

Оборудование для добычи нефти с высоким содержанием свободного газа и опыт его эксплуатации

Агеев¹ Ш.Р., Берман² А.В., Джалаев¹ А.М., Дроздов³ А.Н., Кан² А.Г.,
Маслов⁴ В.Н., Осипов² М.Л., Перельман⁴ М.О., Хафизов⁴ Ф.Ф.

¹ОКБ БН КОННАС, г. Москва, ²ОАО ТНК-ВР, Россия

³РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, г. Москва, ⁴ЗАО Новомет-Пермь, г. Пермь, Россия

Представлены результаты работы по созданию и эксплуатационным испытаниям погружных установок для добычи нефти из газоконденсатных скважин. Описаны новые эффективные узлы УЭЦН для работы в газонасыщенных средах: центробежно-вихревые и центробежно-осевые ступени, газосепараторы, диспергаторы и насосно-эжекторные установки. Приведены результаты их стендовых испытаний. Предложена методика подбора оборудования и оптимизирована технология добычи нефти с высоким содержанием свободного газа. Даны примеры использования полученных результатов в практике нефтедобычи.

Формулировка проблемы. В настоящее время более двух третей нефти добывается в России установками погружных центробежных насосов (УЭЦН). Значительная доля УЭЦН работает в условиях, когда перекачиваемая жидкость содержит свободный газ. При больших содержаниях свободного газа устойчивая работа центробежных насосов становится проблематичной. Для повышения эффективности УЭЦН обычно принимаются следующие меры:

1. Максимально возможная глубина подвески оборудования.
2. Установки комплектуются газосепараторами, отводящими большую часть свободного газа в затрубное пространство.
3. Используются диспергаторы, измельчающие газовые пузыри до получения квазигомогенной смеси.
4. Используются «конические» насосы, состоящие из пакета ступеней различных типов, рассчитанных на разные подачи, причем ступени на большие подачи помещены на входных участках насоса, далее по направлению к выходу установлены ступени на меньшие подачи в убывающем порядке их номинальных значений.
5. Создаются насосные ступени устойчиво работающие в газонасыщенных средах.
6. Применяются насосно-эжекторные установки, состоящие из газосепаратора и двух последовательно включенных насосов: центробежного и струйного. Центробежный насос создает поток жидкости через эжектор струйного насоса, который закачивает газожидкостную смесь из затрубного пространства в НКТ.
7. УЭЦН оснащаются системами телеметрии и частотными преобразователями, позволяющими управлять добычей

Однако достигнутый технический уровень реализации этих мер не достаточен и не всегда дает требуемые результаты. Так используемые газосепараторы имеют недостаточно высокие сепарационные характеристики и надежность в абразивосодержащих средах. Существующие диспергаторы громоздки: рекомендуемое количество ступеней обычно должно быть не менее 20 – 40. Нет научно обоснованной физической модели системы скважина – насосно-эжекторная система. Не разработаны надежные и не дорогие устройства измерений характеристик многофазных потоков на устье скважины. Время безотказной работы систем телеметрии при температурах более 120 °С и давлениях более 30 МПа мало.

Проблема усугубляется тем, что для значительного количества скважин характерна пульсирующая подача свободного газа из-за его прорывов, например из газовых пропластков. Потребный напор для освоения таких скважин после их глушения тяжелой жидкостью может быть в несколько раз больше напора, необходимого для эксплуатации.

Данная работа посвящена решению части из перечисленных задач.

Новые насосные ступени для добычи газожидкостных смесей. Ступени центробежного насоса, перекачивающего газожидкостную смесь, можно разделить на две группы. К первой отнесем ступени со стороны приема насоса, которые практически не развивают напор, но дробят пузырьки газа. Ко второй – последующие ступени, работающие на квазимогенной жидкости. Они развивают примерно такой же напор, как на однородной жидкости [1].

При попадании свободного газа с откачиваемой жидкостью в центробежный насос, уменьшается подача жидкости и создаваемый насосом напор. При достаточно высоком значении объемной концентрации свободного газа¹ (в мало обводненных скважинах 25-30%, в сильно обводненных 5-15%) работа насоса становится неустойчивой и характеризуется колебаниями его рабочих параметров: создаваемого давления, потребляемой мощности и подачи, вплоть до полного прекращения последней.

