



МИННУЛЛИН Булат Мударисович

Инженер-технолог службы развития новой техники и технологий ООО НПФ «Пакер»

ПОВЫШЕНИЕ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ НАСОСНЫХ УСТАНОВОК НА МАЛОДЕБИТНОМ ФОНДЕ СКВАЖИН

Малодебитный фонд, как правило, представляет собой старый фонд скважин с малым притоком, высокой обводненностью и закольматированной ПЗП. Эти факторы вызывают преждевременные отказы оборудования, из-за чего малодебитный фонд частично или полностью принадлежит к ЧРФ. Для уменьшения влияния перечисленных факторов на работу ГНО малодебитного фонда НПФ «Пакер» предлагает оборудование, компоновки и технологии собственной разработки.

Традиционно внутрискважинное оборудование устанавливается над интервалом перфорации (см. «Традиционная схема компоновки УЭЦН»). В этом случае при дебитах менее 100 м³/сутки в эксплуатационных колоннах диаметром от 140 мм и выше при поступлении флюида из ПЗП в ствол скважины сопутствующая вода успевает выделиться в свободную фазу. В результате в эксплуатационной колонне до приема насоса формируется столб воды, который гидрофилизует породу пласта в зоне интервала перфорации и создает искусственный барьер для движения нефти в поровом пространстве в направлении ствола скважины. Кроме того, вода затрудняет поступление нефти по стволу скважины на прием насоса — нефтяной фракции приходится «пробиваться» через слой воды, вследствие чего растет обводненность добываемой продукции.

Чтобы увеличить долю нефтяной фазы в поступающей на забой жидкости, необходимо облегчить путь для движения нефти в ствол скважины. Добиться этого можно, устранив процесс гидрофилизации ПЗП.

РЕШЕНИЯ ДЛЯ МОДИФИКАЦИИ СКВАЖИННЫХ КОМПОНОВОК

НПФ «Пакер» предлагает несколько технологических решений для модификаций скважинных компоновок подземного оборудования (КПО). Эти решения можно быстро реализовать в процессе текущей смены

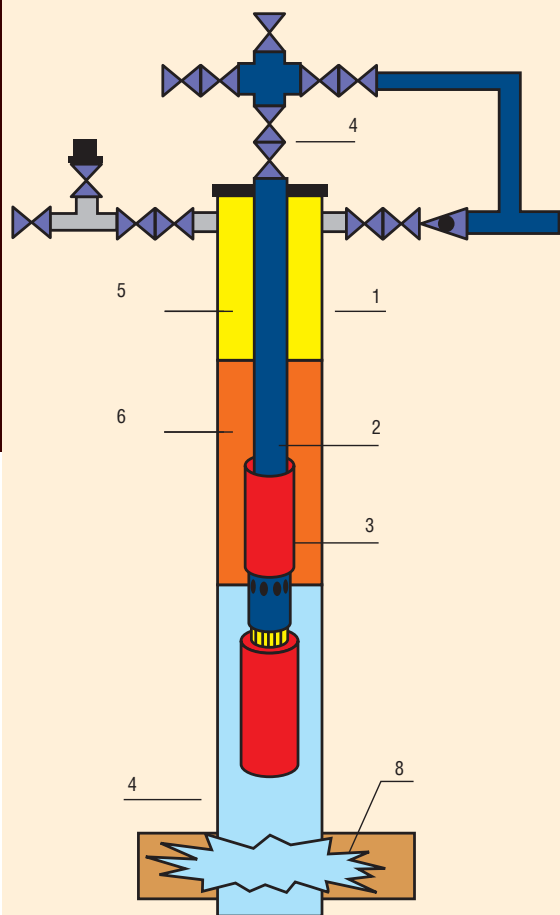
насосов. Как показывает промысловая практика, при использовании КПО повышается текущий дебит нефти и увеличивается МРП погружного оборудования не менее чем на 30%.

В предлагаемых схемах КПО хвостовик колонны НКТ, расположенный под пакером, оборудован клапанами для перепуска жидкости и газа, установленными над и под интервалом перфорации, а также заглушкой снизу для сбора и удержания мехпримесей, выделяющихся из жидкости при ее поступлении из кольцевого пространства скважины. Перепускной клапан, или группа клапанов, над интервалом перфорации предназначены для того, чтобы перепускать газ в автономный хвостовик при работе погружного насоса; под интервалом — чтобы перепускать скважинную жидкость, в составе которой, в частности, будет находиться и выделившаяся вода. В результате названные вещества будут удаляться из ПЗП. Газ не будет способствовать осушению и разрушению породы пласта, а вода не станет ускорять процесс гидрофилизации, что позволит снизить обводненность скважинной продукции.

ПРИНЦИП РАБОТЫ ПЕРЕПУСКНЫХ КЛАПАНОВ

Чтобы проиллюстрировать принцип работы перепускных клапанов в хвостовике, рассмотрим взаимосвязь и взаимовлияние давлений, возникающих при работе насосной установки в подпакерной зоне ствола скважины, интервале перфорации, кольцевом пространстве и полости хвостовика на уровне клапанов (см. «Физика процесса применения перепускных клапанов»). Жидкостная смесь, содержащая газ, нефть и воду, поступает из призабойной зоны продуктивного пласта в ствол скважины под давлением, равным забойному. Под воздействием перепада пластового и забойного давлений, сил гравитации, первоначального давления насыщения газа и забойной температуры компоненты смеси обретают разные агрегатные состояния. Газ всплывает под пакер, вода занимает нижнее положение в стволе скважины, нефть располагается между ними.

