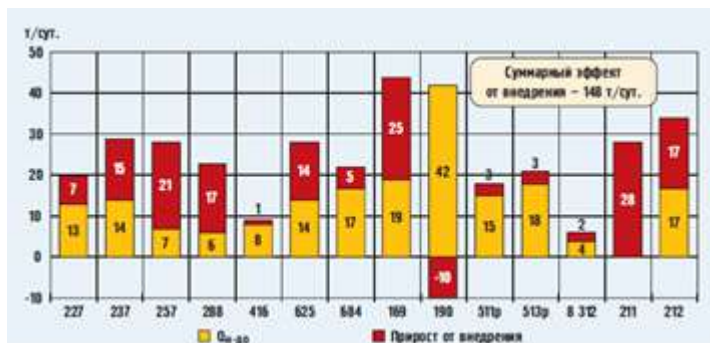


глушения скважины. Данное сочетание скважинного оборудование обеспечивает длительную эксплуатацию скважины.

В ООО «РН-Пурнефтегаз» внедрена эта технология более чем на 16 скважинах трех вышеперечисленных месторождений. Средний прирост дебита на 1 скважину составил 10т/сут., суммарный эффект от внедрения технологии составил 148т/сут. Также удалось достичь стабильной работы скважин без дополнительных затрат и работ на технологические обработки и промывки. На рисунке представлены значения дебитов нефти на скважинах до внедрения и после внедрения непрерывно-дискретного газлифта.



**Рис. Результаты внедрения технологии НДФ**

Наибольший эффект наблюдался у скважин со значением обводненности до 40%, дебита газа свыше 20000м<sup>3</sup>/сут. и пластового давления более 250 атм. Из-за данных критериев использование технологии непрерывно-дискретного газлифта имеет ограниченный характер, так как большая часть месторождений находится на поздней стадии разработки, фонд в основном высокообводнённый.

В настоящее время добыча нефти на большинстве месторождений затруднительна из-за ряда определенных осложняющих факторов, и на данный момент все усилия направлены на то, чтобы снизить их негативное влияние на процесс

извлечения углеводородов. Каждая технология имеет свои достоинства и недостатки и своевременное ее применение обеспечит стабильную работу насосного оборудования и более эффективную добычу углеводородов.

#### Литература

1. Грехов И.В. Технология выработки трудноизвлекаемых запасов нефти из залежей с высоким газовым фактором // Нефтегазовое дело. – Уфа, 2012. – Т.10. №3. – С.10-14.
2. Грехов И.В. Комплекс технических и технологических решений добычи нефти из неоднородных многопластовых залежей с высоким газосодержанием. Диссертация. кандидат технических наук. – Уфа, 2013г. – 131с.
3. Субарев Д.Н. Проблемы оперативного управления погружными установками системы «УЭЦН – скважина» в условиях малопродуктивных пластов // Вестник кибернетики. – Сургут, 2011. – №10. – С.41-46.
4. Хурматулин Р.Ф., Газаров А.Г., Насибуллина Е.М. Опыт использования и эксплуатации установок ОРЭ в Западной Сибири // Инженерная практика. – Москва, 2012. – №3. – С.72-76.

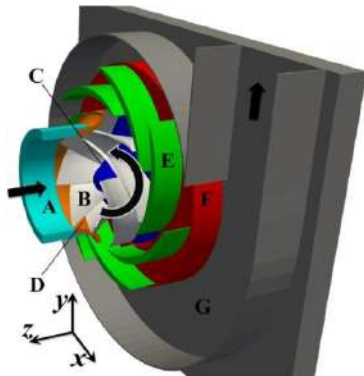
### ВЛИЯНИЕ УСЛОВИЙ РАБОТЫ И УГЛА УСТАНОВКИ ДИФФУЗОРА НА КОЛЕБАНИЯ ДАВЛЕНИЯ В ЦЕНТРОБЕЖНОМ НАСОСЕ:

