

АКТУАЛЬНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОЛНОВЫХ ГЕНЕРАТОРОВ ДЛЯ ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЯ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ ПЛАТФОРМ НА ШЕЛЬФЕ МОРЕЙ

Е.С.Алексеева, Ю.А.Макаричев

*Самарский Государственный технический университет
г. Самара, Россия*

Потребление энергии в мире характеризуется постоянным ростом. Наиболее развивающимся источником электроэнергии являются чистые или возобновляемые источники электроэнергии (далее ВИЭ). На основе ВИЭ решаются многие проблемы электроэнергетики, что доказывает не только российский опыт производства энергии, но и мировой.

Возобновляемые источники энергии – это энергоресурсы постоянно существующих природных процессов на планете, а также энергоресурсы продуктов жизнедеятельности биоценозов растительного и животного происхождения [1].

Самыми значимыми достоинствами ВИЭ является неистощаемость ресурсов и отсутствие вредных выбросов в окружающую среду.

Одним из наиболее перспективных ВИЭ являются электростанции, использующие энергию волн и океанов. Такие источники могут быть востребованы при электроснабжении нефтяных и газовых платформ при добыче углеводородного сырья на шельфе морей и океанов. При этом выполняются самые жесткие требования по экологической безопасности установок.

Средняя мощность волн океанов и морей превышает 15 кВт на погонный метр, а при высоте волн в 2 метра, мощность может достигать и все 80 кВт на погонный метр [2, 3].

Потенциал удельной мощности можно рассчитать по следующей формуле:

$$P = 0,25\rho g H^2 u L,$$

где H – высота волн; u – скорость распространения; L – горизонтальный размер преобразователя [4].

Единичная мощность волновых электростанций в настоящее время достигает 2,25 МВт (Агусадора, Португалия).

Рассмотрим несколько конструкций и принципов генерации электрической энергии из энергии волн.

Наиболее распространенный принцип, нашедший своё применение является принцип “*осциллирующегося водяного столба*”. Волновая энергоустановка представляет собой камеру, нижняя открытая часть которой погружена под самый низкий уровень воды (впадины волны) [5]. При приходе гребня волны происходит заполнение полости и вытеснение

воздуха и направление его в воздушную турбину, расположенную в отверстии наверху камеры, которая приводит в движение электрогенератор [6]. Если уровень воды снизится, то воздушная турбина начинает вращаться в другую сторону, так как происходит разрежение в полости и изменение направления движения воздуха.

На Рис. 1 представлен принцип осциллирующего водяного столба.

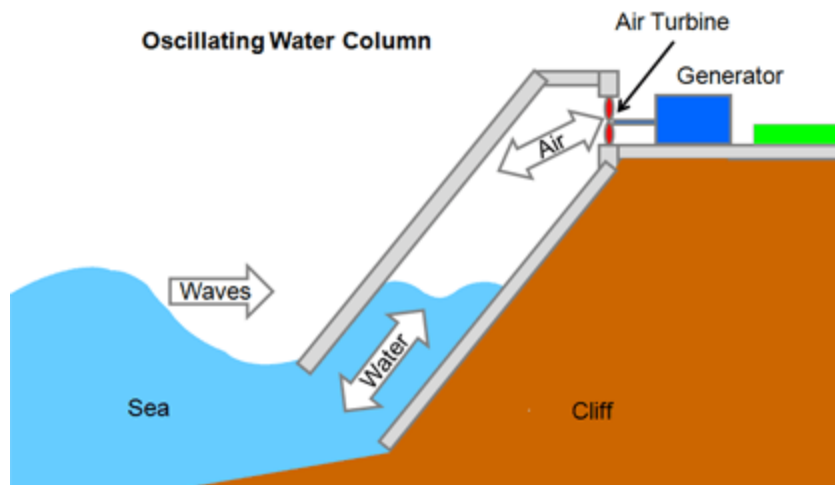


Рис. 1 Принцип осциллирующего водяного столба [4]

Принцип “колеблющегося тела”. Рабочие тела станций представляют собой буи, секции которых объединены в один конвертер. Между секциями устанавливаются гидравлические поршни, которые под воздействием вертикальных колебаний волн через специальные двигатели вращают генератор [7]. В качестве рабочих тел выступают поплавки. Они совершают вертикальные колебания, находясь на поверхности моря, в соответствии с изменениями уровня воды при ветровом волнении [6]. Данная установка поплавкового типа является громоздкой, но при использовании ее КПД достигается 80%.

Установка с “искусственным атоллom” – сооружение состоящие из бетонного корпуса, на котором размещаются поверхности наката волн. Резервуар (бассейн) располагается в средней части энергоустановки. Через водоприемное отверстие вода поступает на гидротурбину [4]. На Рис. 3 представлена установка с “искусственным атоллom”.

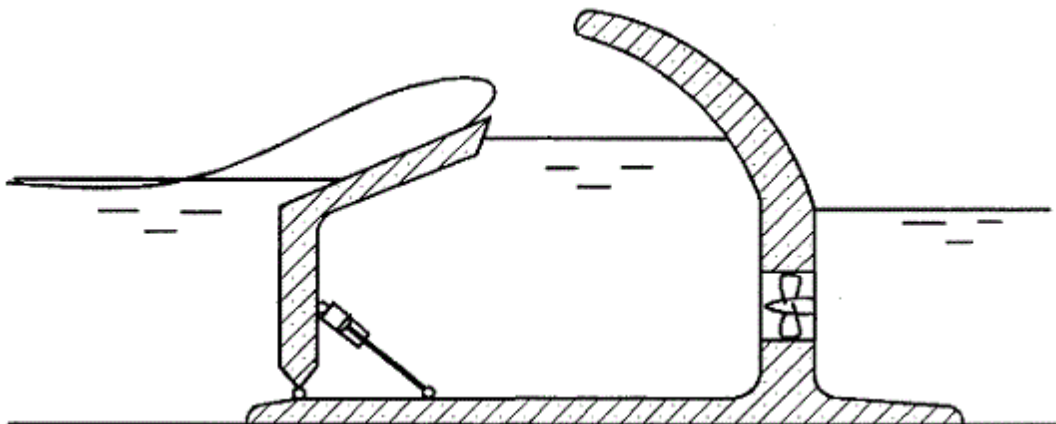


Рис. 3 Схема установки с "искусственным атоллom"

Генератор размещается в верхней части установки.

Для поднятия воды в бассейн, расположенный выше уровня моря, используется эффект набегания волны на отлогую поверхность. Для этого рабочая поверхность устанавливается в виде наклонного, суживающегося кверху лотка.

Данная установка обеспечивает поднятие уровня на 2,5 м при средней высоте волны 1,5 м [4]. Таким образом, создается запас потенциальной энергии, которую по мере надобности превращают в электрическую энергию, путем возврата воды в море через гидротурбину.

Электрические генераторы, используемые в ВИЭ имеют ряд особенностей как по конструкции, так и по типу исполнения. Это особенности необходимо учитывать при проектировании и разработке генераторов. Успешное решение этих проблем позволят решить задачи, определенные подпрограммой "Развитие использования возобновляемых источников энергии" как часть государственной программы "Энергоэффективность и развитие энергетики".

К сожалению, ВИЭ на сегодняшний день по стоимости вырабатываемой энергии не всегда могут конкурировать с традиционными источниками. На диаграмме (Рис. 4) показано распределение долей выработки электроэнергии из разных источников. Доля ВИЭ составляет всего 1,9%. Но такие неоспоримые преимущества ВИЭ, как возобновляемость и экологичность делает это направление электроэнергетики весьма актуальным.

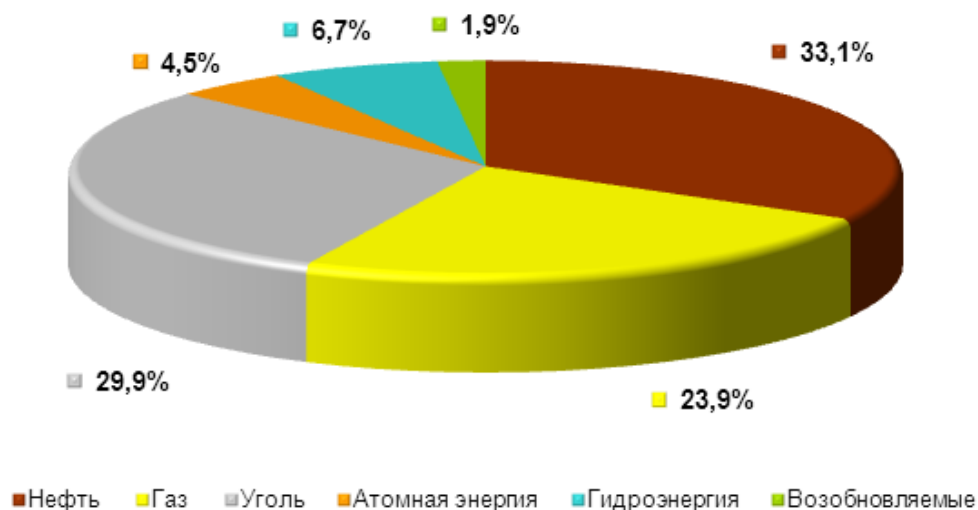


Рис. 4 Распределение разных источников энергии в мире, BP Statistical Review of World Energy 2013г. [9]

Наиболее развитые страны такие как Япония, Германия, США, Франция и другие используют нетрадиционные источники энергии как одни из базовых, которые составляют значительную долю энергообеспечения. Мировая составляющая ВИЭ в общем энергетическом балансе варьируется от 2% до 10%.

Правительством РФ определены основные направления государственной политики в области развития электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2020 года и установлены целевые показатели использования ВИЭ в сфере электроэнергетики - увеличение доли использования ВИЭ до 4,5 % к 2020 году (распоряжение Правительства РФ от 08.01.2009 № 1-р) [10].

Одним из путей решения этой важной народнохозяйственной задачи и является использование в качестве источника энергии волновых генераторов различного типа.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Возобновляемые источники электроэнергии: учебное пособие / Б.В. Лукутин. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2008. – 187 с.
2. Вершинский Н.В. Энергия океана. М. : Наука, 1986. 152 с.
3. Виссарионов В.И. Использование волновой энергии: учебное пособие / В.И. Виссарионов, В.В. Волшаник, Л.А.Золотов и др.; Под ред. В.И. Виссарионова. М. : Из-во МЭИ, 2002. 142 с.

4. *Гуц В.Ю.* Волновая энергетика – перспективный сектор возобновляемых источников энергии: статья УДК 626-1/-2 и -4/-9 / Гуц В.Ю.; Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, г. Санкт-Петербург, 2015г. – 15 с.
5. *Falnes J.* Ocean Waves and Oscillating Systems. Cambridge University Press, 2002. 288 p.
6. *Sorensen H. Chr., Naef S.* Report on technical specification of reference technologies (wave and tidal power plant): New Energy Externalities Developments for Sustainability/ Sixth Framework Programme. 28.11.2008.
7. <https://poisk-ru.ru/s52992t9.html>
8. *Тарасов А.В., Тонаж. Г.И.* Обоснование оптимальных параметров гидроагрегатов малых ГЭС // Гидротехническое строительство. 2010. №1. С. 27-30.
9. <https://utmagazine.ru/posts/5651-syrevoe-buduschee-ch2>
10. Политика поддержки генерации на основе ВИЭ в Российской Федерации г. Москва июнь 2014 г.
11. http://www.bigpowernews.ru/photos/0/0_Ej2xWUbVUieLuwkjhf5BxXxrnrsF6V4o.pdf

УДК 621.313.84

ОЦЕНКА ПРОЧНОСТИ ВРАЩАЮЩЕЙСЯ ЧАСТИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО СТАРТЕРА ДЛЯ ПУСКА ГАЗОТУРБИННОГО ДВИГАТЕЛЯ

Ю.В.Зубков, М.Н. Алимбеков

*Самарский государственный технический университет
Самара, Россия
zub577@mail.ru*

Совершенствование экологической безопасности и снижение эксплуатационных затрат являются традиционными проблемами для предприятий газотранспортной отрасли. В большинстве случаев для запуска газотурбинных двигателей (ГТД) в составе газоперекачивающих агрегатов (ГПА) применяется турбодетандерный способ, сопровождающийся выбросом в атмосферу больших объемов природного газа, что загрязняет окружающую среду и подвергает опасности возгорания транспортную систему перекачки газа. Кроме этого, такой способ является весьма неэкономичным.

В настоящее время наиболее перспективным является электрический запуск, когда турбина раскручивается электрической машиной,

работающей в кратковременном двигательном режиме. Такой способ хорошо адаптирован для запуска авиационных двигателей, где после раскрутки ГТД стартер переходит в генераторный режим, обеспечивая питание бортовой сети [1].

Современные ГТД ГПА, выпускаемые в России, имеют мощности 16-25 мВт [2] в зависимости от пропускной способности газотранспортного узла, а электростартеры для их запуска от 65 до 250 кВт. В настоящее время освоено серийное производство стартеров на базе асинхронных двигателей с короткозамкнутым ротором мощностью 65 кВт [3]. Эти машины наряду с известными достоинствами: простая конструкция, относительно малая стоимость не в полной мере отвечают современным требованиям по удельной мощности и диапазону обслуживаемых ГТД. В этой связи актуальной является задача разработки и промышленного производства бесщеточных электрических стартеров широкой линейки мощностей с улучшенными энергетическими характеристиками.

Научным коллективом кафедры «ЭМиАЭ» СамГТУ совместно с НПО «Шторм» осуществлены проектирование, изготовление, испытания серии электрических стартеров с магнитоэлектрическим возбуждением. Такие машины представляют собой синхронный двигатель с возбуждением от постоянных магнитов (ПМ) [4]. Индуктор имеет внутреннее исполнение с высококоэрцитивными постоянными магнитами, расположенными на поверхности, либо встроенными.

При разработке высокоскоростных электромеханических преобразователей существует проблема оценки прочности их вращающихся частей на стадии проектирования. Применяемые в настоящее время методики механического расчета в большинстве своем являются приближенными и не учитывают реального распределения усилий, действующих на ротор электростартера в целом и его отдельные составляющие (постоянные магниты, бандажи). Поэтому уточнение значений механических нагрузок является актуальной задачей совершенствования электромеханических преобразователей с высокой частотой вращения.

Данная задача решалась посредством программного комплекса Ansys. В качестве исходных данных определены:

длина ротора (магнита),	L [м],	0,17;
площадь поперечного сечения магнита,	S [м ²],	0,000425
плотность магнита,	ρ [кг/м ³],	7550
расстояние от оси вала до центра масс магнита,	R [м],	0,06
частота вращения ротора,	n [об/мин],	11000
площадь клеевого соединения магнита и ротора	S_k [м ²],	0,01.

Для фиксации магнитов, расположенных на сердечнике ротора, применялся клей *Loctite 4090*. В качестве дополнительного бандажа использовалась лента *Polyglass*. Для оценки механической прочности

клеевого соединения и конструкции ротора в целом необходимо определить величину напряжений, которые испытывают связующий материал (клей) и бандажная лента в процессе раскрутки стартера (пуска ГТД).

Поставленная задача решена в два этапа. На первом этапе была рассчитана центробежная сила, действующая на магнит в результате вращения ротора (рис.2). Затем её значение использовалось в геометрической модели при отсутствии вращения ротора (эквивалентный неподвижный ротор).

Зная линейную скорость V и радиус траектории магнита R , можно найти приближенное значение центробежной силы $F_{цб}$, действующей на тело массой m .

$$F_{цб} = \frac{m \cdot V^2}{R} = \frac{0,578 \cdot 69,1^2}{0,06} = 46014 \text{ Н.}$$

Данная центробежная сила, приложенная к магниту, вызывает механическое напряжение в слое клея:

$$P = \frac{F_{цб}}{S_k} = \frac{46014}{0,01} = 4,6 \text{ Н/мм}^2 \text{ МПа.}$$

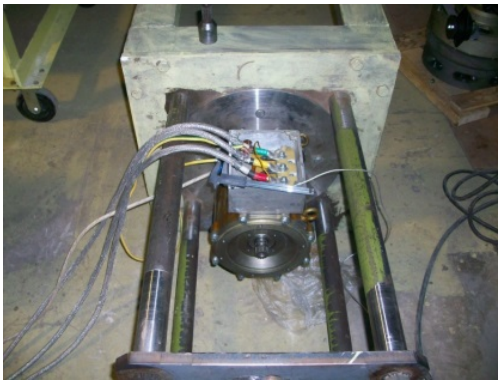


Рис.1. Опытный образец стартера

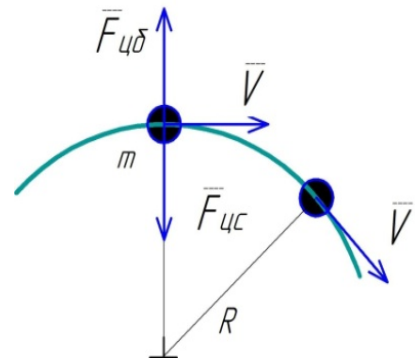


Рис. 2. Силы, действующие на тело при вращении

1. Эквивалентная статическая задача, фиксация магнитов клеем, бандаж отсутствует.