Компанией Новомет разработаны два новых типа ступеней нефтяных насосов для добычи жидкости, содержащей свободный газ: центробежно-вихревые (ВНН) [2]-[3] и центробежно-осевые (ЦОН) [4]. Их общей особенностью является наличие специальных элементов конструкции диспергирующих пузырьки газа. В ступенях ВНН – это вихревой венец, расположенный в плоскости ведущего диска рабочего колеса, по его периметру. В ступенях ЦОН – осевые лопатки, расположенные от области выхода потока жидкости из рабочего колеса до его входа в направляющий аппарат.

На рис. 2 приведены нормированные по напору и подаче напорные характеристики этих ступеней. Стендовые испытания проводили на смесях вода – воздух и вода – ПАВ (дисолван 4411) – воздух, имеющей близкие свойства с газожидкостной смесью, добываемой из скважин [5]. Видно, что снижение напора в ступенях ВНН и ОЦН заметно меньше, чем в ЭЦН традиционной конструкции. Подобные зависимости получены и на смеси вода – воздух..

Характеристики ступеней ВНН и ОЦН на воде приведены в [6].

Новые газосепараторы и диспергаторы. В нефтяной отрасли, в разные годы, применялись три типа газосепараторов: гравитационные, вихревые и центробежные. Для отделения газа от жидкости используется разность их плотностей, приводящая к разделению фракций под действием гравитационных или инерционных сил. Гравитационный газосепаратор имеет наименьший коэффициент сепарации, центробежный – наибольший. Вихревой занимает промежуточное положение.

Первый в России центробежный газосепаратор был разработан более полувека тому назад [7]. Позднее, в его конструкцию было введено суперкавитирующее рабочее колесо [8], что существенно увеличило эффективность газосепараторов. В настоящее время явление образования газовых каверн за кромками вращающихся лопаток широко используют в современных газосепараторах.

Диспергирующие устройства в России были разработаны и прошли промышленные испытания более 30 лет назад [9]-[11]. В этих диспергаторах в качестве рабочих ступеней использовали модифицированные рабочие колеса и направляющие аппараты серийных ЭЦН (например, со сквозными отверстиями) или осевые ступени. В настоящее время, в выпускаемых диспергаторах продолжают использоваться подобные ступени [12]-[13].

Авторами данной работы создано несколько высокоэффективных газосепараторов габаритов 4, 5 и 5А (диаметр корпуса 86, 92 и 103 мм соответственно) на подачи по жидкости от 10 до 650 м³/сут. [14]. Общий вид газосепаратора-диспергатора показан на рис. 3. Особенностью конструкции является: оригинальная форма кавернообразующего

¹ Объемная концентрация равна частному от деления объема свободного газа на суммарный объем газа и жидкости.

колеса, оптимальное расположение его лопастей относительно рёбер сепарационного барабана, абразиво-кавитационностойкое исполнение, осевой вход жидкости и наличие встроенного короткого, эффективного диспергатора.

Рабочими ступенями диспергатора [15] являются ротор – винт и статор – втулка. На наружной цилиндрической поверхности винта и на внутренней цилиндрической поверхности втулки выполнены многозаходные, противоположно направленные нарезки специального профиля. При работе диспергатора, относительное положение выступов нарезок втулки и винта непрерывно изменяется, из-за чего образуются значительные градиенты скорости потока, диспергирующие газожидкостную смесь.

В промышленных условиях было установлено, что насос, оснащенный только диспергирующим устройством, может устойчиво работать при концентрации свободного газа на входе до 65% об.

На рис. 4 и 5 проведено сопоставление характеристик разработанных и существующих газосепараторов. Измерения проводились на стенде РГУ нефти и газа на мелкодисперсной смеси вода – ПАВ – воздух с диаметров пузырьков на входе в газосепаратор не более 0.1 мм. Смесь готовили с помощью эжектора. Такая мелкодисперсная смесь обеспечивает моделирование самых жёстких условий нефтяных скважин.

По оси абсцисс на рис. 4 и 5 отложена подача жидкости, по оси ординат – максимально допустимое объёмное содержание свободного газа на входе в газосепаратор при остаточной концентрации газа на выходе 25% об., (при таком содержании свободного газа еще возможна надёжная работа ЭЦН в необводненных скважинах). Видно, что разработанные устройства имеют более широкую область применения и большую эффективность по сравнению с известными.

Разработанные газосепараторы и диспергаторы выпускаются серийно и успешно работают на нефтепромыслах России.

Насосно-эжекторная установка. Если применение самых эффективных газосепараторов-диспергаторов не позволяет снизить содержание свободного газа менее 65% (чаще всего это происходит при отношении забойного давления к давлению насыщения менее 0.7), рекомендуется использовать погружные насосно-эжекторные системы, состоящие из погружного насоса, газосепаратора и струйного насоса.

