

УДК 622.276.53

В.Н. Ивановский, д.т.н., профессор; **А.А. Сабиров**, к.т.н., e-mail: sabirov@gubkin.ru, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина; **С.В. Свицерский**, директор по механизированной добыче нефти БН «Разведка и Добыча»; **С.Б. Якимов**, главный специалист департамента добычи нефти БН «Разведка и Добыча» ОАО «ТНК-ВР Менеджмент»

АКТУАЛЬНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ДЕСЕНДЕРОВ В БОРЬБЕ С ПЕСКОМ

В последние десятилетия в процессе интенсификации добычи нефти и газа увеличилось количество воздействий на призабойную зону скважины. Это, в свою очередь, привело к выносу незакрепленного проппанта, песка, что отразилось на количестве отказов скважинного оборудования; соответственно, выросли затраты на ремонт оборудования.

В таблице 1 приведены данные по способам эксплуатации и по распределению затрат на проведение ПРС в нефтяной промышленности России.

Из представленных данных следует, что наиболее распространенным оборудованием для добычи нефти являются штанговые и центробежные скважинные насосные установки. Одновременно с ростом общего и особенно механизированного фонда скважин значительно возрастают и затраты на их ремонт. Основной причиной отказов по данной категории оборудования является засорение рабочих органов УЭЦН и СШНУ механическими примесями (песок, проппант) (рис. 1).

Механизм выноса песка необычайно сложен, на него оказывает влияние каждая операция при заканчивании скважины от первоначального вскрытия пласта долотом до освоения скважины. Механизм выноса песка был рассмотрен многими авторами [1, 2], поэтому в данной статье мы рассмотрим способы борьбы с песком.

Решения о том, какими методами следует бороться с песком или проппантом, всегда принимаются с учетом экономической целесообразности.

Факторы, влияющие на методы борьбы с песком:

- затраты на ремонт нефтепромыслового оборудования (без применения защитных устройств);
- затраты на применение механических или химических методов задержания песка;

• эффективность применения механических или химических методов задержания песка (снижение отказов основного нефтегазового оборудования).

Сегодня наиболее широко применяются механические методы задержания песка, поэтому мы их и рассмотрим. Для борьбы с песком используют гравийные фильтры намывные, гравийные фильтры подвесные, фильтры проволочные, фильтры щелевые, сепараторы механических примесей.

Если в качестве средств задержания песка использовать щелевые или проволочные фильтры без гравийной обсыпки, то необходимо правильно выбирать ширину щелей с учетом размеров частиц

пластового песка, который необходимо задержать. Там, где щелевые и проволочные фильтры не могут задержать тонкозернистые пески и где фильтры с очень малым раскрытием щелей легко закупориваются, широко применяются гравийные фильтры с наружной обсыпкой или подвесные. При выборе гравия приходится ориентироваться на самые тонкие фракции механических примесей, присутствующих в продуктивном интервале. Однако такой подход иногда вынуждает брать фракции гравия, кото-

Таблица 1.

СПОСОБ ЭКСПЛУАТАЦИИ	ФОНД СКВАЖИН (%)	ЗАТРАТЫ НА РЕМОНТ (%)
Фонтанирующие	8,1	4,7
ЭЦН	29,7	42,2
ШГН	57,1	44,0
Газлифт	4,9	3,2
Прочие	0,02	5,9
Всего	100	100

