

УДК 622.245+622.279.7

А.Е. Кучурин, С.Б. Бекетов

**ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН
ОСНАЩЕННЫХ ШТАНГОВЫМИ НАСОСАМИ
НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ СО СЛАБОСЦЕМЕНТИ-
РОВАННЫМИ КОЛЛЕКТОРАМИ**

Приведены описания особенностей эксплуатации скважин, оборудованных штанговыми насосами, причин преждевременного выхода из строя таких насосов и методов борьбы с негативными факторами, влияющими на износ насосов.

Ключевые слова: нефть, скважина, штанговый насос, песок.

Мировая нефтедобывающая промышленность располагает очень большим фондом действующих нефтяных скважин. По данным 1974 года более 650 тыс. скважин, причем около 90% этого фонда эксплуатировалось механизированным способом [1].

По состоянию на 2009 год приоритетной технологией эксплуатации нефтяных скважин в России являлось использование установок электроцентробежных насосов (УЭЦН), которыми было оснащено 80,5 тыс. скважин, в то время как, для скважинных штанговых насосов (СШН) этот показатель составляет 66 тыс. скважин. Следует особо отметить, что за пределами России в механизированной добыче преобладают СШН, к примеру в США они обслуживают около 500 тыс. скважин [2].

С помощью СШН в мире добывается около 20 % всей нефти. На рис. 1 показано распределение добычи нефти по способам добычи и дан прогноз на 2020 год [2].

Как видно из рис. 1, наметилась тенденция к увеличению скважин, оснащенных СШН, а использование УЭЦН сокращается. Это связано с

преимуществами СШН над УЭЦН при добыче нефти на месторождениях, добыча на которых осложнена высокой вязкостью нефти, распространением горизонтальных скважин малого диаметра, где применение УЭЦН не целесообразно или невозможно, высоким газовым фактором, где экономически выгодно использовать газлифт и др.

В России, доля скважин оборудованных СШН, более 40% [1, 3, 4, 5, 6, 7, 8].

На рис. 2 представлено распределение фонда скважин по способам эксплуатации среди ведущих нефтегазовых компаний России [3].

В «НК «Роснефть» около 29000 скважин эксплуатационного фонда, из них более 9000 скважин или 30% добывающего фонда оснащены СШН [3].

На рис. 3 представлено распределение эксплуатационного фонда скважин по способам эксплуатации в «НК «Роснефть».

Основные Общества эксплуатирующие фонд скважин с СШН - «Удмуртнефть», «Самаранефтегаз», «Сахалинморнефтегаз», «Краснодарнефтегаз». На рис. 4 представлено распре-