На рис.3 а, б показаны модель, построенная в *Ansys Static Structural* и результаты решения.

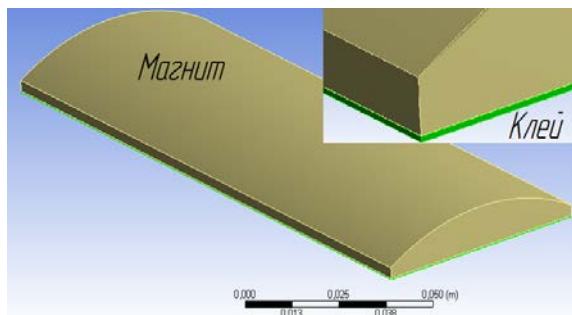


Рис.3а. Геометрическая модель

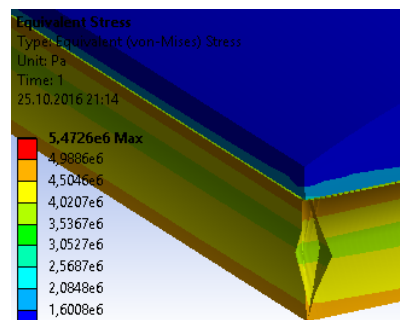


Рис. 3б. Напряжения, растягивающие клей

Максимальное напряжение по Мизесу, действующее на отрыв в слое клея, определенное по результатам решения, составило $P = 4,8$ МПа.

Согласно технической документации [5] на клей *Loctite 4090*, в которой приведена зависимость прочности клеевого соединения от температуры (рис. 4), максимальная прочность на разрыв равна 7,1 МПа.

С учетом этой зависимости и по результатам проведенных исследований температурного режима стартера при горячем пуске ГТД [6] следует, что прочность клеевого соединения магнита и сердечника ротора составляет около 40 % от гарантированной производителем при температуре в зоне фиксации 100°C . Такой уровень нагрева достигается при реализации трех запусков ГТД в повторно кратковременном режиме эксплуатации стартера. Допустимое напряжение в этих условиях составило $\sigma_m = 0,4 \cdot 7,1 = 2,84$ МПа.

На рис.5 приведена рассчитанная при решении ряда задач зависимость напряжения по Мизесу (отрывающее удельное усилие), действующего на приклеенный магнит, от частоты вращения ротора. При рабочей температуре 100°C без бандажной ленты допустимое напряжение в теле клея не должно превышать 2,84 МПа, что соответствует частоте вращения ротора 10800 об/мин. Такая прочность не удовлетворяет параметрам запуска ГТД (11000 об/мин).

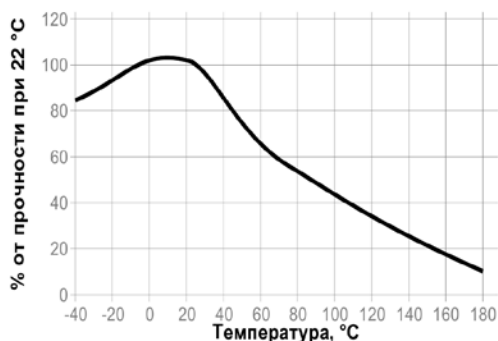


Рис. 4. Зависимость прочности клея от температуры

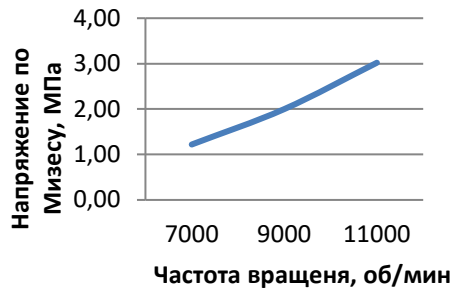


Рис. 5. Зависимость напряжения по Мизесу для связывающего клея

2. Эквивалентная статическая задача, фиксация магнитов клеем, бандаж в один слой лентой *Polyglass*.

На рис.6 а показана геометрическая модель ротора без вращения с использованием бандажной ленты *Polyglass*. Буквами обозначены граничные условия и действующие на постоянные магниты силы, а на рис.6 б – результаты решения.

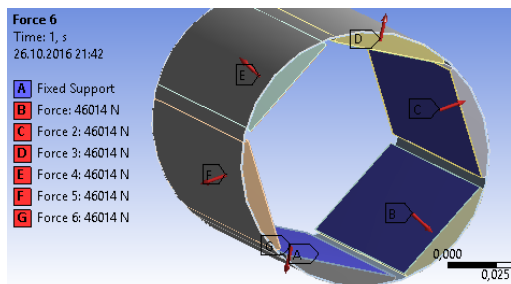


Рис. 6 а. Геометрическая модель

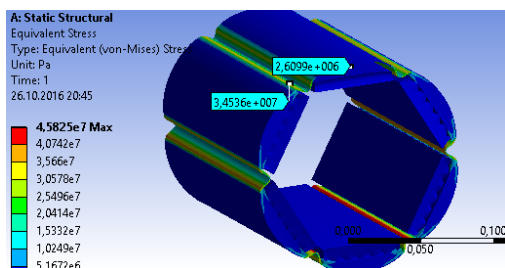


Рис. 6 б. Напряжения, действующие на клей и бандаж

При использовании бандажной ленты напряжение в связывающем теле (клей) уменьшилось в 1,84 раза и составило 2,61 МПа. При этом максимальное напряжение на разрыв в теле бандажной ленты составило 45,8 МПа.

Вывод. Для обеспечения механической прочности ротора с постоянными магнитами на поверхности необходимо использовать для фиксации магнитов к сердечнику клей *Loctite 4090* и, как минимум, 1 слой бандажной ленты *Polyglass*.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Jones R.I., "The more electric Aircraft: The Past and the Future", The inst. of Elec. Engineers. Oriented and published by the IEE Savoy Place, London, 1999,-4р.
2. Шалагинов В.Ф., Миронов В.А., Обухов С.Б., Туев Ю.Р., "Системы Электростарта Газотурбинных Двигателей ГПА и ГТЭС", Газотурбинные технологии, 2009, № 8, С.32-33.
3. V. Barsky, A. Maliar, V. Spitsyn, A. Botsula, A. Zakharenko, "Starter-Generating Complex of The Gas Turbine Engine-Pumping Unit", Восточно-Европейский Журнал Передовых Технологий, Том 3 № 10 (51), 2011, С. 47-49.
4. Зубков, Ю.В. Анализ влияния длины полюсной дуги на мощность и реакцию якоря магнитоэлектрического стартера / Ю.В. Зубков, Ю.А. Макаричев // Вестник транспорта Поволжья. 2016, №2(56). С.25-29.
5. Клей *Loctite 4090*. Технические характеристики [https URL:
http://www.henkel-adhesives.com/us/en.html](https://www.henkel-adhesives.com/us/en.html) (дата обращения: 15.10.2016).
6. Зубков, Ю.В. Температурный режим магнитоэлектрического стартера при пуске газотурбинного двигателя / Ю.В. Зубков, Ю.Н. Иванников, Д.О. Буйлова // Материалы 7 межд. науч.-практ. конф. «Актуальные проблемы энергетики АПК», Саратов 2016. - С.74-76.

ОСОБЕННОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СИНХРОННЫХ ГЕНЕРАТОРОВ С ПОСТОЯННЫМИ МАГНИТАМИ В ВЕТРОУСТАНОВКАХ МАЛОЙ МОЩНОСТИ

А.Р.Игамов, Ю.А.Макаричев

*Самарский государственный технический университет
Самара, Россия*

Аннотация

Развитие электроэнергетики, базирующейся на использовании природных возобновляемых источников энергии, побуждает к поиску новых конструктивных исполнений электромеханических преобразователей. В настоящее время уделяется большое внимание конструированию и созданию генераторов с постоянными магнитами. В данной статье рассмотрены преимущества и недостатки их использование в ветроустановках малой мощности, а также пути устранения недостатков.

Ключевые слова: синхронные генераторы, постоянные магниты, ветроэлектрические установки, возобновляемый источник энергии.

Features of the use of synchronous generators with permanent magnets in low-power wind turbines.

Abstract

The development of the electric power industry, based on the use of natural renewable energy sources, encourages the search for new designs of electromechanical converters. At present, much attention is paid to the design and construction of generators with permanent magnets. In this article advantages and disadvantages of their use in low-power wind turbines, as well as ways to eliminate shortcomings, are considered.

Keywords: synchronous generators, permanent magnets, wind power plants, renewable energy source.

Актуальность.

Ветрогенераторы являются основным потребителем постоянных магнитов на мировом рынке. На сегодняшний день в большинстве ветроэлектрических установках установлены тихоходные генераторы на основе постоянных магнитов.

Использование генераторов с постоянными магнитами обладает рядом преимуществ. Во-первых, исключаются электрические потери на возбуждения, что в свою очередь приводит к увеличению КПД. Во-вторых, простота конструкции ротора повышает технологичность машины. В-третьих, повышение срока службы и надежность работы генератора обеспечивается за счет отсутствия узла скользящих контактов.

Проблемы

Проблемы, стоящие при создании генератора для ветроустановки в наше время очень актуальны. Система ветроэлектрической установки состоит из генератора, аккумуляторные батареи и инвертора, преобразующий переменный ток в постоянный. Применение высококоэрцитивных магнитов из редкоземельных сплавов требует дополнительной силовой схемы стабилизации амплитуды генерируемого напряжения, так как регулирование величины потока возбуждения в генераторе практически невозможно. Исходя из сказанного, остро стоит вопрос об удешевлении получения электроэнергии при использовании синхронного генератора на основе постоянных магнитов.

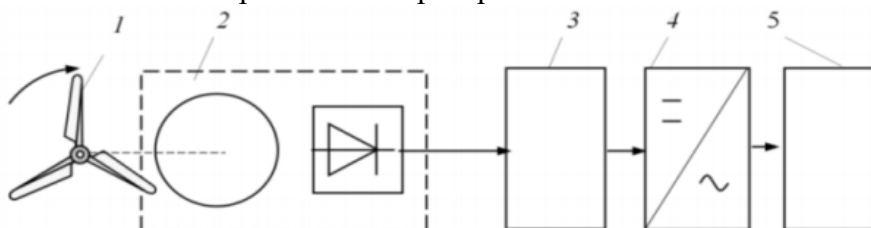


Рис.1 Структурная схема ВЭУ

1-ветроколесо; 2-генератор, 3-аккумуляторная батарея, 4-инвертор, 5-нагрузка

Способы их решения

Одним из специфических требований, предъявляемые к ВЭУ заключается в уменьшении момента страгивания при низкой скорости ветра. Это требование удовлетворяется путем уменьшения массы ротора и лопастей, уменьшения трения в подшипниках и, самое главное, уменьшением зубцовых пульсаций генераторного момента, так как в электрогенераторах используются постоянные магниты со значительным остаточным потоком, и наибольшую проблему создают магнитные силы. Одним из перспективных решений этой проблемы являются электрогенераторы дискового (аксиального) типа. Использование высококоэрцитивных магнитов в электрогенераторах дает возможность отказаться от магнитного сердечника ротора, что в свою очередь исключает силы магнитного тяжения.

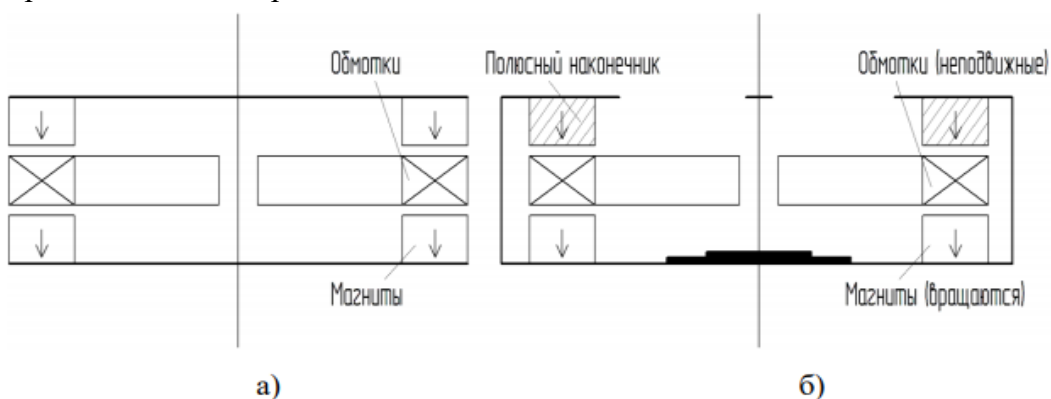


Рис. 2 Схема электрогенератора на постоянных магнитах дискового (аксиального) типа:

- а) двухроторный вариант с неподвижными обмотками статора между магнитами;
- б) однороторный вариант с неподвижными обмотками статора между магнитами и полюсными наконечниками

Уменьшения стоимости можно добиться благодаря использованию схемы с одним слоем магнитов и полюсными наконечниками при замкнутой магнитной цепи. Для уменьшения стоимости магнитов применяют магнит типа неодим-железо бор (NeFeB). При достаточной площади наконечника, полюс можно выполнить мозаичным из магнитов малого размера.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Бубенчиков А. А., Дайчман Р. А., Артамонова Е. Ю. и др. Выбор оптимального генератора для ветроустановки // Международный научно-исследовательский журнал. — 2015. — № 10. — С 18–22.
2. Ряполов С. А., Янченко А. В. Электрогенератор для ветроустановки в условиях низкоэнергетических ветровых потоков //

Научно-техническое творчество аспирантов и студентов: материалы 46-ой научно-технической конференции студентов и аспирантов. — Комсомольск-на-Амуре: ФГБОУ ВО КнАГТУ, 2016. — С. 516–518.

3. *Флора В.Д.* Электрические машины специальных конструкций и принципов действия. Запорожье.: Информационная система iElectro. 2011. — 254 с.

4. *Лукутин Б.В.* Энергоэффективные управляемые генераторы для ветроэлектростанций / Б.В. Лукутин, Е. Б. Шандарова, А. И. Муравлев // Известия вузов. Сер. Электромеханика. – 2008. – № 6. – С. 63–66.

5. *Григораш О.В.* Возобновляемые источники электроэнергии / О.В. Григораш, Ю. П. Степура, Р. А. Сулейманов и др. Краснодар, 2012, с. 272

УДК 621.3.078

ВЛИЯНИЕ ПРОЦЕССА КОММУТАЦИИ СИЛОВЫХ ТРАНЗИСТОРОВ В ЧАСТОТНОМ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕ НА РАБОТУ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ПОГРУЖНОГО НАСОСА

А.В. Стариков, Д.Ю. Рокало

*Самарский государственный технический университет
Самара, Россия*

E-mail: star58@mail.ru

В современных станциях управления погружными электроцентробежными насосами активно применяют частотные преобразователи. Примером могут служить станции «ЭЛЕКТОН-05» [1]. Частотные преобразователи позволяют осуществлять плавный запуск погружной установки, регулировать отбор жидкости из скважины, стабилизировать динамический уровень и реализовать целый ряд защит электродвигателя. Основной экономической эффект от применения в станциях управления частных преобразователей заключается в увеличении межремонтного периода скважины, оснащенной установкой погружного электроцентробежного насоса [2, 3]. Но наряду с известными преимуществами, привносимыми частотными преобразователями в работу погружного оборудования, наблюдаются и отрицательные явления. Прежде всего, это связано с дополнительными потерями в повышающем трансформаторе, соединительном кабеле и электродвигателе, вызванными высокочастотными составляющими питающего напряжения.

Станция управления «ЭЛЕКТОН-05» имеет возможность использования двух различных способов коммутации силовых транзисторов частотного преобразователя: режим пространственно-векторной широтно-импульсной модуляции (SV-PWM) и режим шестипульсной модуляции [1]. В первом случае регулирование величины напряжения осуществляется с помощью транзисторов (IGBT-модулей), а во втором – с помощью тиристоров управляемого выпрямителя, стоящего на входе инвертора.

Целью проводимого исследования является анализ гармонического состава выходного напряжения частотного преобразователя, входящего в станцию управления «ЭЛЕКТОН-05».

Допустим, что емкость конденсатора, установленного на выходе управляемого выпрямителя частотного преобразователя, работающего в режиме шестипульсной модуляции, стремится к бесконечности. Тогда при π -коммутации силовых транзисторов фазное напряжение на выходе инвертора, подключенного к трехфазному повышающему трансформатору, будет иметь форму, состоящую из прямоугольников (рис. 1) [4, 5].