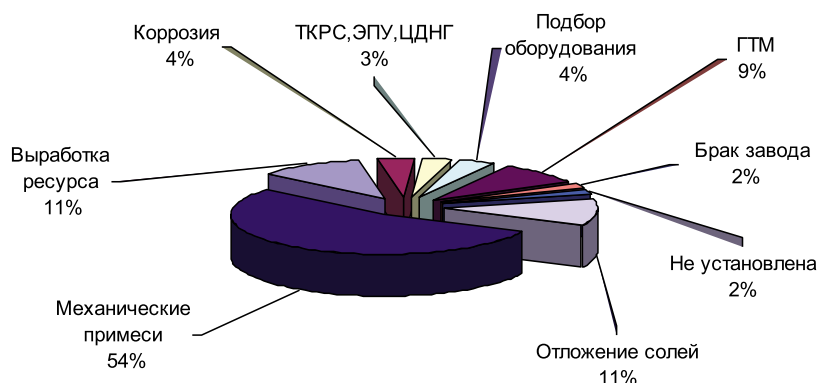


Рис. 1. Распределение причин отказов ЭЦН, ШГН

рые отрицательно влияют на продуктивность скважины. К сожалению, данные фильтры часто закупориваются мелкими частицами при добыче, т.е. способны вызывать кольматацию фильтрующей зоны (это могут быть глина, окислы и сульфиды железа, выпадение солей при несовместимости водных растворов). Происходит закупорка пор пласта этими частицами, вследствие закупорки возможно значительное снижение проницаемости призабойной зоны. Кроме того, восстановление первоначальной продуктивности скважины путем кислотной обработки может оказаться недостижимым. Сегодня многие нефтяные компании используют сепараторы песка (десандеры) на приеме насоса без учета их эффективности. К сожалению, на данный вид оборудования заводы-изготовители не предоставляют характеристики (коэффициенты сепарации) устройств в зависимости от гранулометрического состава мехпримесей на входе в десандер и расхода жидкости. В 2009–2010 гг. по

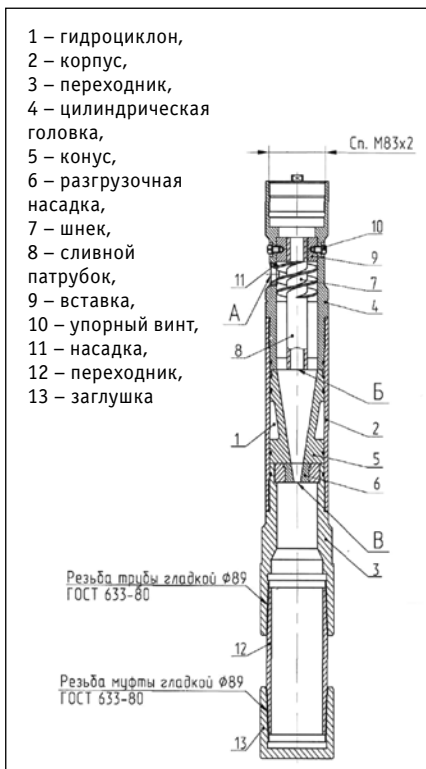
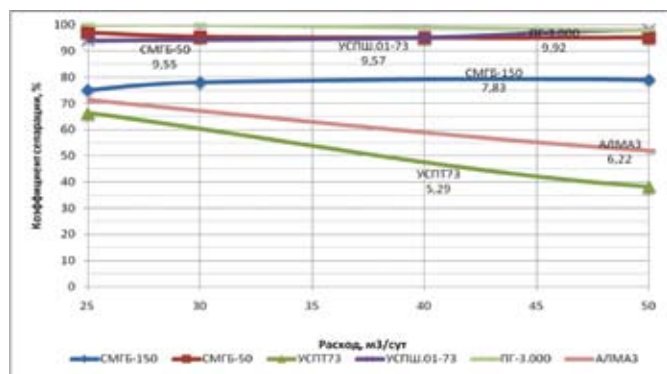


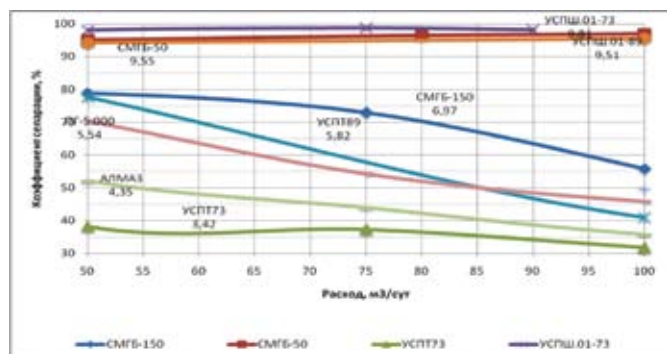
Рис. 2. Устройство СМГБ (сепараторная часть)