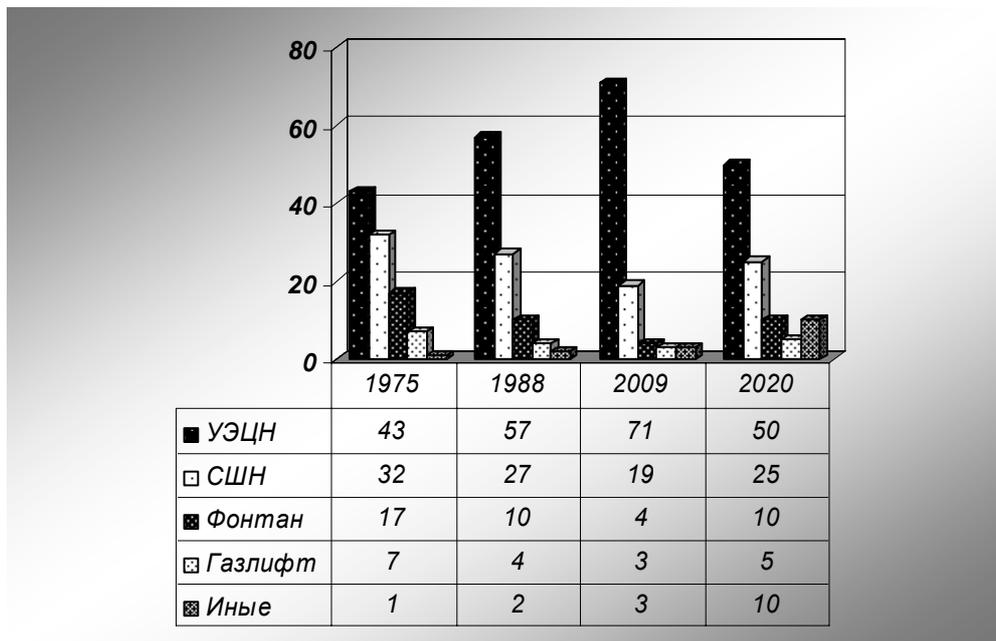


Рис. 1. Распределение добычи нефти по способам в мире

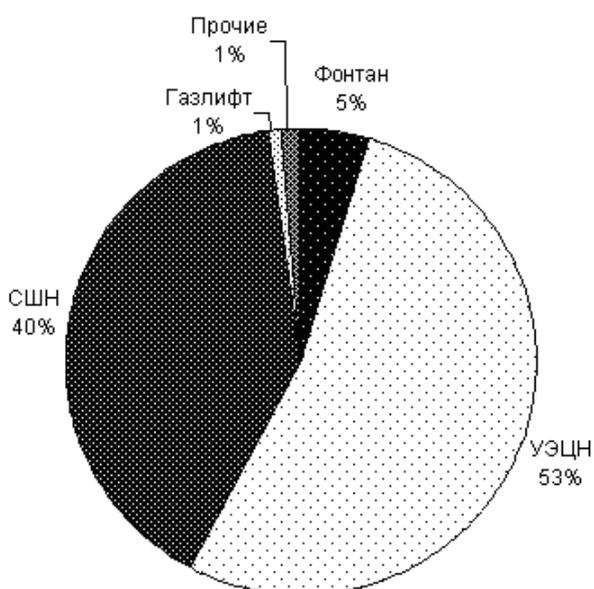


Рис. 2. Распределение фонда скважин по способам эксплуатации среди ведущих нефтегазовых компаний России

деление эксплуатационного фонда СШН по ОАО «НК «Роснефть» [3].

На месторождениях ООО «РН-Краснодар-нефтегаз», находящихся на поздней стадии разработки основным способом эксплуатации скважин является механизированный способ. Половина эксплуатационного фонда эксплуатируется СШН [3].

На рис. 5 показано распределение фонда скважин по способам эксплуатации в ООО «РН-Краснодар-нефтегаз» [3].

ООО «РН-Краснодар-нефтегаз» ведет работы в Краснодарском крае, на месторождениях вступивших в заключительную ста-

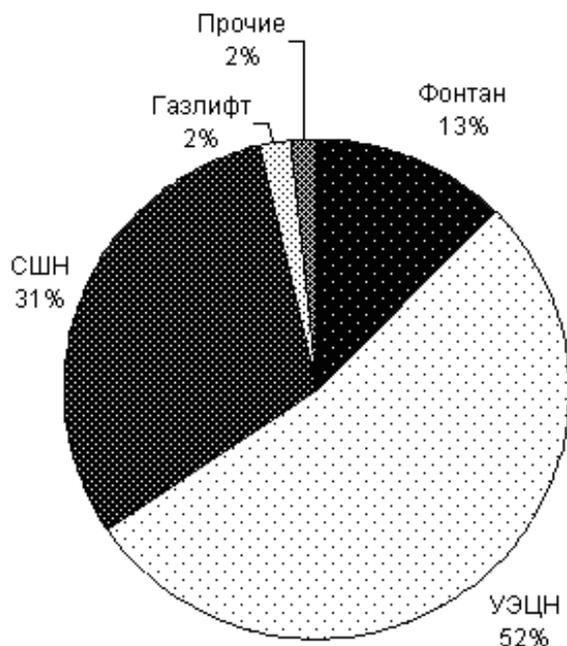


Рис. 3. Распределение эксплуатационного фонда скважин по способам эксплуатации в «НК «Роснефть»

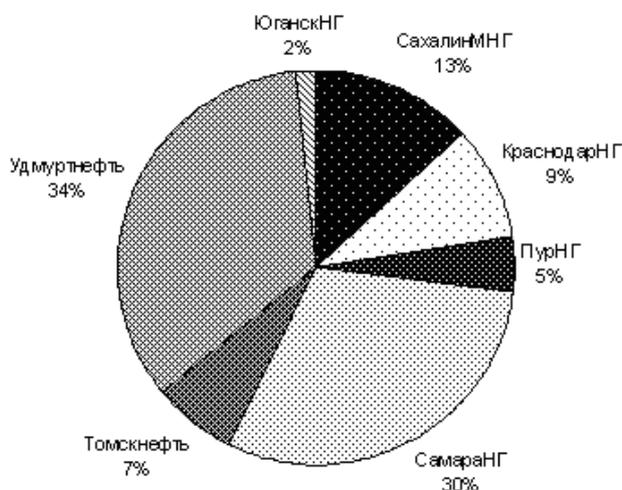


Рис. 4. Распределение эксплуатационного фонда СШН по ОАО «НК «Роснефть»

