

# Особенности эксплуатации нефтяных скважин в условиях высокого пескопроявления

Бейбит Мырзахметов, Жасулан Нуркас, Архат Султабаев, Бакытжан Калиев

Пескопроявление является одним из самых частых осложнений в нефтедобыче и одной из основных причин отказов глубинно-насосного оборудования. Анализ таких причин на месторождении Северные Бузачи (Казахстан) показал, что до 51% отказов связано с пескопроявлением, это подтверждает актуальность данного вопроса. В статье также приведены способы борьбы с пескопроявлением при механизированной добыче нефти.

Ключевые слова: нефтяная скважина, осложнения, пескопроявление, механические примеси, глубинно-насосное оборудование, отказ, защита.

Одним из неблагоприятных факторов эксплуатации скважинного насосного оборудования на месторождениях, находящихся на завершающей стадии разработки, является высокое содержание механических примесей в откачиваемой жидкости. По предварительным оценкам, до 70% нефтегазоносных пластов во всем мире являются слабосцементированными песчаными пластами [1].

Природа происхождения механических примесей многообразна — это и частицы, выносимые из пласта в процессе эксплуатации скважин с забоями из слабосцементированных пород; и вносимые в скважины в результате проведенных ремонтов или мероприятий по повышению их продуктивности (вместе с жидкостью глушения, частицы пропан-та после гидроразрыва пласта или продукты коррозии и солеотложения). Однако, как показывает опыт эксплуатации, наибольший удельный вес занимают частицы пластового происхождения. К примеру, по данным анализа продукции скважин на месторождениях Узень, Каражанбас, Бузачи и других, до 65% механических примесей имеют пластовое происхождение и лишь порядка 8–12% — поверхностное происхождение.

В национальных масштабах актуальность проблемы можно отследить и по отчетам некоторых крупнейших нефтедобывающих компаний Казахстана, в частности по анализу отказов штанговых винтовых насосов (ШВН) по причине пескопроявления. В таблице 1 приведены усредненные данные по статистике отказов установок ШВН по причине пескопроявления только по трем месторождениям Казахстана за период 2009–2013 годов. Как видно, эта проблема особенно характерна для таких крупных месторождений, как Кумколь, Северные Бузачи и Каражанбас.

**Бейбит Мырзахметов** — к. т. н., профессор кафедры «Технологические машины и оборудование» (ТМО) Казахского национального исследовательского технического университета им. К. И. Сапаева (КНИТУ).

**Жасулан Нуркас** — главный научный сотрудник КНИТУ.

**Архат Султабаев** — старший научный сотрудник КНИТУ.

**Бакытжан Калиев** — к. т. н., ассоциированный профессор кафедры ТМО КНИТУ.

Область интересов всех авторов: нефтегазовая инженерия, техника и технологии добычи нефти и газа.

## SPECIFICITY OF PRODUCING OIL WELLS WITH SEVERE SAND PROBLEMS

Sand problems are one of the most frequent issues in oil production. It is also one of the major causes of downhole pumping equipment failures. Investigation of such causes in the Severny Buzachi field in Kazakhstan revealed that up to 51% of failures are due to sand production confirming the relevance of the issue. The paper also discusses sand control methods for pumping oil wells.

Keywords: oil well, problems, sand production, solids, downhole pumping equipment, failure, protection.

**Beibit Myrzakhmetov, Zhasulan Nurkas,**

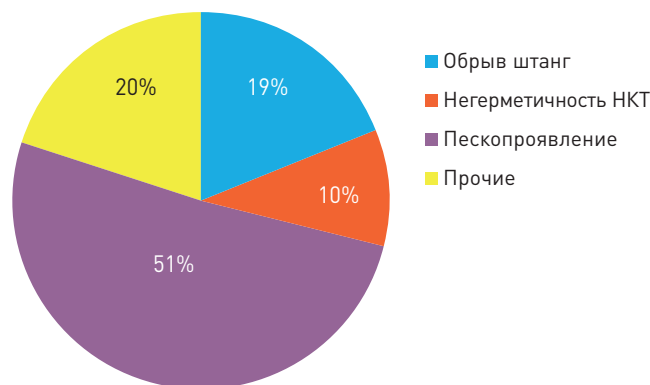
**Arkhat Sultabayev, Bakytzhan Kaliyev**

## Анализ причин отказов по месторождению Северные Бузачи

В связи с низким межремонтным периодом (115 суток для горизонтальных, 147 суток для наклонно-направленных и 353 суток для вертикальных скважин) совместно с компанией — оператором месторождения Северные Бузачи был проведен комплексный анализ основных причин отказов глубинно-насосного оборудования (ГНО).



