

Аминев Марат Хуснуллович

Заместитель директора по новой технике и сервису
ООО НПФ «Пакер», г. Октябрьский

СПОСОБЫ МЕХАНИЗИРОВАННОЙ ДОБЫЧИ НЕФТИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ПАКЕРОВ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ СКВАЖИН



Плановый дефицит федерального бюджета на 2010 год писался в расчете на то, что средние цены на нефть не упадут ниже \$58 за баррель, а национальная валюта ослабнет до 33,9 руб. за доллар. Согласно этому же прогнозу, средняя цена нефти в 2010 году будет на уровне \$67 за баррель против \$61 в 2007 году. Следовательно, налоговое давление на нефтегазовую отрасль не ослабнет, а наоборот — возрастет. Также надо особо отметить и то, что нам не следует ожидать обязательных к исполнению государственных решений в области увеличения темпов ВМСБ. Объемы бурения останутся в лучшем случае на прежнем, крайне недостаточном уровне.

В этой связи сегодня как нельзя более остро стоит вопрос разработки и внедрения все более совершенных способов работы с имеющимся фондом скважин — в том числе с задачей уменьшения обводненности продукции и повышения КИН. Существенных успехов в этом отношении можно добиться при помощи специальных пакерных компоновок погружного оборудования, в том числе для ОРЭ и ОРЗ.

Для нефтяных компаний главной задачей остается сокращение темпов естественного падения добычи на старом фонде и даже увеличение добычи там, где это возможно.

При этом российские сервисные компании в настоящее время мало чем уступают по своему оснащению и возможностям лучшим зарубежным фирмам, а по состоянию научных разработок часто их превосходят. И это даже несмотря на то, что научные разработки для зарубежных компаний ведут, в большинстве своем, наши бывшие соотечественники в более комфортных условиях.

Парадоксально другое — имея сопоставимые, а часто и превосходящие результаты по частным решениям, мы окончательно и безвозвратно скатываемся в

проигрыш по комплексным, масштабным решениям проблем отрасли в целом.

У нас есть глубокое убеждение в том, что время одинок и решений проблем только в частном случае прошло безвозвратно и можно выиграть только тогда, когда силы объединены, а не растрчены в жесткой, бесперспективной конкурентной борьбе.

Ведь у каждого из нас есть и достоинства, и недостатки, и лучше объединить наши сильные стороны и создавать высокого качества технику и технологии с комплексным решением задач в целом.

В этой связи нам хотелось бы обсудить сложившуюся практику работы с фондом скважин и составления геолого-технических мероприятий (ГТМ) у большинства отечественных нефтегазодобывающих предприятий.

ПЛАНИРОВАНИЕ РАБОТЫ С ФОНДОМ СКВАЖИН

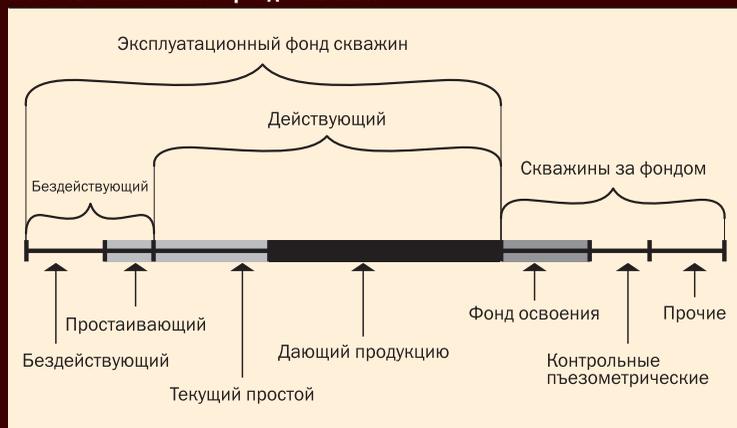
В общем виде фонд скважин любого нефтегазодобывающего предприятия можно представить в виде значений, разложенных на числовой оси 0–X (см. «Качественный анализ фонда скважин»)

Работа с общим фондом скважин на многих российских месторождениях в основном сводится к увеличению действующего фонда скважин за счет сокращения числа бездействующих и простаивающих скважин, а также ввода новых скважин из фонда освоения. На подобные мероприятия направляется и расходуется огромная доля денежных ресурсов, что, несомненно, правильно. Однако существует и другая перспективная категория скважин — скважины действующего фонда, по которым в лучшем случае планируется небольшая программа оптимизации.

Такую программу обычно составляют по данным о текущей работе насосного оборудования и исследованиям динамических уровней. При малых наработках погружного оборудования на отказ программа предусматривает переход на новое оборудование, более стойкое к воздействию среды.

При подобном подходе к планированию ГТМ оказывается, что их фактическая цель — поддержание па-

Качественный анализ фонда скважин



раметров работы действующего фонда скважин с запланированными потерями по добыче нефти, определенными как результат естественного истощения объектов разработки.

Неудивительно, что при этом коэффициент извлечения нефти на многих российских месторождениях остается ниже 30%, что приблизительно на 10% меньше среднемирового показателя.

НЕ ТОЛЬКО ЧИСЛОМ, НО И УМЕНЬШЕМ

Принятый в отрасли подход к планированию ГТМ представляется нам не совсем верным. Его необходимо менять, особенно с учетом того, что смену глубиннонасосного оборудования практически на каждой скважине можно совмещать с набором мероприятий по увеличению дебита нефти.

Приходится констатировать, что традиционная схема размещения насосного оборудования способствует, во-первых, созданию искусственного барьера для поступления нефти, во-вторых, образованию водяного столба до приема насоса в стволе скважины, в-третьих, повышению обводненности добываемой жидкости выше, чем по пласту.