Традиционная схема компоновки УЗЦН



- 1 – Эксплуатационная колонна
- 2 – Колонна НКТ
- 3 – Насосная установка
- 4 – Фонтанная арматура
- 5 – Свободный газ
- 6 – Добываемая (углеводородная) жидкость
- 7 – Вода в свободной фазе
- 8 – Предполагаемый вид гидрофизации ПЗП

На уровне верхнего клапана снаружи хвостовика давление газа будет равно забойному давлению, а давление жидкости внутри НКТ будет рассчитываться по формуле

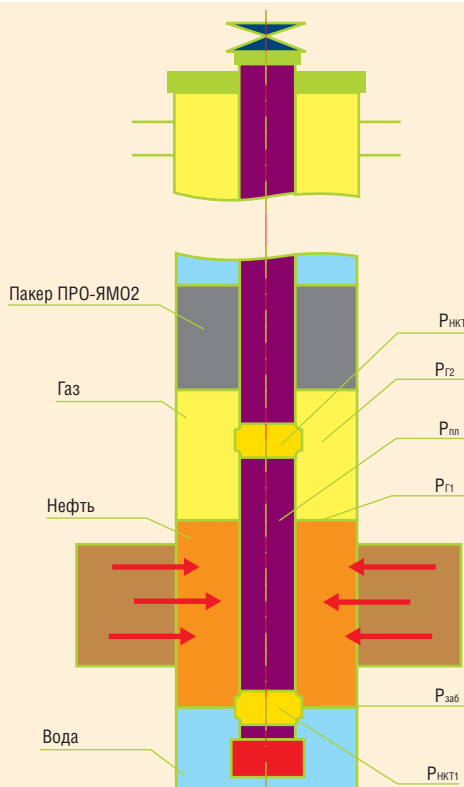
$$P_{\text{нк2}} = P_{\text{заб}} - \rho gh,$$

где $P_{\text{заб}}$ — забойное давление; ρ — плотность жидкости; g — ускорение свободного падения; h — расстояние между верхним и нижним клапанами.

На уровне верхнего клапана давление газа в кольцевом пространстве окажется выше давления жидкости в полости хвостовика ($P_{\text{г2}} > P_{\text{нк2}}$), что объясняет движение газа в полость хвостовика и далее в колонну НКТ. Чтобы весь процесс происходил без сбоев, $G_{\text{ф}}$ должен составлять не менее $30 \text{ м}^3/\text{т}$.

Надо отметить, что описанный выше процесс протекает циклично. В момент поступления газа в полость хвостовика в кольцевом пространстве скважины нахо-

Физика процесса применения перепускных клапанов

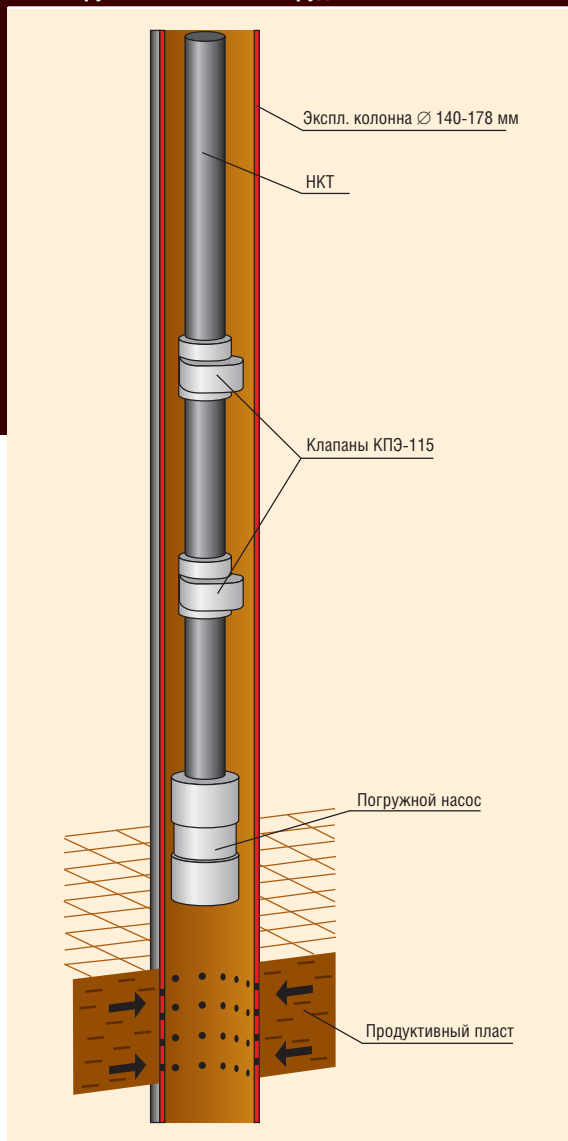


- $P_{\text{заб}}$ - забойное давление
 $P_{\text{пл}}$ - пластовое давление
 $P_{\text{г1}}$ - давление газа на уровне нижнего клапана
 $P_{\text{г2}}$ - давление газа на уровне верхнего клапана
 $P_{\text{нк1}}$ - давление НКТ на уровне нижнего клапана
 $P_{\text{нк2}}$ - давление НКТ на уровне верхнего клапана

дится граница раздела фаз нефти и газа. Показатели давления на этом уровне в кольцевом пространстве и в полости хвостовика примерно равны, но давление газа немного превышает давление жидкости ($P_{\text{г1}} \geq P_{\text{нк1}}$). С началом поступления газа по верхнему клапану в полость хвостовика и уменьшением его первоначального давления граница раздела фаз нефти и газа начинает подниматься к верхнему клапану. Будучи равновесным и работая по гравитационному принципу, клапан закрывается, когда до него доходит граница раздела сред или выравниваются его внутреннее и наружное давления. В результате газ снова начинает накапливаться под пакером, граница раздела газа и нефти снова начинает опускаться вниз, при достижении необходимой или заданной величины давления газа клапан опять открывается и процесс повторяется сначала.

