нечеткой логикой.

Комбинирование скважинных систем

Существует тенденция комбинированного использования способов механизированной добычи для повышения дебитов при меньших затратах, но в лучших эксплуатационных условиях и с большей гибкостью в работе, чем при применении какого-либо одного способа. Такой подход позволяет преодолеть недостатки и ограничения отдельного способа, например, ограничения по диаметру НКТ, рабочим глубинам, обводненности продукции и коррозионному воздействию. Комбинированные способы механизированной добычи в большей мере могут быть приспособлены к изменениям условий эксплуатации в результате снижения пластового давления, нагнетания газа в пласт для поддержания давления и реализации заводнения. Комбинирование способов подъема жидкости с забоя способствует снижению потребности в оборудовании и потреблении электроэнергии, а также способствует достижению более благоприятных результатов в плане затрат, инвестиций и ценности месторождения.

Например, сочетание газлифта и погружных электронасосов в одной скважине представляет большие возможности для повышения добычи, оптимизации дебита скважины и обеспечения бесперебойной эксплуатации. Газлифт в комбинированной установке выполняет роль резервного способа на случай отказа погружных электронасосов и может применяться перед пуском насосов для разгрузки скважины или для выравнивания перепада давлений (между стволом скважины и пластом) в случае поступления из пласта чрезмерных количеств газа или песка (рис. 18). Одновременное использование обеих систем предполагает эксплуатацию погружной системы для увеличения ресурса работы действующей газлифтной установки. Этот погружной

15. Lekic O: "Enhancing Production," *Hart's Oil and Gas World* 90, no. 3 (March, 1998): 38-41.

насос выполняют роль бустера забойного давления, чтобы повысить динамическое давление на глубине подачи газа через газлифтный клапан. С точки зрения проектирования, погружные электронасосы способны развивать более высокие перепады динамического забойного давления по сравнению с газлифтом в расчете на обеспечение заданного дебита. Одновременное использование газлифта и погружных насосов позволяет применять малогабаритные насосы и электродвигатели. Экономия затрат может быть использована для установки систем более совершенной конструкции из материалов с улучшенными свойствами, способными выдерживать жесткие условия эксплуатации и обеспечивающими повышенный срок службы насосов и электродвигателей.¹⁶

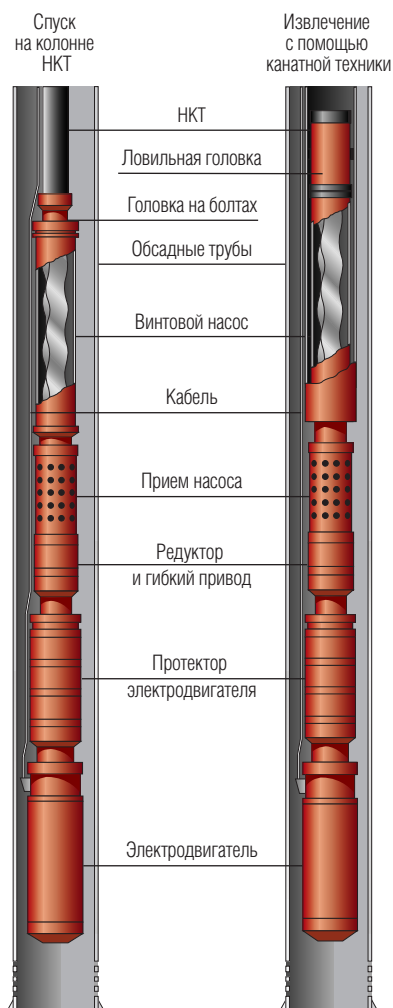


Рис. 19. Винтовые насосы с погружным электродвигателем. Винтовые насосы позволяют поднимать с забоя скважины тяжелую нефть и жидкости с высоким содержанием твердой фазы. Бесштанговые винтовые насосы с электроприводом на забое скважины лишены проблем, присущих обычным насосам, имеющим привод на поверхности: обрывов штанг, износа НКТ, скручивания штанг и обратного раскручивающего вращения, а также утечек в устьевой арматуре.