дию разработки. Пласты месторождений разрабатываемых ООО «РН-Краснодарнефтегаз» сложены рыхлы-

ми слабосцементированными песчаниками. Особенностью эксплуатации добывающих скважин на поздней стадии разработки является высокая обводненность продукции. Известно, что при дебитах до 30 т/сут, через столб воды от интервала перфорации до приема насоса поднимаются капли нефти [9], а наиболее интенсивный износ наблюдается в сильно обводненных скважинах [10].

В ООО «РН-Краснодарнефтегаз» число нефтяных скважин с обводненностью ниже 40% не превышает 29%. Процесс обводнения на залежах прогрессирует во времени. Соответственно меняются и условия эксплуатации.

Как известно, механическое трение между штангами и НКТ, плунжером и цилиндром являются главной причиной разрушения внутрискважинного оборудования.

Износ приводит к обрыву и отвороту штанг, в первую очередь из-за разрушения муфтовых соединений; к выходу из строя НКТ из-за их истирания муфтами штанг. Утечки в СШН между плунжером и цилиндром возрастают пропорционально увеличению зазора в третьей степени. За несколько месяцев работы снижается производитель-

ность насоса до полного прекращения подачи. По данным [11] в первую очередь изнашиваются нижняя колонна

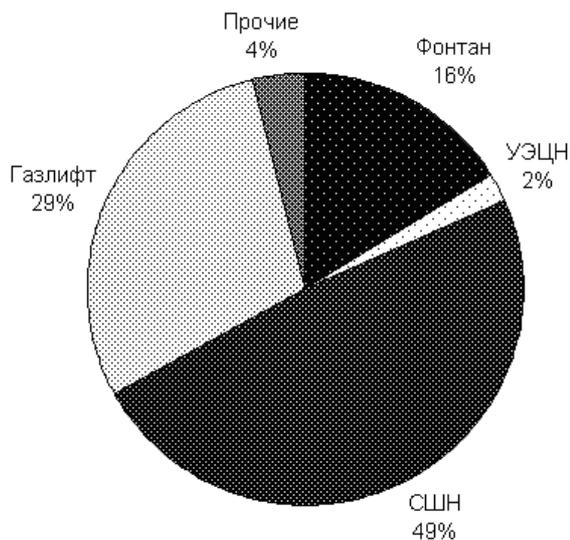


Рис. 5. Распределение фонда скважин по способам эксплуатации в ООО «РН-Краснодарнефтегаз»

штанг 16 или 19 мм, плунжер на концах, вследствие продольного изгиба штанг и НКТ. Скорость износа в пластовой воде по сравнению с нефтью в 5-6 раз выше и может достигнуть одного миллиметра в месяц.

Факторы, отрицательно воздействующие на степень износа: кривизна ствола скважины, продольный изгиб нижней части колонны насосных штанг и НКТ, высокий газовый фактор, механические примеси, парафин, вязкость откачиваемой жидкости и др. Износ, как отрицательный фактор, проявляется не только на глубоких скважинах, но и на мелких, с глубиной подвески до 600 м. На этих глубинах также изнашиваются 19 мм штанги и истираются НКТ [12].

Таким образом, высокая обводненность на поздней стадии разработки, как естественный процесс в добычи нефти, провоцирует технические причины выхода из строя оборудования.

В прямой зависимости от условий эксплуатации находятся технологиче-

ский режим работы добывающих скважин и технологическая схема подъема пластовой жидкости.

В российских [10, 12, 13, 14] и зарубежных публикациях [15, 16] указывается, что вынос песка является серьезной проблемой, охватывающей такие нефтеносные регионы, как, Краснодарский край, Азербайджан, северная часть побережья Мексиканского залива и Калифорния в США, Канада, Венесуэла, Тринидад, Западная Африка, Индонезия и др. Ежегодно расходуются миллионы долларов на очистку скважин от пес-

ка и устранения осложнений, связанных с его выносом [17].