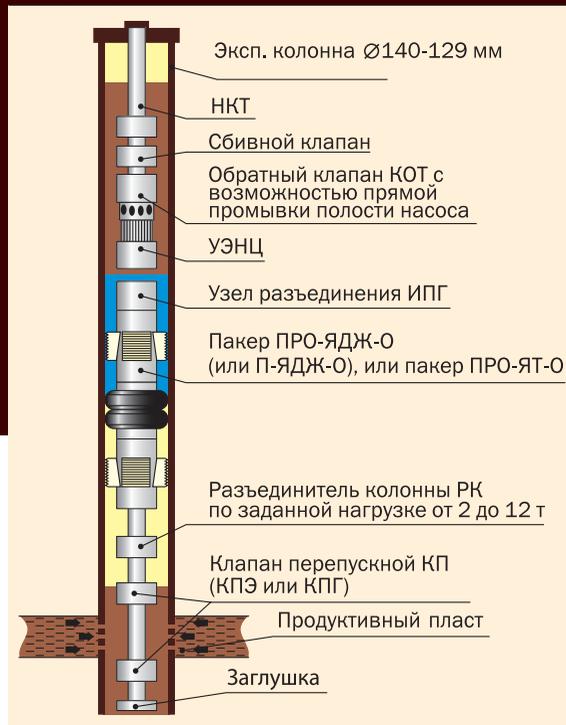
В этом обзоре мы предлагаем несколько достаточно простых технологических решений для модификации скважинных компоновок подземного оборудования (КПО), которые, что важно, можно быстро реализовать в процессе текущей смены насосов. И, наверное, главное — стоимость реализации этих решений несоизмеримо ниже стоимости ремонтных работ по замене глубиннонасосного оборудования, а эффективность работы оборудования повышается. При

Результаты ОПР по внедрению КПЗ-115 с УЭЦН в ТПП «Урайнефтегаз» на 01.12.09

№ п/п	Месторождение	СКВ	До внедрения						Г _{фр} м ² /т	После внедрения						Дни за мес. за мес.	Эффект +					
			Спос. экспл.	Состояние	МРП, сут.	Q _ж , м ³ /сут.	Q _н , т/сут.	Обв., %		Тип УЭЦН	Дата запуска	Дата выхода на режим	Q _ж , м ³ /сут.	Q _н , т/сут.	Обв., %		Рпл. Нд	накопл.	Q _н , т/сут.	Доп. доб. (т) за месяц	Доп. доб. (т) по скв. (Σ)	МРП (сут.)
1	Тальниковое	10327р	Фонт.	Раб.	-	63	17	69	250	ЭЦН-50-1500	02.07.09	08.07.09	124	21	80	155	30	4	120	402	-	
																477/76	146					
2	Тальниковое	10301р	Фонт.	Консервация						ЭЦН-30-1500	04.07.09	14.07.09	7	5	5	100	30	5	150	1285	-	
				544/48	101																	
3	Тальниковое	6774	Фонт.	Раб.	-	38	12	63	250	ЭЦН-30-1500	25.08.09	29.08.09	52	17	60	148	30	5	150	262	-	
																462/58	95					
4	Тальниковое	6707	Фонт.	Раб.	-	4	3	20	250	ЭЦН-30-1500	01.09.09	04.09.09	22	16	19	146	30	13	390	1196	-	
																599/60	181					
5	Тальниковое	6802	Фонт.	Б/д прошлых лет						ЭЦН-25-1500	17.11.09	22.11.09	33	11	60	106	8	11	88	88	-	
				482/48	8																	
Итого по ТПП «Урайнефтегаз»																	7,6	898	3233			

Удельный эффект на скважину внедрения — 7,6 т/сут.

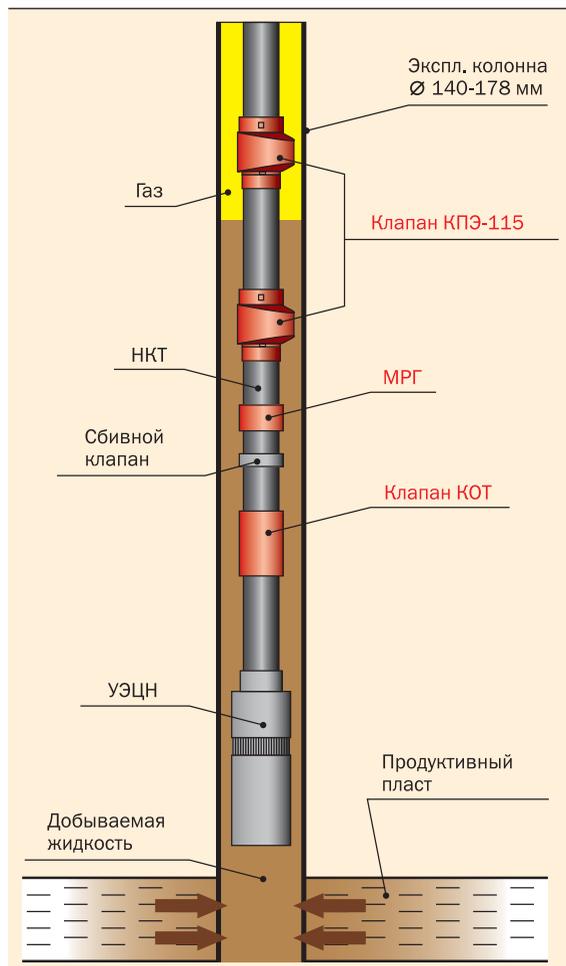
Однопакерная компоновка для насосной эксплуатации скважин



Однопакерная компоновка для эксплуатации скважин установкой ШГН



Компоновка подземного оборудования с УЭЦН и клапанами КПЭ-115



реализации предлагаемого нами подхода увеличивается текущий дебит по нефти и повышается межремонтный период работы скважины, или наработка на отказ оборудования, не менее чем на 30%, как показывает промысловая практика.