**А.А. Кегелик**

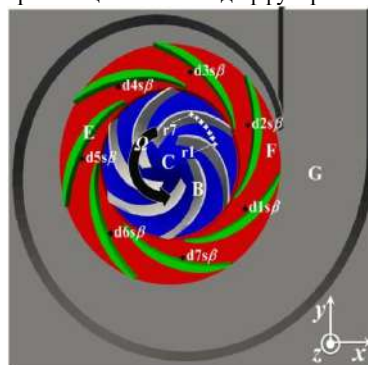
Научный руководитель - профессор С.Н. Харламов

**Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия**

Цель работы - дать анализ по данным эксперимента [4] деталей математического моделирования больших вихрей на центробежном насосе, чтобы исследовать влияние на флуктуации давления во вращающихся и стационарных каналах как в зависимости от скорости потока, так и ориентации лопатки диффузора.



**Рис. 1** Схема центробежного насоса [4]



**Рис. 2** Вращающиеся и стационарные каналы в пределах среза r [4]

Колебания давления в насосах являются серьезной проблемой, особенно в нестандартных условиях труда, из-за структурного напряжения, которое они производят на насос и другие элементы системы, где насос работает,

вызывая также вибрации, шум и усталость. Многие экспериментальные исследования [2,3,5] были посвящены нестационарным сигналам давления, генерируемым в центробежных и смешанных насосах, в результате которых предлагались дизайнерские решения, направленные на уменьшение неустойчивых особенностей поля давления.

На рисунке 1 [4] представлена схема моделируемого в эксперименте [4] центробежного насоса: меридиан отсечки всасывающей трубы (А); шесть лопастей рабочего колеса (В); концентратор (С); срез меридиана кожуха рабочего колеса (D); семь лопастей диффузора (Е); стенка диффузора со стороны ступицы (F); завиток и корпус на стороне ступицы (G). Также показаны места притока и оттока.

На рисунке 2 [4] представлены вращающиеся и стационарные каналы насоса со стороны впускного отверстия. Геометрия соответствует геометрии исходного угла установки лопастей диффузора. Расположение датчиков давления обозначается символами +, черным цветом для стационарных диффузорных зондов и белого цвета для зондов с вращающимся рабочим колесом. Элементы насоса, показанные на рисунке: срезанные лопасти рабочего колеса (В); хаб (С); лопасти диффузора (Е); стенка диффузора со стороны ступицы (F); улитка и корпус стены со стороны ступицы (G). Для ограничения пространства только первый и последний зонды рабочего колеса (движущся со стороны нагнетания к стороне всасывания) указаны как «r1» и «r7».

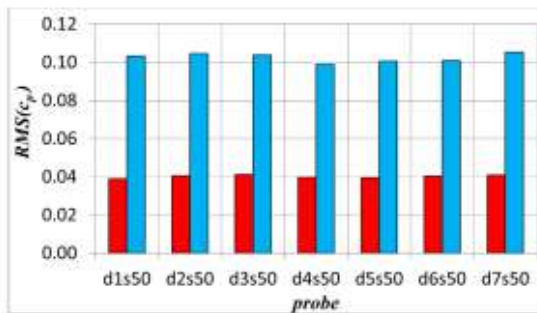


Рис. 3 Среднеквадратичные значения коэффициента давления для расчетных и не проектных расходов (в левой и правой колонках каждой панели соответственно) [4]

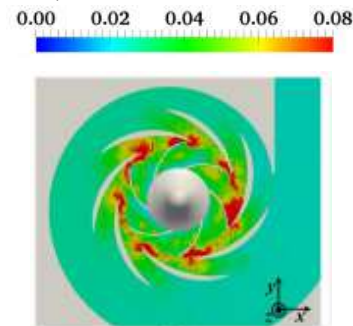


Рис. 4 Усредненные по фазе поля среднеквадратичных значений коэффициента давления при незапланированном расходе [4]