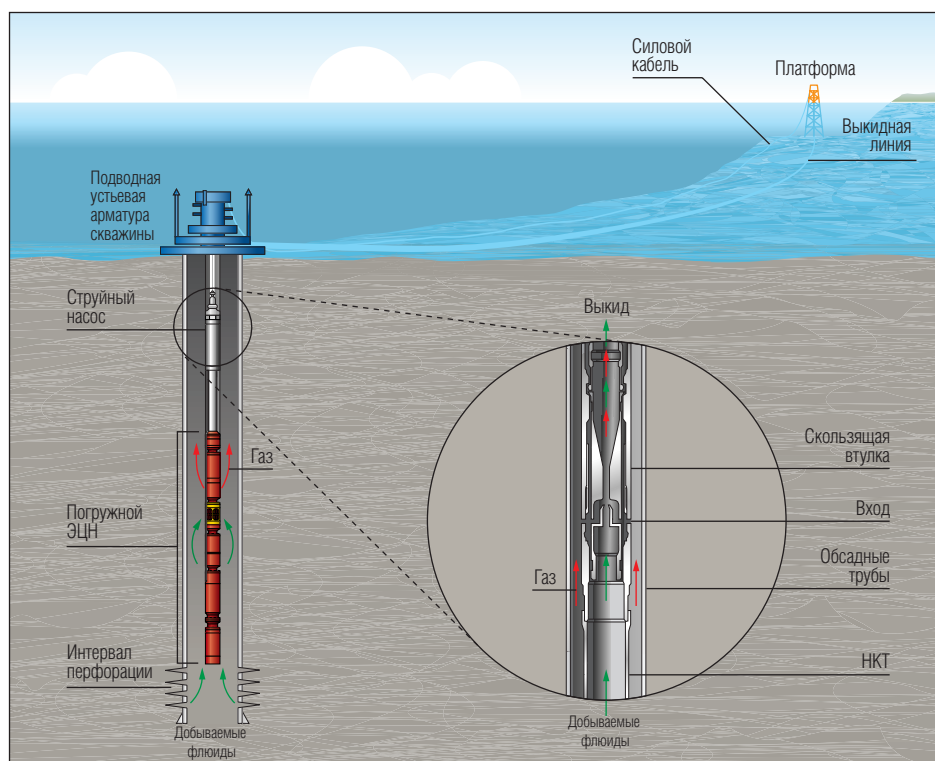


Рис. 20. Комбинирование погружных электронасосов и струйных насосов. Установка струйного насоса выше выкида погружного электронасоса позволяет выделять газ и отводить его в межтрубное пространство в результате сепарации газосепаратора погружного насоса, и вводить его обратно в поток жидкости выше выкида погружного насоса для подъема к поверхности. Испытания опытного образца показали, что эта комбинация методов механизированной добычи может быть использована в морских условиях, особенно в глубоководных районах, где установка отдельных выкидных линий для отвода газа из межтрубного пространства создает большие трудности и требует значительных расходов.

Винтовые насосы получили популярность благодаря способности перекачивать флюиды с высоким содержанием твердой фазы, газоконденсат с ароматическими соединениями, тяжелые эмульсии, а также тяжелые нефти, особенно в скважинах с большими зенитными углами. Однако в наклонно направленных скважинах при использовании обычных систем с наземными приводами часто сталкивались с повреждением штанг и утечками в колонне насосно-компрессорных труб вследствие их износа. Для решения этих проблем начали внедряться различные бесштанговые насосы. В одном из таких вариантов использованы погружной электродвигатель с силовым кабелем, протектор и гибкая трансмиссия для привода винтового насоса. Тем самым были решены проблемы обрыва штанг, износа насосно-компрессорных труб и утечек в устьевой арматуре; это позволило сократить простои и затраты на капитальный ремонт. Износ насоса является основной причиной, по которой винтовые насосные системы выходят из строя. Неблагоприятные скважинные условия приводят к ухудшению рабочих характеристик насоса и эффективности его работы, но электродвигатели погружных насосов и элементы привода, как правило, сохраняют работоспособность и могут быть использованы повторно.¹⁷

Применяются два альтернативных варианта спуска винтового насоса — на обычных НКТ или гибких НКТ. Применение гибкой трубы или канатно-тросовых операций для замены насоса без извлечения приводного механизма позволяет на порядок сократить расходы и делает комбинированные системы весьма привлекательными для районов с высоким уровнем затрат в случае выхода насоса из строя (рис. 19). Извлекаемые с помощью канатно-тросовых операций винтовые насосы с приводом от погружного двигателя впервые были апробированы на Северном склоне Аляски (США), где стоимость обычных ремонтных работ достигает 200 тыс. долл. США, тогда как стоимость операций по извлечению оборудования с помощью канатной техники не превышает 20 тыс. долл. США. Недавно системы винтовых насосов, извлекаемых при помощи канатно-тросовых операций, были использованы в скважинах с большим отклонением от вертикали в регионе