КАК СНИЗИТЬ ОБВОДНЕННОСТЬ ДОБЫВАЕМОЙ ЖИДКОСТИ

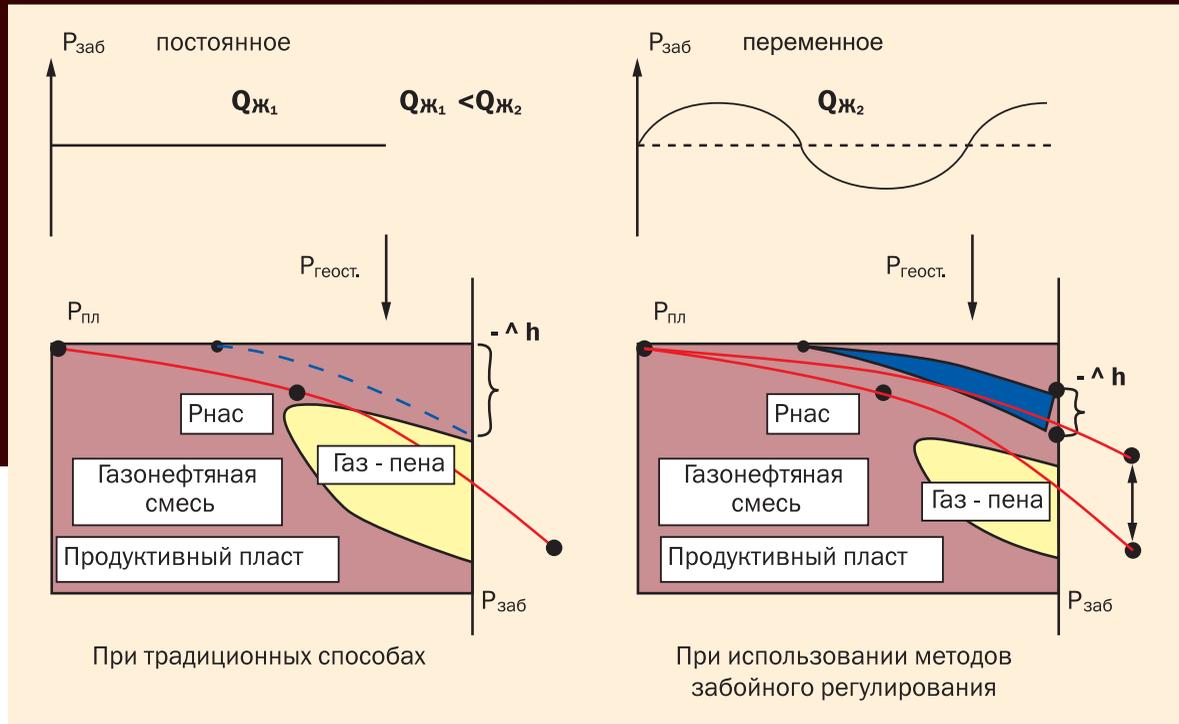
Для решения обозначенной задачи мы предлагаем сегодня несколько технических решений. Во-первых, это однопакерная компоновка для насосной эксплуатации скважин — на наш взгляд, самая простая и достаточно эффективная компоновка для уменьшения обводненности добываемой жидкости (см. «Однопакерная компоновка для насосной эксплуатации скважин»).

В состав компоновки входят: установка ЭЦН в компоновке с обратным клапаном КОТ-93, узел разъединения ИПГ или ИПМ, пакер с двойным замковым устройством типа ПРО-ЯДЖ-О или ПРО-ЯТ-О, разъединитель колонный РК, клапаны перепускные КПГ-108 и заглушка. Компоновка может работать в скважине в автономном режиме.

Учитывая то, что при обводненности более 20% и текущих средних температурах по Западной Сибири скважинная жидкость разделяется на свободные фазы, мы имеем возможность добывать их отдельно, установив верхний клапан для отбора газа, а нижний клапан — для отбора жидкости над и под интервалом перфорации.

Вторая предлагаемая компоновка, включающая в себя установку ШГН, интересна сочленением с насосом (см. «Однопакерная компоновка для эксплуатации скважин установкой ШГН»). Кроме того, учитывая то, что более половины отказов глубиннонасосного оборудования происходит из-за засорения рабочих органов насо-

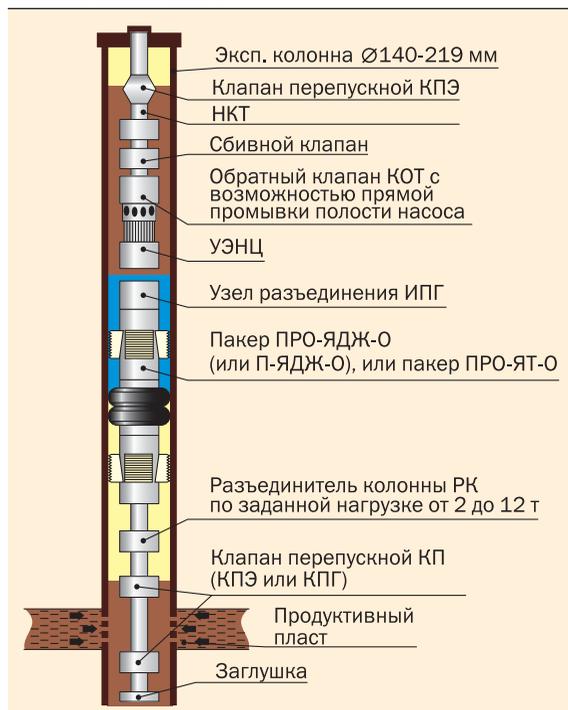
Динамика забойного давления без регулирования и с регулированием клапанами



са или отложения на них солей (от 47 до 78% — по материалам Семинара БЕ ОАО «ТНК-ВР» в феврале 2009 г. в Нижневартовске), была предусмотрена промывка полости насосов: прямая через клапан обратный трехпозиционный КОТ-93, при работе с УЭЦН, или обратная через перепускной клапан КПП, при работе с ШГН.

Подобные схемы КПО реализованы и в ОАО «Татнефть».

Однопакерная компоновка для насосной эксплуатации скважин 1ПРОК-УОА-1



В предлагаемых схемах КПО хвостовик колонны НКТ под пакерами типа ПРО-ЯТ-О или ПРО-ЯДЖ-О оборудован клапанами типа КПП для перепуска жидкости и газа, установленными над и под интервалом перфорации, а также заглушкой снизу, для сбора и удержания механических примесей. В результате названные вещества будут удаляться из призабойной зоны. Газ не будет способствовать осушению и разрушению породы пласта, а вода не станет ускорять процесс гидрофилизации.

Будучи равновесным и работая по гравитационному принципу, клапан закрывается, когда до него доходит граница раздела сред или выравниваются его внутреннее и наружное давление. Не вдаваясь в детали предлагаемой технологии — они очевидны, отмечу, что газ опять начинает накапливаться под пакером, граница раздела газа и нефти снова начинает опускаться вниз. При достижении необходимой или заданной величины давления газа клапан опять открывается, процесс переходит в автоколебания и циклически повторяется.