Анализ результатов исследования [4] показывает, что среднеквадратичные значения коэффициента давления явно выше при неконструктивных рабочих условиях (правые столбцы на рисунке 3), так как поток неправильно направляется вращающимися каналами в лопасти диффузора, а взаимодействие между движущимися и неподвижными частями более неустойчиво из-за неправильного падения на лопасти диффузора потока от рабочего колеса. Как следствие, среднеквадратичные значения  $C_p$  примерно в 2,5 раза выше, чем при номинальной скорости потока. Результаты представлены для оригинальной геометрии диффузора с  $\beta = 18^\circ$

В работе [4] также исследовано влияние угла установки лопаток диффузора. На рис. 5 (вверху) показаны усредненные по времени значения  $C_p$  для трех смоделированных геометрий диффузора. Исходя из рис. 5а (вверху) видно, что влияние на повышение давления через рабочее колесо ничтожно мало. Аналогичный результат виден при уменьшенном расходе на рис. 5б (вверху).

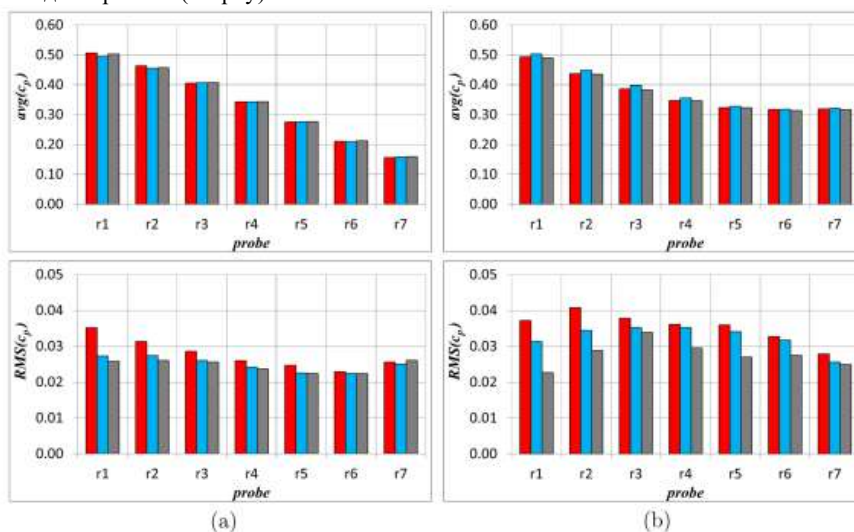


Рис. 5 Средние значения (вверху) и среднеквадратичные значения (внизу) коэффициента давления для расчетного (а) и вне проектного (б) расхода на семи датчиках, расположенных в одной из лопастей рабочего колеса со стороны нагнетания (r1) в сторону всасывания (r7):  $\beta = 18,3^\circ$  (левые колонки);  $\beta = 14,3^\circ$  (центральные колонки);  $\beta = 10,3^\circ$  (колонки справа) [4]

Среднеквадратичные значения  $C_p$  на тех же рабочих колесах показаны на рис. 5 (внизу), где зависимость от ориентации лопасти диффузора более различимы. Для номинального расхода, рассмотренного на рис. 5а (внизу) уменьшение угла  $\beta$  не влияет на сторону всасывания, но на стороне нагнетания давление расстояние между задней кромкой лопастей рабочего колеса и передним краем лопастей диффузора увеличивается, уменьшая пульсации давления, связанные с их взаимодействием. Как следствие, уменьшается взаимодействие рабочего колеса и диффузора.

Вывод: анализируя результаты исследования [4], а также библиографические данные [1-3,5], можно сказать, что чувствительность как к условиям работы, так и к углу установки лопастей диффузора гораздо сильнее для стационарных лопастей, по сравнению с вращающимися каналами. По сравнению с расчетными условиями, при пониженных скоростях потока колебания давления внутри рабочего колеса и диффузора выше, при этом больше энергии на частотах ниже, чем при прохождении лопастей рабочего колеса. При этом явления вращающегося срыва не наблюдалось. Уменьшение геометрического угла наклона лопатки диффузора увеличивает угол падения лопастей диффузора при номинальной скорости потока и уменьшает при более низкой скорости потока. Повышение давления оказывает отрицательное влияние в первом случае, в то время как выгодно во втором. Также стоит отметить, что меньшие углы наклона лопастей диффузора позволили повысить давление в каналах диффузора при более низком расходе, тогда как при номинальном расходе наблюдался обратный эффект.