**Рисунок 2**  
**Распределение причин отказов УШВН, связанных с пескопроявлением, на месторождении Северные Бузачи за период 2009–2013 гг. [2, 3]**



Отличительной особенностью исследованных отказов было оседание песка, которое может происходить при откачке (быстрое опорожнение скважины) или во время запланированной либо аварийной остановки скважины, когда механические частицы скапливаются над статором и ротором насоса. Это приводило к заклиниванию ротора и невозможности повторного запуска скважин, к необходимости их частой промывки (процесс, когда нефть или вода закачиваются в скважину для промывки песчаных пробок над насосом). Однако такая промывка ведет к потерям объема добычи, трудозатратам персонала и расходу подготовленной для промывки нефти или воды.

Данная проблема усугублялась еще и тем, что только 42% скважин от общего фонда оказались оборудованы наземными станциями управления с преобразователями частоты, которые позволяют контролировать крутящий момент на полированном штоке. Остальные 58% скважин эксплуатировались без контроля крутящего момента, что при неправильном подборе мощности электродвигателя или передаточного отношения клиноремонной передачи чревато непредвиденными отказами и остановками УШВН.

Таким образом, проведенный анализ причин отказов скважинных насосных установок только по данному месторождению подтверждает высокую степень актуальности проблемы пескопроявления и позволяет утверждать, что высокое содержание в добываемой жидкости механических примесей является одной из основных причин отказов глубинно-насосного оборудования.

Аналогичные результаты отмечены для условий месторождения компании «Ада Ойл», где осаждение песка над насосом как в процессе эксплуатации, так и во время остановок приводило к частым подземным ремонтам оборудования [4].

## Классификация методов борьбы с пескопроявлением

Механические примеси в продукции скважин оказывают существенное влияние и на ресурс погружного оборудования. Взаимодействие выносимых механических примесей с подвижными элементами скважинного насосного оборудования становится одной из главных причин износа его рабочих пар. Несомненно, что на интенсивность износа оказывает влияние и гранулометрический состав выносимого песка. Так, наличие утечек в клапанных парах штанговых насосов при откачке маловязкой жидкости с большим содержанием песка приводит к интенсивному размыванию седла и запорного органа. И, как показывает практика эксплуатации штанговых насосных установок на промыслах, наибольшее число подземных ремонтов скважин (порядка 40%) проводится по причине неисправности клапанов.

Интенсивный вынос механических примесей с продукцией скважины также вызывает преждевременный износ элементов эксплуатационной и лифтовой колонн. Это приводит к необходимости внеплановых подземных ремонтов скважин с существенными финансовыми затратами, связанными с недобором нефти, отвлечением собственных или привлекаемых материальных и людских ресурсов и так далее.

На основании результатов различных исследований для борьбы с пескопроявлением рекомендуются и успешно применяются на практике как технологические, так и технические мероприятия [5–12 и др.]. К ним можно отнести:

- рекомендации по режимам и темпу откачки продукции скважин с поддержанием оптимального забойного давления и других условий, определяющих состояние породы в призабойной зоне скважины (ПЗС);
- применение различных скважинных песочных якорей и противопесочных фильтров;
- обеспечение оптимальной скорости восходящего потока жидкости в лифтовой трубе для предотвращения осаждения и обеспечения выноса песка и тому подобное.

Полная классификация существующих методов защиты внутрискважинного оборудования приведена на рисунке 3 [6].