ПРОЧИСТКА КАПИЛЛЯРНЫХ КАНАЛОВ

В моменты открытия и закрытия верхнего клапана возникают импульсы давления — небольшие по величине, но зато периодически повторяющиеся. В цик-

РАСЧЕТ ПЕРИОДИЧНОСТИ КОЛЕБАНИЙ МАЯТНИКА

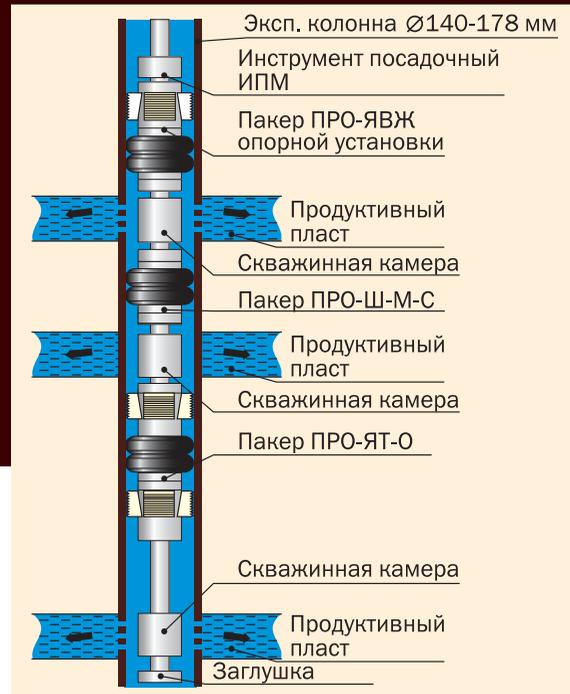
$$T = 2\pi \sqrt{l/g} = 2\pi \sqrt{l/mgh},$$

где l — приведенная длина; g — ускорение свободного падения; I — момент инерции; m — масса маятника; h — расстояние от точки подвеса до центра тяжести маятника.

Технология ОРЗ с компоновками ЗПРОК-ОРЗ-1



Компоновка подземного оборудования ЗПРОК-ОРЗ-1



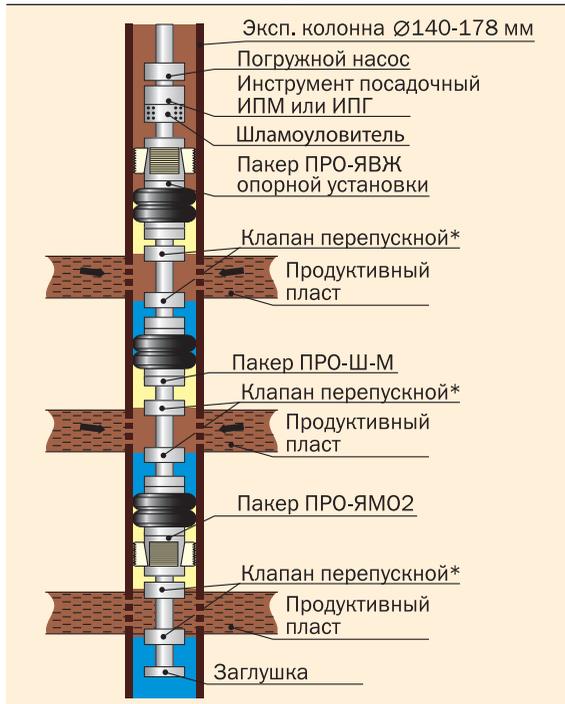
лически работающей системе эти импульсы будут стремиться перейти в гармонические колебания. Природу и характер действия подобных гармонических колебаний можно рассматривать как работу физического маятника (см. «Расчет периодичности колебаний маятника»).

Воздействие колебаний маятника будет передаваться на призабойную зону скважины. Сила этого воздействия будет влиять на внутривязное давление в капиллярных каналах пласта, оно, в силу своей природы,

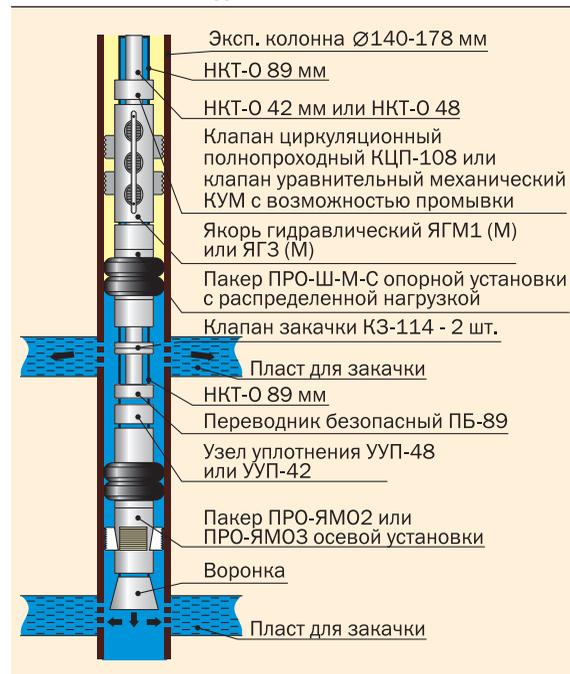
будет большим по сравнению с внешним давлением, имеющим с противоположной стороны практически неограниченный контур питания.

Возникающее раскачивающее воздействие само по себе невелико, но, поскольку размеры частиц колющего материала очень малы (менее 1 мм), оно приводит к тому, что ранее закольматированные (не работающие, но содержащие нефть) капиллярные каналы открываются, и через них начинает протекать жидкость. Это, в свою очередь, приводит к увеличению