разработанному техническому заданию специалистами отдела механизированных работ департамента внутрискважинных работ ОАО «ТНК-ВР Менеджмент» кафедры машин и оборудования нефтяной и газовой промышленности РГУ им. И.М. Губкина провела исследования эффективности работы ряда сепараторов песка (десандеров), устанавливаемых на приеме скважинного насоса. Целью данных работ было определение эффективности сепараторов песка различных производителей при моделировании скважинных условий по разным дебитам жидкости с песком разной фракции. В РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина были созданы методика и стенд [3] для определения коэффициента сепарации десандеров в зависимости от гранулометрического состава мехпримесей на входе в десандер и расхода жидкости. Испытывались отечественные сепараторы песка следующих производителей: ООО «Алмаз», ПК «Борец», ООО «Нефтеспецтехника», ОАО «Элкам»



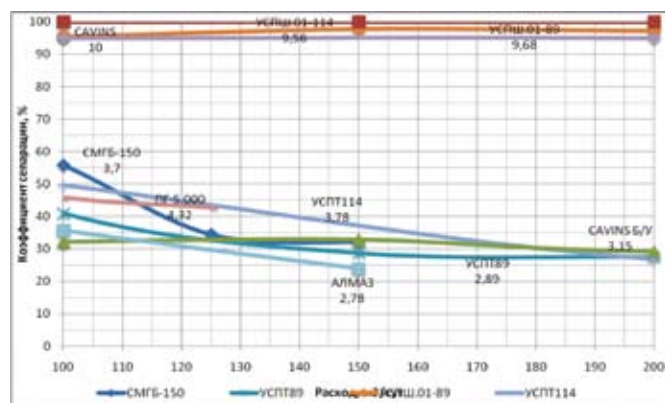
16/20 – от 0,71 до 1,18 мм; 20/40 – от 0,3 до 0,85 мм; 30/60 – от 0,25 до 0,6 мм; 100 mesh – от 0,105 до 0,425 мм, смесь (20/40 + 100 Mesh) – от 0,105 до 0,85 мм

Рис. 3. Сравнительные графики коэффициентов сепарации десандеров в зависимости от гранулометрического состава проппанта 30/60 на входе в десандер и расхода жидкости Q



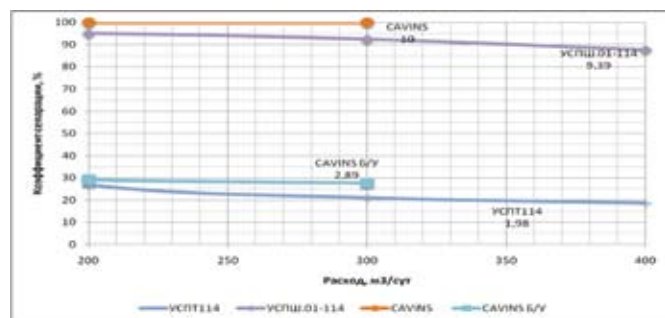
16/20 – от 0,71 до 1,18 мм; 20/40 – от 0,3 до 0,85 мм; 30/60 – от 0,25 до 0,6 мм; 100 mesh – от 0,105 до 0,425 мм, смесь (20/40 + 100 Mesh) – от 0,105 до 0,85 мм

Рис. 4. Сравнительные графики коэффициентов сепарации десандеров в зависимости от гранулометрического состава проппанта 30/60 на входе в десандер и расхода жидкости Q