Насосно-эжекторные установки также можно использовать в условиях, когда напор ЭЦН, необходимый для освоения скважины после ее глушения тяжелой жидкостью, в несколько раз больше, чем требуемый при эксплуатации.

В России, первое упоминание о подобном устройстве для извлечения газированной жидкости относится к 1966 году [16]. Однако это изобретение оказалось малоэффективным, и не было реализовано на практике. Более реалистичные конструкции были предложены позднее [17], [18].

Разработанные в РГУ нефти и газа и изготавливаемые компанией Новомет погружные насосно-эжекторные установки [19] (рис. 6) имеют следующие отличия: используется особая конструкция струйного насоса и помимо газосепаратора применяется диспергатор.

В струйном аппарате предложено использовать сопло диафрагменного типа, в котором, как показали проведённые исследования, не возникает звукового запираания сопла в широком диапазоне концентраций свободного газа.

При правильном расположении и закрытом затрубном пространстве, струйный насос поддерживает высокое постоянное давление, а значит и содержание свободного газа, на приеме УЭЦН, что обеспечивает его устойчивую работу. Насосно-эжекторная система имеет высокий КПД – из-за эффекта газлифта в НКТ и большую подачу, чем ЭЦН.

Программа подбора установки к скважине. Оптимальная комплектация установки для конкретной скважины может быть осуществлена с помощью разработанного программного комплекса NeoSel-Pro.

Программный комплекс NeoSel-Pro предназначен для решения задач оптимального подбора ЭЦН и эжекторных систем к скважинам, контроля режимов эксплуатации скважины, оптимизации парка УЭЦН у потребителя.

В нефтепромысловой практике России имеются до десятка программ подбора УЭЦН к скважинам. Разработанная программа решает ряд новых задач, возникших в связи с внедрением технологии интенсификации добычи нефти и необходимостью эксплуатации скважин трудных при освоении:

1. Подбор оборудования к скважинам с нестационарным режимом работы.
2. Прогнозирование индикаторной кривой скважины до значений забойного давления, существенно меньших давления насыщения, что нужно для определения потенциальных возможностей скважины.
3. Необходимость расчета температурного режима всех комплектующих узлов установки, особенно в связи с увеличением длины подвесок и низкими дебитами скважин.
4. Расчет прогибов установок при спуске и в месте подвески в конкретной скважине большой кривизны.
5. Для скважин с повышенным газосодержанием подбирается оптимальная компоновка УЭЦН, включающая конический насос, диспергатор, газосепаратор и их комбинации. Вычисляется оптимальное положение струйного насоса.
6. Рассчитывается структура газожидкостного потока, обтекающего ПЭД с целью выявления режимов сопровождающихся вибрацией, при которых максимальна вероятность полетов установки.

Известные программы либо не решают эти задачи либо решают не в полной мере.

Программный комплекс NeoSel-Pro был впервые опробован на скважинах месторождения Белые ночи (Западная Сибирь) с тяжелыми условиями эксплуатации (высокий газовый фактор, низкий дебит, сильно искривленные скважины, большое содержание механических примесей). Благодаря правильному подбору погружного оборудования, удалось увеличить среднюю наработку установок с 70 до 300 суток.

В настоящее время компания Новомет использует NeoSel-Pro при запуске своего оборудования на месторождениях нефтяных компаний Сургутнефтегаз, Юганскнефтегаз, Белые ночи, ТНК-ВР, Белоруссии, Казахстана и Дагестана.

Примеры использования насосно-эжекторных установок. Погружные насосно-эжекторные установки позволили перевести на механизированный способ эксплуатации в непрерывном режиме скважины 762 и 841 Гаршинского нефтегазоконденсатного месторождения в Оренбургской области (Россия). Ранее в этих скважинах запустить ЭЦН не удавалось. Причиной этому был газовый фактор порядка $300 \text{ м}^3/\text{м}^3$ при давлении насыщения 29.7 МПа и пластовом давлении 28 – 29.1 МПа. Скважины фонтанировали в нестабильном периодическом режиме через сбитые сливные клапаны.