В моменты открытия и закрытия верхнего клапана возникают небольшие периодически повторяющиеся импульсы давления. В циклически работающей системе эти импульсы стремятся перейти в гармонические колебания. Воздействие колебаний маятника передается ПЗП. Сила этого воздействия влияет на внутрипоровое давление в капиллярных каналах пласта, имеющих с противоположной стороны практически неограниченный контур питания, и приводит к возникно-

Схема установки клапана перелускового КПЭ-115 на погружном насосном оборудовании

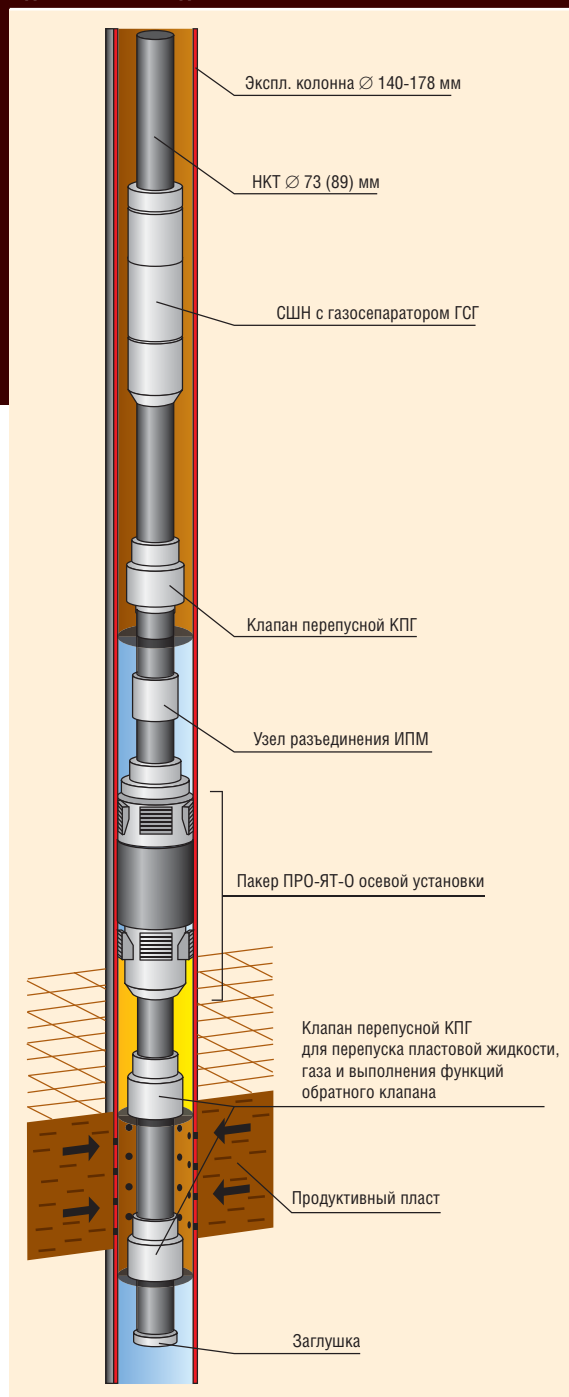


вению раскачивающего воздействия. Последнее в большинстве случаев приводит к тому, что ранее закольматированные (не работающие, но содержащие нефть) капиллярные каналы открываются, и через них начнет протекать жидкость. Это в свою очередь приводит к увеличению общего объема поступающей в ствол скважины жидкости.

1ПРОК-УО-1

На основе описанной выше технологии разработаны компоновки подземного оборудования, одна из них — 1ПРОК-УО-1 (см. «Однопакерная компоновка для эксплуатации скважин УСШ с целью уменьшения обводненности добываемой жидкости 1ПРОК УО-1»). В данной системе установлен пакер типа ПРО-ЯТ-О или ПРО-ЯДЖ-О с двумя механическими якорями, а в нижней части расположены клапаны серии КПГ-108. Выше расположен узел аварийного разъединения — инструмент посадочный механический (ИПМ). Клапан в

Однопакерная компоновка для эксплуатации скважин УСШ с целью уменьшения обводненности добываемой жидкости 1ПРОК УО-1

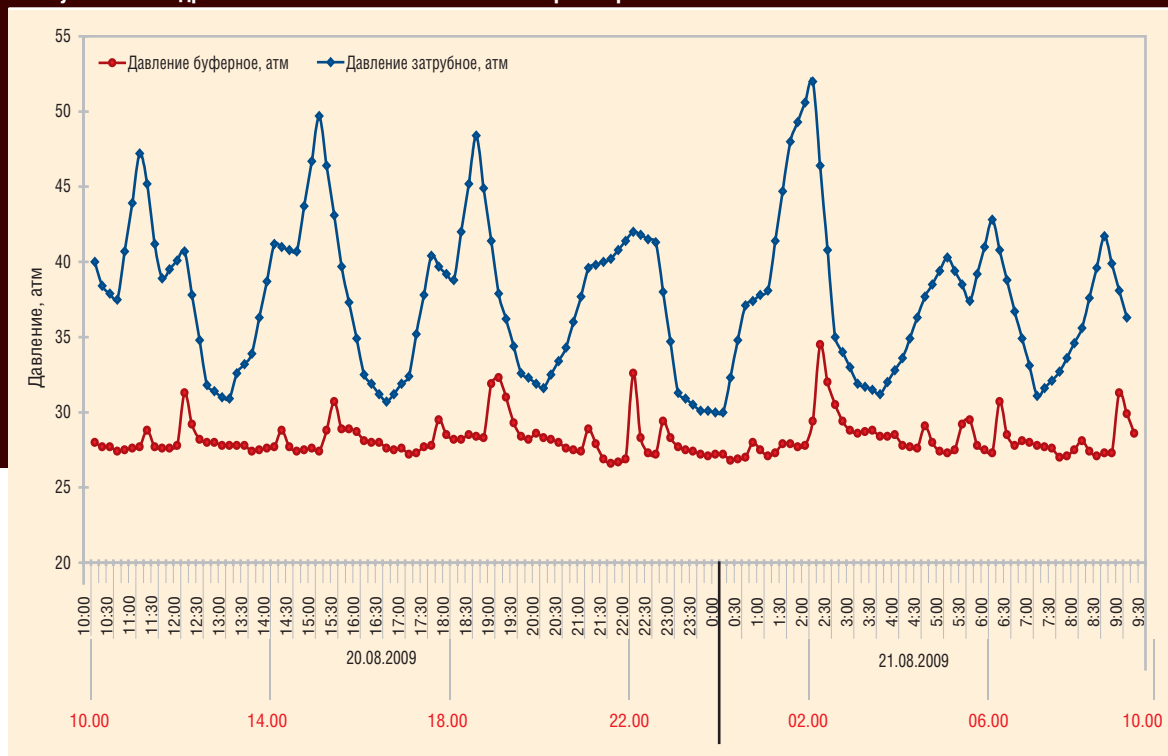


данном случае служит для промывки насоса при необходимости.