Следует отметить, что известные до сих пор способы борьбы с песком полностью не ликвидируют осложнений, возникающих при эксплуатации песконесущих скважин глубинными насосами [18].

На рис. 6 показаны основные пути попадания песка в скважину [19].

Как показывает опыт, основным источником поступления песка являются слабосцементированные пласты-коллекторы. В процессе добычи нефти происходит разрушение призабойной зоны пласта (ПЗП) и поступление песка из пласта в скважину.

Способы борьбы с эрозионным износом глубиннонасосного оборудования можно разделить на две группы:

- предотвращение поступления песка в скважину;
- предотвращение поступления песка в насос.

Основные методы снижения количества механических примесей в жидкости приведены на рис. 7 [27].



Рис. 6. Основные пути попадания мехпримесей в скважину

Предотвращение выноса песка из пласта осуществляется креплением пород пласта в призабойной зоне скважины химическими, физико-химическими и механическими и другими методами.

Химические методы основаны на искусственном закреплении горных пород вяжущими и цементирующими веществами: смолами, цементами с различными наполнителями, пласт-массами и т.д.

К физико-химическим относятся ряд методов закрепления коллекторов, самым распространенным из которых является коксование нефти в ПЗП.

К наиболее простым и доступным методам предотвращения поступления песка из пласта являются механические. К ним относится оборудование нефтяных скважин противопесочными фильтрами различных конструкций и др.

При использовании методов предотвращения выноса песка из пласта,

как правило, значительно снижается проницаемость ПЗП.

Ни один из способов предотвращения выноса песка не может обеспечить полного закрепления песка менее 100 мкм.

При соблюдении всех технологических стандартов в процессе изготовления насоса подразумевается, что значение коэффициента местного сопротивления зазора пары цилиндр-плунжер достаточно, чтобы давление в зоне контакта цилиндр-плунжер сверху и снизу было незначительным и обеспечивало утечки жидкости через зазор при первой и второй группе посадки 1-2% от объема перекачиваемой жидкости.

Но технологией изготовления насосов предусматривается для каждой группы посадок Fit1...Fit5 с номинальными зазорами от 0,025-0,125 мм превышение предельного отклонения на 0,063 мм [20].