В таблице 1 представлены параметры эксплуатации скважин до и после внедрения насосно-эжекторных установок, а на рис. 7 – динамика вывода на режим скважины 762. Как видно из рисунка, скважина заработала 12.07.03 в 21 час. В это время происходило интенсивное пенообразование в затрубном пространстве. Эхолот начал фиксировать не границу раздела газ-жидкость, а уровень пены. Зарботал и струйный насос. Не смотря на появление почти 2-х километрового столба пены, давление в закрытом затрубном пространстве уменьшилось.

Выпускаемые погружные насосно-эжекторные системы нового поколения успешно применяются в самых суровых условиях эксплуатации скважин: при высоких входных газосодержаниях, нестационарных режимах работы и освоении бездействующих скважин,

в частности, на нефтегазоконденсатных месторождениях компании «ТНК-ВР» на юге Оренбургской области с низкими для таких глубин пластовыми давлениями в диапазоне газовых факторов 300-400 м³/м³. Внедрение погружных насосно-эжекторных систем позволило освоить и успешно эксплуатировать такие «невозможные» для обычного оборудования скважины. Дополнительная добыча нефти по 13 скважинам составляет 350 т/сут.

Таблица 1. Параметры эксплуатации скважин Гаршинского месторождения до и после внедрения насосно-эжекторных систем

№ скважины	Типоразмер оборудования	Н _{сп,М}		Q _ж , м ³ /сут	Q _н , т/сут	В, %	P _{вх} , МПа	T _{вх} , °С	
		ЭЦН	СН						
762	До внедрения	ЭЦН5-50-2000 не работал, сбили сливной клапан, период. фонтан	2700	-	22	16	10	-	-
	После внедрения	ВННП5-59-2400+ СН-20	2882	2782	45	31	13	6,4-7,2	32-61
841	До внедрения	ЭЦН5-80-1800 не работал, сбили сливной клапан, период. фонтан	2700	-	12	6	35	-	-
	После внедрения	ВННП5-59-2400+ СН-20	2882	2782	39	22	29	10,6	57

Здесь Н_{сп} – глубина спуска насоса, Q_ж – дебит скважины по жидкости, Q_н – дебит скважины по нефти, В – обводненность, P_{вх} и T_{вх} – давление и температура у входа в насос, СН – струйный насос.

Проведенные работы позволили разработать несколько комплектаций насосных систем для добычи жидкости с различным содержанием свободного газа, см. рис. 8.

Выводы

1. Разработаны эффективные узлы погружных установок для добычи газонасыщенных сред: центробежно-вихревые и центробежно-осевые ступени, газосепараторы, диспергаторы, струйные насосы.
2. Создана программа подбора УЭЦН к скважинам с переменным значением коэффициента продуктивности и методика подбора оптимальной комплектации и расположения элементов насосно-эжекторных установок.
3. Полученные результаты позволили вести добычу пластовой жидкости центробежными насосами с содержанием свободного газа на входе в УЭЦН до 70% и более 75% – насосно-эжекторными установками.
4. Отработана технология эксплуатации скважин с высоким газовым фактором и отношением забойного давления к давлению насыщения менее 0.7 насосно-эжекторными установками.

Литература

1. Дроздов А.Н. Разработка методики расчета характеристики погружного центробежного насоса при эксплуатации скважин с низкими давлениями у входа в насос: Автореф. дис. канд. техн. наук. М., 1982.
2. Патент 2133878 РФ, МКИ⁶ F04 D 13/06. Погружной многоступенчатый насос / И.В. Выдрина, Г.А.Штенникова, Ю.Л.Семенов и др. №97119549/06; Заявл. 25.11.97; Оpubл. 27.07.99. Бюл. №21. 4с.:ил.