Через верхний клапан при превышении давления в кольцевом пространстве проходит газ, через нижний — отбирается вода. В результате доступ нефти на поверхность облегчается.

Применение данной компоновки позволяет снизить текущую обводненность продукции скважин и получить прирост добычи нефти, оптимизировать выработку запасов углеводородов за счет гидрофобизации ПЗП, а

Результаты внедрения КПЭ-115 в скв. №10301 ТПП «Урайнефтегаз»



также исключить контакт жидкости глушения с ПЗП при проведении ремонтных работ по смене ГНО. Кроме того, за счет применения пакеров типа ПРО-ЯТ-О и фиксации нижней части насоса можно повысить коэффициент подачи, а в процессе эксплуатации — вести контроль над работой насоса и забойного давления по динамическому уровню.

ПРИМЕНЕНИЕ КПЭ-115

Следующая технология, разработанная для применения на малодобитном фонде, предусматривает установку перепускных клапанов в хвостовике над насосом. При этом также будут иметь место импульсы и граница раздела фаз. Последняя также под влиянием газа будет стремиться вниз и при определенной величине вызовет открытие клапана.

Для того чтобы реализовать данный способ, необходимо установить хвостовик колонны НКТ, а также перепускной клапан КПЭ-115 на ней выше установки ЭЦН (см. «Схема установки клапана перепускного КПЭ-115 на погружном насосном оборудовании»). Буква «Э» в названии клапана означает, что у него имеется паз под кабель, что уменьшает вероятность нарушения последнего.

Применение данной компоновки позволяет увеличить МРП работы погружного оборудования, снизить эксплуатационные затраты, осуществить более полную выработку запасов. Кроме того, при использовании этой компоновки увеличивается дебит пластовой жидкости за счет газлифтного эффекта ПНГ.

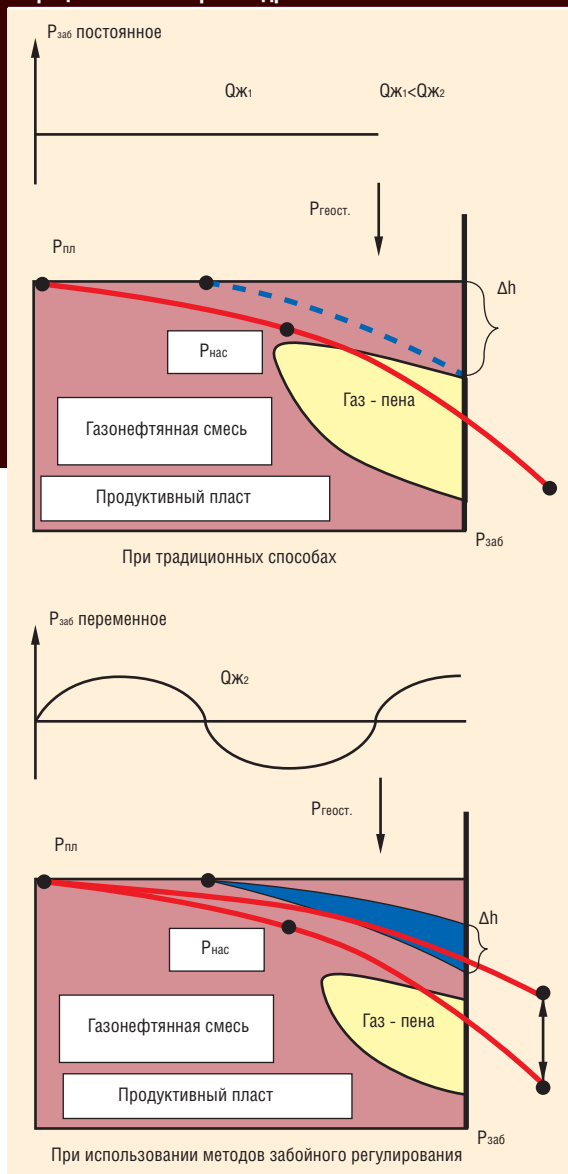
Данная компоновка была опробована в ТПП «Урайнефтегаз» (см. «Результаты внедрения КПЭ-115 в скв.

№10301 ТПП «Урайнефтегаз»). Было замерено давление в затрубном пространстве и на буфере скважины. В затрубье перепады давления составляют до 21 атм, а в кольцевом пространстве НКТ — порядка 8 атм. В таких условиях уровень воздействия на ПЗП при работе насосной установки будет значительным по абсолютной величине и амплитуде колебания. Периодически повторяющееся воздействие такой силы приведет к движению пласта в вертикальной плоскости, а это в свою очередь вызовет увеличение нефтеотдачи пласта.