Это значительное отклонение вместе с номинальным зазором в отдельные

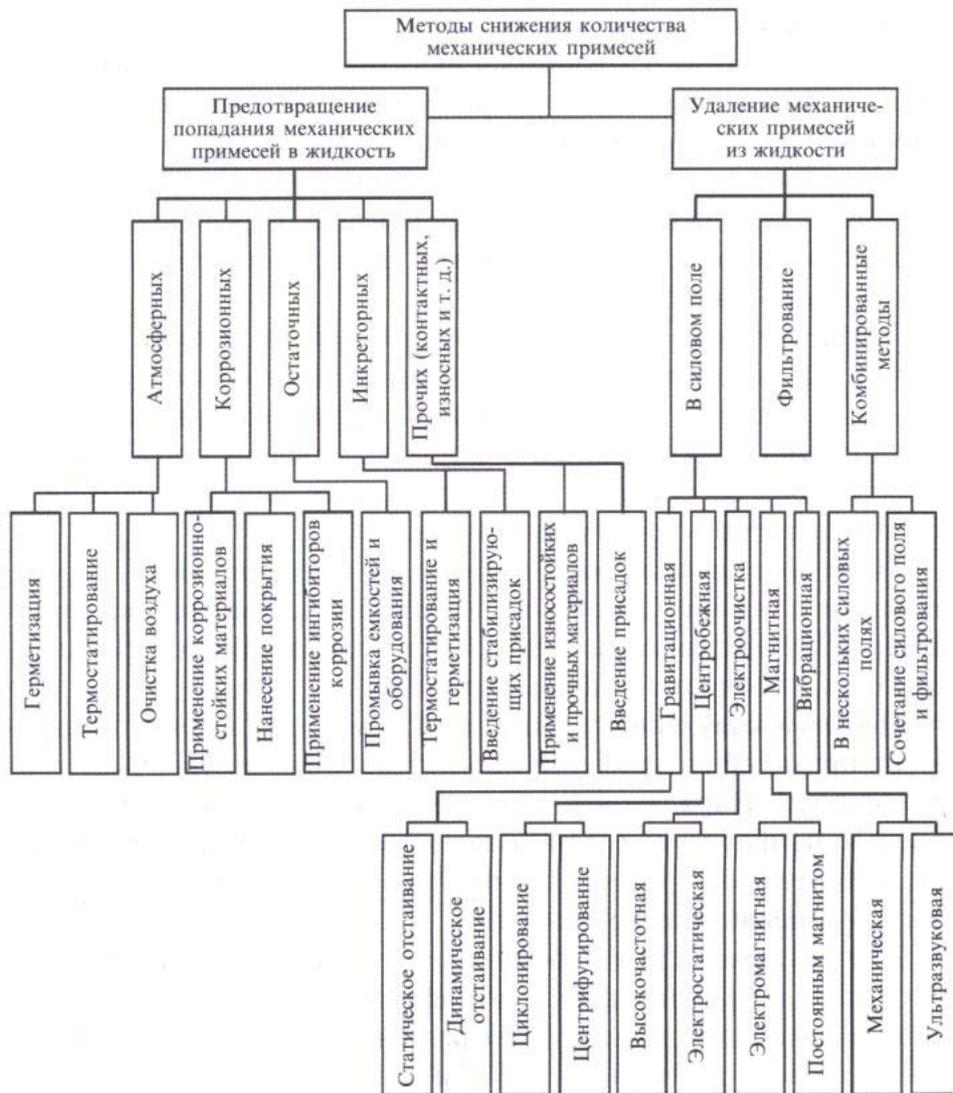


Рис. 7. Классификация методов снижения количества механических примесей в жидкости

момента работы насоса позволяет проникать большему количеству добываемой жидкости, чем регламентировано технологическими условиями эксплуатации штанговых глубинных насосов, а большая величина зазора между стенками цилиндра и плунжера уже не являются препятствием для проникновения значительного коли-

чества песка. На практике это проявляется во время эксплуатации ремонтных СШН в скважинах межремонтный период которых в 2-2,5 раза ниже скважин, в которых спущены новые насосы [21].

Еще одной важной причиной износа пары плунжер-цилиндр является невозможность центровки плунжера

относительно цилиндра из-за кривизны скважины. Вследствие этого нормативный зазор выдерживаться не будет, и песок будет проникать в зазор и интенсивно изнашивать пару плунжер-цилиндр.

Если учитывать тот факт, что доля добычи СШН в некоторых отечественных Компаниях составляет 30% и более, то решение проблемы защиты внутрискважинного насосного оборудования от мехпримесей весьма актуально. В первую очередь оно скажется на повышении производительности скважин, уменьшении затрат на капитальный и текущий ремонт и в конечном итоге приведет к снижению себестоимости добычи нефти за счет увеличения наработки на отказ внутрискважинного оборудования.

Выбор оптимального зазора в паре плунжер-цилиндр является одним из основных факторов, влияющих на продолжительность безотказной работы СШН с высоким коэффициентом полезного действия.

Утечки через зазор плунжер-цилиндр находятся в прямой зависимости от величины этого зазора. Одной из основных причин уменьшения коэффициента наполнения насоса в процессе его работы является износ пары плунжер-цилиндр и увеличение зазора между ними. На износ насоса существенное влияние оказывает рабочая среда, т.е. количество, размер, твердость песка и механических примесей, коррозионные свойства перекачиваемой жидкости, ее вязкость и плотность.

Исследованиями о влиянии зазора на работу пары плунжер-цилиндр занимались многие ученые: А.М. Пирвердян, А.Н. Адонин, М.М. Новиков, Р.С. Гурбанов, А.Ф. Касимов, М.С. Рустамов, Г.С. Гусейнов, Г.Г. Джабаров и др. Однако, результаты их ис-

следований показывают противоречивые результаты. Согласно [22, 23, 24] чем больше начальный зазор в паре плунжер-цилиндр, тем меньше темп ее износа, а оптимальный зазор находится в диапазоне 70-120 мкм. При увеличении концентрации механических примесей и для увеличения продолжительности межремонтного периода (МРП) работы СШН, рекомендуется увеличивать зазор.