3. Заявка №99/27257 PCT, МКИ⁶ F04 D 5/00. Stage in a submerged multiple-stage pump/ А.И.Рабинович, О.М. Perelman, Р.В.Куприн etc.; Zakrytoe Aksionernoe Obschestvo "Novomet-Perm" (РФ). №98/00396; Заяв. 24.11.98; Оpubл. 03.06.99; Приоритет 25.11.97, № 97120198 (РФ).
4. Заявка № 2003126094/06 РФ, МКИ⁷ F04 D 13/10. Ступень погружного многоступенчатого насоса / *Н.В.Гусин, А.И.Рабинович, Перельман О.М. и др.* Заявл. 25.08.2003; Решение о выдаче патента от 11.01.2005.
5. ссылка на автореферат Игревского
6. *Агеев Ш.Р., Куприн П.Б., Маслов В.Н., Мельников М.Ю., Перельман О.М., Пещеренко С.Н., Рабинович А.И.* Надежные центробежные установки с малой подачей для добычи нефти в осложненных условиях// ESP Workshop 2005
7. *Богданов А. А.* Погружные центробежные электронасосы. Гостоптехиздат, 1957.
8. Патент №2027912 РФ, МКИ⁶ F04 D 13/10. Способ откачивания жидкости скважинным насосом и сепаратор скважинного центробежного насоса / *П.Д.Лялков, А. Н. Дроздов, В. И. Игревский и др.* № 4915192/29; Заявл. 28.02.91; Оpubл. 27.01.1995. Бюл. №3.
9. А. с. 494536 СССР, МКИ⁵ F04 D 13/06. Погружной центробежный насос / *О.Г.Гафуров, И.Г.Хангильдин, Л.С.Каплан.* №2004810/24-6; Заявл. 11.03.74; Оpubл. 05.12.75. Бюл. №45. 2 с.: ил.
10. Афанасьев В.А. и др. Внедрение электропогружных центробежных насосных установок с диспергирующими устройствами на месторождениях Западной Сибири // Нефтепромысловое дело. 1979. №12.
11. Аксенов Г. И., Елизаров А. В., Максимов В. П., Перминов А. Д. Работа погружного центробежного насоса с предвключенным диспергатором на газожидкостных эмульсиях // Труды Гипротюменнефтегаза. Вып. 36. Добыча нефти на месторождениях Западной Сибири. Тюмень, 1973.
12. Свид-во на ПМ 19105 РФ, МКИ⁷ F04 D 13/10. Погружной центробежный насос для добычи нефти из скважин / *А.А.Зимин, А.Н.Фофанов.* № 2001101330/20; Заявл. 19.01.2001. Оpubл. 08.10.2001. 2 с.: ил.
13. Пат. 6,726,449 США, НКИ 415-199.2. Pump diffuser anti-spin device/ *M.James, T. Shafer, Baker Hugnes Inc.* №10/100,544. Заяв. 18.05.2002; Оpubл. 27.04/2004. 8 с., 4 л. ил.
14. Патент № 2232302 РФ, МКИ⁷ F04 D 13/10. Способ откачки газожидкостной смеси из скважины и погружная насосная установка для его осуществления / *А. Н. Дроздов, Ш.Р.Агеев, А.В.Деньгаев и др.* № 2003111947/06; Заявл. 24.04.2003; Оpubл. 10.07.2004. Бюл.19. ил.
15. Патент № 2232301 РФ, МКИ⁷ F04 D 13/10. Погружная насосная установка / *А. Н. Дроздов, Ш.Р.Агеев, А.В.Деньгаев и др.* № 2003111919/06; Заявл. 24.04.2003; Оpubл. 10.07.2004. Бюл.19. ил.
16. Ас. СССР № 188424 Спорышев В.С.
17. А. с. 1749556 СССР, МКИ⁵ F04 D 5/54. Насосно-эжекторная установка / *А.Н.Дроздов, В.И.Игревский, С.Г. Бажайкин, Р.Г. Ганеев.* №4803082/29; Заявл. 21.03.90; Оpubл. 23.07.92. Бюл. №27. 3 с.: ил.
18. Патент 2264147 Великобритании, МКИ⁵ F 04 D 31/00. Multi – phase Pumping Arrangement / *J. Allen .* Заявл. 12.02.92; Оpubл. 18.08.93.
19. Патент №2238443 РФ, МКИ⁷ F04 D 5/54. Способ добычи нефти и насосно-эжекторная система для его осуществления / *А. Н. Дроздов, В.В.Монахов, И.В.Цыкин и др.* № 2003137737/06; Заявл. 30.12.2003; Оpubл. 20.10.2004.