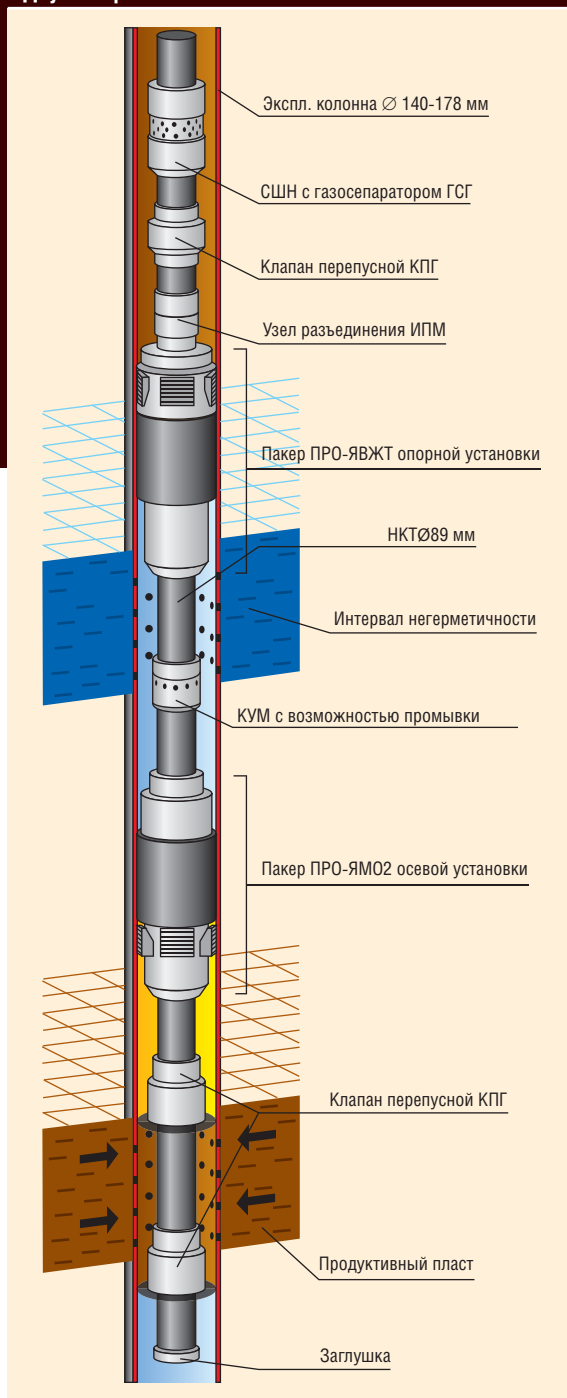
Следует обратить внимание на то, что при постоянном забойном давлении дебит жидкости будет стабильным, а при регулируемом — переменным. Гидрофобная фаза газ — пена при регулировании забойного давления отжимается и уменьшается в объеме, вследствие чего облегчается поступление пластового флюида на забой скважины. Таким образом, при регулируемом забойном давлении дебит будет выше, чем при постоянном (см. «Процессы в ПЗП при внедрении КПЭ-115»).

Эффективность КПЭ-115 была подтверждена результатами ОПИ в ТПП «Урайнефтегаз». Испытания клапана проводились в проблемных скважинах с газовым фактором от 130 до 1000 м³/т, эксплуатируемых фонтанным способом или посредством УЭЦН. По состоянию на июнь 2010 года СНО отдельных скважин достигла 300 суток. Внедрение оборудования НПФ «Пакер» в «Урайнефтегазе» дало возможность повысить удельный дебит скважин на 7,8 т/сутки (см. «Результаты ОПИ по внедрению компоновки 1ПРОК-ПГЭ (КПЭ-115 с ЭЦН) при проведении технологии циклического перепуска газа на Тальниковом месторождении ТПП «Урайнефтегаз»).

Процессы в ПЗП при внедрении КПЭ-115



Двухпакерная компоновка 2ПРОК-УОИВ-1



2ПРОК-УОИВ-1

В малодебитных скважинах нередко встречается нарушение герметичности эксплуатационной колонны, в связи с этим рекомендуется к внедрению двухпакерная компоновка 2ПРОК-УОИВ-1 (см. «Двухпакерная компоновка 2ПРОК-УОИВ-1»). Эта компоновка предназначена для скважин, эксплуатируемых УСШН, с целью уменьшения обводненности добываемой продукции с одновременной изоляцией вышерасположенного интервала негерметичности на 350 атм. Применение 2ПРОК-УОИВ-1, в частности позволяет:

- вывести добывающую скважину из простоя или бездействия;
- за счет гидрофобизации ПЗП добиться максимально возможной выработки запасов;
- снизить текущую обводненность продукции скважин и получить прирост добычи нефти;
- исключить контакт жидкости глушения с ПЗП при проведении ремонтных работ по смене ГНО;

- быстро, надежно и без больших финансовых затрат изолировать интервал негерметичности или водопритока;
- исключить проведение дорогостоящих РИР;
- в процессе эксплуатации вести контроль над работой насоса и забойного давления по динамическому уровню.

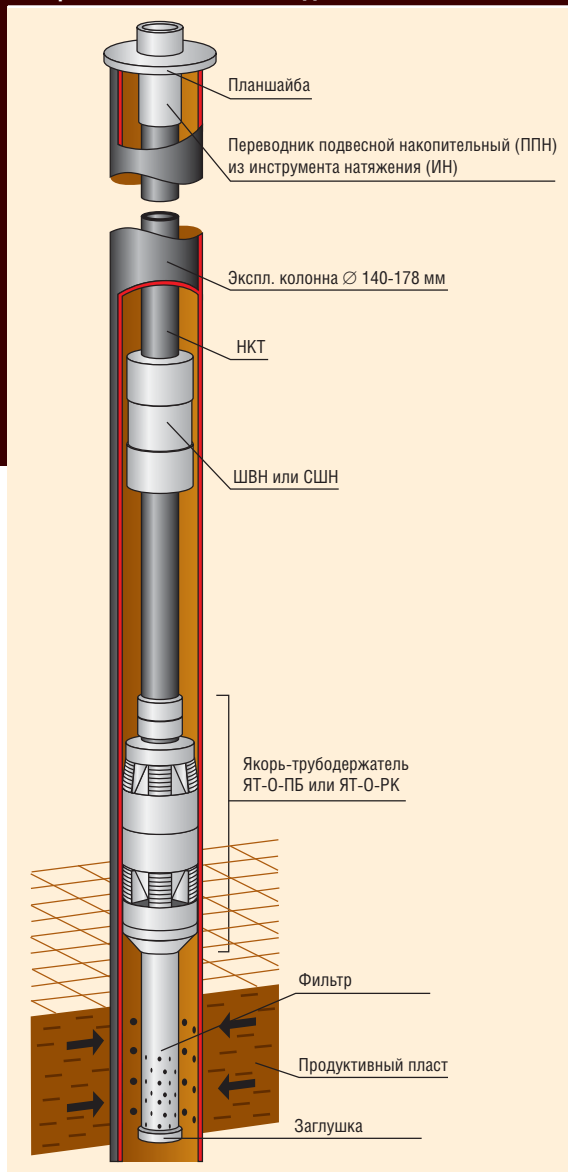
В состав двухпакерной компоновки 2ПРОК-УОИВ-1 входит нижний пакер типа ПРО-ЯМО2 осевой установки, выше расположен уравнивающий механический клапан, который предназначен для того, чтобы произвести безопасный и надежный срыв и подъем ком-

Результаты ОПИ по внедрению компоновки 1ПРОК-ПГЗ (КПЗ-115 с ЭЦН) при проведении технологии циклического перепуска газа (ЦПГ) на Тальниковом месторождении ТПП «Урайнефтегаз» по состоянию на 15.04.2010 г.