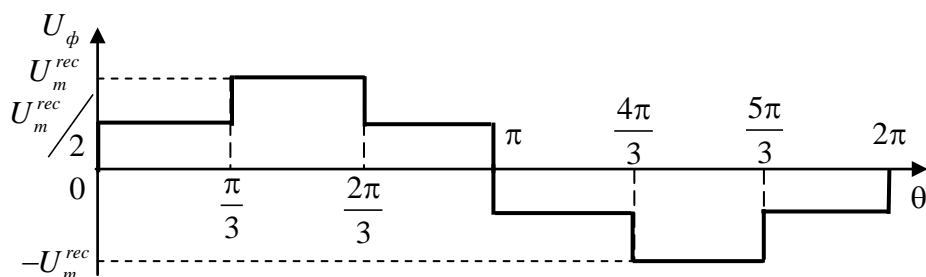


Рис. 1. Форма фазного напряжения на выходе частотного преобразователя станции управления «ЭЛЕКТОН-05», работающего в режиме шестипульсной модуляции

Поскольку рассматриваемое напряжение является нечетной функцией переменной θ , то четные коэффициенты ряда Фурье будут равны нулю, а нечетные – определяться формулами [5]

$$\left. \begin{aligned} b_{2l+1} &= 0, \text{ при } r = 0; \\ b_{2l+1} &= \frac{3}{(2l+1)\pi} U_m^{\text{rec}}, \text{ при } r = 1 \text{ и } r = 2, \end{aligned} \right\} \quad (1)$$

где $l = 0, 1, 2, 3, \dots$ – целое число; r – целочисленный остаток от деления $2l+1$ на 3.

Анализ системы уравнений (1) позволяет сделать вывод, что при шестипульсной модуляции гармоники с номерами, кратными трем, отсутствуют в выходном сигнале станции управления «ЭЛЕКТОН-05». Однако, амплитуды остальных нечетных гармоник не соответствуют

требованиям ГОСТ 32144-2013, определяющим нормы качества электроэнергии [6]. Действительно, стандарт определяет прежде всего значения коэффициентов n -ой гармонической составляющей, определяемый по формуле

$$K_{U(n)} = \frac{|b_n|}{b_1} \times 100, \% \quad (2)$$

Кроме того, важным является суммарный коэффициент гармонических составляющих напряжения

$$K_U = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{40} b_n^2}}{b_1} \times 100, \% ,$$

где n – номер гармоники

Расчет по формулам (1) и (2) позволил получить значения коэффициентов $K_{U(n)}$ для гармоник с 5 по 25 выходного фазного напряжения в случае применения в станции управления «ЭЛЕКТОН-05» шестипульсной модуляции и сравнить их с требованиями ГОСТ 32144-2013 (табл. 1).

Таблица 1 – Требования ГОСТ 32144-2013 к нечетным гармоникам напряжения с 5 по 25 и расчетные значения этих гармоник в выходном сигнале станции управления «ЭЛЕКТОН-05» при шестипульсной модуляции

Номер гармоники n	Требования ГОСТ к величине $K_{U(n)}$, %	Расчетное значение $K_{U(n)}$, %
5	6	20
7	5	14,29
11	3,5	9,09
13	3,0	7,69
17	2,0	5,88
19	1,5	5,26
23	1,5	4,35
25	1,5	4,0

Суммарный коэффициент гармонических составляющих напряжения при этом равен $K_U = 29,68$ %, что в 3,7 раза превышает допустимое значение.

Большие значения амплитуд высших гармоник приводят к увеличению потерь в повышающем трансформаторе, соединительном кабеле и собственно в погружном электродвигателе, вызывая их дополнительный нагрев. Именно поэтому необходимо на выходе

частотного преобразователя устанавливать синусоидальные фильтры, уменьшающие амплитуды высших гармоник.

В случае применения в частотном преобразователе станции управления «ЭЛЕКТОН-05» пространственно-векторной широтно-импульсной модуляции SV-PWM гармонический состав выходного фазного напряжения будет другим. Очевидно, что приближение с помощью широтно-импульсной модуляции формы напряжения к синусоиде приведет к уменьшению коэффициентов высших гармоник с номерами с 5 по 37 в выходном сигнале инвертора. Но для точного определения коэффициентов $K_{U(n)}$ и K_U при SV-PWM необходимо точно знать закон коммутации силовых транзисторов, который может быть разным [7 – 9]. Именно процесс широтно-импульсной модуляции и необходимость введения так называемого «мертвого» времени при переключении транзисторов сильно влияет на амплитуды высших гармоник [7].

На гармонический состав выходного напряжения будет также оказывать влияние частота широтно-импульсной модуляции. Известно, что увеличение частоты коммутации силовых транзисторов частотного преобразователя уменьшает шум при работе станции управления и повышающего трансформатора. Однако при этом увеличиваются коммутационные потери в транзисторах.

Кроме того, опыт расчета коэффициентов высших гармоник с учетом релейного переключения силовых транзисторов частотного преобразователя позволяет сказать, что при SV-PWM большие амплитуды будут иметь гармоники, номера которых сопряжены с отношением частот модуляции и основной гармоники. В результате высокочастотные составляющие выходного напряжения инвертора приведут к дополнительному нагреву электрооборудования погружного насоса. При этом следует учитывать, что высокая частота широтно-импульсной модуляции приведет к эффекту вытеснения токов на поверхность проводников, что заставит усиленно нагреваться именно изоляцию. Следует также отметить, что высокочастотные составляющие токов повлекут за собой появление дополнительных потерь в стали трансформатора и погружного электродвигателя.

Проведенное исследование позволяет сделать вывод, что выбор станции управления погружным электроцентробежным насосом (типа и оснащённости) и режима работы частотного преобразователя, входящего в ее состав (при наличии), является сложной задачей. Необходимо учитывать множество факторов и, в частности, гармонический состав выходного напряжения. Острота вопроса связана со стремлением уменьшить потребление электрической энергии при механизированной добыче нефти, что является общемировой тенденцией.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Станция управления «ЭЛЕКТОН-05». Руководство по эксплуатации, 2004 – Радужный: ЗАО «ЭЛЕКТОН. – 54 с.
2. *Масляницын А.П.* Автоматизация технологического процесса добычи нефти погружными центробежными насосами: дис. ... канд. техн. наук / А.П. Масляницын. – Самара: СамГАСА, 1999. – 200 с.
3. *Стариков В.А.* Автоматизация технологического процесса вывода скважины на стационарный режим работы после капитального ремонта: дис. ... канд. техн. наук / В.А. Стариков. – Самара: СамГТУ, 2010. – 153 с.
4. *Михайлов О.П.* Автоматизированный электропривод станков и промышленных роботов. – М.: Машиностроение, 1990. – 304 с.
5. *Стариков А.В.* Анализ качества выходного напряжения частотных преобразователей с простейшими законами коммутации силовых транзисторов / А.В. Стариков, С.Л. Лисин, Д.Ю. Рокало // Вестник Самарского государственного технического университета. Серия «Технические науки», № 2 (58) – 2018. – Самара: СамГТУ, 2018. – С. 128 – 134.
6. ГОСТ 32144-2013. Нормы качества электроэнергии в системах электроснабжения общего назначения. – М.: Стандартинформ, 2014. – 16 с.
7. *Анучин А.С.* Системы управления электроприводов / А.С. Анучин. – М.: Издательский дом МЭИ, 2015. – 373 с.
8. *Соколовский Г.Г.* Электроприводы переменного тока с частотным регулированием / Г.Г. Соколовский. – М.: Академия, 2006. – 265 с.
9. *Калачев Ю.Н.* Векторное регулирование (заметки практика) / Ю.Н. Калачев. – М.: ЭФО, 2013. – 63 с.

УДК 621.3.078

**РАСЧЕТНАЯ МОДЕЛЬ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ВЛИЯНИЯ
ЗАПУСКА ДВИГАТЕЛЯ НАЗЕМНОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА
РАБОТУ ПОГРУЖНОГО НАСОСА***А.В. Стариков, Р.Р. Сафин**Самарский государственный технический университет**Самара, Россия**E-mail: star58@mail.ru*

На нефтяном промысле, как правило, одновременно работает как погружное, так и наземное электрооборудование. При этом очень часто электродвигатели наземного оборудования запитываются от одной и той же трансформаторной подстанции, что погружные электродвигатели в нефтяных скважинах. Особенность систем электроснабжения нефтяных промыслов заключается в большой протяженности кабельных или воздушных линий, соединяющих трансформаторные подстанции с наземным и погружным электрооборудованием. Такая особенность приводит к тому, что при запуске относительно мощных электродвигателей наземного оборудования возникают просадки напряжения за счет падения на комплексные сопротивления линии электроснабжения. Как известно [1], момент погружного асинхронного электродвигателя пропорционален квадрату напряжения, подаваемого на статорные обмотки. Поэтому снижение напряжения питания электрооборудования нефтяной скважины может привести к такому уменьшению электромагнитного момента погружного двигателя и, как следствие, скорости вращения центробежного насоса, при которых будет сорвана подача жидкости на поверхность. Для определения подобных ситуаций можно воспользоваться программным обеспечением Matlab Simulink и промоделировать процессы, происходящие при совместной работе погружного и наземного электрооборудования.

Целью настоящей статьи является разработка расчетной модели, позволяющей исследовать влияние запуска электродвигателя наземного оборудования на работу погружного насоса при их питании от одной трансформаторной подстанции.

Для моделирования процессов, происходящих в погружном электроцентробежном насосе при запуске двигателя наземного оборудования относительно большой мощности, предложена следующая расчетная схема в программе Matlab Simulink (рис. 1). В ней подсистемы AD и PED содержат математические модели асинхронного двигателя наземного

оборудования и погружного электродвигателя, соответственно. Каждая подсистема включает систему уравнений [1 – 3]

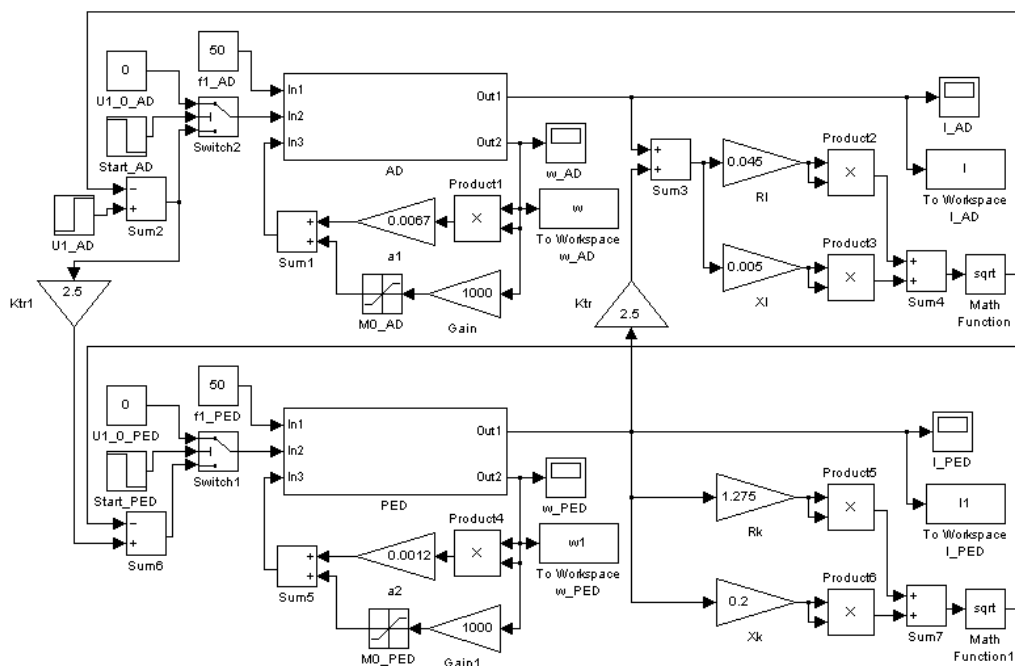


Рис. 1. Расчетная схема для моделирования процессов, происходящих в погружном электроцентробежном насосе при запуске двигателя наземного оборудования

$$\left. \begin{aligned}
 (T_1 p + 1)\psi_{1X} &= T_1 U_{1X} + \frac{L_0}{L_2'} \psi_{2X} + T_1 \omega_0 \psi_{1Y}; \\
 (T_1 p + 1)\psi_{1Y} &= T_1 U_{1Y} + \frac{L_0}{L_2'} \psi_{2Y} - T_1 \omega_0 \psi_{1X}; \\
 (T_2 p + 1)\psi_{2X} &= \frac{L_0}{L_1} \psi_{1X} + T_2 (\omega_0 - \omega) \psi_{2Y}; \\
 (T_2 p + 1)\psi_{2Y} &= \frac{L_0}{L_1} \psi_{1Y} - T_2 (\omega_0 - \omega) \psi_{2X}; \\
 J_{np} p \omega &= \frac{m_1 Z_n L_0}{2\Delta} (\psi_{1Y} \psi_{2X} - \psi_{1X} \psi_{2Y}) - M_c; \\
 I_{1X} &= \frac{L_2' \psi_{1X}}{\Delta} + \frac{L_0 \psi_{2X}}{\Delta}; \quad I_{1Y} = \frac{L_2' \psi_{1Y}}{\Delta} + \frac{L_0 \psi_{2Y}}{\Delta}; \\
 \omega_0 &= \frac{2\pi f_1}{Z_n}; \quad I_1 = \sqrt{\frac{I_{1X}^2 + I_{1Y}^2}{2}},
 \end{aligned} \right\}$$

где ψ_{1X} и ψ_{1Y} – проекции вектора потокосцепления статора в ортогональной системе координат Oxy , вращающейся со скоростью магнитного поля; U_{1X} и U_{1Y} – проекции изображающего вектора напряжения статора в той же системе координат; ψ_{2X} и ψ_{2Y} – соответствующие проекции вектора потокосцепления ротора; L_1 и R_1 – индуктивность и активное сопротивление цепи статора; L_2' и R_2' – приведенные индуктивность и активное сопротивление цепи ротора; L_0 – взаимная индуктивность; $\Delta = L_1 L_2' - L_0^2$; $T_1 = \frac{\Delta}{R_1 L_2'}$, $T_2 = \frac{\Delta}{R_2' L_1}$ – электромагнитные постоянные времени цепей статора и ротора; ω_0 – угловая скорость вращения магнитного поля; ω – угловая частота вращения ротора; J_{np} – приведенный момент инерции ротора; m_1 – число фаз электродвигателя; Z_n – число пар полюсов; M_c – момент сопротивления на валу электродвигателя; f_1 – частота питающего напряжения; I_1 – ток статора, а I_{1X} и I_{1Y} – его проекции на оси вращающейся системы координат; p – оператор дифференцирования.

Входное воздействие $In1$ в каждой подсистеме представляет собой частоту f_1 питающего напряжения, а $In2$ и $In3$ – действующее значение напряжения U_1 статора и момент M_c на валу двигателя, соответственно. Выходными величинами $Out1$ и $Out2$ являются ток I_1 статора асинхронного двигателя и скорость ω вращения его вала. Расчетные схемы подсистем АД и РЕД аналогичны известным [4] и отличаются лишь наличием выходной координаты I_1 .

Модель, приведенная на рис. 1, подразумевает работу асинхронного двигателя как погружного, так и наземного с центробежным насосом, при этом момент нагрузки определяется по формуле

$$M_c = M_0 + a\omega^2,$$

где M_0 – момент холостого хода; a – коэффициент параболы.

Для наземного насоса это математическое выражение реализуется с помощью блоков *Sum1*, *a1*, *Product1*, *MO_AD* и *Gain*, а для погружного – *Sum5*, *a2*, *Product4*, *MO_PED* и *Gain1*. При этом следует отметить, что в ограничениях сигналов *MO_AD* и *MO_PED* задаются значения M_0 соответствующего насоса.

Падение напряжение на комплексном сопротивлении воздушной или кабельной линии в расчетной схеме определяется по формуле

$$\Delta U_1 = I_1 \sqrt{R_l^2 + X_l^2}, \quad (1)$$

где I_1 – ток статора асинхронного двигателя; R_l и X_l – активное и реактивное сопротивление воздушной или кабельной линии или их совокупности.

Для реализации этой формулы используются блоки *Rl*, *Xl*, *Product2*, *Product3*, *Sum4* и *Math Function*. При этом учитывается, что ток, протекающей в линии электроснабжения равен сумме токов асинхронного двигателя наземного оборудования и погружного двигателя (с учетом коэффициента трансформации K_{tr} повышающего трансформатора).

Погружной электродвигатель получает питание от повышающего трансформатора посредством соединительного кабеля, который имеет большую длину и, соответственно, значительные величины активного R_k и индуктивного X_k сопротивлений. Для учета падения напряжения на этом кабеле, рассчитываемого по формуле аналогичной (1), в модели (рис. 1) используются блоки *Rk*, *Xk*, *Product5*, *Product6*, *Sum7* и *Math Function1*.