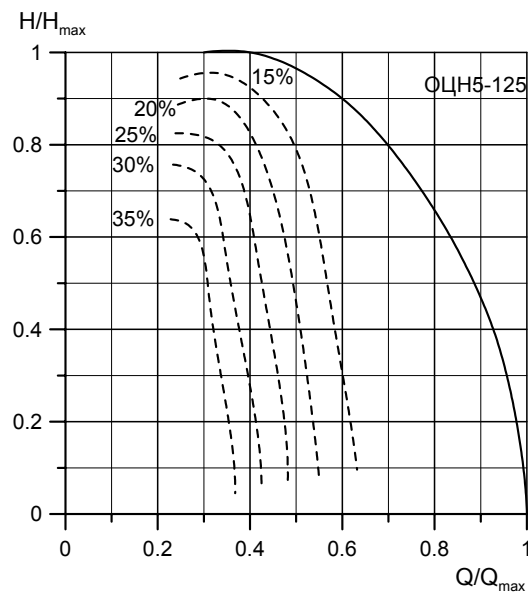
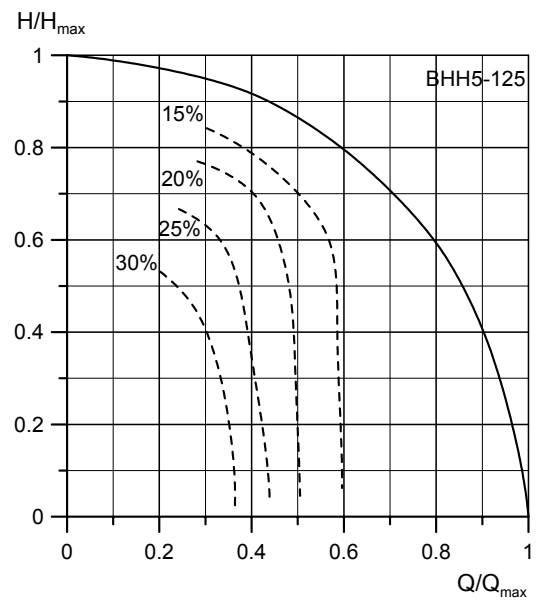
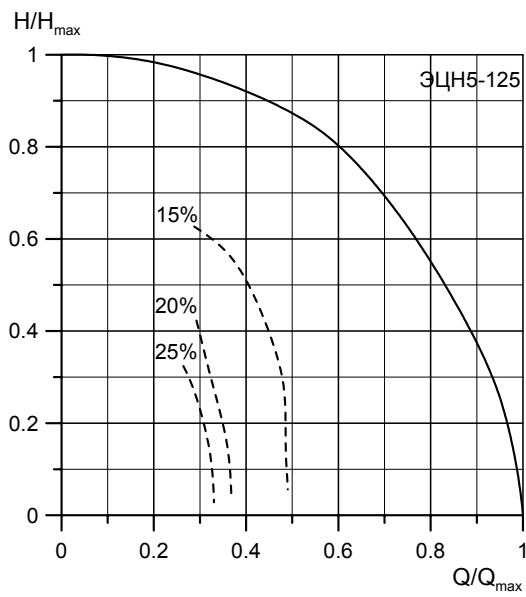


Рис.2 Сопоставление нормированных напорных характеристик насосов ЭЦН5-125, ВНН5-125 и ОЦН5-125, рабочая среда вода+ПАВ+воздух. Диаметр пузырьков на входе в насосы 0.1 мм, цифры на графиках – объемное содержание свободного газа.

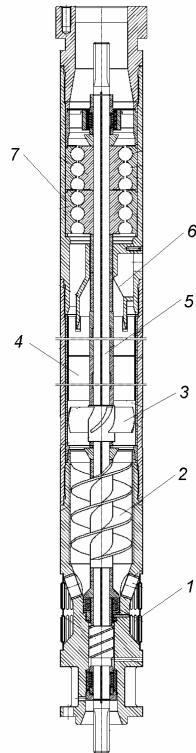


Рис. 3. Газосепаратор-диспергатор типа ГДН: 1 - приёмная сетка, 2 - шнек, 3 - кавернообразующее колесо, 4 - сепарационные барабаны, 5 - вал, 6 - узел отвода газа, 7 - диспергатор.

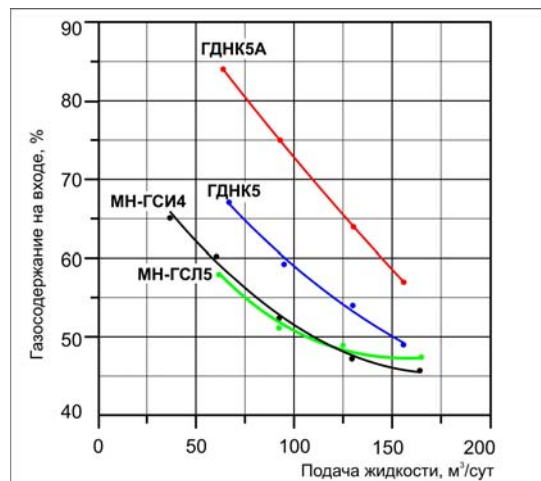


Рис. 4. Зависимости максимального газосодержания на входе от подачи жидкости при остаточном газосодержании 25% для газосепараторов Новомет. (убрать МН-ГСЛ5)