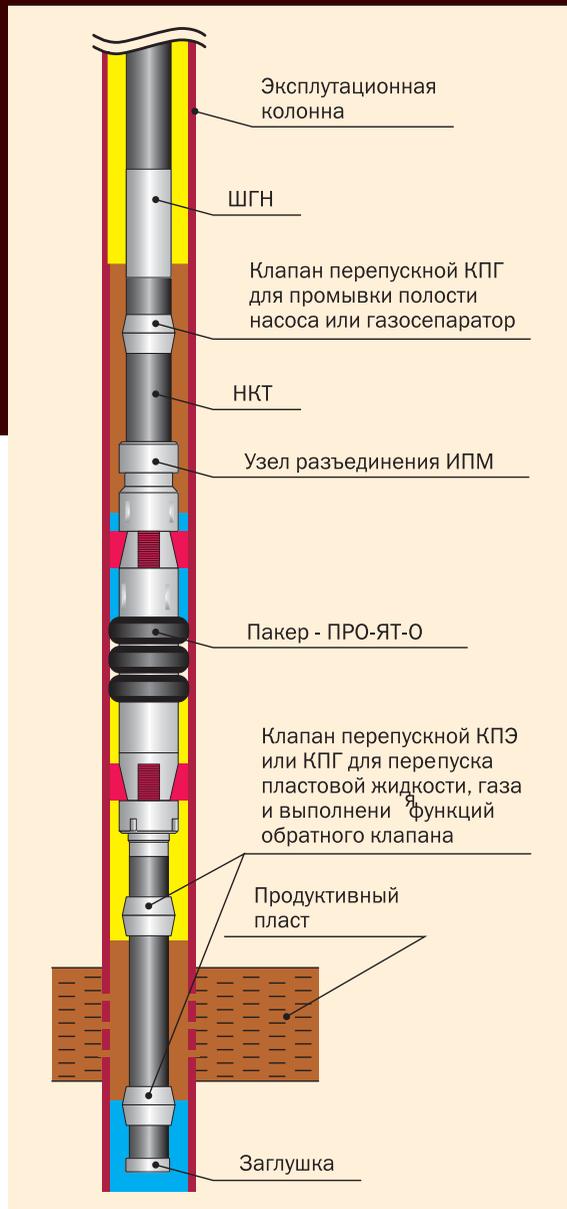
Компоновка подземного оборудования ЗПРОК-ОРЗ-1



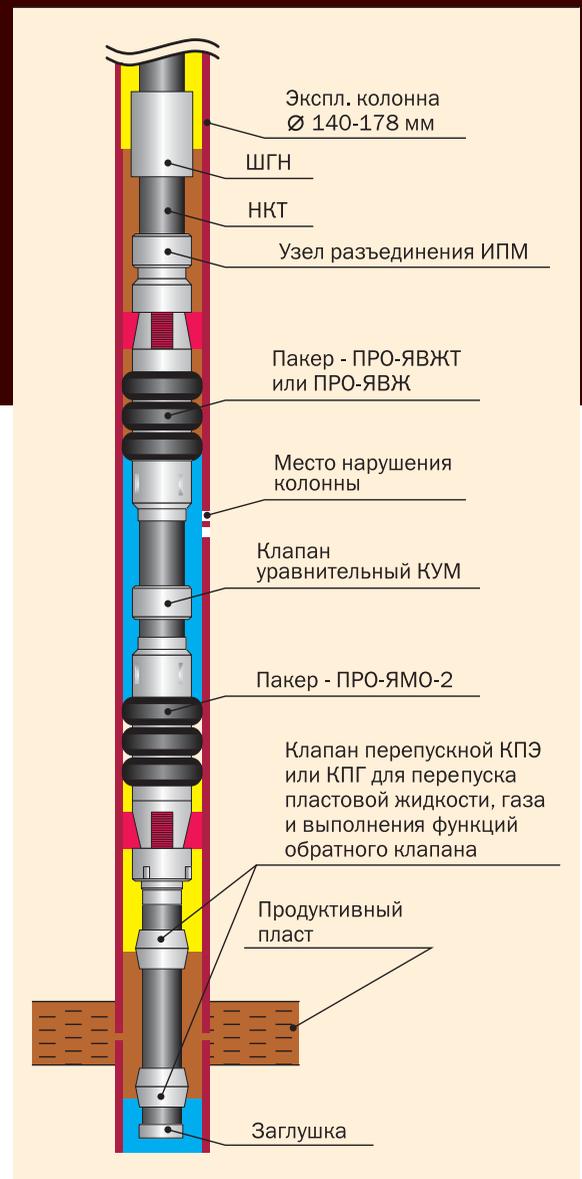
Двухпакерная двухтрубная компоновка для ОРЗ в два пласта 2ПРОК-ДОРЗ-1



Пакер ПРО-ЯТ-0 для эксплуатации в добыче нефти при ОРЭ, ОРЗ



Двухпакерная компоновка для эксплуатации скважин глубинными насосами с изоляцией негерметичности эксплуатационной колонны 2ПРОК-УОИВ -1



общего объема поступающей в ствол скважины жидкости и снижению ее обводненности.

Это первая, самостоятельная часть технологии, которая может применяться со всеми типами насосов при эксплуатации скважин.

РАСКАЧКА ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ

Следующая технология обеспечивает большее по абсолютной величине и амплитуде колебания воздействие на призабойную зону, причем эта разница будет составлять несколько порядков. Периодически повторяющееся воздействие такой силы приводит к движению пласта в вертикальной плоскости, что, в свою очередь, вызывает увеличение его работающей эффективной мощности.

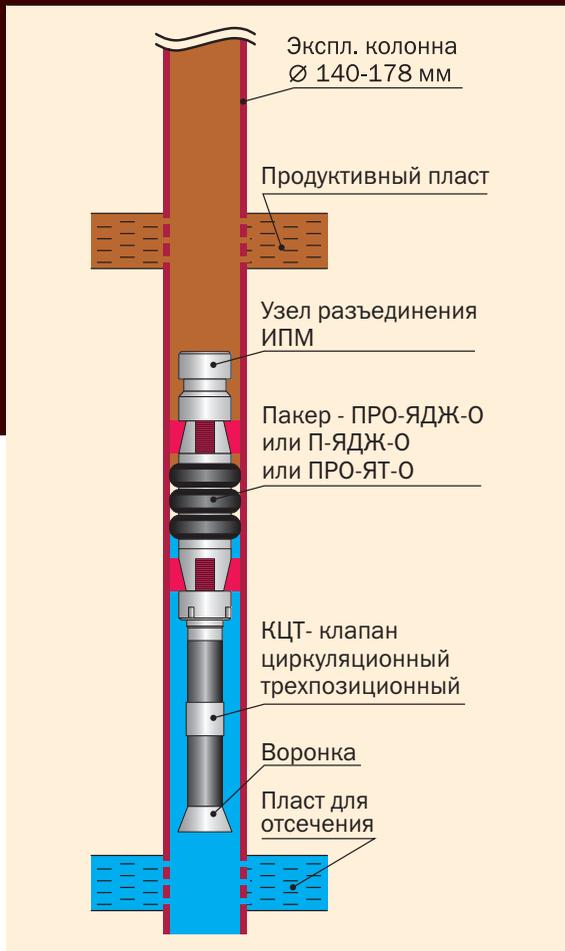
Компоновка, о которой я говорю в данном случае, — КПЭ-115 для эксплуатации скважин с закрытым затруб-

ным пространством, особенно при высоком газосодержании добываемой жидкости, с раскачкой призабойной зоны (см. «Компоновка подземного оборудования с УЭЦН и клапанами КПЭ-115»). По всем проведенным внедрениям прирост по добыче нефти и наработке на отказ насосного оборудования составил не менее 30%, что подтверждено промысловыми испытаниями.