Особое внимание в расчетной схеме уделено заданию действующих значений напряжений статора для погружного и наземного электродвигателей. Поскольку в программе Matlab Simulink при моделировании начальные условия всех переменных принимаются нулевыми, то вначале производится запуск погружного электродвигателя. Это действие осуществляется с помощью переключателя *Switch1*, который по сигналу с блока *Start_PED* подает напряжение на соответствующий вход подсистемы *PED*, причем в *Start_PED* задается время запуска погружного двигателя. Аналогично производится запуск асинхронного двигателя наземного оборудования с помощью блоков *Start_AD* и *Switch2*, причем действующее значение напряжения статора задается в *U1_AD*, а падение напряжение на линии электроснабжения учитывается с помощью блока *Sum2*. Поскольку напряжение питания погружного двигателя

осуществляется через повышающий трансформатор, то в расчетную схему введен блок *Ktrl*.

Скорость и ток асинхронного двигателя наземного оборудования можно проконтролировать с помощью осциллографов w_{AD} и I_{AD} , а погружного электродвигателя – посредством w_{PED} и I_{PED} . Для удобства фиксации графиков переходных процессов в расчетную схемы включены так называемые рабочие пространства *To Workspace w_{AD}* , *To Workspace I_{AD}* , *To Workspace w_{PED}* и *To Workspace I_{PED}* .

Пример расчета влияния запуска асинхронного двигателя наземного оборудования мощностью 250 кВт на работу установки электроцентробежного насоса УЭЦНМ5-80-1200, в комплект которой входит погружной двигатель 1ПЭД45-117МВ5, приведен на рисунке 2.

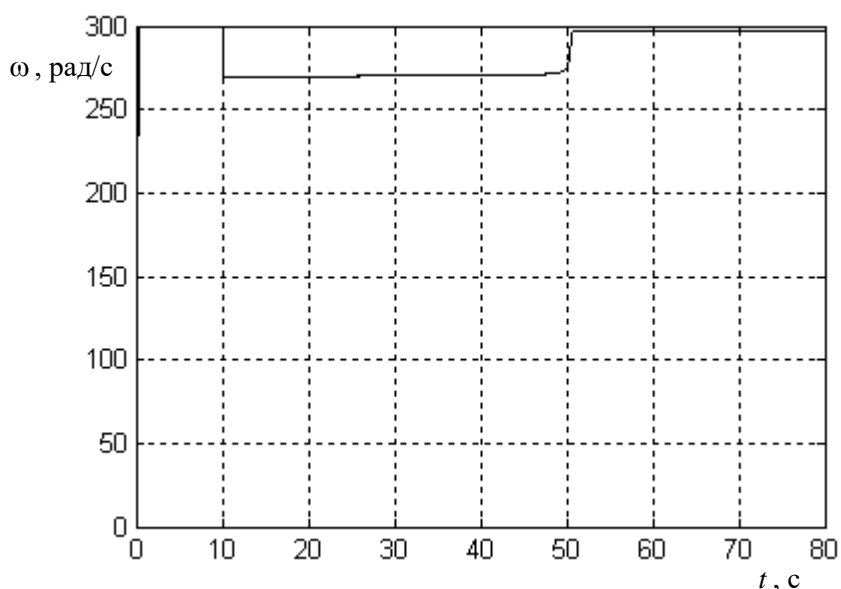


Рис. 2. Влияние запуска асинхронного двигателя наземного оборудования мощностью на работу установки электроцентробежного насоса

Как видно из графика, при запуске двигателя мощностью 250 кВт скорость погружного насоса проваливается с номинального значения в 300 рад/с до 269 рад/с. Увеличение длины воздушной или кабельной линии, а также соединительного кабеля погружной установки, приведет к еще большему падению скорости центробежного насоса.

Разработанная модель позволяет исследовать процессы, протекающие при так называемом прямом пуске асинхронных двигателей от сети. Дополнительное введение в расчетную схему дополнительных блоков формирования напряжения в функции частоты по различным законам даст возможность моделировать влияние режимов работы

наземного электрооборудования и в случаях использования частотных преобразователей.

Результаты, приведенные в статье, позволяют сделать вывод, что применение программной среды Matlab Simulink и разработанной расчетной модели позволяет довольно простыми и наглядными средствами определить влияние запуска двигателя наземного оборудования на функционирование погружного насоса.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Михайлов О.П.* Автоматизированный электропривод станков и промышленных роботов / О.П. Михайлов. – М.: Машиностроение, 1990. – 304 с.

2. *Стариков А.В.* Линеаризованная математическая модель асинхронного электродвигателя как объекта системы частотного управления / А.В. Стариков // Вестник Самарского государственного технического университета. Выпуск 16. Серия «Физико-математические науки». – Самара: СамГТУ, 2002. – С. 175 – 180.

3. *Стариков А.В.* Влияние запуска мощного электродвигателя наземного оборудования на работу погружного насоса / А.В. Стариков, А.М. Самодуров // Сборник публикаций научного журнала «Globus» по материалам XXIV международной научно-практической конференции 1 часть: «Достижения и проблемы современной науки» г. Санкт-Петербурга: сборник со статьями. – СПб.: Научный журнал «Globus», 2017. – С. 76 – 80.

4. *Джабасова Д.Н.* Разработка быстродействующего следящего электропривода с асинхронным исполнительным двигателем: дис. ... канд. техн. наук / Д.Н. Джабасова. – Самара: СамГТУ, 2017. – 136 с.

УДК 621.313

**ДИНАМИЧЕСКИЕ ПОТЕРИ РАДИАЛЬНОГО
ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО ПОДШИПНИКА
ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩЕГО АГРЕГАТА***Ю.Н. Иванников, В.Н. Овсянников, А.Р. Игамов, С.И. Ханкулиев**Самарский государственный технический университет»,
г. Самара, Россия**E-mail: Yura_ivannik@mail.ru*

Полноценное развитие нефтегазовой промышленности невозможно без совершенствования способов транспортировки нефти и газа. Немалую долю при транспортировке природных ресурсов занимает трубопроводный транспорт. Согласно статистике Министерства транспорта РФ [3] на долю трубопроводного транспорта за январь-июнь 2018 года приходится 15,77% от всех грузоперевозок в РФ (около 590,5 миллионов тонн). При этом основой газоперекачивающих станций является турбокомпрессор, который, как и любая вращающаяся машина, имеет в своем устройстве подшипники, как правило гидродинамические (масляные) подшипники. В связи с тем, что турбокомпрессор является машиной быстроходной, то установка электромагнитных подшипников (ЭМП) в насосах на газовых магистральных за частую обеспечивает значительный экономический эффект [1] по причине уменьшения издержек на обслуживание труднодоступных насосных станций (доставка и замена масла в опорах, исключение возможности замерзания и утечки масла, возникновения пожара и т.д). Кроме того, исключение системы смазки опор ротора позволяет снизить габариты и вес насосной установки, что особенно важно для плавучих установок, например, FPSO. На сегодняшний день разработкой и производством ЭМП занимаются как отечественные (ВНИИЭМ), так и зарубежные предприятия (например, SKF - Швеция), а электромагнитные подшипники устанавливаются на действующие насосные станции (подводный газовый компрессор на месторождении Асгард в Норвегии, КС-23А Сызранского ЛПУ МГ, ОЭГКЦ Тольятинского ЛПУ МГ и т.д).

Совершенствование электрических машин и ЭМП газоперекачивающих агрегатов требует тщательного анализа электромагнитных, механических, а в машинах с быстроходным ротором и аэродинамических потерь. Основным инструментом для расчетов электромагнитных, тепловых, гидродинамических задач общепризнанно численное моделирование с применением специализированного программного обеспечения, например, пакета программ *Ansys*.

Основными видами потерь в электромагнитном подшипнике являются электрические (джоулевы) потери в обмотках статора и магнитные потери на вихревые токи в теле цапфы ротора в результате вращения с частотой n . При решении статической задачи задаются токами в обмотках статора способными скомпенсировать основное возмущающее воздействие – вес ротора.

Однако, на основании теоремы Ирншоу, в *статическом* электромагнитном поле [2]:

$$\nabla_h^2 W = \frac{\partial^2 W}{\partial x_h^2} + \frac{\partial^2 W}{\partial y_h^2} + \frac{\partial^2 W}{\partial z_h^2} = 0$$

Другими словами, требование положительности вторых производных энергии (W) по координатам (x_h, y_h, z_h) невыполнимо, а, следовательно, и устойчивое равновесие тел в *статическом* электромагнитном поле невозможно. Поэтому для стабильной левитации ротора необходима обратная связь по положению и быстродействующий отклик системы на отклонение. При этом ротор постоянно колеблется вокруг центра вращения, а в обмотках статора на постоянную составляющую тока накладывается высокочастотный отклик системы, вызывающий при этом дополнительные потери в обмотках и стали ЭМП. Величина вибраций ротора промышленных машин вращательного действия мощностью свыше 15 кВт, регламентируется стандартом: ГОСТ Р ИСО14839-2-2011 [4].

Для анализа дополнительных потерь, вызванных откликом системы управления на стабилизацию ротора, была построена геометрическая модель радиального электромагнитного подшипника газоперекачивающего агрегата Ц-25. Конструкция РЭМП представляет собой явнополюсный статор с числом полюсов $2p = 8$.

Воздушный зазор между статором и цапфой равен $\delta = 0,75$ мм, а зазор в страховочном подшипнике – $\delta_{ст} = 0,275$ мм, таким образом, максимально допустимая амплитуда вибраций ротора в соответствии с [4] равна:

$$\Delta = 0,4 \cdot c_{\min} = 0,4 \cdot \delta_{ст} = 0,4 \cdot 0,275 = 0,11 \text{ мм.}$$

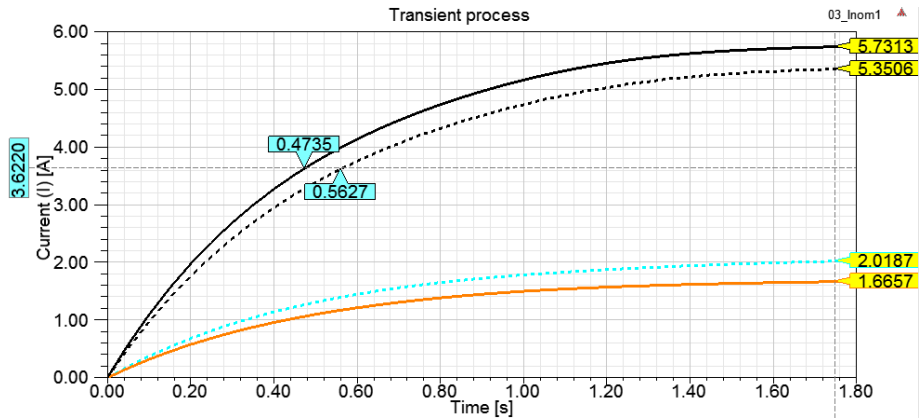


Рис.1. Переходные процессы катушек электромагнитов

На рис.1 представлены результаты численного моделирования переходных процессов в двух противоположных катушках электромагнитов, расположенных по одной оси управления для исходного положения ротора (пунктирная линия) и при его отклонении на величину $\Delta = 0,11$ мм (сплошная линия). При такой величине токов РЭМП развивает номинальное усилие.

Из рис.1 видно, что для возвращения ротора в исходное положение при его отклонении на величину, допускаемую стандартом [4] необходимо увеличение тока на $\Delta I = I_{11} - I_{ном1} = 5,73 - 5,35 = 0,38$ А. Таким образом, для удержания ротора в центральном положении на постоянную составляющую тока накладывается переменная с амплитудой ΔI и частотой $f = 3 \cdot n$ [4] (в первом приближении для системы управления с подавлением дисбаланса).

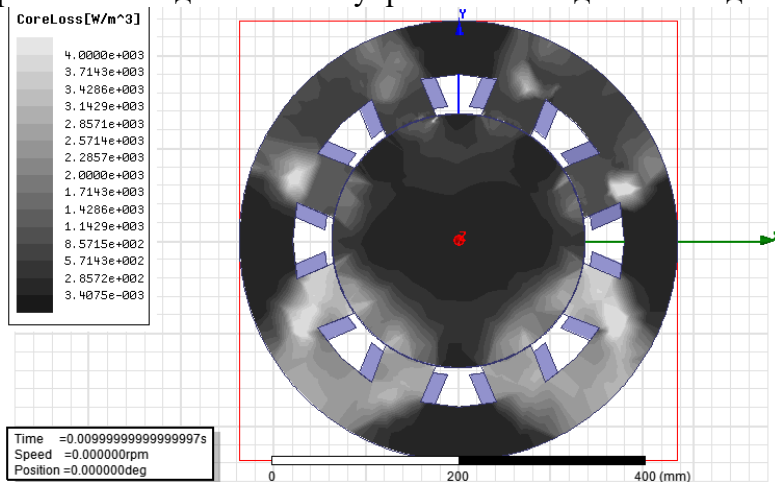


Рис.2. Потери в магнитопроводе статора и ротора вызванные откликом системы на удержание ротора

Как видно из рис.2 максимальная величина объемной плотности потерь в стали составляет порядка $Q = 4000$ Вт/м³. Потери распределены

неравномерно по объему магнитопровода. Так величина объемных потерь выше в полюсах и ярме электромагнитов 3 и 4, и отсутствует в элементе ярма между электромагнитами. Первое объясняется насыщением магнитной системы в магнитопроводах ЭМ1 и ЭМ2, вследствие чего, одинаковое изменение токов в катушках вызывает различное изменение магнитной индукции, а второе – особенностью конструкции РЭМП с независимыми полюсами.

Уточнение величины потерь в результате отклика системы на возвращение ротора в требуемое положение, а также их вклад в суммарные потери – актуальная задача, решение которой позволяет более точно оценить тепловое состояние машины.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Журавлев Ю.Н. Активные магнитные подшипники: теория, расчет, применение. – СПб.: Политехника, 2003. – 206 с.: ил.
2. Тамм И. Е. Основы теории электричества: Учеб. пособие для вузов. - 11-е изд., испр. и доп. - М.: ФИЗМАТЛИТ, 2003. - 616 с. - ISBN 5-9221-0313-X.
3. <https://www.mintrans.ru/ministry/results/180/documents>
4. ГОСТ Р ИСО14839-2-2011. Вибрация машин вращательного действия с активными магнитными подшипниками. – Москва: Стандартинформ, 2012. – 19 с.

УДК 622.276.6

АНАЛИЗ ПРИМЕНЯЕМЫХ ГТМ НА ЯКУШКИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Н.Ю. Хохлова

*Самарский государственный технический университет,
Самара, РФ,
NataliX99@mail.ru*

Якушкинское нефтяное месторождение находится в Сергиевском районе Самарской области, расположено в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Промышленная нефтеносность на Якушкинском месторождении установлена в пластах А3 верейского горизонта, А4 башкирского яруса, Б2 бобриковского горизонта и В1 турнейского яруса.

За период с 2013 по 2017 гг. было проведено 120 геолого-технических мероприятий: ГРП – 2; ИДН – 3; Выводы из бездействия – 20; Соляно-кислотные обработки – 51; Переводы – 9; РИР – 1; Повторная перфорация – 17; Ремонты – 15.

Оценка эффективности выполненных работ проводилась по каждой скважине в отдельности. Величина дополнительной добычи нефти (технологического эффекта) по скважинам за счет ГТМ определялась по разнице между фактическими и расчетными уровнями отборов. Расчетная добыча оценивалась по базовой динамике месячной добычи нефти (без ГТМ), которая аппроксимировалась функциями вида, где A и B – определяемые параметры, t – время (месяц).

Суммарная дополнительная добыча нефти, полученная в результате выполнения ГТМ за период 2013-2017 гг., составила 101,9 тыс.т, что составляет 4,9 % от добычи за период по месторождению в целом (2089 тыс.т). Эффективность выполненных на скважинах месторождения мероприятий приведены в таблице.

Результаты оценки эффективности геолого-технических мероприятий по Якушкинскому месторождению за период 2013-2017 гг.

Мероприятие	Количество мероприятий	Успешность мероприятий, %	Дополнительная добыча нефти, тыс.т
ГРП	2	100	4.5
Доп.перф	17	100	12.2
ИДН	3	100	4
Из БД	20	90	22.1
КРС, ППР	15	60	12.4
ОПЗ	51	96	35.2
ПВЛГ	9	100	11
РИР	1	100	0.5

Как видно из табл. в последний период времени с применением системы ППД, основными способами интенсификации добычи нефти являются обработки призабойных зон скважин.

Для увеличения приемистости нагнетательных скважин применялись соляно-кислотные обработки, их сочетание с водными растворами МЛ-80, а также глино-кислотные обработки с кислым фтористым аммонием (заменители плавиковой кислоты). В трех скважинах проведена обработка щелочным стоком производства капролактана.