## Особенности применения методов борьбы

Следует отметить, что для снижения выноса песка необходимо значительное снижение темпов отбора жидкости, а это зачастую является экономически неэффективным. На рисунке 4 приведен пример добычи с ограничением отбора для снижения пескопроявления и добычи с пескопроявлением на одном из месторождений Канады, где отмечалась необходимость

Рисунок 3  
Методы защиты внутрискважинного оборудования [6]



кратного уменьшения дебита скважины для предотвращения выноса песка [13]. Немаловажным фактом является то, что применение противопесочных фильтров, гравийных фильтров оправданно на высокодебитных и высокорентабельных скважинах, что в условиях многих месторождений (зрелые или малорентабельные) серьезно ограничивает их повсеместное внедрение, так как с каждым годом наблюдается рост обводненности, ухудшение запасов.

Добавим также, что значительная часть вышеперечисленных рекомендаций успешно работает на режимах непрерывной эксплуатации скважин, одна-

ко большинство старых месторождений из-за низкого дебита скважин переведены на режим периодической эксплуатации, соответственно, в таком же режиме эксплуатируется и насосное оборудование. В данных условиях наибольшую опасность представляют эти технологические остановки скважин, которые приводят к осаждению песка в колонне НКТ и образованию песчаных пробок. Высота и плотность осажденного слоя песка зависят как от его концентрации в столбе жидкости от насоса до устья скважины, так и от времени технологического перерыва между очередными включениями. Высота столба песчаных пробок может достигать десятков метров. При последующем запуске это может привести к заклиниванию насоса или обрыву штанг.

Промысловый опыт эксплуатации скважин штанговыми скважинными насосами показывает, что подавляющее большинство заклиниваний происходят даже при сравнительно кратковременных, на 15–20 минут, остановках. В трубных насосах при попытках сдвинуть плунжер с места вверх немедленно произойдет его заклинивание в цилиндре из-за попадания большого количества песка в зазор и резкого увеличения сил трения плунжера в цилиндре. Похожая ситуация может наблюдаться и во вставном насосе, когда из-за осадка песка становится невозможным его извлечение из замковой опоры. Приходится выполнять громоздкую и опасную операцию по совместному подъему штанг и труб по частям.

При эксплуатации скважин винтовыми насосными установками наблюдается аналогичная ситуация — образование песчаных пробок над насосом в период остановок и последующее его заклинивание или срабатывание систем защиты электродвигателя от перегрузки.

Как показал анализ отказов ГНО на месторождении Северные Бузачи, для борьбы с пескопроявлением широко используются известные способы: это рекомендации по режимам и темпу откачки продукции скважин с поддержанием оптимального забойного давления и других условий, определяющих состояние породы в призабойной зоне; применение различных скважинных противопесочных фильтров; обеспечение оптимальной скорости восходящего потока жидкости в лифтовой трубе для

предотвращения осаждения и обеспечения выноса песка и так далее [3]. Однако даже при применении этих способов доля отказов по причине пескопроявления остается достаточно высокой.

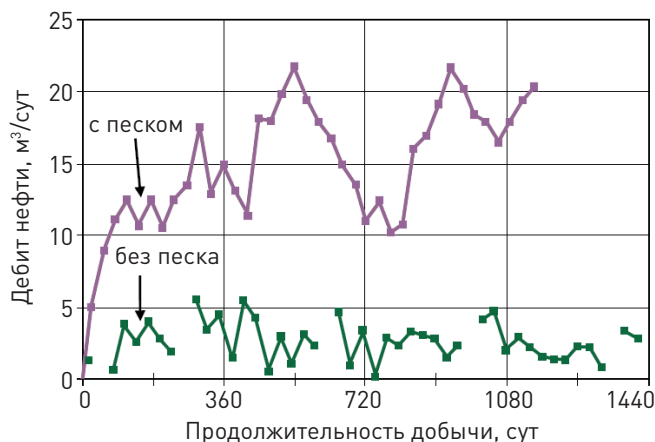
Механизму осаждения песка в колонне насосно-компрессорных труб посвящено достаточно большое количество исследований [5, 6, 11 и др.], которые учитывают многочисленные факторы, такие как концентрация взвешенных твердых частиц (КВЧ) в потоке жидкости, их гранулометрический состав, физико-химические свойства нефти, режимы движения жидкости и песка и так далее. Предлагаемые по результатам этих исследований рекомендации носят в основном технологический характер — по компоновке низа колонны устройствами, предотвращающими попадание песка на прием насоса (песочными якорями, противопесочными фильтрами и так далее), или же по обеспечению оптимальной скорости восходящего потока в колонне НКТ для предотвращения осаждения песка и для устойчивого выноса песка из скважины.