В чем отличие процессов, протекающих в призабойной зоне скважины при использовании клапанов типа КПЭ и КПП от обычных? При традиционном способе забойное давление является константой (см. «Динамика забойного давления без регулирования и с регулированием клапанами»). В этом случае мы фактически блокируем наиболее работоспособную часть пласта пенной системой и ведем дальнейшую его эксплуатацию.

В случае же использования системы регулирования забойного давления с перепускными клапанами начнет

Компоновка для изоляции нижележащего интервала при насосной эксплуатации скважин 1ПРОК-ИНА-0



работать механическая составляющая пласта, способная вытолкнуть кольматирующую пенную систему. И такие системы разработки НПФ «Пакер» к настоящему моменту прошли все промысловые испытания.

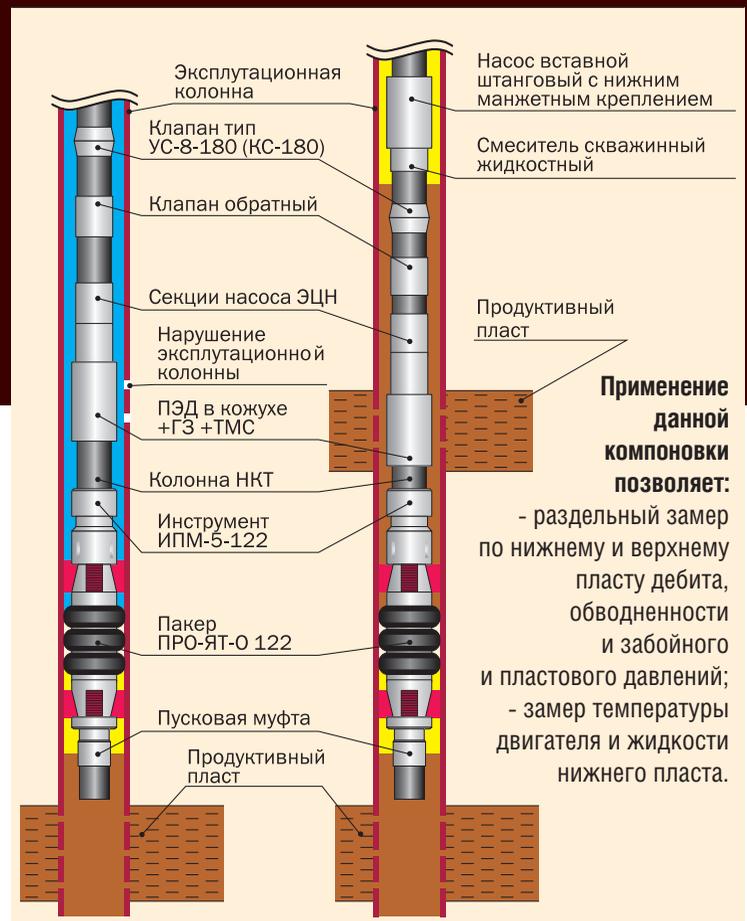
Однопакерная компоновка для насосной эксплуатации скважин 1ПРОК-УОА-1 объединяет в себе достоинства предыдущих компоновок и дает наибольший совокупный эффект. Клапан КПЭ располагается в верхней части компоновки, а нижняя часть искусственно гидрофобизируется (см. «Однопакерная компоновка для насосной эксплуатации скважин 1ПРОК-УОА-1»).

ТЕХНОЛОГИЯ ОРЭ С МНОГОПАКЕРНЫМИ КОМПОНОВКАМИ

Технология ОРЭ нескольких продуктивных горизонтов с многопакерными КПО — 3ПРОК-ОРЭ-1 — заключается в уменьшении обводненности добываемой жидкости в процессе эксплуатации и отрицательного взаимовлияния продуктивных горизонтов друг на друга (см. «Технология ОРЭ с компоновками 3ПРОК-ОРЭ-1»). Использование технологии также препятствует поглощению одним продуктивным горизонтом флюида другого.

Большинство предприятий не имеют возможности работать с гидравлическими лебедками, которые поз-

Схема эксплуатации скважины с нарушениями эксплуатационной колонны (ПЭД в высокогерметичном кожухе)



Применение данной компоновки позволяет:

- исключить проведение дорогостоящих РИР;
- замер дебита, обводненности, забойного и пластового давлений, температуры двигателя и жидкости.

воляют устанавливать и снимать клапаны в скважинные камеры (мандрели). Поэтому целью наших разработок было именно попытаться создать системы, которые будут достаточно автономны и не будут требовать дополнительного вмешательства для изменения режима и несложных профилактических работ.

Соответствующая КПО — 3ПРОК-ОРЭ-1. В данной пакерной компоновке верхний пакер должен быть оборудован верхним якорным узлом типа ПРО-ЯВЖ, чтобы сохранять герметичность после отсоединения колонны НКТ, средний пакер типа ПРО-Ш-М-С с регулируемой нагрузкой установки, для передачи на нижний пакер необходимой нагрузки, и нижний пакер типа ПРО-ЯМО — опорный (см. «Компоновка подземного оборудования 3ПРОК-ОРЭ-1»).

ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНАЯ ЗАКАЧКА

Для одновременно-раздельной закачки мы предлагаем серию КПО под общей аббревиатурой ОРЭ. Технология заключается в строго дозированных объемах

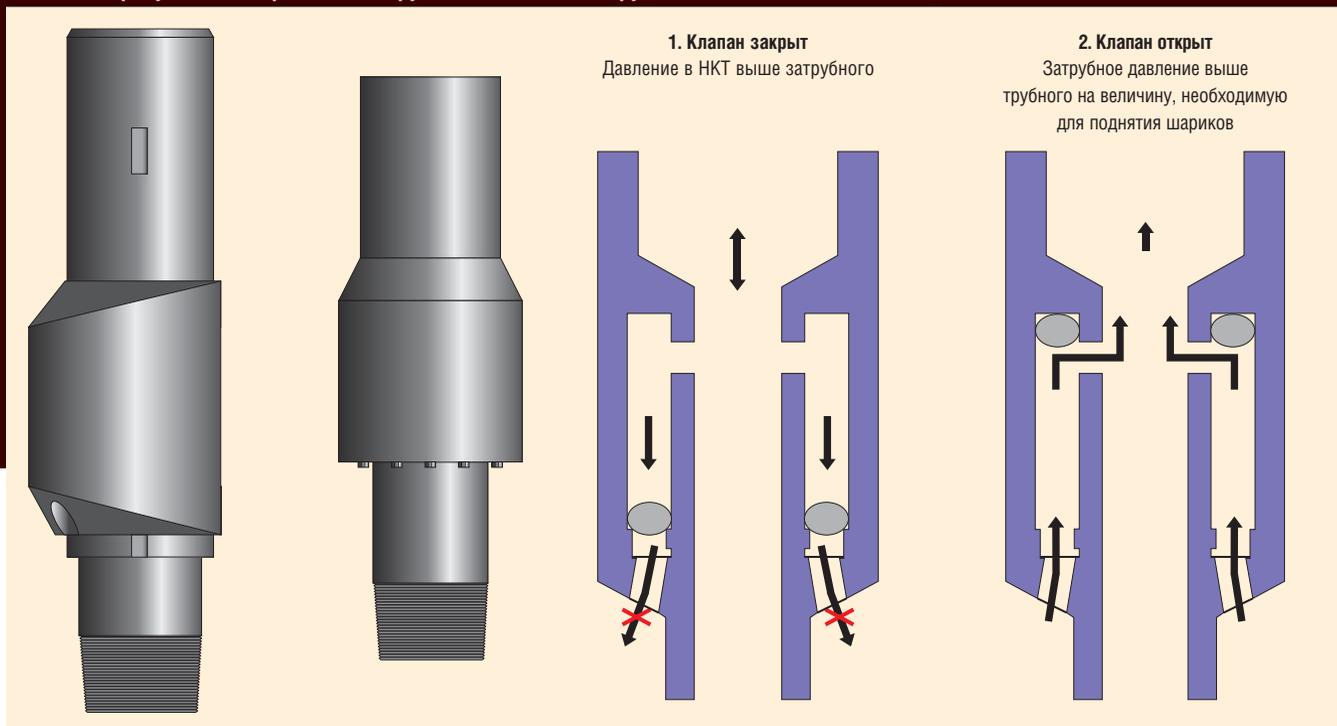
Схема ОРЭ двух пластов (ЭЦН + ШГН)



Применение данной компоновки позволяет:

- раздельный замер по нижнему и верхнему пласту дебита, обводненности и забойного и пластового давлений;
- замер температуры двигателя и жидкости нижнего пласта.

Клапаны перепускные для работы с погружным насосным оборудованием или в компоновках для ОРЭ КПЭ-115 и КПГ-108



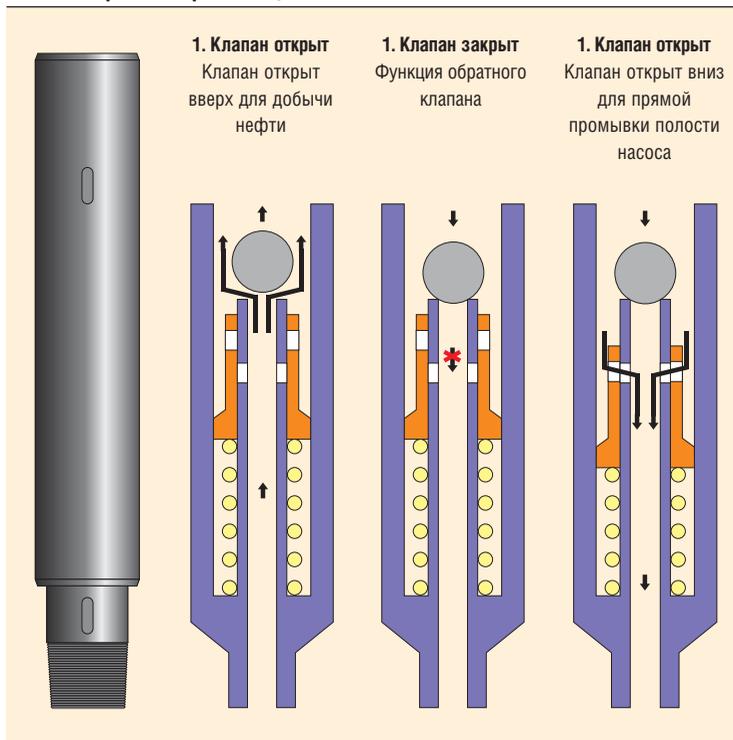
закачки рабочего агента индивидуально для каждого продуктивного горизонта, с возможностью изменения параметров закачки в процессе работы.

В подобных пакерных компоновках для компенсации знакопеременных нагрузок верхний пакер должен иметь верхний якорный узел, типа ПРО-ЯВЖ или ПРО-Ш-М-С с гидроякором, средний пакер типа ПРО-Ш-М-С с регулируемой нагрузкой установки, для передачи

на нижний пакер необходимой нагрузки, и нижний пакер типа ПРО-ЯТ-О или ПРО-ЯДЖ-О, также с верхним якорным узлом, — опорный (см. «Компоновка подземного оборудования ЗПРОК-ОРЭ-1»).

Одна из наиболее интересных компоновок — двухпакерная двухтрубная компоновка для ОРЭ в два пласта ЗПРОК-ДОРЭ-1 (см. «Двухпакерная двухтрубная компоновка для ОРЭ в два пласта ЗПРОК-ДОРЭ-1»). Мы сначала спускаем эту компоновку на трубах 89 мм. Только после этого спускается НКТ 48 мм герметичной посадкой в специальный узел и возможностью перемещения на 1300 мм с сохранением герметичности посадки. Это сделано с учетом того, что при изменении термических условий скважины, при изменении или прекращении закачки в одну линию или в другую линию линейные размеры будут изменяться.

Клапан обратный трехпозиционный КОТ-93



ИЗОЛЯЦИЯ ВОДОПРИТОКА

Еще одна компоновка используется для изоляции водопритока. Компоновка позволяет за один спуск изолировать интервал негерметичности эксплуатационной колонны и исключить многократные проведения дорогостоящих ремонтно-изоляционных работ (РИР) традиционными методами.