С целью ограничения водопритока, в нагнетательные скважины Якушкинского месторождения проводится закачка резиновой крошки. Данный вид обработок на месторождении применяют с августа 1994 года. С момента начала работ дополнительно получено 113,4 тыс.тонн нефти.

Полученные результаты свидетельствуют об эффективности данного мероприятия, потому в последние годы данный вид работ стал одним из наиболее применяемых методов водоизоляции на Якушкинском месторождении.

ООО НПП «Самотлор» разработало технологию изоляции водопритока к призабойным зонам добывающих скважин методом закачивания гидрофобных составов (дезинтегральный эластомер на основе углеводородного носителя). Водоизоляционные работы проводились преимущественно на пласт А4, который представлен известняком обломочным, трещиноватым с прослоями доломитов (башкирский ярус) и совместно пласты А3+А4. Обводнённость продукции реагирующих скважин снизилась в среднем на 8-10 %. При этом по некоторым добывающим скважинам в отдельные месяцы после проведения ВИР наблюдалось незначительное повышение обводнённости, которое на общий результат не повлияло.

По пласту А4 проведено 36 соляно-кислотных обработок. В результате дополнительная добыча нефти на одну скважину составила в среднем 52,5 тыс. тонн, средняя продолжительность эффекта 15 месяцев. Увеличение приемистости по нагнетательным скважинам – около 53 м³/сут. В результате обработки соляной кислотой в сочетании с водными растворами МЛ-80 средняя дополнительная добыча нефти на одну добывающую скважину составила 64,4 тонн в месяц при продолжительности эффекта 17 месяцев. Кроме того, в скважине № 1308 пласта А4 применялась закачка раствора ЩСПК с целью закупорки промытых пропластков, при этом дополнительная добыча нефти по реагирующим скважинам составила 138,4 тонн в месяц при продолжительности эффекта 23 месяца.

В результате 17 СКО пласта А3 в сочетании с плавиковой кислотой, а также водными растворами МЛ-80, дополнительная добыча нефти на одну скважину составила 52 тонны в месяц при продолжительности эффекта 12 месяцев. В скважине № 1310 была проведена обработка ЩСПК, при продолжительности эффекта 19 месяцев было отмечено снижение обводненности на 9 % и увеличение дебита нефти на 0,5 т/сут. После проведения обработки приемистость нагнетательных скважин возросла на 18 м³/сут.

Совместно пласты А3+А4 обрабатывались 28 соляно-кислотными обработками. Эффект при этом в среднем составил 36,3 дополнительно добытых тонн в месяц по скважине на протяжении 12 месяцев. Приемистость нагнетательных скважин в среднем увеличилась на 34 м³/сут.

В качестве отмывающего средства в скважину № 510, работающую на пласт Б2, был закачен щелочной сток производства капролактана. Приемистость скважины повысилась на 27 м³/сут. Дополнительная добыча

нефти на одну реагирующую скважину в результате этой обработки составила 50,15 тонн в месяц, обводненность скважинной продукции уменьшилась на 4,7 %.

По пласту В1 дважды подвергалась обработке скважина № 1077. В результате первой закачки соляной кислоты в сочетании с плавиковой, дополнительная добыча нефти составила 9 тонн в месяц по реагирующей скважине, при этом наблюдалось снижение обводненности на 6 %. Приемистость нагнетательной скважины увеличилась на 8 м³/сут. Вторая закачка соляной кислоты оказалась менее эффективной.

Скважина 208 переведена в нагнетательный фонд 09.1974 года из добывающего. Под закачку были освоены продуктивные пласты башкирского яруса. Средняя суточная закачка в первый год была равна 65 м³/сут. К концу 1995 г. она снизилась до 29 м³/сут.

В марте 1996 года на скважине была проведена соляно-кислотная обработка пласта в сочетании с плавиковой кислотой. К концу 1996 года приемистость восстановилась до 84,5 м³/сут.

Скважина 445 была освоена под закачку воды 11.1992 года в пласт А4 башкирского яруса. Средняя приемистость в первый год закачки была равна 45,5 м³/сут.

С целью ликвидации прорыва закачиваемых вод 09.1996 г. в скважину был закачен гидрофобный состав (резиновая крошка). В 1998 году приемистость снизилась до 25,9 м³/сут. По реагирующим добывающим скважинам снижен процент обводненности на 13,8 % и получено около 3000 тонн дополнительно добытой нефти, дебит скважин по нефти увеличился в 1,5 раза. После второй закачки резиновой крошки в 2003 году обводненность уменьшилась на 13,3 %, однако дополнительная добыча вследствие малых дебитов по жидкости была существенно ниже и составила 236,9 тонн нефти за период воздействия. В августе 2004 года приемистость нагнетательной скважины № 445 восстановилась до уровня 108 м³/сут.

В скважине 461 закачка воды ведется с марта 1992 года (башкирский ярус, интервал перфорации 976-999). Проведенная в октябре 1995 года соляно-кислотная обработка позволила поднять приемистость с 53,2 м³/сут до 78,6 м³/сут. Дополнительная добыча по одной реагирующей добывающей скважине в результате обработки составила 48,9 тонн в месяц.

В результате оценки эффективности технологий ОПЗ (159 скважино-операций) можно сделать следующие выводы. Удельные показатели эффективности технологий, применявшихся в 1989-2016 гг., свидетельствуют о целесообразности их дальнейшего применения в условиях Якушкинского месторождения.

Технологии воздействия на призабойную зону пласта, основанные на кислотных растворах, в настоящее время остаются основными. Вместе с

тем, необходимы разработка и испытание новых, более эффективных технологий повышения нефтеотдачи продуктивных пластов, в том числе и в терригенных отложениях. Водоизоляционные работы по технологии ООО НПП «Самотлор» показали высокую эффективность и рекомендуются к дальнейшему использованию.

Важным является тот факт, что применяемые при проведении ОПЗ химические реагенты не являются высокотоксичными и не оказывают негативного влияния на окружающую среду.

УДК 622.276.6

**РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМОВ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ
ГИДРАВЛИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ ИЗОТЕРМИЧЕСКИХ
ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ ПРОСТЫХ ТРУБОПРОВОДОВ,
ТРАНСПОРТИРУЮЩИХ ДВУХФАЗНЫЕ СИСТЕМЫ -
НЬЮТОНОВСКАЯ ЖИДКОСТЬ + Fe₂O₃
(ДИСТИЛЛИРОВАННАЯ ВОДА + Fe₂O₃ С ДИАМЕТРОМ
ЧАСТИЦ 30 – 40 МКМ ПРИ 20⁰С) ПРИ УСТАНОВИВШЕМСЯ
РЕЖИМЕ ТЕЧЕНИЯ**

Н.Ю. Хохлова, Ю.П. Борисевич

*Самарский государственный технический университет,
Самара, РФ
NataliX99@mail.ru*

На сегодняшний день принято считать, что алгоритмы, применяемые при гидравлических расчетах трубопроводных систем, детально разработаны и дают вполне сопоставимые с практическими замерами результаты, по крайней мере, для однофазных ньютоновских жидкостей при их изотермическом течении.

При этом, в качестве общепринятых алгоритмов, как правило, используют уравнения Дарси – Вейсбаха или Лейбензона [1,2].

Но уже при переходе к неизотермическим формам течения или неньютоновским системам даже для однофазных жидкостей идеалистическая картина начинает нарушаться, т.е. алгоритмы гидравлических расчетов, основанные на уравнениях Черникина, Букингема и т.п. [3], начинают давать результаты, весьма отличные от практических замеров.

Ещё более удручающе выглядит картина при переходе к двухфазным системам, не говоря уже о трех и многофазных образованиях.

При этом, если для систем жидкость – свободный газ и жидкость – жидкость (эмульсии) всё же удалось получить хоть какие – то приемлемые алгоритмы расчета (например, модели Фриделя, Локкарта – Мартенелли, Чисхолма или три модели для водо – нефтяных эмульсий [4]), то для таких систем как жидкость – механические (взвешенные) частицы приемлемые алгоритмы гидравлических расчетов удалось выработать только для отдельных достаточно узких и специфических моментов [5]).

Поэтому представляло большой интерес изучить описанную проблему и попытаться разработать справочные графики, которые позволили бы при проектировании трубопроводных систем более грамотно и точно выполнять соответствующие расчеты.

Для выполнения подобной работы была разработана специальная лабораторная установка, внешний вид которой и её гидравлическая схема представлены в нашей работе [6].

В качестве дисперсионной среды использовалась дистиллированная вода двойной перегонки. В качестве дисперсной среды (механических примесей), имитирующих реальные взвешенные частицы в продукции нефтедобывающей отрасли, использовался: Оксид железа (III) – Fe_2O_3 (осч 2 – 4 ТУ 6-09-1418-78)

Все образцы рассеивались на вибростенде AS-200 с соответствующим набором сит, а навеска механических примесей взвешивалась на электронных весах ОНАУС с точностью 0,01г.

Первичная серия опытов (данная работа) была проведена на смеси: дистиллированная вода + Fe_2O_3 с Ø частиц 30 – 40 мкм при 20⁰С.

Результаты эксперимента представлены на рис. 1 и 2.

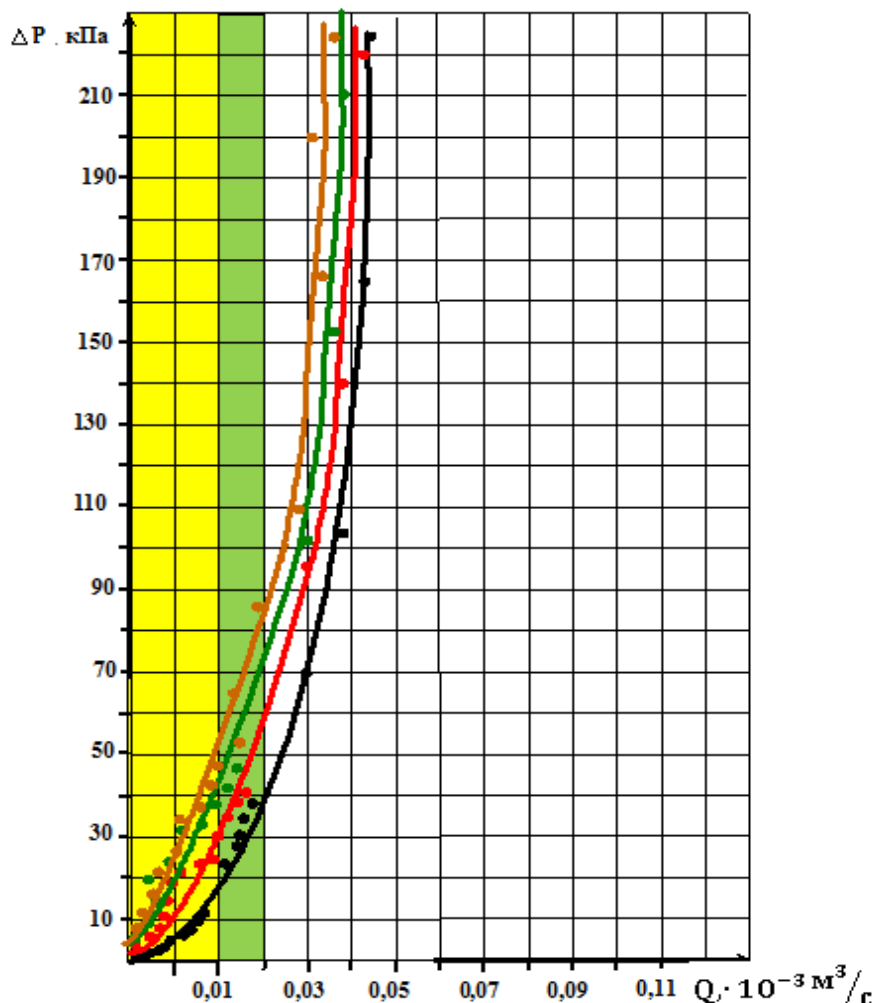


Рис.1. Зависимость пропускной способности трубопровода от потери давления на трение при транспортировании двухфазной системы: дистиллированная вода + Fe_2O_3 (Ø частиц 30 – 40 мкм) при 20°C

- - экспериментальная кривая для дистиллированной воды
- - экспериментальная кривая для суспензии (100 мг/л)
- - экспериментальная кривая для суспензии (1000 мг/л)
- - экспериментальная кривая для суспензии (4000 мг/л)
- - ламинарный режим
- - турбулентный режим (зона гидравлически гладких труб)
- - турбулентный режим (переходная зона)

Из рис. 1. следует, что уже при ламинарном течении смеси при любых концентрациях дисперсной фазы (100 – 4000 мг/л) экспериментальные значения потерь давления на трение в зависимости от пропускной

способности трубопровода существенно расходятся с соответствующими потерями, полученными для дистиллированной воды.

Причем, значения потерь давления для смеси всегда дают завышенные результаты по сравнению с потерями, полученными для дистиллированной воды при любых концентрациях дисперсной фазы (100 – 4000 мг/л).

При переходе к первой разновидности турбулентного течения – так называемой области гидравлически гладких труб соответствующие отклонения ещё больше увеличиваются.

При переходе во вторую область турбулентного течения – так называемую переходную зону – отклонения ещё более возрастают.

А вот объяснить выявленные закономерности не так – то просто.

В самом деле, основываясь на правилах аддитивности, легко определить, что плотность подобных смесей по сравнению с дистиллированной водой будет изменяться (увеличиваться) всего лишь в диапазоне 0,0425 – 1,7 % масс.

Вязкость подобных систем, рассчитанная по уравнению Эйнштейна, справедливого при содержании дисперсной фазы до 15 % об., будет изменяться (увеличиваться) всего лишь в диапазоне 0,5 – 10 % по сравнению с исходной дистиллированной водой; хотя, конечно, формула Эйнштейна создавалась для эмульсий, но это вряд ли принципиально в данном случае.

Оставим пока вопрос открытым.

Полученные результаты позволяют определить область применения расчетных методов, полученных на основе дистиллированной воды, для реальных двухфазных систем при различных практических ситуациях (рис. 4).

При этом, для объективности и удобства будем оперировать величиной удельного перепада давления, под которым будем понимать отношение истинного перепада к длине трубопровода.

Таким образом, из рис. 2 следует:

- при ламинарном течении инженерная точность при содержании дисперсной фазы 100 мг/л будет гарантироваться до тех пор, пока величина удельного перепада давления не превысит 0,1 кПа/м (точка С);

- при ламинарном течении инженерная точность при содержании дисперсной фазы 1000 мг/л будет гарантироваться до тех пор, пока величина удельного перепада давления не превысит 0,05 кПа/м (точка В);

- при ламинарном течении инженерная точность при содержании дисперсной фазы 4000 мг/л будет гарантироваться до тех пор, пока величина удельного перепада давления не превысит 0,02 кПа/м (точка А);

- при ламинарном течении прикидочная точность расчетов при содержании дисперсной фазы 100 мг/л будет гарантироваться до тех пор, пока величина удельного перепада давления не превысит 0,7 кПа/м (точка D);

- при ламинарном течении прикидочная точность расчетов при содержании дисперсной фазы 1000 мг/л будет гарантироваться до тех пор, пока величина удельного перепада давления не превысит 0,3 кПа/м (точка E);
- при ламинарном течении прикидочная точность расчетов при содержании дисперсной фазы 4000 мг/л будет гарантироваться до тех пор, пока величина удельного перепада давления не превысит 0,2 кПа/м (точка F);
- при турбулентном течении (зона гидравлически гладких труб) инженерная точность расчетов при содержании дисперсной фазы 100 мг/л не будет достигаться во всем диапазоне существования данного режима;
- при турбулентном течении (зона гидравлически гладких труб) инженерная точность расчетов при содержании дисперсной фазы 1000 мг/л не будет достигаться во всем диапазоне существования данного режима;