Однако, как показывает практика, наибольшую опасность для насосного оборудования представляет именно образование песчаных пробок над насосом при остановках скважины по различным причинам.

Для предотвращения образования таких пробок уже имеется ряд технических решений, наиболее приемлемое из которых — установка над глубинным насосом противопесочного клапана, хорошо вписывающегося в его компоновку с НКТ [14, 15].

Преимуществом таких устройств являются: возможность осуществления многократного слива части жидкости с песком из НКТ в затрубное пространство без подъема насоса; стабильность параметра активации и автоматическое срабатывание в зависимости от перепада давления на НКТ; возможность регулирования параметра активации для слива части столба жидкости в НКТ, имеющую максимальную концентрацию песка. Параметром активации клапа-

**Рисунок 4**  
**Пример добычи нефти с ограничением дебитов [13]**



на может быть величина прироста крутящего момента винтового насоса или перепад давления жидкости на устройстве для приведения его в дренируемое или рабочее положение.

В практике нефтедобычи на месторождениях Казахстана данная технология борьбы с пескопроявлением до настоящего времени не апробирована и требует проведения опытно-промышленных испытаний и оценки ее эффективности.

Такие устройства могут найти широкое применение не только в нефтедобыче, но и в других областях, где осуществляется скважинная добыча полезных ископаемых. К примеру, при скважинной добыче урана методом подземного скважинного выщелачивания, при откачке воды из шахтных скважин, при добыче артезианской воды и так далее.

### Выводы

1. Проведенные исследования показали, что проблема пескопроявления остро стоит перед отечественными операторами крупных зрелых месторождений, где процент отказов глубинно-насосного оборудования именно по данной причине достигает 25–51%. Все это ведет к увеличению капитальных затрат на ремонт скважин, простоям и потерям в добыче и требует поиска универсального и экономически эффективного решения.

2. Большинство перечисленных выше способов борьбы с пескопроявлением работают на режимах непрерывной эксплуатации скважин или их использование связано с высокими капитальными затратами, что значительно ограничивает их применение на высокообводненных скважинах или скважинах с низким дебитом. Несмотря на применяемые известные способы защиты подземного оборудования и другие технологические мероприятия, одной из основных причин отказов штанговых насосов остается высокое содержание мехпримесей в добываемой нефти. В ряде случаев отмечается обратный эффект от применения таких способов, как снижение депрессии на пласт [13], установка гравийных фильтров [4].

3. Анализ работы подземного оборудования на месторождении Северные Бузачи показал, что характер слабосцементированного продуктивного пласта является основной причиной выноса песка, это послужило причиной 51% отказов из-за пескопроявления, приводящего к пересыпанию интервала перфорации или заклиниванию ротора в статоре ШВН. Выявленный механизм отказов указывает на то, что наиболее критическим моментом, при котором возникают частые заклинивания и отказы штанговых насосов, является остановка скважин, когда происходит осаждение песка над насосом.

4. Прогнозирование влияния механических примесей на работу элементов скважинного насосного

оборудования — сложная задача, требующая учета множества факторов, и в настоящее время соответствующая единая общепринятая теоретическая модель отсутствует. Поэтому эффективность той или иной технологии борьбы с пескопроявлением оценивается по результатам промысловых испытаний на конкретном месторождении — и компаниям-операторам приходится выбирать ту или иную технологию опытным путем. Кроме того, классификация существующих методов не учитывает нового метода — применения противопесочных клапанов, которые позволяют эффективно бороться с осаждением механических частиц при остановках скважин.