Юго-Восточной Азии. Применение винтовых насосов в этом случае было усложнено проблемами выноса пластового песка, отложениями солей, добычей тяжелой нефти и заканчиванием скважин с малым диаметром НКТ. В случае выхода из строя оборудования, оператор имел возможность извлечь насос для замены.

В скважинах с подводной устьевой арматурой системы механизированной добычи должны эффективно работать в присутствии многофазных газожидкостных смесей, так как нецелесообразно использовать межтрубное пространство между насосно-компрессорными и обсадными трубами для скважинной сепарации или для выпуска добываемого газа через дополнительную выкидную линию на каждой скважине. Испытания опытного образца показали, что гидравлические струйные насосы можно применять совместно с погружными электронасосами для успешной эксплуатации глубоководных скважин с высокими газожидкостными факторами. Применение роторных газовых сепараторов для уменьшения объемов свободного газа, поступающего на вход насоса, способствует повышению эффективности его работы. Установка струйного насоса в колонне насосно-компрессорных труб выше погружного электронасоса позволяет компримировать газ, отведенный в кольцевое пространство в результате ротационной сепарации, и вводить его обратно в поток жидкости выше выкида погружного насоса для

подъема к поверхности (рис. 20). В данном случае рабочей жидкостью служит жидкость без свободной газовой фазы, которая подается погружным электронасосом. Всасываемый струйным насосом флюид — это свободный газ, отсепарированный перед приемом погружного электронасоса.¹⁸

Несмотря на то, что газлифт и погружные электронасосы применяются уже на протяжении нескольких десятилетий, разрабатываются новые способы, которые также находят применение. Сепарация нефти и газа в скважине, отделение воды и сброс ее непосредственно в скважине, горизонтальные системы погружных электронасосов для поверхностных нефтегазопромысловых операций — это лишь некоторые из будущих применений технологии механизированной добычи. Комбинированное использование в скважине различных процессов подъема жидкости с забоя с целью обеспечения экологически приемлемых решений, направленных на повышение рентабельности, стирает различия между отдельными способами механизированной добычи, равно как и между функциональным назначением скважинного и поверхностного оборудования. —МТ

16. Divine DL, Eads PT, Lea JF and Winkler HW: "Combination Gas Lift/Electrical Submersible Pump System Increases Flexibility," *World Oil* 211, no. 4 (October 1990): 77-82.

Borja H and Castano R: "Production by Combined Artificial Lift Systems and Its Application in Two Colombian Fields," presented at the 1999 SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Caracas, Venezuela, April 21-23, 1999; and SPE Electrical Submersible Pump Workshop, Houston, Texas, USA, April 28-April 30, 1999.

Kahali KK, Deuri B and De SK: "Electrical Submersible Pump-Gas Lift Combination—A Successful Trial for the First Time in ONGC, India," presented at the SPE Electrical Submersible Pump Workshop, Houston, Texas, USA, April 28-April 30, 1999.

17. Chachula RC and Mann JS: "Selecting the Appropriate Rodless Progressing Cavity (PC) Lift System for a Highly Deviated Wellbore," presented at the 1999 SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Caracas, Venezuela, April 21-23, 1999.

Mann J, Ali I and Keller M: "Wireline Retrievable Progressing Cavity Electric Submersible Pumping System Updated Field Case Study," presented at the SPE Electrical Submersible Pump Workshop, Houston, Texas, USA, April 29-May 1, 1998.

Haworth CG: "Updated Field Case Studies on Applications & Performance of Bottom Drive Progressing Cavity Pumps," presented at the SPE Electrical Submersible Pump Workshop, Houston, Texas, USA, April 30-May 2, 1997.

18. Carvalho PM, Podio AL and Sepehrnoori K: "Performance and Design of an Electrical Submersible-Jet Pump System for Artificial Lift," presented at the SPE Electrical Submersible Pump Workshop, Houston, Texas, USA, April 28-April 30, 1999.