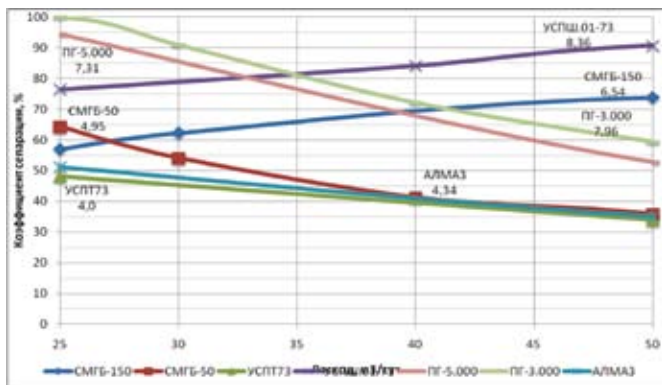
16/20 – от 0,71 до 1,18 мм; 20/40 – от 0,3 до 0,85 мм; 30/60 – от 0,25 до 0,6 мм; 100 mesh – от 0,105 до 0,425 мм, смесь (20/40 + 100 Mesh) – от 0,105 до 0,85 мм

Рис. 5. Сравнительные графики коэффициентов сепарации десандеров в зависимости от гранулометрического состава проппанта 30/60 на входе в десандер и расхода жидкости Q

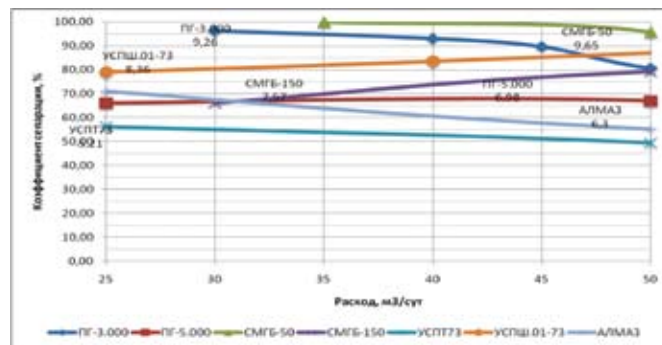


16/20 – от 0,71 до 1,18 мм; 20/40 – от 0,3 до 0,85 мм; 30/60 – от 0,25 до 0,6 мм; 100 mesh – от 0,105 до 0,425 мм, смесь (20/40 + 100 Mesh) – от 0,105 до 0,85 мм

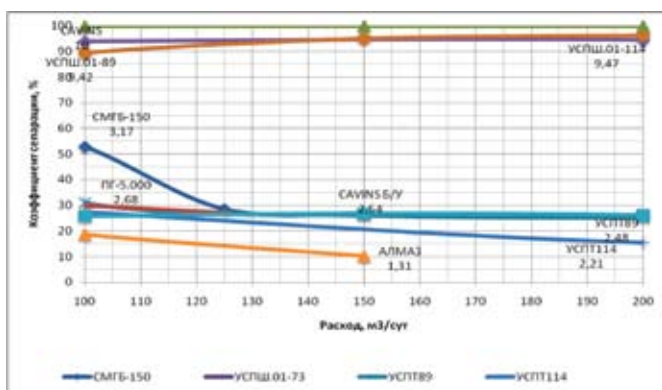
Рис. 6. Сравнительные графики коэффициентов сепарации десандеров в зависимости от гранулометрического состава проппанта 30/60 на входе в десандер и расхода жидкости Q