5. Для защиты от образования песчаных пробок рекомендуется применение противопесочных клапанов, позволяющих многократно производить дренирование жидкости с механическими примесями из НКТ. Отметим, что их конструкция отличается простотой монтажа в существующую компоновку скважинного оборудования. 💧

#### Литература

1. J.S. Chen, S. Chen, M.M. Altunbay, E.A. Tyurin. New Method of Grain Size Determination for Sand Control Completion Applications // SPE-128011. Статья представлена на Международном симпозиуме и выставке SPE, Луизиана, США, 2010.
2. М.К. Каражанова, Г.М. Эфендиев. Комплексный анализ показателей эксплуатации скважин на месторождениях Казахстана // XXI Губкинский чтения, Москва, 24–26 марта 2016. – С. 47.
3. Ж.Б. Нуркас, Б. Убайдоллаулы. Case Study: Enhancing PCP Performance through the Complex Failure Analysis of More Than 200 Wells // Техническая конференция по тяжелым нефтям, SPE-189732, Калгари, Канада, 13–14 марта 2018.
4. А. Нетжанова, Висуп Бае, Р. Арыстанбай. Исследование по увеличению добычи в рыхлых песчаных продуктивных пластах за счет оптимизации операций винтовых насосов // SPE-172285-RU. Доклад представлен на ежегодной Каспийской технической конференции и выставке SPE 12–14 ноября 2014, Астана, Казахстан. – С. 13.
5. С.В. Смольников и др. Методы защиты насосного оборудования для добычи нефти от механических примесей. – Уфа: Нефтегазовое дело, 2010. – 41 с.
6. Р.Н. Бахтизин, С.В. Смольников. Особенности добычи нефти с высоким содержанием механических примесей // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», № 5, 2012. <http://www.ogbus.ru>
7. А.А. Шмидт. Повышение эффективности эксплуатации скважин, осложненных содержанием мехпримесей в продукции: автореф. дисс. канд. техн. наук. – Уфа, 2007. – 25 с.
8. Б.М. Латыпов. Техническое обеспечение устойчивости работы штанговой винтовой насосной установки в малодебитных скважинах, осложненных пескопроявлением: автореф. дисс. канд. техн. наук. – Уфа, 2014. – 133 с.
9. Д.П. Казаков. Повышение эффективности эксплуатации скважин электроцентробежными насосами после гидравлического разрыва пласта: автореф. дисс. канд. техн. наук. – Уфа, 2010. – 26 с.
10. М.А. Шашкин. Применяемые в ТПП «Лангепаснефтегаз» методы защиты для снижения негативного влияния механических примесей на работу ГНО // Инженерная практика, № 2, 2010. – С. 26–31.
11. Б.З. Султанов, С.С. Орешев. Вопросы выноса песка в процессе эксплуатации нефтяных скважин // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», 2005. [http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Sultanov/Sultanov\\_1.pdf](http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Sultanov/Sultanov_1.pdf)
12. Б.З. Султанов, С.С. Орешев. Проблемы добычи и внутрипромыслового транспорта нефти с высоким содержанием песка // Новоселовские чтения: Материалы 2-й Международной научно-технической конференции. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2004. – С. 45–47.
13. Р. Савацки, М. Уэрта, М. Лондон, Б. Меца. Холодная добыча на западе Канады: шаг вперед в первичной добыче нефти // Электронный научный журнал RogTech, №20, 2010. – С. 68–75. <https://rogtecmagazine.com/rogtec-issue-20>
14. Компания Mantl. Устройство автоматического дренирования НКТ (ATD). <http://mantl.ca/pdf/AutoTubingDrain-RU-WEB.pdf>
15. Компания Zenith. ESP/PCP Tubing Drain Valves. <https://www.geoilandgas.com/oilfield/artificial-lift-well-performance-services/zenithtm-tubing-drain-valves>



**ЯМАЛ  
НЕФТЕГАЗ**

[www.yamaloilandgas.com](http://www.yamaloilandgas.com)

VI международный форум и выставка

**28–29 ноября 2018,  
Новый Уренгой, Россия**

Организатор: VOSTOCK CAPITAL