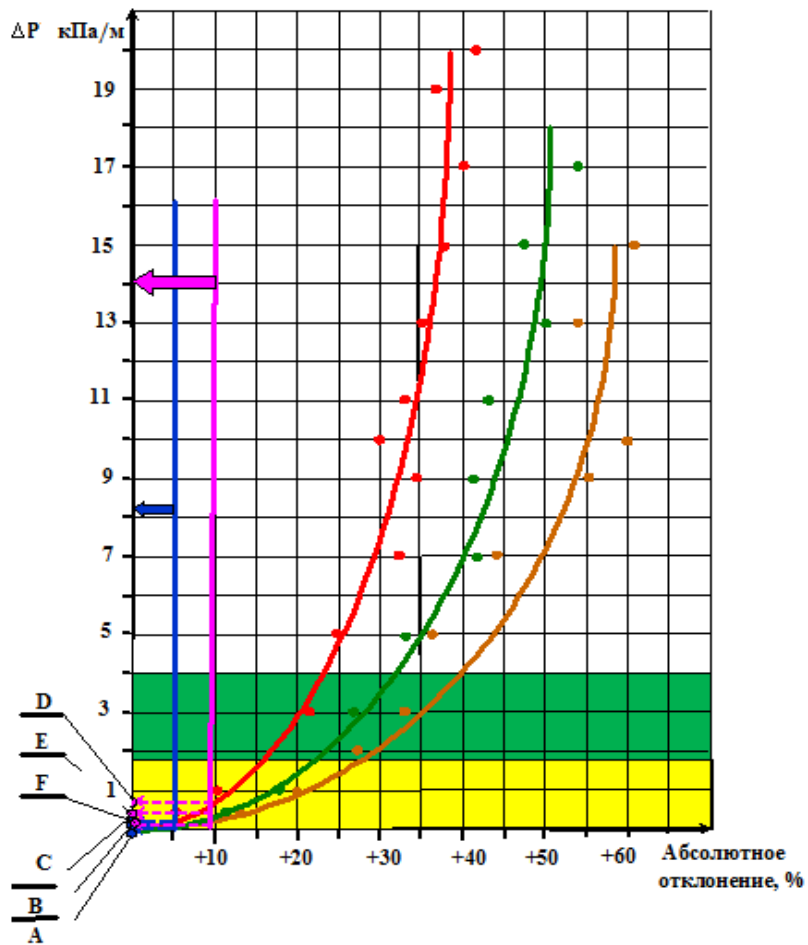


Рис.2. Зависимость абсолютного экспериментального отклонения удельного ΔP при транспортировании двухфазной системы дистиллированная вода + Fe_2O_3 (\varnothing частиц 30 – 40 мкм) от истинной

(экспериментальной) величины удельного перепада давления при транспортировании однофазной дистиллированной воды при 20 °С

- - дистиллированная вода + 100/мг/л Fe₂O₃
- - дистиллированная вода + 1000/мг/л Fe₂O₃
- - дистиллированная вода + 4000/мг/л Fe₂O₃
- ➡ - граница инженерной точности расчетов
- ➡ - граница точности прикидочных расчетов
- - А, В, С, D, E, F – контрольные точки
- - ламинарный режим
- - турбулентный режим (зона гидравлически гладких труб)
- - турбулентный режим (переходная зона)

- при турбулентном течении (зона гидравлически гладких труб) инженерная точность расчетов при содержании дисперсной фазы 4000 мг/л не будет достигаться во всем диапазоне существования данного режима;

- при турбулентном течении (зона гидравлически гладких труб) прикидочная точность расчетов при содержании дисперсной фазы 100 мг/л не будет достигаться во всем диапазоне существования данного режима;

- при турбулентном течении (зона гидравлически гладких труб) прикидочная точность расчетов при содержании дисперсной фазы 1000 мг/л не будет достигаться во всем диапазоне существования данного режима;

- при турбулентном течении (зона гидравлически гладких труб) прикидочная точность расчетов при содержании дисперсной фазы 4000 мг/л не будет достигаться во всем диапазоне существования данного режима;

- при турбулентном течении (переходная зона) инженерная точность расчетов при содержании дисперсной фазы 100 мг/л не будет достигаться во всем диапазоне существования данного режима;

- при турбулентном течении (переходная зона) инженерная точность расчетов при содержании дисперсной фазы 1000 мг/л не будет достигаться во всем диапазоне существования данного режима;

- при турбулентном течении (переходная зона) инженерная точность расчетов при содержании дисперсной фазы 4000 мг/л не будет достигаться во всем диапазоне существования данного режима;

- при турбулентном течении (переходная зона) прикидочная точность расчетов при содержании дисперсной фазы 100 мг/л не будет достигаться во всем диапазоне существования данного режима;

- при турбулентном течении (переходная зона) прикидочная точность расчетов при содержании дисперсной фазы 1000 мг/л не будет достигаться во всем диапазоне существования данного режима;

- при турбулентном течении (переходная зона) прикидочная точность расчетов при содержании дисперсной фазы 4000 мг/л не будет достигаться во всем диапазоне существования данного режима.

Итак, чем выше концентрация дисперсной фазы (Fe_2O_3 с O частиц 30 – 40 мкм при 20°C) тем больше абсолютное отклонение потерь давления от аналогичных потерь для дистиллированной воды.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Е.З. Рабинович.* Гидравлика. М. Недра, 1980.
2. *М.В. Лурье.* Математическое моделирование процессов трубопроводного транспорта, нефти, нефтепродуктов и газа: Учеб. пособие. М. ФГУП Изд – во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. 2003.
3. *У.Д. Уилкинсон.* Неньютоновские жидкости. М. Мир. 1964.
4. *Г. Уоллис.* Одномерные двухфазные течения. – М. Мир, 1972.
5. *А.А. Ишмурзин.* Механика дисперсных систем в нефтегазовом производстве. – Уфа, РИЦ БашГУ, 2012.
6. *Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова, Ю.В. Голованова, О.Ю. Васильчук.* Анализ классических алгоритмов для осуществления гидравлических расчетов изотермических горизонтальных простых трубопроводов, транспортирующих ньютонские жидкости при установившемся режиме течения. Естественные и технические науки, № 4 (118), 2018, с.103 - 109

УДК 621. 81

УТОЧНЕННЫЙ РАСЧЕТ СОЕДИНЕНИЙ С ДВУМЯ ПРИЗМАТИЧЕСКИМИ ШПОНКАМИ И НАТЯГОМ

И.А.Кокорев

*Самарский государственный технический университет,
Самара, Россия barvika@samtel.ru*

На стадии проектирования машин важно учитывать влияние выбираемых соединений типа вал-ступица на их долговечность и несущую способность.

Шпоночные соединения широко используются в конструкциях машин для передачи вращения от вала к ступице зубчатого колеса, шкива, муфты и т.п. Основное применение имеют соединения призматическими шпонками, которые для обеспечения надежного центрирования детали устанавливаются с натягом. Призматические шпонки просты в изготовлении и имеют сравнительно небольшую глубину врезания в вал.

Шпоночным соединениям присуща высокая концентрация напряжений, обусловленная погрешностью изготовления, смещением осей деталей и их закручиванием под нагрузкой.

При невыполнении условия прочности на смятие шпоночное соединение образуют с помощью двух шпонок, установленных под углом 180° , или 120° .

В данной работе для выбора шпоночных соединений с двумя призматическими шпонками предлагается использовать проверочный расчет напряженно-деформированного состояния в системе ANSYS Workbench 3D-моделей соединений, построенных в системе КОМПАС-3D.

Система ANSYS является одной из лидирующих CAE-систем (систем автоматической разработки), позволяющей выполнять практически все виды инженерного анализа. Платформа Workbench, имея модуль геометрического моделирования на базе ядра Parasolid, позволяет объединить ANSYS с другими CAD-системами (системами автоматического проектирования). Среди множества CAD-систем система КОМПАС-3D выделяется удобным интерфейсом, простотой освоения и большим количеством функций, команд и библиотек.

В качестве примера выполнен уточненный расчет двух шпоночных соединений с двумя призматическими шпонками (Шпонка $16 \times 10 \times 70$ ГОСТ 23360-78) с диаметром и длиной посадочной поверхности соответственно 56 и 82 мм и посадкой с натягом $\delta_1 = 0,015$ мм. Шпонки установлены в пазы вала с натягом $\delta_2 = 0,0004$ мм, что соответствует рекомендуемым посадкам. В первом соединении шпонки установлены под углом 180° , а во втором – под углом 120° .

Оба соединения нагружены вращающим моментом $T = 720$ Нм. Материал вала, ступицы и шпонок – сталь 45, термообработка улучшение, предел текучести $\sigma_T = 540$ МПа.

В ходе работы программы получено деформированное состояние узлов в целом, распределение контактных давлений и эквивалентных и касательных напряжений по всем деталям соединений, учитывающее влияние их взаимодействия и посадок.

На рис.1 и 2 показаны основные этапы решения задачи для соединения двумя призматическими шпонками, установленными под углом 180° : конечно-элементная модель; заделка – фиксация на наружной поверхности ступицы и равенство нулю нормального перемещения на торце вала; нагрузка – вращающий момент, приложенный на грани вала; распределение эквивалентных и касательных напряжений и контактных давлений.

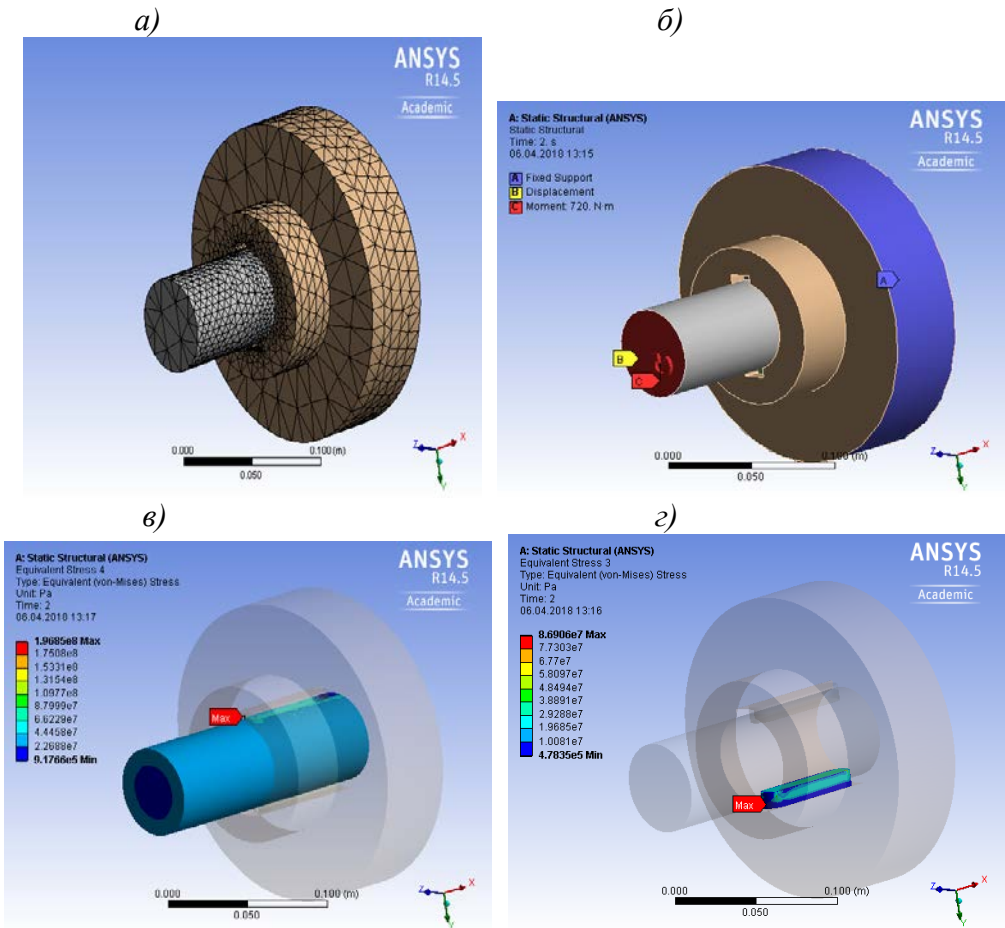
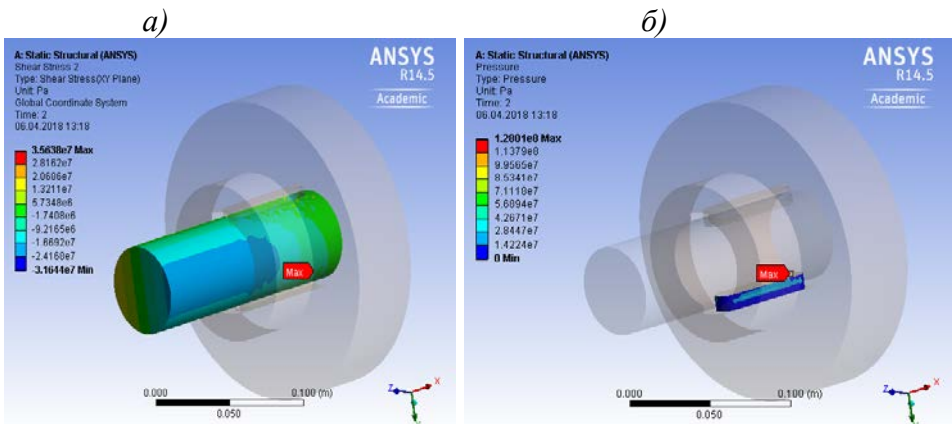


Рис.1. Результаты решения задачи для соединения с двумя призматическими шпонками, установленными под углом 180°: а) – конечно-элементная модель; б) - заделка и нагрузка; в) – эквивалентные напряжения в вале; г) – эквивалентные напряжения в шпонках



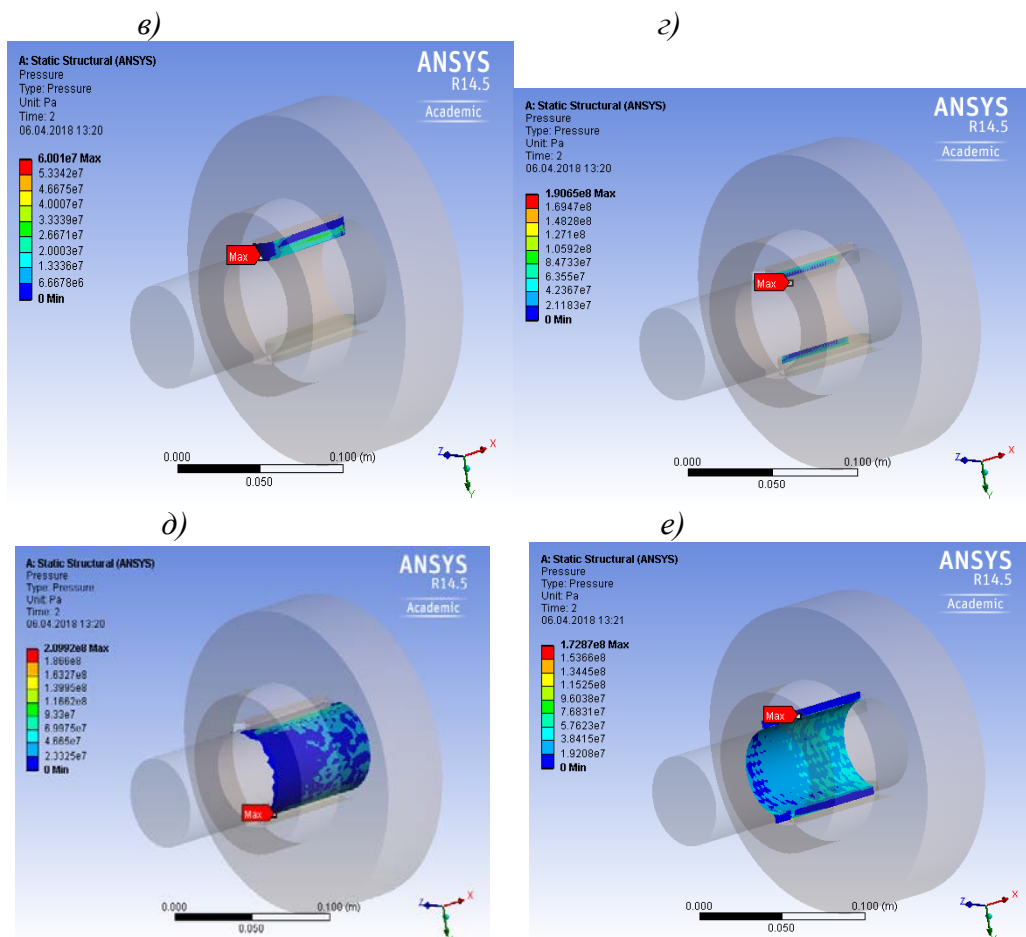


Рис.2. Результаты решения задачи для соединения с двумя призматическими шпонками, установленными под углом 180° : а) – касательные напряжения в вале б), в) – контактное давление на рабочих поверхностях шпонок; г) – контактное давление на рабочих гранях пазов вала; д) – контактное давление на цилиндрической поверхности вала; е) – контактное давление на рабочих поверхностях ступицы

Максимальное эквивалентное напряжение возникает в вале и равно $\sigma_{\text{экв}}=196,85\text{МПа}$, максимальное эквивалентное напряжение в шпонке $\sigma_{\text{экв}}=86,9\text{МПа}$. Во всех деталях максимальное эквивалентное напряжение меньше предела текучести материала. Максимальное значение касательных напряжений в вале $\tau_{\text{max}}=35,638\text{МПа}$, а в шпонках $\tau_{\text{max}}=15,59\text{МПа}$. Максимальное контактное давление на цилиндрической поверхности и рабочих гранях пазов вала соответственно $\rho_{\text{max}}=209,92\text{МПа}$ и $\rho_{\text{max}}=190,65\text{МПа}$, а на рабочих поверхностях шпонок $\rho_{\text{max}}=128\text{МПа}$.