№ п/п	Скв.	До внедрения				ГФ, м³/м³	После внедрения							Дни раб. с нач. внедр.	Эффект +			Продолж. эф. на дату, сут		
		Способ эксплуата- ции	Состояние	Ож, м³/сут	Он, т/сут		Обв.,%	Дата запуска	Дата выхода на режим	Ож, м³/сут.	Он, т/сут.	Обв., %	Рпл, атм Нд, м		Он, т/сут.	Средняя за месяц на скв.	Накопленная на дату		Доп. добыча нефти, т	
1	10327р	Фонт.	Раб.	63	17	69	206	ЭЦН- 50-1500	02.07.09	08.07.09	94	15	82	120 841/59	281	0	0	402	237	
2	103301р	Фонт.	Раб.	8	3	3	512	ЭЦН- 30-1500	04.07.09	14.07.09	11	9	4	115 1583/58	236	6	180	2095	236	
3	6774	Фонт.	Раб.	38	12	63	130	ЭЦН- 30-1500	25.08.09	29.08.09	50	16	63	172 499/65	230	4	120	802	230	
4	6707	Фонт.	Раб.	4	3	20	965	ЭЦН- 30-1500	01.09.09	04.09.09	17	12	21	148 599/60	316	8	240	2276	316	
5	6802	Фонт.	Раб.	10	5	51	387	ЭЦН- 25-1500	17.11.09	22.11.09	31	10	62	109 452/43	143	10	300	388	143	
6	10177	ЭЦН	Раб.	17	6	56	1000	ЭЦН- 30-1700	01.04.10	05.04.10	43	17	55	115 319/50	14	11	330	154	14	
													Удельный эффект			Удельный эффект				
													7,8			234			6117	267

Удельный эффект на скважину внедрения + 7,8 т/сут

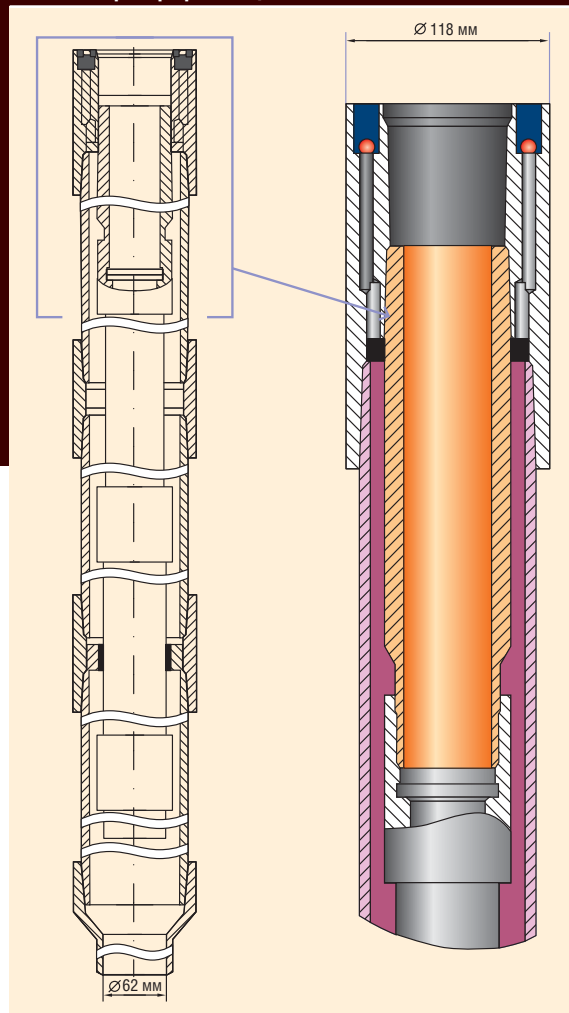
Якорная компоновка ЯКПРО-ДПВ-1



поновки после того, как она отработает. Выше расположен клапан КПГ, который служит для промывки насоса, а также СШН с газосепаратором.

В настоящее время двухпакерные компоновки для изоляции негерметичности эксплуатационных колонн внедряются на многих нефтедобывающих предприятиях, на июнь 2010 года внедрено более 700 комплектов. Об эффективности внедрения компоновок свидетельствуют положительные отзывы компаний. В частности, двухпакерные компоновки с 2006 года внедряются на месторождениях ОАО «Удмуртнефть», для которых характерна большая изношенность эксплуатационных колонн, высокая вязкость нефти, значительное содержание в ней растворенного газа, большой объем газовой шапки, низкая проницаемость, многослойность и неоднородность нефтенасыщенных пластов, что обуславливает неэффективность РИР по традиционным технологиям. По состоянию на июнь 2010 года в скважинах «Удмуртнефти» было внедрено около 300 компоновок,