#### Литература

1. Barrio, R., Parrondo, J., Blanco, E., 2010. Numerical analysis of the unsteady flow in the near-tongue region in a volute-type centrifugal pump for different operating points. *Comput. Fluids* 39 (5), 859–870.
2. Feng, J., Benra, F.-K., Dohmen, H., 2007. Numerical investigation on pressure fluctuations for different configurations of vaned diffuser pumps. *Int. J. Rotating Mach.* 2007, 34752.
3. Pei, J., Yuan, S., Benra, F.-K., Dohmen, H., 2012. Numerical prediction of unsteady pressure field within the whole flow passage of a radial single-blade pump. *ASME J. Fluids Eng.* 134 (10), 101103
4. Posa, A., Lippolis, A., Effect of working conditions and diffuser setting angle on pressure fluctuations within a centrifugal pump. *International Journal of Heat and Fluid Flow*, 75, February 2019, Pages 44-60
5. Posa, A., Lippolis, A., 2018. A LES investigation of off-design performance of a centrifugal pump with variable-geometry diffuser. *Int. J. Heat Fluid Flow* 70, 299–314.

### **СОВРЕМЕННЫЙ ОПЫТ И РАЗВИТИЕ ТЕХНОЛОГИИ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ТЕРРИГЕННОГО ПЛАСТА КИСЛОТНЫМИ КОМПОЗИЦИЯМИ**

**В.В. Классен**

Научный руководитель - старший преподаватель Ю.А. Максимова

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Обработка призабойной зоны кислотными композициями представляет наиболее распространённый и относительно недорогой метод улучшения фильтрационных характеристик и повышения производительности скважин, основанный на взаимодействии водного раствора кислот с минералами скелета породы и привнесёнными веществами, блокирующими пути течения флюидов. Такой метод эффективен на любых этапах разработки залежи, особенно это применительно к низкопроницаемым коллекторам, в частности терригненным. В работе рассматривается опыт применения технологии обработки призабойной зоны (ОПЗ) терригненного пласта различными кислотами, а также показан механизм взаимодействия кислотного раствора с породой. Материалы, представленные в статье, позволяют сравнить направление действия кислот и сделать выводы об эффективности применения данной технологии.

Терригненный коллектор – широко распространённый как в Западной Сибири, так и во всей России тип осадочных пород, в котором заключено огромное количество запасов нефти и газа. С точки зрения проблемы, терригненные пласты являются заглинизированными, низкопроницаемыми слоями породы, имеющими кольматанты техногенного происхождения. Обычно такие коллекторы вмещают в себя минералы: кварц (20-70%), полевые шпаты (25-60%), глины (3-40%), карбонаты (0-30%), слюды (1-10%), сульфаты и прочие минералы.

Основные предпосылки и причины загрязнения призабойной зоны терригненного пласта:

- фильтрат бурового раствора – жидкий компонент поглощается пластом-коллектором, а твёрдые частицы и капли эмульсии образуют фильтрационную корку;
- солеотложения в пласте – большое количество скважин работают при давлении на забое меньше давления насыщения нефти газом;
- кольматация в ходе текущего и капитального ремонта скважин – засорение мехпримесями (в ходе работ по очистке забоя), солеотложения (поглощение тяжелых растворов глушения на кальциевой основе);
- суффозия глинистых частиц – засорение капилляров, трещин гидроразрыва пласта и притрещинных зон, вынесенными водой глинистыми частицами;
- водная блокада и набухание глин – образование рыхлосвязанной воды и блокировка движения флюидов из-за влияния воздействия водными растворами при перенасыщении призабойной зоны пласта (ПЗП);
- осаждение асфальтосмолапарфиновых отложений (АСПО) – снижение температуры и давления, изменение скорости движения газожидкостной смеси приводит к выделению парафина из нефти и налипанию на поверхности породы;