На рис. 3, 4 и 5 приведены результаты решения задачи для соединения с двумя призматическими шпонками, установленными под углом 120° .

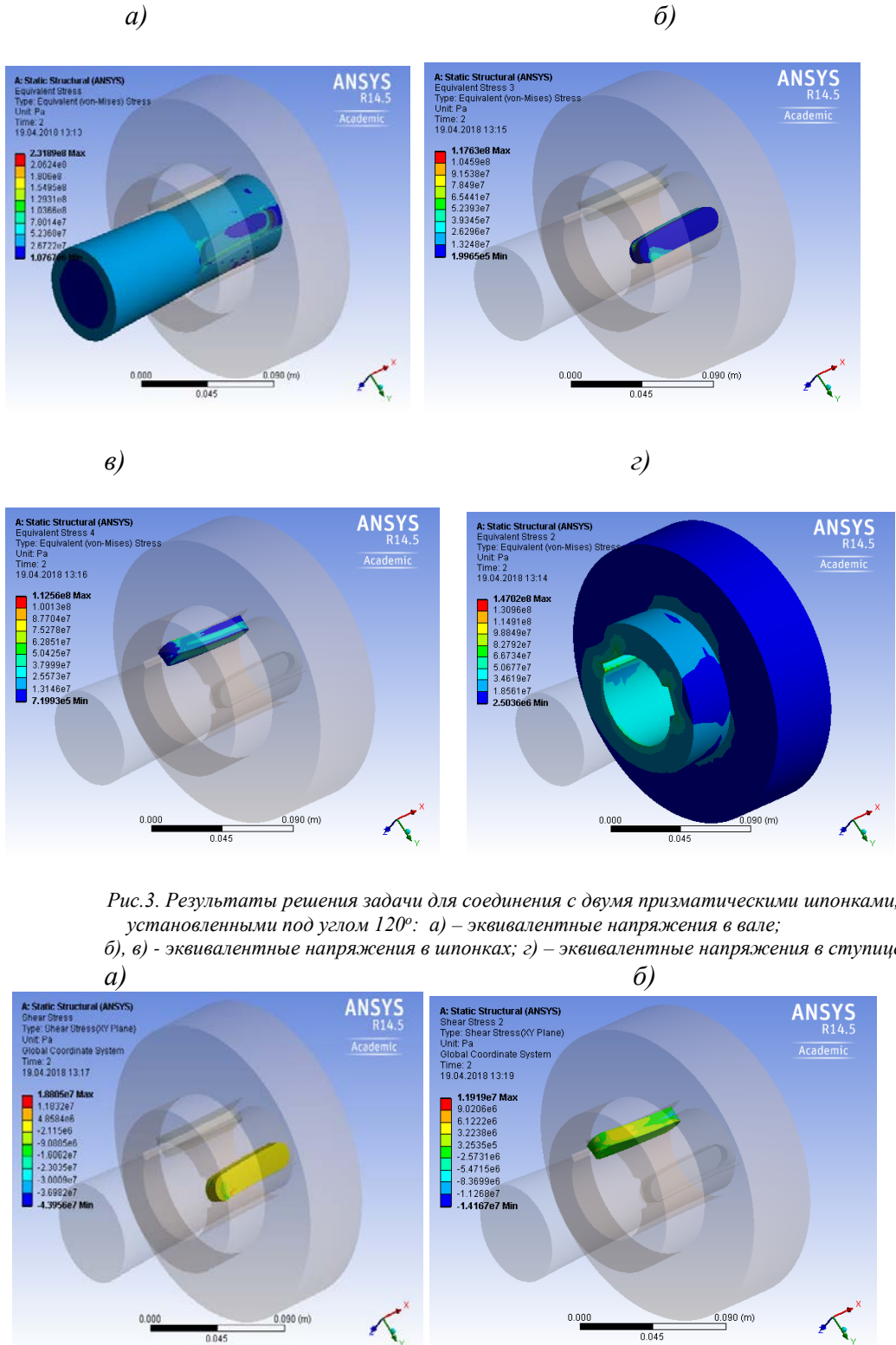


Рис.3. Результаты решения задачи для соединения с двумя призматическими шпонками, установленными под углом 120° : а) – эквивалентные напряжения в вале; б), в) – эквивалентные напряжения в шпонках; г) – эквивалентные напряжения в ступице

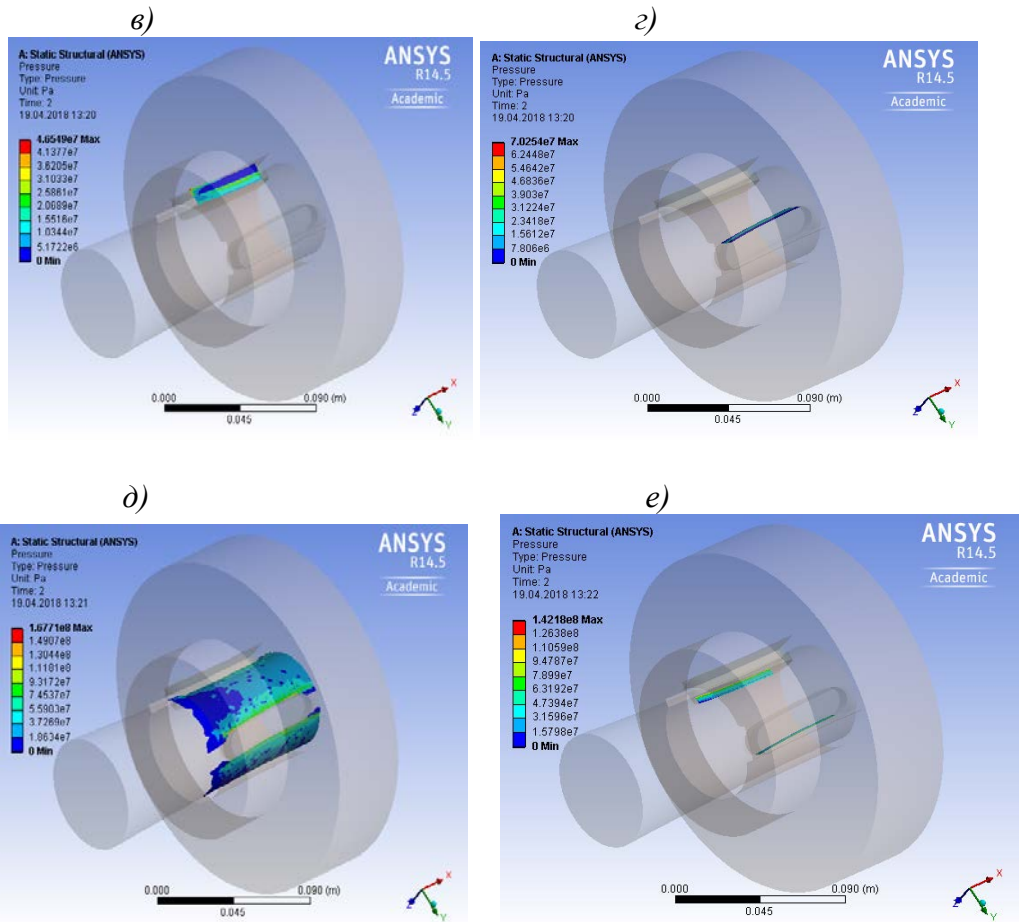


Рис.4. Результаты решения задачи для соединения с двумя призматическими шпонками, установленными под углом 120° : а), б) – касательные напряжения в шпонках в), з) – контактное давление на рабочих поверхностях шпонок; д) – контактное давление на цилиндрической поверхности вала; е) – контактное давление на рабочих гранях пазов вала

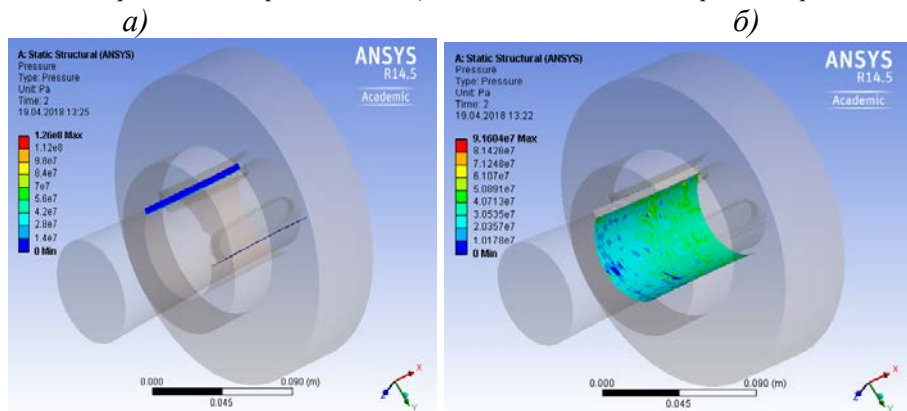


Рис.5. Результаты решения задачи для соединения с двумя призматическими шпонками, установленными под углом 120° : а), б) – контактное давление на рабочих поверхностях ступицы

Максимальное эквивалентное напряжение возникает в вале и равно $\sigma_{\text{экв}}=231,89\text{МПа}$, максимальное эквивалентное напряжение в шпонке $\sigma_{\text{экв}}=117,63\text{МПа}$. Максимальное значение касательных напряжений в вале $\tau_{\text{max}}=26,613\text{МПа}$, а в шпонках $\tau_{\text{max}}=18,8\text{МПа}$. Максимальное контактное давление на цилиндрической поверхности и рабочих гранях пазов вала соответственно $\rho_{\text{max}}=167,71\text{МПа}$ и $\rho_{\text{max}}=142,18\text{МПа}$, а на рабочих поверхностях шпонок $\rho_{\text{max}}=70,254\text{МПа}$.

Таким образом, получено напряженно-деформированное состояние шпоночных соединений с двумя призматическими шпонками с учетом взаимодействия образующих их деталей, натяга и угла установки шпонок.

Сравнение результатов расчетов показывает, что вал в соединении с двумя шпонками, установленными под углом 180° , имеет большую нагрузочную способность и сопротивление усталости меньше по контактным давлениям и касательным напряжениям.

Полученные результаты могут быть использованы для уточненного расчета и окончательного конструктивного оформления валов. Развитие данного подхода позволит выбирать шпоночные соединения с более точным учетом условий их работы.

УДК 550.81.553.98

**ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ
РАСЧЛЕНЁННОГО ТЕРРИГЕННОГО КОЛЛЕКТОРА,
ВЛИЯЮЩИЕ НА КОЭФФИЦИЕНТ ОХВАТА ПО ТОЛЩИНЕ
ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА (НА ПРИМЕРЕ ПРОНЬКИНСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ ОРЕНБУРГСКОЙ ОБЛАСТИ).**

Н.М.Максимкина

*СамГТУ, г.Самара, Российская Федерация,
E-mail: Maksimkina.Natalya@yandex.ru*

Одной из первоочередных задач в совершенствовании гидродинамических методов увеличения нефтеотдачи на залежах расчленённых терригенных коллекторов, находящихся на поздних стадиях разработки, подвергающихся процессам заводнения, является увеличение коэффициента охвата по объему залежи, который находится в прямо пропорциональной зависимости от коэффициента охвата по площади и по толщине продуктивного пласта. Степень расчленённости коллектора оказывает непосредственное влияние на величину обоих коэффициентов, однако в сочетании с коэффициентом перфорации послойная неоднородность вмещающей породы приобретает первостепенное значение

для условий охвата процессами вытеснения по мощности терригенного коллектора.

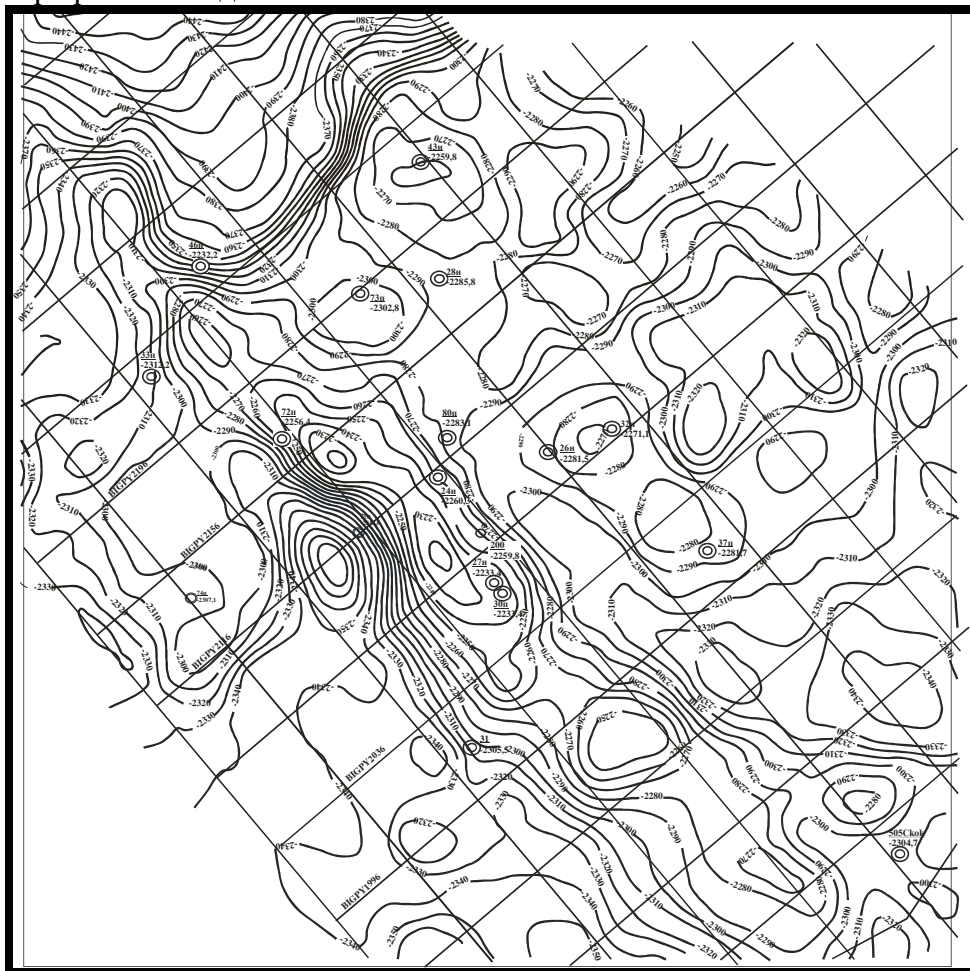
Продуктивный пласт Б₂ бобриковского горизонта на Пронькинском месторождении представлен двумя залежами нефти: Центральной и Северной. Центральная залежь пластовая, сводовая, литологически экранированная, ее размер 8,3×0,6-1,6 км. В пределах залежи расчлененность пласта изменяется от 1 до 9, коэффициент песчаности – от 0,3 до 1,0 доли единицы. Минимальная эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 3м, максимальная – 16м, средняя по площади залежи – 8,7м. Средневзвешенная по площади эффективная нефтенасыщенная толщина по залежи 8,0 м. Коэффициент пористости составляет 0,16 д.ед., нефтенасыщенности 0,890 д.ед., проницаемость – 0,309 мкм²

Северная залежь неполнопластового типа, сводовая. Размер залежи 1,9×1,4 км. В пределах залежи пробурена единственная скважина 43. Расчлененность пласта в скважине 43 равна 5, коэффициент песчаности составляет 0,6. Эффективная нефтенасыщенная толщина в скважине равна 8,6 м. Средневзвешенная по площади залежи эффективная нефтенасыщенная толщина равна 4,3 м. Коэффициенты пористости и нефтенасыщенности составляют соответственно 0,16 и 0,820 д.ед. Проницаемость – 0,361 мкм².

Расположенное в пределах юго-восточного склона Волго-Уральской антеклизы, в региональном тектоническом плане Пронькинское месторождение приурочено к северной бортовой зоне Бузулукской впадины и входит в состав седиментационно-тектонического Бобровско-Покровского вала, окаймляющего с юго-запада Муханово-Ероховский прогиб. Не исключено, что Пронькинская структурная зона занимает пограничное положение в пределах двух зон: барьерно-рифовой и биогермно-шельфовой, и является частью рифовой банки фаменского возраста – кольцевой структуры, образованной Покровско-Родинской, Баклановской, Пронькинской структурными зонами и Ново-Львовским и Ростовским поднятиями на Сорочинско-Никольском участках в пределах внутренней прибортовой зоны прогиба. По данным сейсмических исследований (рис. 1) в пределах юго-западного крыла и северо-западной периклинали Центральной залежи прослеживается карбонатный уступ, вероятнее всего, генетически связанный с тектоническим нарушением северо-западной направленности, обусловленным возникновением Ольховской рифтовой зоны.