Газосепаратор гравитационный ГСГ-118-32/44



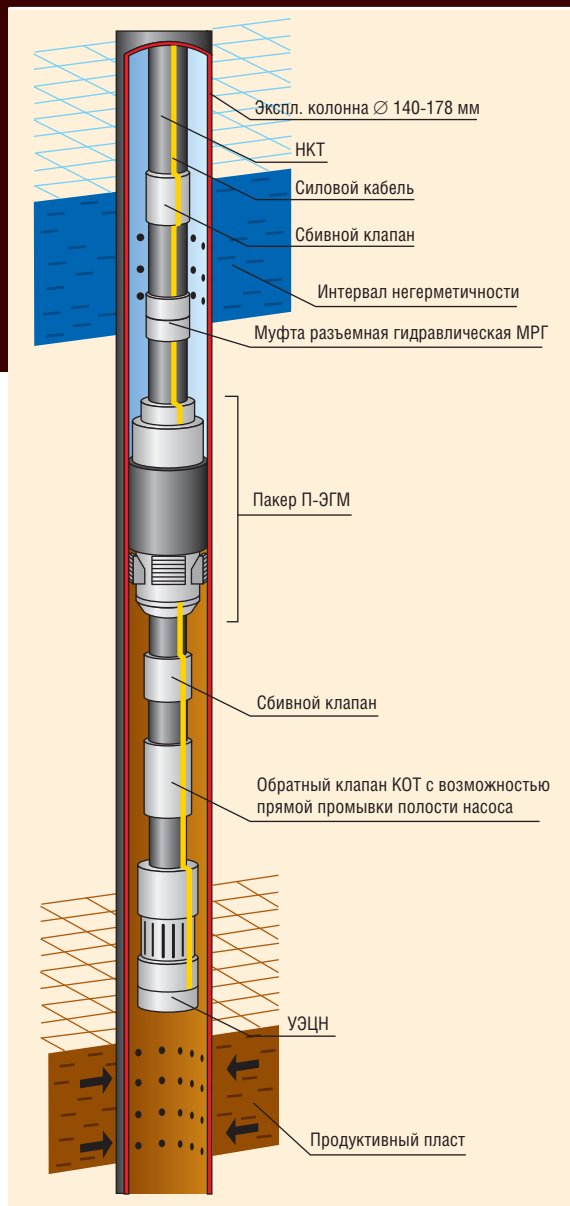
посредством чего удалось решить проблему прорыва газа, обеспечить надежную изоляцию эксплуатационной колонны от газоперетоков на Киянгопском месторождении, и максимально сократить время простоя скважин при ТКРС. Среди преимуществ двухпакерных компоновок представители «Удмуртнефти» отметили возможность установки эксплуатационной колонны ниже насосного оборудования за один спуск, возможность в любой момент извлечь компоновку из скважины для перевода на другой режим работы, а также высокую надежность уплотнительного узла посадочного инструмента, который позволяет после спуска в скважину и последующей пакеровки проводить отпрессовку пакера по межтрубному пространству.

ЯКОРНАЯ КОМПОНОВКА

При эксплуатации малодобитных скважин с УСШН или УШВН рекомендуется к внедрению якорная компоновка ЯК-ПРО-ДПВ-1 (см. «Якорная компоновка ЯК-ПРО-ДПВ-1»). Ее применение позволяет зафиксировать нижнюю часть насоса и повысить коэффициент его подачи

$$K_{\text{под.нас.}} = K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4$$

Однопакерная компоновка для эксплуатации скважин погружным насосом с одновременной изоляцией вышерасположенного интервала негерметичности 1ПРОК-ИВЗ-1



Якорь-
трубодержатель
механический
двустороннего
действия осевой
установки ЯТ-О

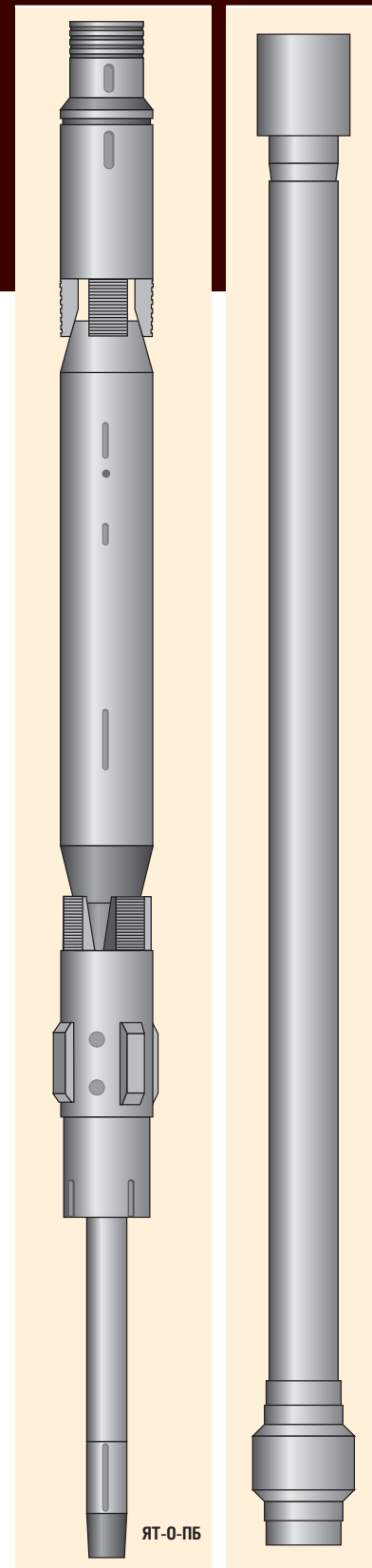
Инструмент
натяжения
ИН-73
с подвесным
переводником
ППН-73х73

(см. «Якорь-трубодержатель механический двустороннего действия осевой установки ЯТ-О»). Его внедрение позволяет увеличить производительность СШН и сократить число обрывов штанг. ЯТ-О устанавливается ниже насоса и удерживает его цилиндр от двухсторонних осевых перемещений в процессе эксплуатации.

ГРАВИТАЦИОННЫЙ ГАЗОСЕПАРАТОР

Гравитационный газосепаратор предназначен для внедрения совместно с УСШН и УЭВН в КПО. Он используется на скважинах с высоким газовым фактором, а также работающих с низким динамическим уровнем, в составе многопакерных компоновок. Данное устройство помогает увеличить коэффициент заполнения, а следовательно, и коэффициент подачи насоса.

Гравитационный газосепаратор состоит из верхней муфты с радиально расположенными каналами с клапанами в верхней части (в составе устройства 8 клапанных пар). Далее расположен переводник под насос. Между второй и третьей секциями находится центратор с радиально расположенными отверстиями для прохода газа (см. «Газосепаратор гравитационный ГСГ-118-32/44»).



где K_1 — коэффициент наполнения насоса; K_2 — коэффициент, характеризующий потерю хода плунжера насоса; K_3 — коэффициент, характеризующий утечку скважинной продукции; K_4 — коэффициент объемного изменения скважинной продукции.