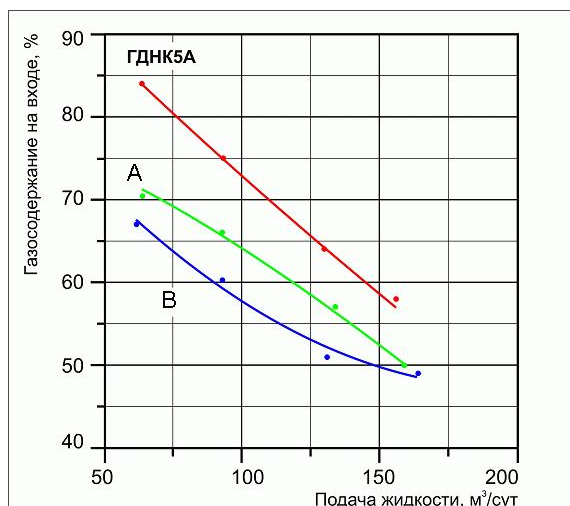


Рис. 5. Зависимости максимального газосодержания на входе от подачи жидкости при остаточном газосодержании 25% для газосепаратора-диспергатора ГДНК5А и газосепараторов зарубежных фирм, широко представленных в России (А и В).

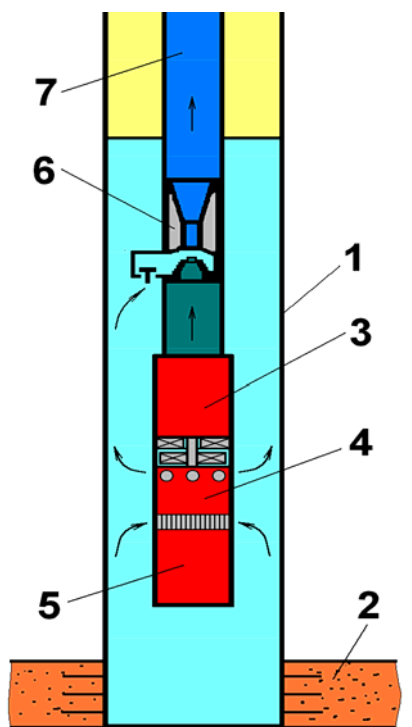


Рис. 6. Схема погружной насосно-эжекторной системы: 1 – скважина, 2 – пласт, 3 – насос, 4 - газосепаратор-диспергатор, 5 – погружной электродвигатель, 6 – струйный аппарат, 7 – колонна НКТ.