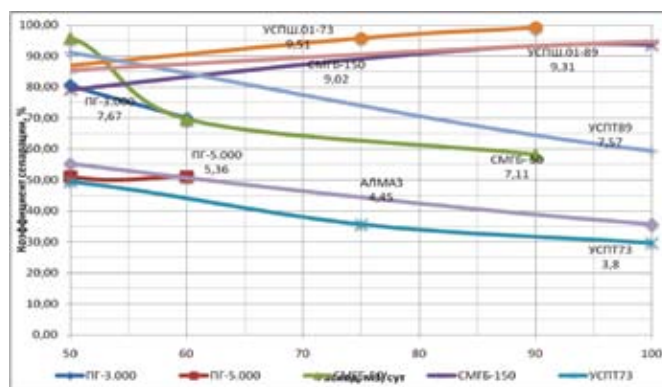
16/20 – от 0,71 до 1,18 мм; 20/40 – от 0,3 до 0,85 мм; 30/60 – от 0,25 до 0,6 мм; 100 mesh – от 0,105 до 0,425 мм, смесь (20/40 + 100 Mesh) – от 0,105 до 0,85 мм
Рис. 7. Сравнительные графики коэффициентов сепарации десендеров в зависимости от гранулометрического состава песка 100 Mesh на входе в десендер и расхода жидкости Q



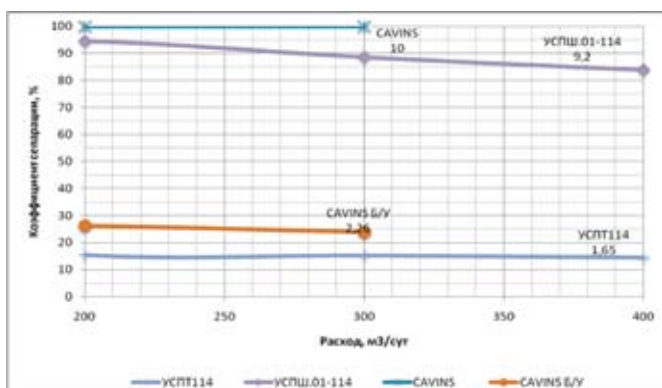
16/20 – от 0,71 до 1,18 мм; 20/40 – от 0,3 до 0,85 мм; 30/60 – от 0,25 до 0,6 мм; 100 mesh – от 0,105 до 0,425 мм, смесь (20/40 + 100 Mesh) – от 0,105 до 0,85 мм
Рис. 10. Сравнительные графики коэффициентов сепарации десендеров в зависимости от гранулометрического состава смеси (проппант 20/40 + 100 Mesh) на входе в десендер и расхода жидкости Q



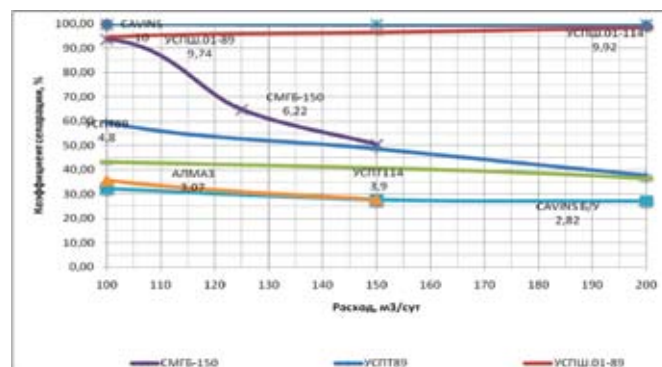
16/20 – от 0,71 до 1,18 мм; 20/40 – от 0,3 до 0,85 мм; 30/60 – от 0,25 до 0,6 мм; 100 mesh – от 0,105 до 0,425 мм, смесь (20/40 + 100 Mesh) – от 0,105 до 0,85 мм
Рис. 8. Сравнительные графики коэффициентов сепарации десендеров в зависимости от гранулометрического состава песка 100 Mesh на входе в десендер и расхода жидкости Q



16/20 – от 0,71 до 1,18 мм; 20/40 – от 0,3 до 0,85 мм; 30/60 – от 0,25 до 0,6 мм; 100 mesh – от 0,105 до 0,425 мм, смесь (20/40 + 100 Mesh) – от 0,105 до 0,85 мм
Рис. 11. Сравнительные графики коэффициентов сепарации десендеров в зависимости от гранулометрического состава смеси (проппант 20/40 + 100 Mesh) на входе в десендер и расхода жидкости Q