Особенности формирования коллектора пласта Б₂ связаны с процессами осадконакопления, происходившими в визейское время в прибортовой зоне Муханово-Ероховского прогиба. Ряд исследователей полагает, что отличия в строении визейской терригенной толщи связаны с существованием в пределах Пронькинского месторождения флювиального канала дельтовой системы [1]. Этим, по мнению авторов, объясняется

фациальная изменчивость пласта Б₂, его узкое, полособразное развитие. Вероятно, этап низкой энергетической активности бассейна в пределах внутренней прибортовой зоны в период косьвенского времени сменился на более активный гидродинамический режим на регрессивном этапе развития бассейна в течение радаевского и части бобриковского времени. Это видно на каротажных диаграммах скважин, особенно расположенных в относительной близости к депрессионной зоне прогиба. (рис.2), основную часть зафиксированных значений ПС отличают положительные аномалии, характер кривой в подошвенной



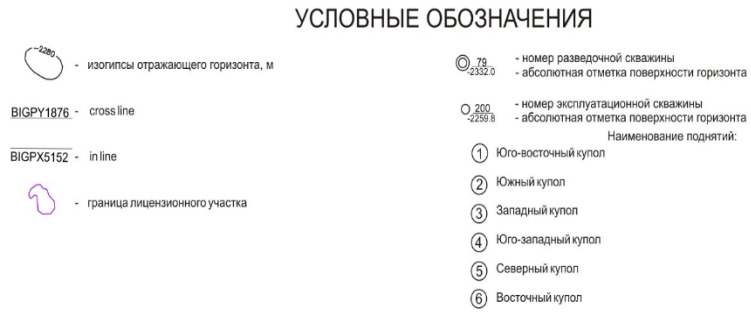


Рис.1 Структурная карта по отражающему горизонту «Т», сопоставляемому с кровлей турнейского яруса

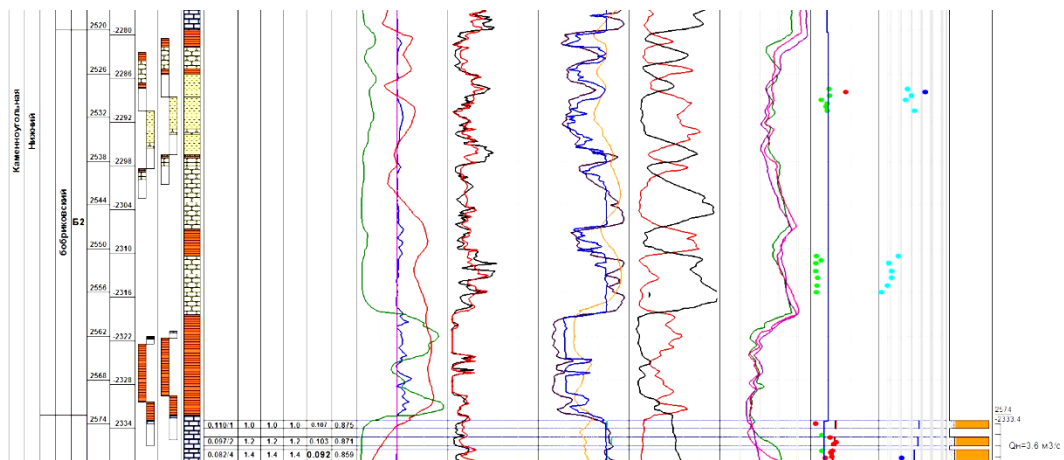


Рис.2 Пример регрессивных отложений нижнего карбона скв.46.

части отложений отмечен плавностью, отсутствием резкой горизонтальной границы, что, по мнению Муромцева В.С.[2], является одним из признаков отложений регрессивной толщи мелководно-морских отложений. Вероятнее всего, строение визейской терригенной толщи в условиях бортовой террасы, прослеживающейся по поверхности

карбонатных отложений, напрямую связаны с волновой активностью моря и с наличием вдоль береговых течений. Резкую фациальную изменчивость бобриковско-радаевских отложений за пределами Центральной залежи контролирует застойный гидродинамический режим в пределах упомянутой кольцевой структуры. Как видно из профиля (Рис.3) количество песчаных прослоев на крыльях и в сводовой части Центрального поднятия различно, причем их число возрастает в крыльевых зонах (достигая 7 песчаных прослоев в скважине 1248), что вполне объяснимо с точки зрения элементов процесса захоронения неровностей рельефа поверхности карбонатной толщи.

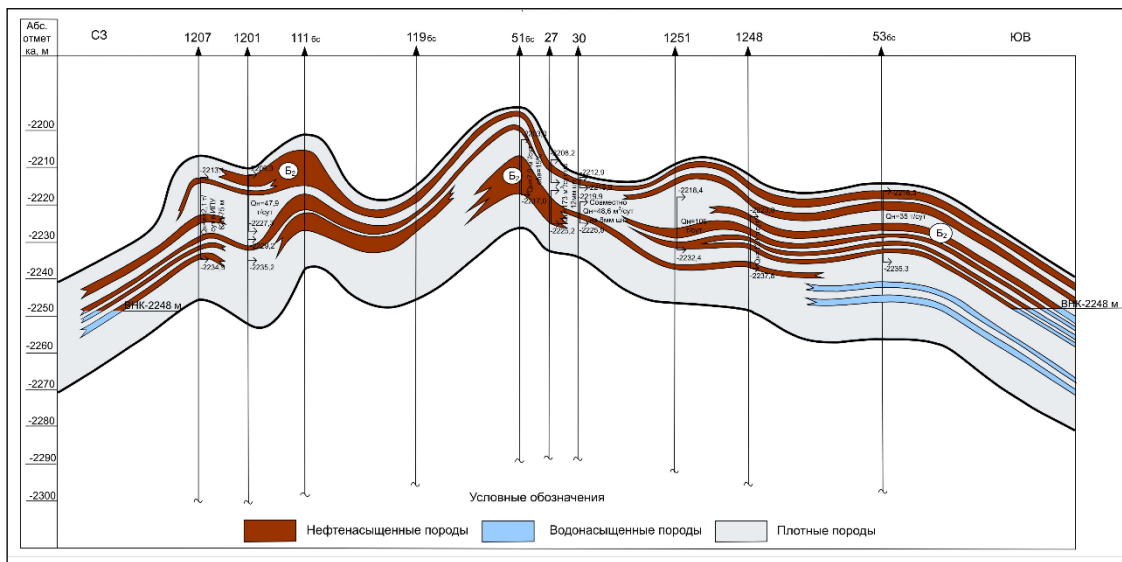


Рис.3 Схематический литолого-стратиграфический разрез отложений нижне-визейского подъяруса Центральной залежи по линии скважин 1207, 1201, 111бс, 119бс, 51бс, 27, 30, 1251, 1248, 53бс

Логично предположить, что Пронькинская структура, скорее всего, расположена в зоне выклинивания радаевских отложений, большая часть которых была размита в период трансгрессии бобриковского времени. Возможно, этим объясняется отсутствие четкой стратиграфической границы между горизонтами и, как следствие, невыдержанность циклитов, слияние песчаных прослоев.

С целью равномерной выработки запасов в этих условиях особое значение приобретает последовательность вскрытия нефтенасыщенных прослоев, начиная с нижних, менее проницаемых [3] расположенных в подошвенной части пласта. Несмотря на невыдержанность по площади залежи, эти пропластки, ввиду указанных ранее причин, могут сливаться с

расположенными выше по разрезу, и при запоздалом вводе в эксплуатацию, прежде времени обводнены. Так, в скважинах 1205 и 1251 не перфорирован нижний нефтенасыщенный пропласток, в скважине 72 - два нижних прослоя.

Как видно из рис.4, пониженные значения коэффициента перфорации отмечаются в юго-западной и северо-восточной частях Центральной залежи. Так, по добывающим скважинам 1246, 1247 и 1251 (юго-западная часть поднятия) коэффициенты составляют соответственно 0,276; 0,617 и 0,686. На северо-востоке, в скважинах 112-2 и 1204 – 0,514 и 0,284.

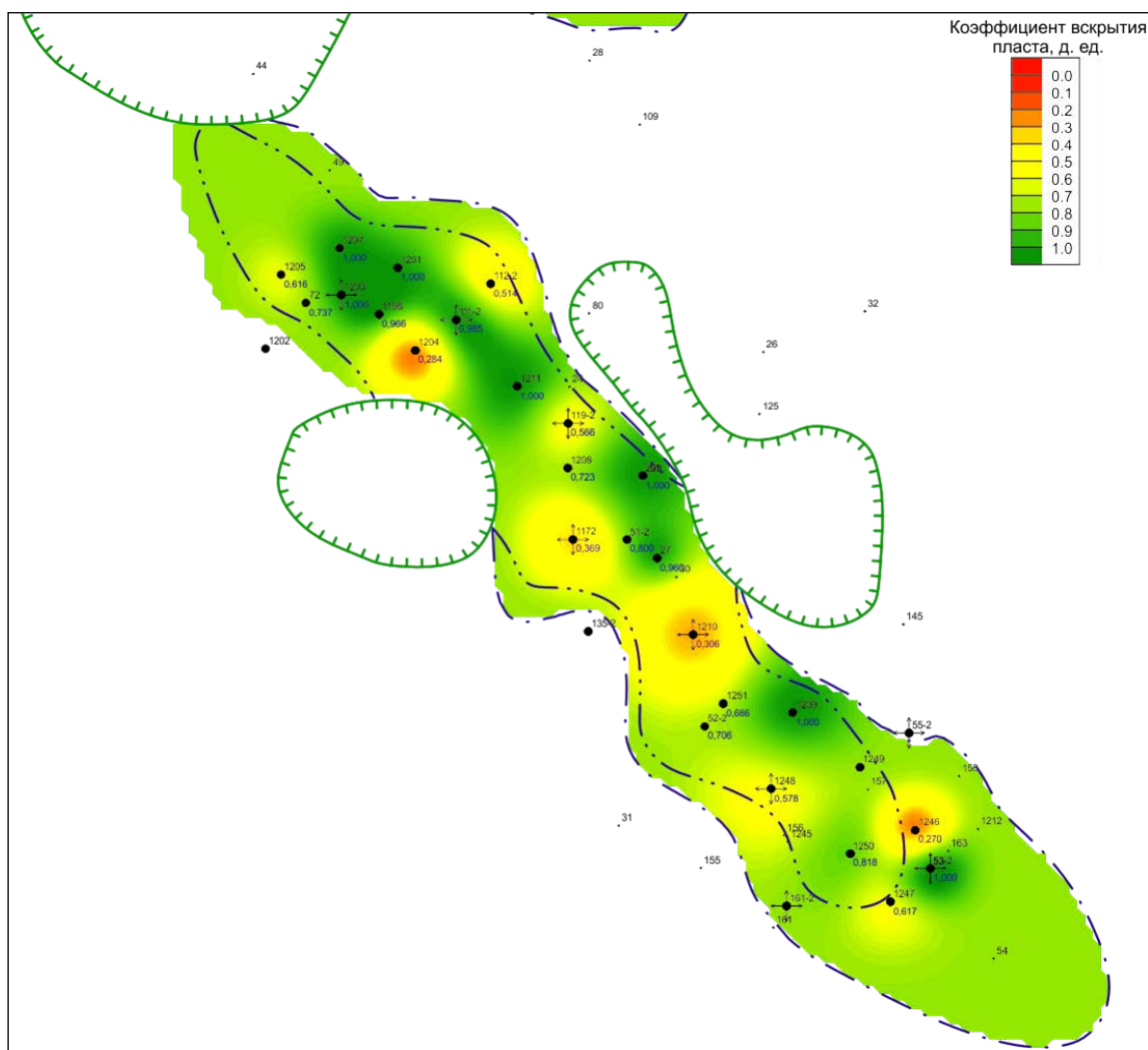


Рис.4 Карта вскрытия пласта B₂ перфорацией

Здесь же сосредоточена основная часть текущих извлекаемых запасов пласта (рис.5) и выбор дополнительных интервалов для перфорации вполне обоснован.

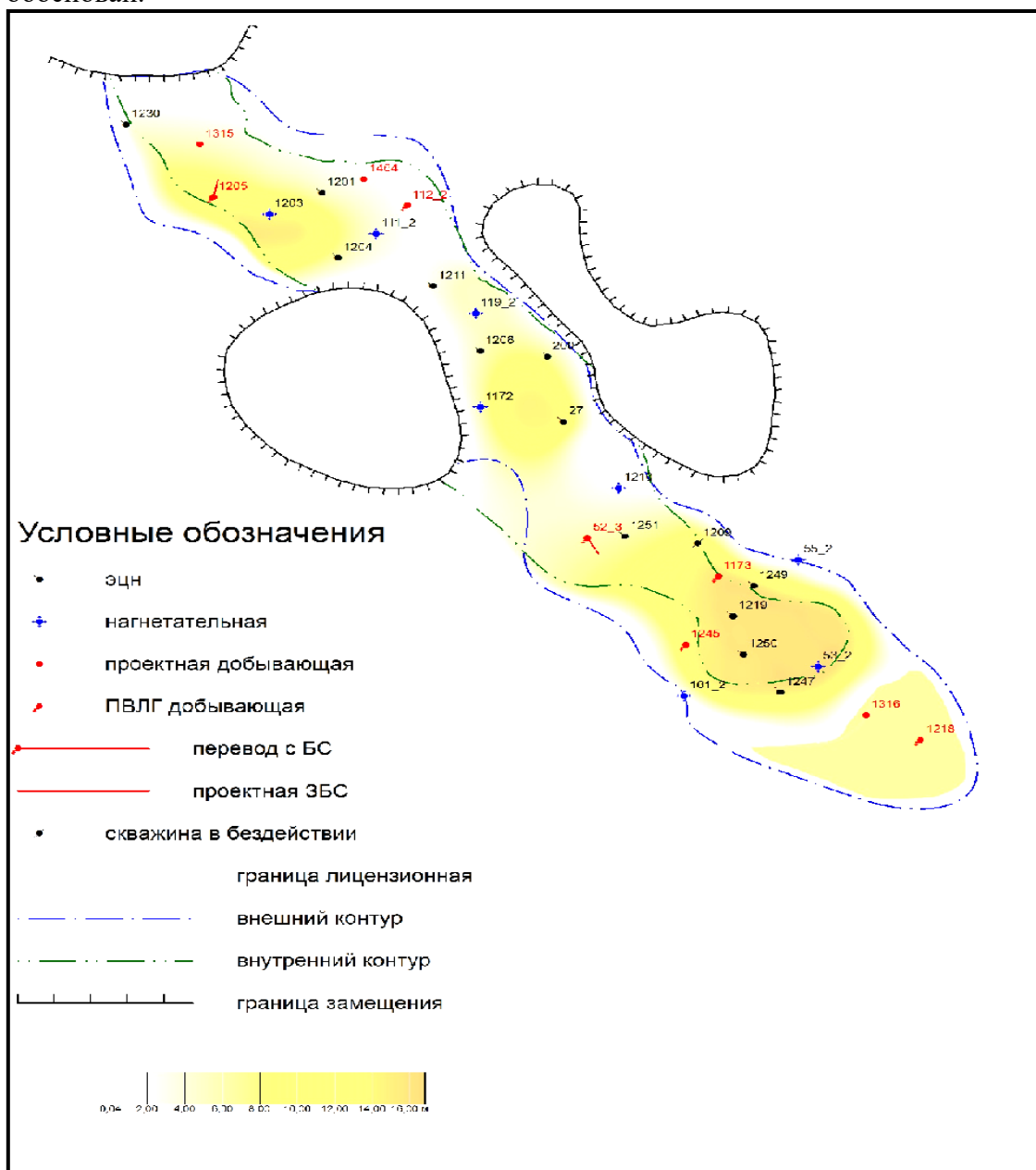


Рис.5 Карта текущих нефтенасыщенных толщин по состоянию на 01.01.2016 г.

Однако, при не соблюдении в остальных скважинах последовательности ввода в эксплуатацию нефтенасыщенных прослоев, возможно некоторое снижение ожидаемого прироста добычи по данному виду ГТМ за счет прорвавшейся воды в верхние нефтенасыщенные пропластки в зонах их возможного слияния с нижними.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *В.А. Шакиров, Е.С. Лопатина, Л.А. Лузина, И.А. Максимова, Н.П. Девятка* «Литофациальный анализ терригенных бобриковских отложений Пронькинского месторождения Оренбургской области» Журнал «Территория нефть и газ» №2 2015 г. с.44-50

2. *В.С. Муромцев* «Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа» - Л.: Изд. «Недра», 1984 г., с.260

3. *Д.Ф. Гизатуллина, А.Р. Вафин* «Оценка влияния положения интервала перфорации на показатели разработки в слоисто-неоднородном пласте» Материалы XI научно-технической конференции РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина (национальный исследовательский университет), с.77