А.М. Пирвердян и А.Н. Адонин провели исследования в области оптимального зазора в паре и пришли к выводу, что чем меньше начальный зазор, тем больше темп роста утечки вследствие износа. Они определили, что существует оптимальный зазор для определенных условий, при котором суммарная добыча откачиваемой жидкости за определенный межремонтный период будет максимальной. Чем меньше межремонтный период, тем меньше величина оптимального зазора, при аналогичных условиях. При увеличении зазора начальная производительность насоса несколько уменьшится, но зато продолжительность действия насоса, т.е. периоды полного износа и полуизноса, возрастают [22].

Специалисты АзНИИ пришли к выводу, что чем меньше начальный зазор, тем больше рост темпа утечки вследствие износа. Однако к этому выводу делается оговорка, что для получения окончательных выводов необходимо провести широкий эксперимент на многоплунжерном стенде и что сделанные выводы правильны для определенных концентраций песка, на которых проводились опыты [23].

По другим данным [23, 25, 26, 27] приводятся противоположные выводы. С увеличением зазора, продолжительность работы пары плунжер-цилиндр снижается, а темп износа

увеличивается. Это же мнение преобладает и в иностранной литературе.

Специалисты Гипронефтемаша провели свои исследования на двенадцатиплунжерном стенде и получили следующие выводы: при одних и тех же условиях работы пары с меньшими зазорами имеют меньшие начальные и суммарные утечки, а так же меньший темп износа. Пары с малыми зазорами, мало, чувствительны к температурному воздействию и градиенту давления [23].

Таким образом, следует сделать ряд выводов.

- В нашей стране и за рубежом широко распространена эксплуатация нефтяных скважин с помощью

СШН. Таким способом в мире добывается около 20 % всей нефти, причем наблюдается тенденция к увеличению использования СШН в нефтедобыче.

- При разработке месторождений со слабосцементированными коллекторами возникает ряд осложнений, приводящих к раннему выходу из строя СШН (в первую очередь в связи с разрушением пласта-коллектора и поступления в скважину продуктов разрушения).

- Перспективным является усовершенствование конструкции СШН, позволяющее исключить (минимизировать) влияние названных осложняющих факторов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Трахман Г.И. Состояние штанговой глубинонасосной эксплуатации нефтяных скважин за рубежом. – М., ВНИИОЭНГ, 1976, 3 с.
2. Жук Е., Шимчак П.Д. Откачали!, - Oil & Gas Eurasia, 2010 №5, 21-22 с.
3. Статистика. - Нефтегазовая вертикаль, 2010 №3 с.77-79.
4. Трахман Г.И. Выбор способа эксплуатации нефтяных скважин за рубежом. – М., ВНИИОЭНГ, 1984, 17 с.
5. Трахман Г.И. Оптимизация процессов добычи нефти за рубежом. – М., ВНИИОЭНГ, 1981, 2 с.
6. Трахман Г.И. Применение штанговых глубинонасосных установок за рубежом. – М., ВНИИОЭНГ, 1980, 4 с.
7. Миронов Т.П., Глазова В.М., Никишина Л.А., Плужников Б.И., Кветкина И.Г. Добыча нефти в США. – М., ВНИИОЭНГ, 1980, 47 с.
8. Байков Н.М. Разработка новых технологий для повышения эффективности добычи углеводородного сырья. – Нефтяное хозяйство, 2003 №1, 106-108 с.
9. Басос Г.Ю., Валовский К.В., Ибрагимов Н.Г., Фадеев В.Г., Ахметвалиев Р.Н. Результаты испытаний устройств для поочередной подачи нефти и воды на прием скважинного насоса. – Нефтяное хозяйство, 2003 №8, 85-87 с.
10. Круман Б.Б. Практика эксплуатации и исследования глубинонасосных скважин. – М., Недра, 1964, 24, 164-171 с.
11. Габриелов Л.В. Защита штанг и НКТ от истирания. – Отчет НИР. – Краснодар, РосНИПИтермнефть, 1997.
12. Адонин А.Н. Процессы глубинонасосной нефтедобычи. – М., Недра, 1964 г, 172-174 с.
13. Акульшин А.И., Бойко В.С., Зарубин Ю.А., Дорошенко В.М. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин: Учеб. для техникумов. – М., Недра, 1989 г, 345-348 с.
14. Мустафаев М.М., Петросов Р.С., Беркович С.Ш., Беляков Н.М. Из опыта глубинонасосной эксплуатации скважин. – Азерб. недр, 1963 г, 27-28 с.
15. Fight sand with sand. – Arealistic approach to gravel packing. – SPE, 1983, № 2649.
16. Эллис Р.С., Шнайдер Р.И., Самен Д.О., Условия эффективной работы гравийных фильтров. – Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. 1981 №11, 6-13 с.
17. Бутко О.Г., Скуин Б.А. Методы борьбы с пескопроявлениями при эксплуатации нефтяных скважин. – М., ВНИИОЭНГ, 1987 1-2 с.
18. Вердибеков С.И. Эксплуатация газопесочных скважин беструбными глубин-

ными насосами. – Баку, Гостоптехиздат, 1954, 4 с.