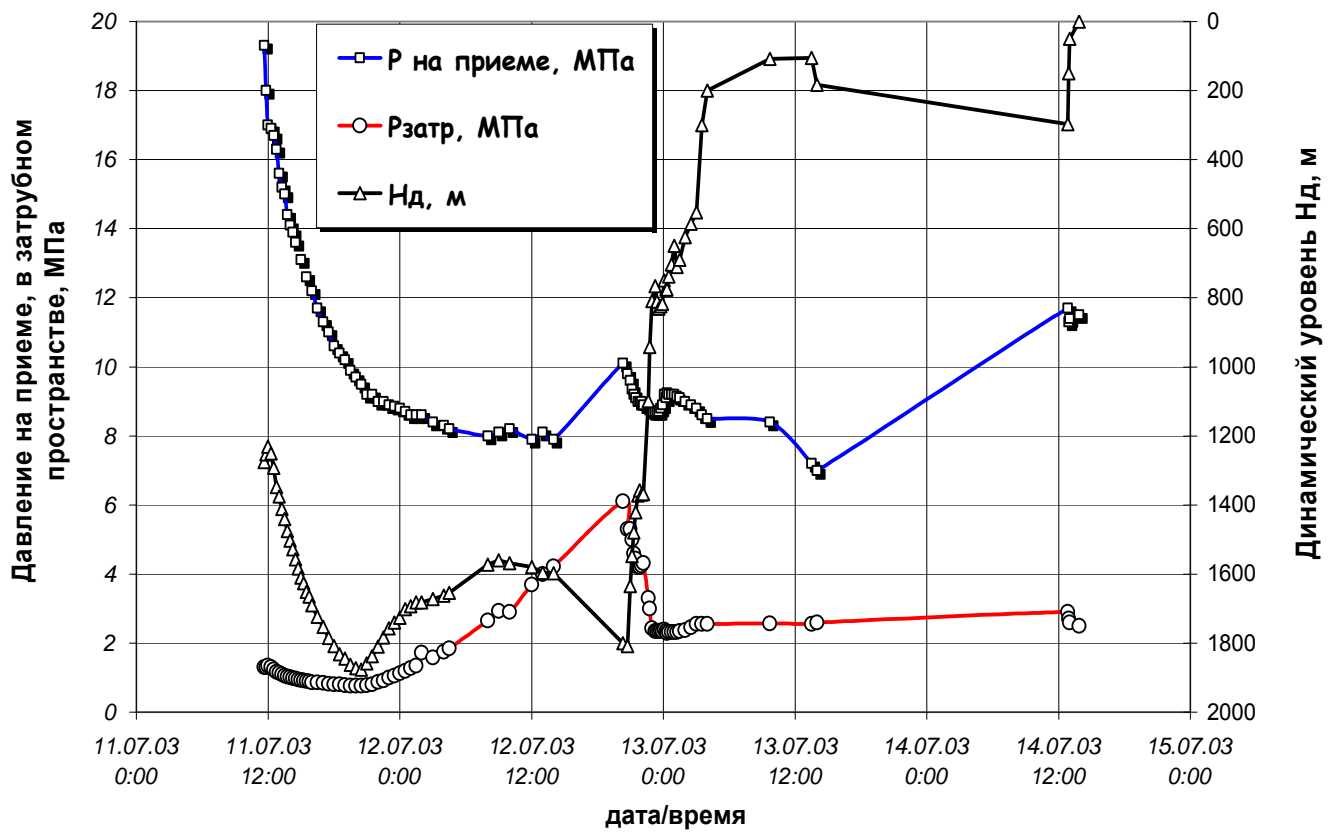


Рис. 7. Динамика вывода на режим скважины 762 Гаршинского нефтегазоконденсатного месторождения с применением погружной насосно-эжекторной установкой

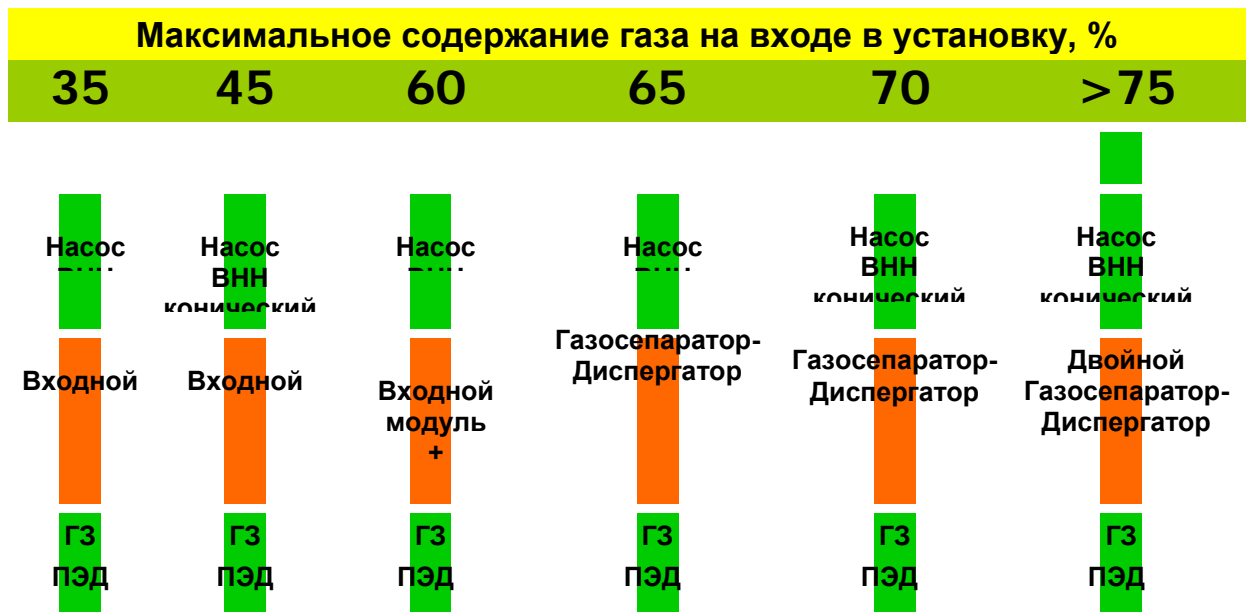


Рис. 8. Комплектация установок для работы для добычи жидкости, содержащей нерастворенный газ на входе в насос.