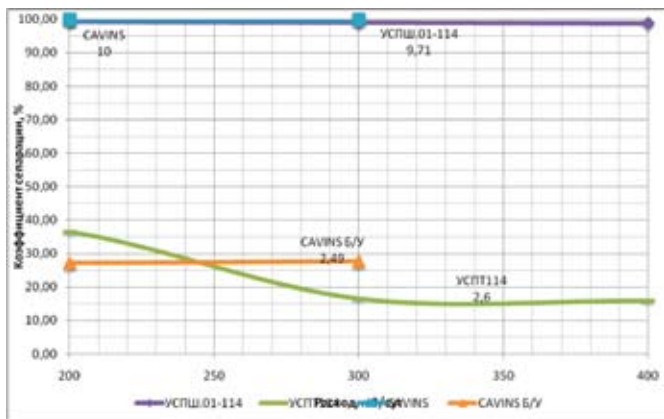
16/20 – от 0,71 до 1,18 мм; 20/40 – от 0,3 до 0,85 мм; 30/60 – от 0,25 до 0,6 мм; 100 mesh – от 0,105 до 0,425 мм, смесь (20/40 + 100 Mesh) – от 0,105 до 0,85 мм
Рис. 9. Сравнительные графики коэффициентов сепарации десендеров в зависимости от гранулометрического состава песка 100 Mesh на входе в десендер и расхода жидкости Q



16/20 – от 0,71 до 1,18 мм; 20/40 – от 0,3 до 0,85 мм; 30/60 – от 0,25 до 0,6 мм; 100 mesh – от 0,105 до 0,425 мм, смесь (20/40 + 100 Mesh) – от 0,105 до 0,85 мм
Рис. 12. Сравнительные графики коэффициентов сепарации десендеров в зависимости от гранулометрического состава смеси (проппант 20/40 + 100 Mesh) на входе в десендер и расхода жидкости Q

Нефтемаш», импортные сепараторы компании Cavins (США). Испытываемые сепараторы работают на инерционном, гравитационном или гидроциклонном принципе, при этом дополнительного расхода энергии на привод сепаратора нет, что особенно актуально при поставленной задаче снижения потребления энергии при эксплуатации насосных установок.

С целью оценки начального уровня эффективности сепарации песка были изготовлены простейшие сепараторы типа «труба в трубе» УСПТ73 (с дебитом до 100 куб. м/сут.), УСПТ89 (с дебитом до 200 куб. м/сут.), УСПТ114 (с дебитом до 400 куб. м/сут.). Были проведены сравнительные стендовые испытания сепараторов песка ПГ-3.000 и ПГ-5.000 – производитель



16/20 – от 0,71 до 1,18 мм; 20/40 – от 0,3 до 0,85 мм; 30/60 – от 0,25 до 0,6 мм; 100 mesh – от 0,105 до 0,425 мм, смесь (20/40 + 100 Mesh) – от 0,105 до 0,85 мм
 Рис. 13. Сравнительные графики коэффициентов сепарации десендеров в зависимости от гранулометрического состава смеси (проппант 20/40 + 100 Mesh) на входе в десендер и расхода жидкости Q

ОАО «Элкам-Нефтемаш», УСПШ.01-73, УСПШ.01-89, УСПШ.01-114 производитель ООО «Нефтеспецтехника», Cavins (США), работающие на инерционно-гравитационном принципе. ОАО «Алмаз» в своей конструкции использует гравитационный принцип действия, а ПК «Борец» в своих изделиях СМГБ-50, СМГБ-150 – гидроциклонный принцип действия (рис. 2). Все указанные устройства прошли испытания на стенде в соответствии с разработанной методикой [3]. В результате проведенных исследований были получены коэффициенты сепарации десендеров в зависимости от гранулометрического состава мехпримесей на входе в десендер и расхода жидкости Q (см. рис. 3–13). По результатам проведенных испытаний скважинных сепараторов механических примесей (десендеров) сформированы

рейтинговые оценки. Оценивалась способность сепарировать механические примеси различного гранулометрического состава от 0,1 мм до 1,18 мм при различных расходах жидкости через десендер от 25 куб. м/сут. до 400 куб. м/сут. Подход к формированию рейтинговой оценки дает возможность в дальнейшем при проведении испытаний нового оборудования оценить его по этой же шкале.