НОВЫЕ РАЗРАБОТКИ

Пакер ПРО-ЯТ-О для эксплуатации в добыче нефти при ОРЭ, ОРЗ используется при отсечении нарушения эксплуатационной колонны, скважины с ШГН, позволяет исключить многократные проведения дорогостоящих РИР традиционными методами может применяться в компоновках для ОРЭ, где необходимо натяжение колонны НКТ.



Компоновка подземного оборудования

с клапаном **КОТ**
и муфтой разъемной **МРГ**

УВЕЛИЧЕНИЕ МЕЖРЕМОНТНОГО ПЕРИОДА РАБОТЫ СКВАЖИН

с высоким содержанием механических примесей в добываемой жидкости и высоким риском прихвата погружного оборудования.

Экс. колонна
Ø 140-178 мм

Сбивной
клапан

Погружной
насос

МРГ
Муфта разъемная гидравлическая
Разъединяет колонну НКТ в месте установки МРГ при прихвате внутрискважинного оборудования.

КОТ
Клапан обратный трехпозиционный
Дает возможность в процессе эксплуатации проводить промывку и обработку полости глубинного насоса через НКТ техническими жидкостями или химическими реагентами.

Упрощает
ловильные работы

Способствует
увеличению добычи

Увеличивает
средний дебит

Увеличивает наработку
на отказ насосного
оборудования

ООО Научно-производственная фирма "ПАКЕР"
Адрес: 452606, РФ, Республика Башкортостан,
г. Октябрьский, ул. Северная, д. 7.
Тел.: (34767) 6-71-91, 6-63-64;
Факс: (34767) 6-75-15



E-mail: mail@npf-paker.ru
www.npf-paker.ru

ВЫДЕРЖКИ ИЗ ОБСУЖДЕНИЯ

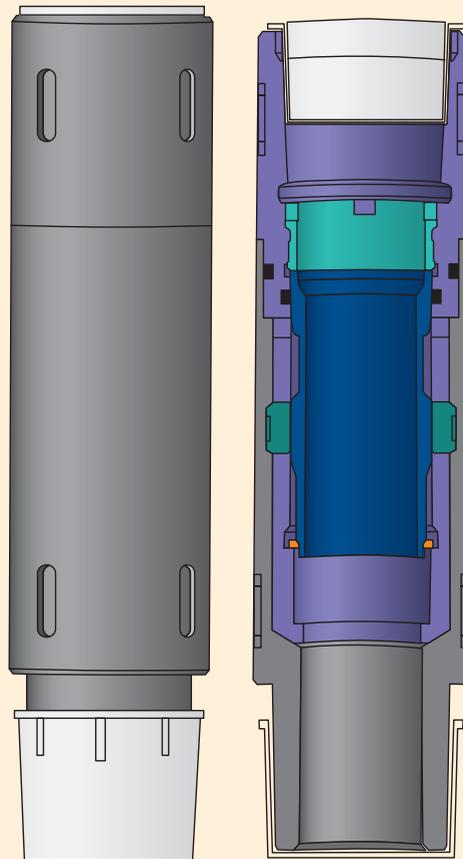
Вопрос: Вы хотите, чтобы клапаны ваши были не приводные, потому что это трудно, а чтобы они работали в колебательном режиме. Но ведь возможно засорение клапана и т.п. Вы не планируете, все-таки, аварийный привод использовать для этих целей?

Марат Аминев: Планируем. В принципе, система достаточно устойчива к засорению, но всегда на 10 удачных случаев может быть один неудачный в этом смысле. Это надо учитывать.

Двухпакерная компоновка для эксплуатации скважин глубинными насосами с изоляцией негерметичности эксплуатационной колонны 2ПРОК-УОИВ-1 обеспечивает надежную изоляцию места негерметичности, исключает проведение длительных и дорогостоящих РИР и может эксплуатироваться с ШГН и УЭЦН автономно, в жесткой сцепке с насосом или через подвижное герметичное соединение РКУ, ИПМ-5.

Компоновка для изоляции нижележащего интервала при насосной эксплуатации скважин 1ПРОК-ИНА-0 позволяет исключить многократное проведение дорогостоящих РИР и изолировать, в том числе временно,

Муфта разъемная гидравлическая МРГ-89



17-я международная выставка

НЕФТЬ ГАЗ



НЕФТЕХИМИЯ



8-10 сентября

Казань, 2010

Выставочный центр
“Казанская ярмарка”
Россия, 420059, Казань,
Оренбургский тракт, 8
т./ф.: (843) 570-51-14, 570-51-11
e-mail: expokazan@rambler.ru



www.oilexpo.ru



отдельные пласты наиболее простым и эффективным способом.

КЛАПАНЫ

В пакерных компоновках очень важно иметь возможность при снятии или иных подобных операциях выровнять давление над и под пакером. Для этого используются наши клапаны КПЭ-115 и КПП-108 (см. «Клапаны перепускные для работы с погружным насосным оборудованием или в компоновках для ОРЭ КПЭ-115 и КПП-108»). Клапаны позволяют перепускать газожидкостную смесь из затрубного в трубное пространство, а при работе насосного оборудования в компоновке с пакером позволяют увеличить нефтеотдачу призабойной зоны пласта.

Одна из наших последних разработок — клапан КОТ-93, позволяющий вести прямую промывку полости электроцентробежного насоса (см. «Клапан обратный трехпозиционный КОТ-93»). При этом в обычном состоянии работает как обратный клапан, а перепад давления, необходимый для открытия клапана, регулируется в диапазоне от 9,0 до 15,0 МПа.

ДОПОЛНИТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Муфта разъемная гидравлическая МРГ-89 позволяет при осложнениях со скважинным оборудованием и колонной НКТ разъединять их в месте установки МРГ-89. Муфта уменьшает риск возникновения тяжелых осложнений со скважинным оборудованием, приводится в действие сбросом шара и созданием давления в НКТ 5,0 МПа.

Последняя из рассматриваемых в настоящем материале разработок — разъединитель колонны универсальный (РКУ). Инструмент используется при эксплуатации нефтяных, газовых скважин и при закачке воды, обеспечивает подвижное герметичное соединение НКТ при работе с нижерасположенным оборудованием до 1500 мм. С его помощью можно устанавливать, разъединять и соединять колонны НКТ с оставляемым автономно в эксплуатационной колонне пакерно-якорным оборудованием. √

Разъединитель колонны универсальный РКУ