19. Камалетдинов Р.С., Лазарев А.Б. Обзор существующих методов борьбы с мехпримесями. – Инженерная практика, 2010 № 2, 6-13 с.

20. Лаврушко, П.Н., Мураев В.М. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. – М., Недра, 1971, 153 с.

21. Патент на изобретение РФ № 2295651 Скважинный штанговый насос. / Авт.изобрет. Шарифуллин А.М. – Заявл. 13.04.2005, опубл. 20.10.2006.

22. Пирвердян А.М., Адонин А.Н. Вопросы гидравлики и работоспособности глубинного насоса, Баку, Азнефтеиздат, 1955г., 155-156 с.

23. Раскин Р.М., Кирьяков П.А. Выбор оптимального зазора в паре плунжер-втулка глубинного насоса. – Нефтяное хозяйство, 1950г., №3, 25-30 с.

24. Пирвердян А.М., Адонин А.Н. К вопросу о выборе оптимального зазора между плунжером и цилиндром глубинного насоса. – Нефтяное хозяйство, 1951г., №2, 28-40 с.

25. Рустамов М.С. Экспериментальное исследование влияния начального зазора между плунжером и цилиндром глубинного насоса на его работоспособность. – Азербайджанское нефтяное хозяйство, 1970., №11.

26. Рустамов Э.М., Гусейнов Г.С., Саакян А.М. Исследование работы глубинных насосов с различными начальными зазорами плунжерной пары. – Азербайджанское нефтяное хозяйство. 1972. №2. С

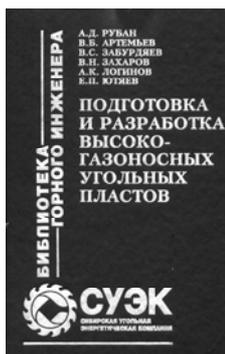
27. Ибрагимов Н.Г., Ишемгужина Е.И. Осложнения в нефтедобыче, Уфа, «Монография». 2003. С. **ИДБ**

Коротко об авторах

Бекетов С.Б. – доктор технических наук, профессор СевКавГТУ (г. Ставрополь), КубГТУ (г. Краснодар), почетный работник науки и техники РФ, bsb.gt@rambler.ru
Кучурин А.Е. – зав. сектором ООО «НК «Роснефть»-НТЦ».



НОВИНКИ ИЗДАТЕЛЬСТВА «ГОРНАЯ КНИГА»



Рубан А.Д., Артемьев В.Б., Забурдяев В.С., Захаров В.Н., Логинов А.К., Ютяев Е.П.

Подготовка и разработка высокогазоносных угольных пластов: Справочное пособие / Под общ. ред. А.Д. Рубана, М.И. Шадова. — М.: Издательство «Горная книга», 2010. - 500 с. (БИБЛИОТЕКА ГОРНОГО ИНЖЕНЕРА)

Рассмотрены и обобщены вопросы подготовки и интенсивной разработки газоносных угольных пластов в шахтах Российской Федерации. Представлены технико-технологические решения для добычи угля в высокопроизводительных очистных забоях. Описаны рациональные схемы проветривания выемочных участков и шахтных полей. Приведены способы, схемы и параметры дегазации основных источников метановыделения, методические основы проектирования дегазационных систем, средства измерения и контроля параметров каптируемых метановоздуш-

ных смесей. Даны технологические решения, применение которых повышает безопасность ведения горных работ по газовому и пылевому факторам и снижает вероятность взрывов метанопылевых смесей. Оценены ресурсы шахтного метана и рассмотрены перспективы его утилизации при подземной добыче угля для сокращения выбросов парниковых газов в атмосферу. Из-

ложены рекомендации по подготовке и разработке метаноносных угольных пластов на горных отводах высокометанообильных шахт и описан опыт их реализации в нашей стране.