Проведенные исследования позволили сделать оценку эффективности сепараторов различной конструкции и создать рейтинг их эффективности. Из полученных данных можно сделать выводы:

- лучшим по коэффициенту сепарации крупных и мелких частиц являются сепараторы песка CAVINS (США), УСПШ.01-73, УСПШ.01-89, УСПШ.01-114 ООО «Нефтеспецтехника». Данные десендеры показали наибольшую стабильность работы во всем диапазоне исследований при работе с проппантом и мелким песком;
- не закрепленный выносимый проппант при дебитах до 50 куб. м/сут. можно сепарировать с использованием сепаратора фирмы ООО «Алмаз» и до 40 куб. м/сут. наиболее простыми и дешевыми сепараторами типа «труба в трубе»;
- десендеры производства ПК «Борец» и ОАО «Элкам-Нефтемаш» могут использоваться при определенных диапазонах дебитов и улавливании определенных фракций проппанта и песка, однако не обладают высокой эффективностью в широких диапазонах применения. Например, сепаратор песка СМГБ-50 производства ПК «Борец» показал высокие коэффициенты сепарации проппанта разных фракций в диапазоне дебитов от 25 до 90 куб. м/сут., но недостаточную эффективность сепарации мелких фракций песка.
- все данные устройства можно рекомендовать использовать после ГРП, что позволит избежать применения насоса-«жертвы».

Десендер/ Мех. примеси	16/20	20/40	30/60	100 Mesh	песок 0,1 мм	смесь	Общий рейтинг	МЕСТО
CAVINS	10	10	10	10	10	10	10,00	1
УСПШ.01-114	9,90	9,46	9,45	9,29	8,77	9,78	9,44	2
УСПШ.01-89	9,99	9,91	9,62	9,08	8,32	9,50	9,40	3
УСПШ.01-73	9,74	9,32	9,71	9,04	8,59	9,03	9,24	4
ПГ-3.000	10,00	9,97	9,87	6,95	3,14	8,65	8,10	5
СМГБ-50	8,26	7,12	9,55	3,44	3,20	8,16	6,62	6
СМГБ-150	6,78	6,33	5,70	5,16	5,90	7,64	6,25	7
ПГ-5.000	7,32	6,42	5,97	4,40	3,46	5,36	5,49	8
УСПТ89	5,81	4,80	3,87	3,25	2,77	5,73	4,37	9
УСПТ73	6,57	5,39	4,05	2,89	2,27	4,27	4,24	10
АЛМАЗ	6,03	4,98	4,11	2,46	1,17	4,28	3,84	11
CAVINS Б/У	3,51	3,45	3,02	2,4	2,19	2,66	2,87	12
УСПТ114	4,11	2,95	2,59	1,84	0,71	3,04	2,54	13

Литература:

1. Suman. G.O. Unconsolidated sand stabilization through wellbore stress state control. Paper SPE 5717, 50th Annual Mtg, Dallas, sept, 28 – Oct, 1, 1975.
2. Williams B.B., Elliot. L.S. Productivity of inside casing gravel-pack completions, Journal of Petroleum Technology, April, 1972.
3. Сабиров А.А., Булат А.В., Свицерский С.В., Якимов С.Б. Уточнение методики стендовых испытаний скважинных сепараторов механических примесей. – «Территория НЕФТЕГАЗ», №2, 2011.

Ключевые слова: нефтедобыча, механические примеси, сепараторы, десендеры, методы борьбы с механическими примесями, коэффициент сепарации, рейтинг.