Значения K_1 и K_2 напрямую зависят от величины силы трения, между трубой и штангой. После внедрения якоря ЯТ или ЯТ-О производится натяжение и выпрямление колонны НКТ, в связи с чем уменьшается трение между трубой и штангой, увеличиваются K_1 и K_2 , что приводит к повышению производительности насосной установки.

Якорь-трубодержатель ЯТ-О предназначен для создания опоры на стенку эксплуатационной колонны при работе с насосным и другим подземным оборудованием

ВЫДЕРЖКИ ИЗ ОБСУЖДЕНИЯ

Вопрос: Булат Мударисович, говоря о результатах внедрения КПЭ-115 в скважинах ТПП «Урайнефтегаз», Вы упомянули, что уровень давления замерялся в затрубном пространстве. Не могли бы Вы уточнить, где именно производились замеры?

Булат Миннуллин: Манометр устанавливался в верхней части затрубного пространства.

Вопрос: Позволяет ли применение пакерного оборудования контролировать пластовое и забойное давления?

Б.М.: Пока такой возможности нет, но эта задача поставлена. Так, сегодня у нас имеется несколько наработок, в том числе для одновременно-раздельной эксплуатации трехпакерной и двухпакерной компоновок. При внедрении одновременно-раздельной эксплуатации необходимо контролировать четыре параметра: давление, температуру, дебит и обводненность. В настоящее время мы ведем работу по созданию «интеллектуальных» скважин, что подразумевает и создание системы контроля над забойным давлением.

Реплика: Замер давления планируется производить путем спуска глубоководных манометров?

Б.М.: Нет, мы планируем использовать ТМС.

Вопрос: В Вашем докладе прозвучало, что после внедрения якорной компоновки, натяжения и выпрямления колонны НКТ уменьшается трение между трубой и штангой, что приводит к росту подачи насоса. Не могли бы Вы привести цифры, иллюстрирующие этот рост?

Б.М.: Количественный эффект пока не оценивался, поскольку данный инструмент разработан и внедрен совсем недавно. В обозримом будущем мы планируем произвести соответствующие замеры.

Вопрос: Работа перепускных клапанов предполагает порционную подачу воды, газа и нефти. Есть ли у вас рекомендации к отбору проб, учитывая отсутствие специальной телеметрии?

Б.М.: Пока мы можем лишь рекомендовать увеличить частоту отбора проб.

Вопрос: Были ли случаи отказов клапанов?

Б.М.: Нет, клапаны работают безотказно. Но, учитывая, что их наработка по состоянию на июнь 2010 года составляет чуть больше года, говорить о полной безотказности клапанов пока рано. В любом случае при отказе клапана можно сорвать пакер, провести обратную промывку и решить эту проблему.

Инструмент натяжения ИН-73 с подвесным переводником ППН-73х73 предназначен для установки скважинного оборудования и натяжения колонны НКТ при монтаже планшайбы (см. «Инструмент натяжения ИН-73 с подвесным переводником ППН-73х73»). ИН-73 позволяет произвести натяжение колонны НКТ после установки ЯТ-О в скважине на 1-2 т, зафиксировать колонну НКТ на ППН-73х73 и выполнить гидравлическое разъединение инструмента. ИН-73 может использоваться многократно.

1ПРОК-ИВЭ-1

В скважинах малодебитного фонда с интервалом негерметичности рекомендуется к внедрению пакерная компоновка 1ПРОК-ИВЭ-1, предназначенная для изоляции верхнего водопритока. Эта компоновка позволяет за одну СПО изолировать интервал негерметичности, произвести герметизацию ЭК и запустить скважину в работу, исключив многократные проведения дорогостоящих РИР традиционными методами (см. «Однопакерная компоновка для эксплуатации скважин погружным насосом с одновременной изоляцией вышерасположенного интервала негерметичности 1ПРОК-ИВЭ-1»). Клапан обратный трехпозиционный КОТ-93 в составе компоновки позволяет в случае необходимости производить прямую промывку полости насоса путем создания давления от 90 до 150 атм (9-15 МПа). Сбивной клапан служит для сброса давления при снятии пакера.

ЭЦН с пакером П-ЭГМ для изоляции водопритока был испытан в скважинах «ТНК-Нижневартовск»). В результате испытаний к 1 февраля 2010 года удалось значительно снизить уровень обводненности и добиться увеличения дебита в среднем на 7,6 т/сутки (см. «Результаты испытания ЭЦН с пакером П-ЭГМ для изоляции водопритока на скважинах «ТНК-Нижневартовск»). ✓

Результаты испытания ЭЦН с пакером П-ЭГМ для изоляции водопритока на скважинах «ТНК-Нижневартовск».

М/р	Номер скважины	Номер куста	Пласт	До внедрения					После внедрения					Срок отработки с начала внедрения, сут	Эффект		Тип оборуд.	Заводской № оборуд. НПФ «Пакер»
				Способ. экпл.	Состояние	Q _ж , м³/сут	Q _в , т/сут	Обв., %	Тип насоса	Дата запуска	Q _ж , м³/сут	Q _в , т/сут	Обв., %		прирост добычи нефти, т/сут	доп. доб. т/скв.		
Мало-Черногорское	244	6-6	БВ ₁₀	ЭЦН	Раб	22	0	99	3-60-2300	07.10.09	45	12,9	65	102	12,9	1315,8	П-ЭГМ-122	29101
Самотлорское	51154	2503		ЭЦН	Раб	733	0	99,9	3-50-2500	21.11.09	58	0,9	98	68	0,9	61,2	П-ЭГМ-122	29104
Гун-Еганское	258	2	БВ ₁₁	ЭЦН	Раб	91	0	99	3-30-2200	09.12.09	29	5,87	75	49	5,85	287,7	П-ЭГМ-122	
Мало-Черногорское	344-6	30	БВ ₁₀	ВОР	Пьез	-	-	-	3-35-2300	24.01.10	80	9,27	86	3	9,27	27,8	П-ЭГМ-122	32076
ИТОГО														7,6	1692,5			